

УДК 622.276,4/553.982

DOI: 10.52531/1682-1696-2024-24-4-3-19

Научная статья

НЕГАТИВНОЕ ВЛИЯНИЕ ГИСТЕРЕЗИСНЫХ ЯВЛЕНИЙ НА ПРОЦЕСС РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

**А.Х. ШАХВЕРДИЕВ¹,
С.В. АРЕФЬЕВ²**¹РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ (МГРИ),
МОСКВА, РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ²ПАО «ЛУКОЙЛ», МОСКВА,
РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

Известно, что необратимости гистерезисной природы глобального или локального масштаба, приводят к необходимости пересмотра методов решения основных задач гидродинамического моделирования и анализа динамических систем, поскольку могут радикальным образом повлиять на традиционные выводы и практические рекомендации.

Предполагается, что при установившемся режиме движения или фильтрации фазовые перемещения совершают всевозможные колебания в окрестности неустойчивого положения, обусловленного в первую очередь необратимыми гистерезисными явлениями и скачками, возникающими за счет неустойчивости фронта вытеснения нефти водой, проявления капиллярных эффектов, гистерезиса фазовых переходов, необратимости деформаций при чрезмерной нагрузке при больших перепадах давления, в том числе при гидроразрыве пласта.

С этой целью в теории катастроф исследуются динамические модели роста и подбираются управляющие параметры с расчетом прогнозировать ожидаемые локальные необратимости и неустойчивости до наступления момента бифуркации. Гистерезисное поведение в процессе фильтрации порождается литологическими разностями геофлюидодинамической среды и ее геолого-физическими характеристиками и свойствами насыщающих флюидов. И, как правило, провоцируется не всегда адекватной, чрезмерной внешней нагрузкой на испытываемую среду. Предложенные решения являются составной частью новой концепции нестационарного заводнения, предусматривающего ранний прогноз и принятие мер при проявлении неустойчивости фронта вытеснения и, как следствие, прорыва воды в добывающие скважины.

Большой интерес представляет предотвращение последствий этих негативных воздействий на количественные составляющие технологических и экономических показателей,

Original article

NEGATIVE IMPACT OF HYSTERESIS PHENOMENA ON THE OIL AND GAS FIELD DEVELOPMENT PROCESS

A.KH. SHAKHVERDIEV¹, S.V. AREFIEV²¹RUSSIAN STATE GEOLOGICAL EXPLORATION
UNIVERSITY NAMED AFTER
S. ORDZHONIKIDZE (MGRI), MOSCOW,
RUSSIAN FEDERATION²PJSC LUKOIL, MOSCOW, RUSSIAN
FEDERATION

It is known that irreversibilities of hysteresis nature of global or local scale, lead to the necessity to revise the methods of solving the main problems of hydrodynamic modelling and analysis of dynamic systems, as they can radically affect the traditional conclusions and practical recommendations.

It is assumed that in the steady-state mode of motion or filtration, phase displacements make all sorts of oscillations in the vicinity of the unstable position, due primarily to irreversible hysteresis phenomena and jumps arising from the instability of the front of oil displacement by water, the manifestation of capillary effects, hysteresis of phase transitions, irreversibility of deformations under excessive load at large pressure drops, including hydraulic fracturing.

With this purpose in the theory of catastrophes the dynamic models of growth are investigated and control parameters are selected with the calculation and the possibility to predict the expected local irreversibilities and instabilities before the onset of bifurcation.

Hysteresis behaviour in the filtration process is generated by lithological differences of geofluidodynamic medium and its geological and physical characteristics and properties of saturating fluids. And as a rule, it is provoked by not always adequate, excessive external load on the tested medium. The proposed solutions are part of a new concept of unsteady waterflooding, which provides for early prediction and taking measures in case of instability of the displacement front and, as a consequence, water breakthrough into production wells.

It is of great interest to prevent the consequences of these negative effects on the quantitative components of technological and economic indicators, in the case of oil field development we are talking about the final recovery factor of oil, gas and condensate.

в случае разработки нефтяных месторождений речь идет о конечном коэффициенте извлечения нефти, газа и конденсата.

Системная оптимизация разработки нефтяных месторождений рассчитана на определенный технологический и экономический эффект, в том числе на дополнительную добычу нефти, эффективную мобилизацию и экономию закачиваемой и отбираемой воды и газа.

Ключевые слова: потеря нефтеотдачи, прорыв воды и газа, динамические системы, гистерезисные явления, неустойчивость, упругопластические деформации, фазовый переход

System optimisation of oil field development is designed for a certain technological and economic effect, including additional oil production, effective mobilisation and saving of injected and withdrawn water and gas.

KEY WORDS: oil recovery loss, water and gas breakthrough, dynamic systems, hysteresis phenomena, instability, elastic-plastic deformations, phase transition

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность и важность представленной проблемы обусловлена тем, что внесение новых смыслов в "хорошо отлаженную" традиционную парадигму не всегда приветствуется и воспринимается однозначно. Зачастую нерешенные, точнее не корректно решенные проблемы с серьезными негативными последствиями, активно используемыми в повседневной научной, проектной и производственной деятельности в отрасли, "остаются за кадром".

Обсуждаемый интеллектуальный посыл связан с именами лауреатов Нобелевской премии, физико-химиков Ларса Онсагера и Ильи Пригожина, которые сыграли принципиально важную роль в фундаментальном развитии термодинамики необратимых процессов. Согласно И.Р. Пригожину, минимум производства энтропии справедлив только для линейной области необратимых явлений и процессов, к которой применимы известные соотношения Онсагера [35–37]. Следовательно, все эмпирически полученные законы, в том числе, закон Фурье, согласно которому величина потока тепла пропорциональна градиенту температуры, закон Фика, согласно которому скорость диффузии пропорциональна градиенту концентрации или закон Дарси, согласно которому скорость фильтрации потока жидкости пропорциональна градиенту давления, и ряд других законов и закономерностей справедливы для процессов, отклонение которых от равновесия незначительно, настолько незначительно, что феноменологические коэффициенты уравнений Онсагера принимаются постоянными величинами.

Но производство энтропии вдали от точки равновесия, инициированное флуктуациями, ведет к бифуркации и необратимости, которые становятся причиной как позитивных, так и негативных воздействий на динамические и термодинамические процессы. Основоположник термодинамики необратимых процессов И. Пригожин в послании будущим поколениям отмечает, что "Всякая бифуркация влечет за собой и позитивные сдвиги, и определенные жертвы" [37]. Ка-

чественная сторона проблемы, очевидно, сложность в количественной оценке «позитивных сдвигов и определенных жертв» на примерах конкретных процессов и природных явлений.

Интерес представляют те аспекты бифуркаций и необратимостей, которые негативно влияют на процессы, происходящие в пластовых условиях. Именно в точках бифуркации, в зоне неустойчивости, ожидаются необратимые новые пространственно-временные структуры процесса. Эти структуры, формируемые вдали от состояния равновесия или устойчивости, приводят благодаря неустойчивости и необратимости к новому типу динамических состояний процесса, названных И. Пригожиным «диссипативными структурами» [35, 37].

Следовательно, в силу необратимости и неравновесности процессов, происходящих в термобарических условиях нефтегазовой залежи, применение уравнений, основанных на принципах равновесия и обратимости, не могут быть признаны удовлетворительными, хотя широко используются при композиционном гидродинамическом моделировании нефтегазовых объектов разработки [1, 2, 5, 32, 34].

Известно, что необратимости гистерезисной природы глобального или локального масштаба, приводят к необходимости пересмотра методов решения основных задач гидродинамического моделирования и анализа динамических систем, поскольку могут радикальным образом повлиять на традиционные выводы и практические рекомендации.

Предполагается, что при установившемся и неустойчивом режиме движения или фильтрации; фазовые перемещения совершают всевозможные колебания или флуктуации в окрестности неустойчивого положения, обусловленного в первую очередь необратимыми гистерезисными явлениями и скачками [1, 2, 5, 8, 32, 34–37]. Детерминированный подход к решению проблем неустойчивости не приводит к удовлетворительным результатам. Согласно проведенным исследованиям, модели роста в теории катастроф направлены на решения подобных задач, содержащих

сингулярности и бифуркации в зоне неустойчивости. Удачный подбор управляющего параметра мог бы решить возникшую проблему. При этом управляющие параметры процесса должны подбираться таким образом, чтобы иметь возможность прогнозировать локальные неустойчивости до наступления момента ожидаемой бифуркации.

Очевидно, что гистерезисное поведение в процессе фильтрации порождается литологическими разностями геофлюидодинамической среды и ее геолого-физическими характеристиками и свойствами насыщающих флюидов. И как правило, провоцируется не всегда адекватной, чрезмерной внешней нагрузкой на испытываемую среду. Опыт показывает, что гистерезисные явления крайне чувствительны к изменениям переменных и параметров процесса, и причин для подобного поведения более чем достаточно. Но большой интерес представляют последствия этих воздействий на количественные составляющие технологических процессов и, как следствие, на экономические показатели. В случае разработки нефтяных месторождений речь идет о негативном влиянии неустойчивости и бифуркаций на конечный коэффициент извлечения нефти, газа и конденсата.

Зачастую задается риторический вопрос: «Почему средний коэффициент нефтеотдачи по нефтяным месторождениям Российской Федерации имеет недопустимо низкое значение»? По умеренным оценкам экспертов разного уровня, в том числе, официальных контролирующих государственных органов, коэффициент извлечения нефти не превышает 30%, а по более оптимистичным оценкам 40%, т.е. в недрах в среднем остается от 60% до 70% нефти. Причинно-следственная связь потерь является предметом фундаментальных научных изысканий, лабораторных исследований, опытно-промышленных технологий. Многие нерешенные или не корректно решенные технологические задачи проблему повышения нефтеотдачи оставляют "за кадром".

К примеру, коллектор, состоящий из пород, проявляющих упругие, упругопластические или полностью пластические деформации, в процессе "нагрузки-разгрузки" образует петлю гистерезиса, и размер ее зависит от величины приложенной нагрузки, что подтверждается многочисленными полевыми и лабораторными экспериментами [1].

Различные модификации гидроразрыва пласта (ГПР) сопровождаются довольно значительным воздействием на породы коллектора в процессе "нагрузки-разгрузки", нацеленной на обширную зону нефтяной залежи и призабойной зоны, из-за которой, в свою очередь, испытывают существенные изменения ФЭС. При этом модель процесса ГРП рассчитывается из предположения упругости породы коллектора, что ограничивается оценкой модуля Юнга и коэф-

фициента Пуассона. Игнорируются коэффициенты частично необратимого или полностью необратимого изменения проницаемости и пористости от давления, что может отразиться на эффективности ГРП.

Процесс насыщения пористой среды влияет на распределение флюидов и, несомненно, формирует гистерезис капиллярной пропитки, что также влияет на образование петли гистерезиса в поведении относительной проницаемости при дренировании и впитывании или пропитке смачивающей фазы. Гистерезис капиллярной пропитки и относительной фазовой проницаемости особое значение приобретает при моделировании процесса, связанного с изменением направления фильтрации, точнее вытеснении, в процессе реализации технологий повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти (ПНП и ИДН). На важность учета гистерезиса капиллярной пропитки и относительной проницаемости в физической модели и при численных расчетных моделях особое внимание обращено в работах [1, 2, 5, 32, 34].

Очевидно, что борьба двух фаз создает дополнительное сопротивление, благодаря которому относительные фазовые проницаемости не тождественны собственным насыщенностям, поскольку в роли барьера, в первую очередь, выступает капиллярное давление, формирующее петлю гистерезиса.

Фильтрация газированной жидкости при давлении выше и ниже давления насыщения нефти газом в недеформируемой и упругопластической деформируемой среде рассмотрена в работе [8].

Режим фильтрации ниже давления насыщения нефти газом также в условиях пласта формирует двухфазный поток и тем самым создает условие для образования гистерезиса капиллярного давления и относительной фазовой проницаемости. Рассмотрим ряд примеров, часто встречаемых в процессах нефтегазодобычи, особенно при моделировании и проектировании объектов разработки.

ПОСЛЕДСТВИЯ НЕОБРАТИМОСТИ ПРИ НЕУСТОЙЧИВОСТИ ФРОНТА ВЫТЕСНЕНИЯ

Безусловно, наряду с большими достижениями, превратившими процесс заводнения в основную технологию во всем мире, имеют место и нерешенные проблемы, приводящие к преждевременному прорыву воды к добывающим скважинам при разработке и эксплуатации месторождений жидких и газообразных углеводородов [1, 2, 5, 32, 34].

Как известно с момента появления теории двухфазной фильтрации, предложенной Бакли-Леввереттом, специалисты столкнулись с проблемой, связанной с многозначностью водонасыщения в одной и той же точке пространства и скачкообразным ее изменением. Комментарии и дополнения к этой проблеме ряда ученых и специалистов, вкратце сводятся к следующим

решениям [8, 10–17, 19, 22, 24, 31, 38, 41, 42, 43]:

$$f(S_B) = \frac{1}{1 + \frac{\mu_B}{\mu_H} \cdot \frac{k_H}{k_B}}; \left(\frac{\partial L}{\partial t} \right)_{S_B} = \frac{q}{Am} \left(\frac{\partial f_B}{\partial S_B} \right)_t; \quad (1)$$

$$L = \frac{q \cdot t}{Am} \left(\frac{\partial f_B}{\partial S_B} \right).$$

где $f(S_B)$ – функция Бакли-Левретта, показывающая долю воды в потоке при двухфазной фильтрации; k_H , k_B – фазовая проницаемость нефти и воды; μ_H , μ_B – вязкость нефти и воды; S_B – водонасыщенность; A – площадь поперечного сечения; q – скорость закачки воды; m – пористость; L – направление фильтрации; t – время.

На рис. 2 представлено распределение водонасыщенности вдоль направления движения фронта вытеснения для различных моментов времени, полученное с помощью зависимости (1). Как видно из рис. 2, с определенного момента времени возникает скачкообразная многозначность водонасыщенности и начальное поле насыщенности $S_0(x, 0)$ при $t=0$ и получившиеся из него $t>0$ последующее поле насыщенностей S_1 ; S_2 ; S_3 представляют зону неустойчивости.

Наиболее простая трансформация энергии, заключающаяся в слиянии и исчезновении минимума и максимума под действием скачка насыщенности, образует одну из элементарных катастроф (рис. 1), где область, обозначенная красной, штрихованной линией и представляет зону неустойчивости фронта вытеснения нефти водой. Академик В.И. Арнольд отмечает следующее: «Если устойчивое положение равновесия описывает установившийся режим в какой-либо реальной системе, то при его слиянии с неустойчивым положением равновесия система должна совершить скачок, перескочив на совершенно другой режим: при изменении параметра равновесное состояние в рассматриваемой окрестности исчезает. Скачки этого рода и привели к термину «теория катастроф» [2].

Попытки формально аппроксимировать скачок водонасыщенности с введением дифференцируемых функций разрыва значило игнорирование физического механизма процесса заводнения и неверное решение проблемы, что было подмечено многими учеными и специалистами [1, 2, 5, 8, 10–17, 19, 22, 24, 31, 32, 34, 35, 36, 37, 38, 41–43]. Как и следовало ожидать, инженерные представления, упрощающие физический механизм процесса, и, как следствие, математическая формализация параметров процесса заводнения в условиях неустойчивости фронта вытеснения привели к известным традиционным теоретическим решениям. Подробности и сложности решений изложены в исследованиях известных ученых и специалистов, упомянутых в перечне литературы, приведенных в работах [10–17, 19, 22, 24, 31, 38, 41, 42, 43].

А.Х. ШАХВЕРДИЕВ, С.В. АРЕФЬЕВ
НЕГАТИВНОЕ ВЛИЯНИЕ ГИСТЕРЕЗИСНЫХ
ЯВЛЕНИЯ НА ПРОЦЕСС РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

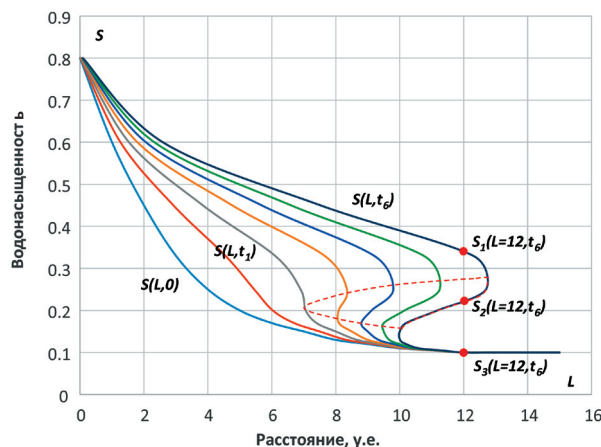


Рис. 1.

Зона неустойчивости, образованная скачком и тройственностью водонасыщенности

Неадекватность математической и физической моделей процесса заводнения на практике стала причиной негативных наблюдений, представленных специалистами в открытой печати как «вязкостная неустойчивость фронта вытеснения», «пальцеобразный фронт вытеснения», «капиллярные пальцы», «кинжальное обводнение скважин», «преждевременный прорыв воды в добывающих скважинах», «фрактальная геометрия движения фронта вытеснения» и прочая идентификация, свидетельствующая о несовершенстве процесса заводнения. Прогноз с целью предотвращения последствий этих катастрофических преждевременных прорывов воды из-за скачков и многозначности водонасыщенности стал трудно решаемой гидродинамической задачей.

Попытки решить проблему заводнения, игнорируя неустойчивость фронта вытеснения нефти водой, у многих известных специалистов формировали, если не единое, то очень близкое по содержанию критическое мнение о модели Бакли-Левретта, доходщее до того, что результаты называли «абсурдными», отсутствие исчерпывающего решения проблемы считали «интеллектуальным тупиком» [1, 5, 32, 34, 36].

Вопросы «когда ожидать?», «где произойдет?», «как предотвратить?» последствия прорыва воды или газа к нефтедобывающим скважинам при заводнении остаются открытыми. Безусловно, прогноз преждевременного прорыва воды к добывающим скважинам вызывает огромный интерес у ученых, специалистов во всех нефтегазодобывающих державах.

КОНЦЕПТУАЛЬНЫЕ ОСНОВЫ НОВОЙ ПАРАДИГМЫ

В век «цифровизации» с применением нового инструмента – геолого-гидродинамического моделирования пластовых систем – за последние сорок лет открыли новые возможности в управлении процессом

разработки и эксплуатации месторождений жидких и газообразных углеводородов. Большие надежды возлагались на численные методы и детерминированное математическое моделирование при решении задач многомерной и многофазной фильтрации.

Безусловно, геолого-гидродинамические многомерные модели многофазной фильтрации успешно решают основные долгосрочные и среднесрочные задачи разработки месторождений жидких и газообразных углеводородов, в том числе процесса нестационарного заводнения. При этом очень важные оперативные краткосрочные задачи не всегда удается решить с помощью детерминированных моделей, основное назначение которых – это расчет вариантов проекта рациональной разработки залежей для целей составления проектной технической документации, прогноз технологических показателей, оценка технологической успешности и экономической эффективности принятых проектных решений и их чувствительности за весь период разработки. Однако решение проблемы неустойчивости фронта вытеснения остается "за кадром", поскольку процесс формируется в сложных пластовых условиях при взаимодействии гидродинамических, капиллярных, молекулярных, инерционных и гравитационных и прочих сил.

В фундаментальной книге по математическому моделированию пластовых систем, авторы [6], довольно подробно освещая теорию фильтрации Бакли-Левретта, предпочитают решать возникшую известную проблему неустойчивости фронта вытеснения нефти водой более простыми математическими аппроксимациями, что не соответствует физическому механизму происходящего.

Методы численного решения позволяют добиться результатов, близких к решению Бакли-Левретта, если при аппроксимации игнорировать неустойчивость фронта вытеснения нефти водой. По этому поводу авторы [5] отмечают: «Хотя оба вида аппроксимации (проводимости), как будет показано ниже, аппроксимации второго порядка, они приводят к ошибочным

результатам. Это проиллюстрировано на рис. 3 для численного решения задачи Бакли-Левретта. При незначительных P_c (капиллярное давление) в уравнениях SS-метода получаем почти гиперболическую задачу с верным решением, очень близким к решению Бакли-Левретта (сплошная линия на рис. 3). Однако при измельчении сетки численные результаты, полученные по схеме со «взвешиванием», отличаются от реальных. Это происходит вследствие «гиперболической природы» уравнения. В чисто гиперболическом случае ($P_c=0$) дифференциальная задача поставлена некорректно и не имеет единственного решения. Решение со «средневзвешенной» аппроксимацией приводит к математически возможному, но физически неверному результату» [1].

На рис. 2 согласно (А) аппроксимация приводит к ошибочным результатам, (Б): аппроксимация приводит к математически возможному, но физически неверному результату. Таким образом, авторы добиваются математической аппроксимации и сходимости численного решения фронтального вытеснения нефти водой, близкой к модели Бакли-Левретта, без учета последствий неустойчивости фронта вытеснения [1].

Так или иначе, на данном этапе не удастся добиться полноценной унификации технологии заводнения, поскольку теория фильтрации двухфазного потока, основанная на теории Бакли-Левретта, не позволяет учесть влияние неустойчивости фронта вытеснения и главное, своевременно предотвратить его негативные последствия, провоцирующие скачкообразное изменение водонасыщенности, что чревато катастрофическим прорывом воды к добывающим скважинам.

Вышеприведенная аргументация подчеркивает необходимость создания новой научной парадигмы – модели динамической системы многофазной фильтрации, рассчитанной на решение подобных краткосрочных оперативных задач, с возможностью прогнозировать преждевременный прорыв воды. Предлагаемые решения краткосрочных задач не являются альтернативой, наоборот, вполне могут быть

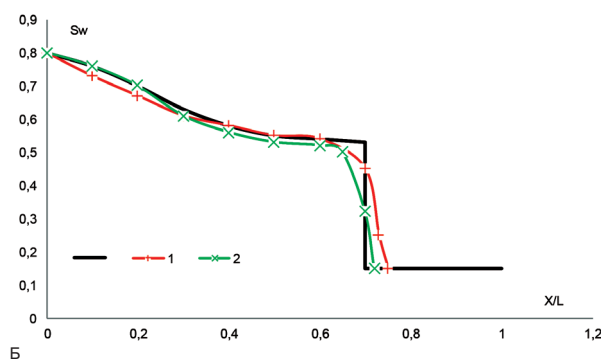
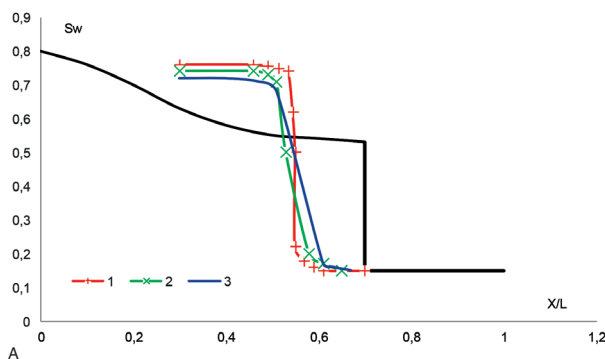


РИС. 2.

Результаты сходимости «средневзвешенной» схеме [1]

использованы в качестве дополнения к известным геолого-гидродинамическим моделям разработки месторождений жидких и газообразных углеводородов, рассчитанных на решение долгосрочных и среднесрочных задач.

Принципиально важным является постановка и решение задачи по прогнозированию скорости изменения нефтяной и водной фаз в единой структуре потока жидкости, приводящего к неустойчивости фронта вытеснения. Неустойчивость устанавливается на основе управляющего параметра, рассчитанного на базе оперативно получаемых фактических промысловых данных работы скважин. Детали предлагаемых решений можно найти в работах [10–17, 19, 22, 24, 31, 38, 41, 42, 43].

В этом случае необходима трансформация фактических данных в определенные новые знания – унифицированные управляющие параметры, позволяющие анализировать, осуществлять мониторинг и оптимизировать системы нестационарного заводнения, как это предусмотрено в теории катастроф для разрывных функций, меняющихся скачками [2, 8, 10–17, 19, 22, 24, 31, 38, 41, 42, 43].

Вышеприведенные теоретические предпосылки и аргументация указывают на необходимость самостоятельного исследования динамического поведения основных показателей процесса разработки во времени.

ТЕОРИЯ МНОГОФАЗНЫХ ПОЛИНОМИАЛЬНЫХ ДИНАМИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Теория катастроф исследует динамические системы, составляющие широкий класс нелинейных уравнений, описываемых в том числе квадратичными полиномами [10, 13, 38].

$$\begin{aligned}\frac{dQ}{dt} &= a_o Q_o^2 + b_o Q_o + c_o \\ \frac{dQ_w}{dt} &= a_w Q_w^2 + b_w Q_w + c_w, \\ \frac{dQ_g}{dt} &= a_g Q_g^2 + b_g Q_g + c_g, \\ D_o &= b_o^2 - 4a_o c_o, \\ D_w &= b_w^2 - 4a_w c_w, \\ D_g &= b_g^2 - 4a_g c_g,\end{aligned}\quad (2)$$

где $a_o, b_o, c_o, a_w, b_w, c_w, a_g, b_g, c_g$ – постоянные коэффициенты, характеризующие поведение соответствующих фаз, а Q_o, Q_w, Q_g – соответственно, накопленный отбор нефти, воды и газа.

Система (2) описывает эволюцию во времени на заданном интервале $t \in (t_0, t_1)$ при заданных по-

стоянных величинах параметров задачи $a_o, b_o, c_o, a_w, b_w, c_w, a_g, b_g, c_g$ и накопленную добычу нефти $Q_o(t)$, воды $Q_w(t)$ и газа $Q_g(t)$. На практике накопленные и текущие отборы скважин известны, что позволяет определить коэффициенты полиномов системы (2) в первом приближении как постоянные величины на заданном временном интервале.

С этой целью необходимо рассмотреть свойства общего решения каждого из уравнений системы на фазовой плоскости Q_o от t в зависимости от параметров задачи. Также необходимо рассматривать поведение и свойства решений системы на фазовой плоскости $Q_o - Q_w, Q_o - Q_g, Q_w - Q_g$ в зависимости от всех параметров задачи и от значений и знаков дискриминантов по фазам.

Ниже приводятся фрагменты серии фазовых портретов, которые характеризуют все важнейшие переходы между классами и сценарии развития катастроф в результате вариации одного из дискриминантов.

Приближение к переходу из класса D^{++} в класс D^{00} через класс D^{+0} , то есть сближение и слияние узловых и седловых особых точек, которые расположены на левой и правой сторонах прямоугольника на рис. 2А–2Д, происходит с уменьшением и стремлением к 0 дискриминанта D_w ($D_w = 1, 0.64, 0.36, 0.16, 0.04$ на рис. 2А–2Д, соответственно), так что при этом расстояние между Q_w – координатами особых точек стремится к 0. При $D_w = 0$ –, в классе D^{+0} происходит слияние (а) двух узловых и седловых особых точек 1 и 3 (левых двух на рис. 2А–2Д), в результате чего образуется одна точка 1 (на рис. 2Е) – устойчивый “односторонний” узел, и (Б) двух узловых и седловых особых точек 2 и 4 (правых двух на рис. 2А–2Д), в результате чего образуется одна точка 2 – неустойчивый “односторонний” узел (рис. 2Е). Также образуется разрыв при $D_w = 0$ и разрывная “складка”, характерная для класса D^{+0} .

Приближение к переходу из класса D^{++} в класс D^{+} через класс D^{0+} , когда происходит сближение и слияние узловых и седловых особых точек, расположенных на верхней и нижней сторонах прямоугольника на рис. 3А–3Д, происходит с уменьшением и стремлением к 0 дискриминанта D_o ($D_o = 1, 0.64, 0.36, 0.16, 0.04$ на рис. 3А–3Д, соответственно), так что при этом расстояние между Q_o – координатами особых точек стремится к 0. При $D_o = 0$ в классе D^{0+} происходит слияние (а) двух узловых и седловых особых точек 1 и 2 (верхних двух на рис. 3А–3Д), в результате чего образуется одна точка 1 (на рис. 3Е) – неустойчивый “односторонний” узел, и (б) двух узловых и седловых особых точек 3 и 4 (нижних двух на рис. 3А–3Д), в результате чего образуется одна точка 2 – устойчивый “односторонний” узел (рис. 3Е) и образуется разрыв при $D_o = 0$ и разрывная “складка”, на рис. 3Е, характерная для класса D^{0+} .

Создание качественной теории, включающей описание всех особых и критических точек автоном-

Переход из класса D^{++} в класс D^{+} через классы D^{+0} , D^{00} , D^{0-} А. Переход из класса D^{++} в класс D^{+0}

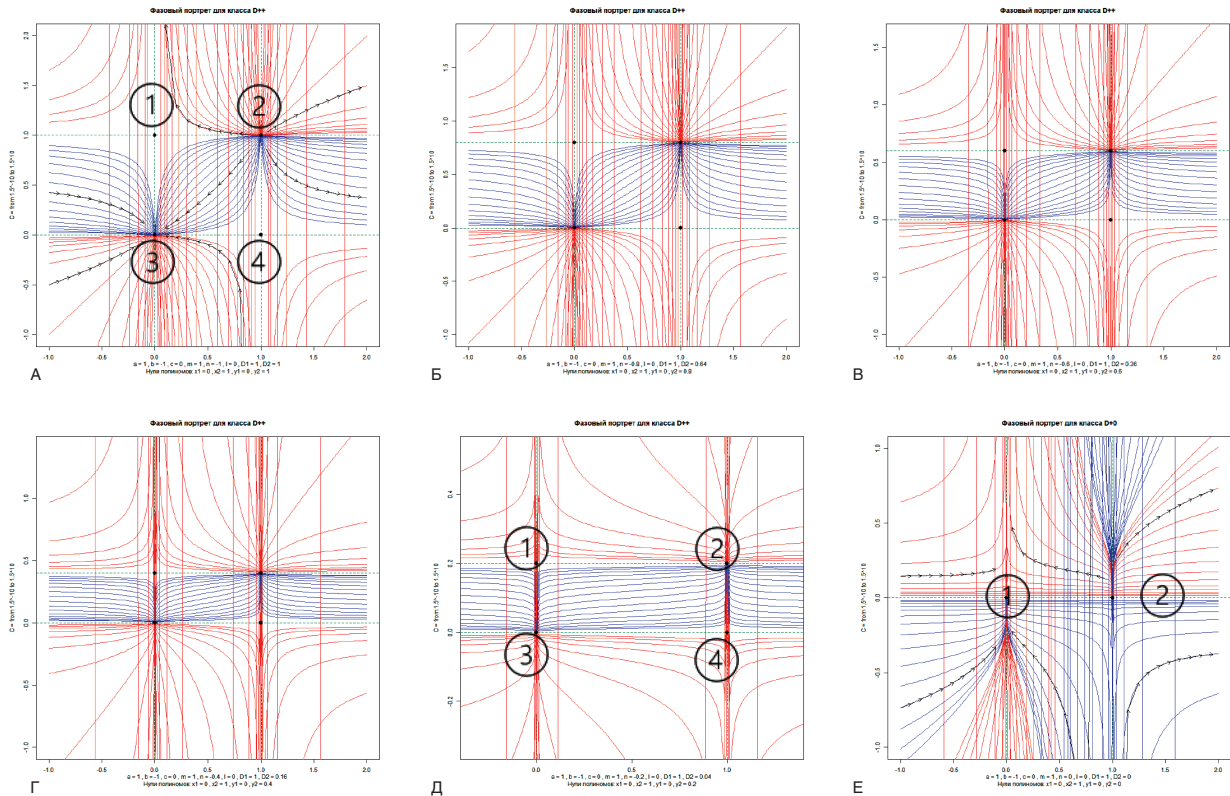


Рис. 3.

Фазовые портреты при переходе из класса D^{++} в класс D^{+0}

ной полиномиальной динамической системы и построение всего многообразия ее фазовых портретов является достаточно сложной задачей. Для этого необходимо получить общие решения и решения задач Коши во всех возможных классах, определяемых различными типами факторизации, которые, как известно, определяются комбинацией знаков и абсолютных значений дискриминантов полиномов, а также для выявления их наиболее важных свойств. В данном случае доказано, что дискриминанты по нефти, воде и газу являются управляющими параметрами процесса и составной частью полученных решений уравнений (2). Ниже представлено одно из решений, представляющих важное практическое значение, так как характеризует условие неустойчивости, провоцирующее прорыв воды.

$$Q_w = -Q_w^0 + P t a n \left(\frac{\rho}{2} \ln \left| \frac{Q_o - Q_{0,1}}{Q_o - Q_{0,2}} \right| + C \right);$$

$$P = \frac{\sqrt{-D_W}}{2a_W}; \quad \rho = \sqrt{-\frac{D_W}{D_o}} > 0, \quad (3)$$

где D_o , D_w – дискриминанты по нефти и воде, C – интегральная постоянная, a_w – коэффициент при полиноме для воды, $Q_{0,1}$, $Q_{0,2}$ – корни квадратичного полинома для нефти, Q_w^0 – при начальных условиях, Q_o – текущий отбор нефти.

Проводя качественный анализ двумерных и трехмерных динамических систем, приведем описание и визуализацию различных сценариев моделей конкретных процессов. Полученные результаты обобщаются в компактной матричной и критериальной форме, позволяющей определить различные типы устойчивых и неустойчивых решений и их особых точек, зависящих от значений и знаков дискриминантов многочленов. Последнее имеет определяющее значение для практических применений результатов построенной в работе качественной теории [31, 38, 41, 42, 43].

Чтобы провести полное качественное исследование решений автономной системы, включая анализ всех ее возможных критических и особых точек и решений, рассмотрим поведение решений автономной системы (2) для двухфазного случая и соответствующего уравнения на фазовой плоскости (Q_o, Q_w) в зависимости от параметров задачи.

Переход из класса D^{++} в класс D^{0+} через классы D^{0+} , D^{00} , D^{0-} , D^{-} , D^{-0}

А. Переход из класса D^{++} в класс D^{0+}

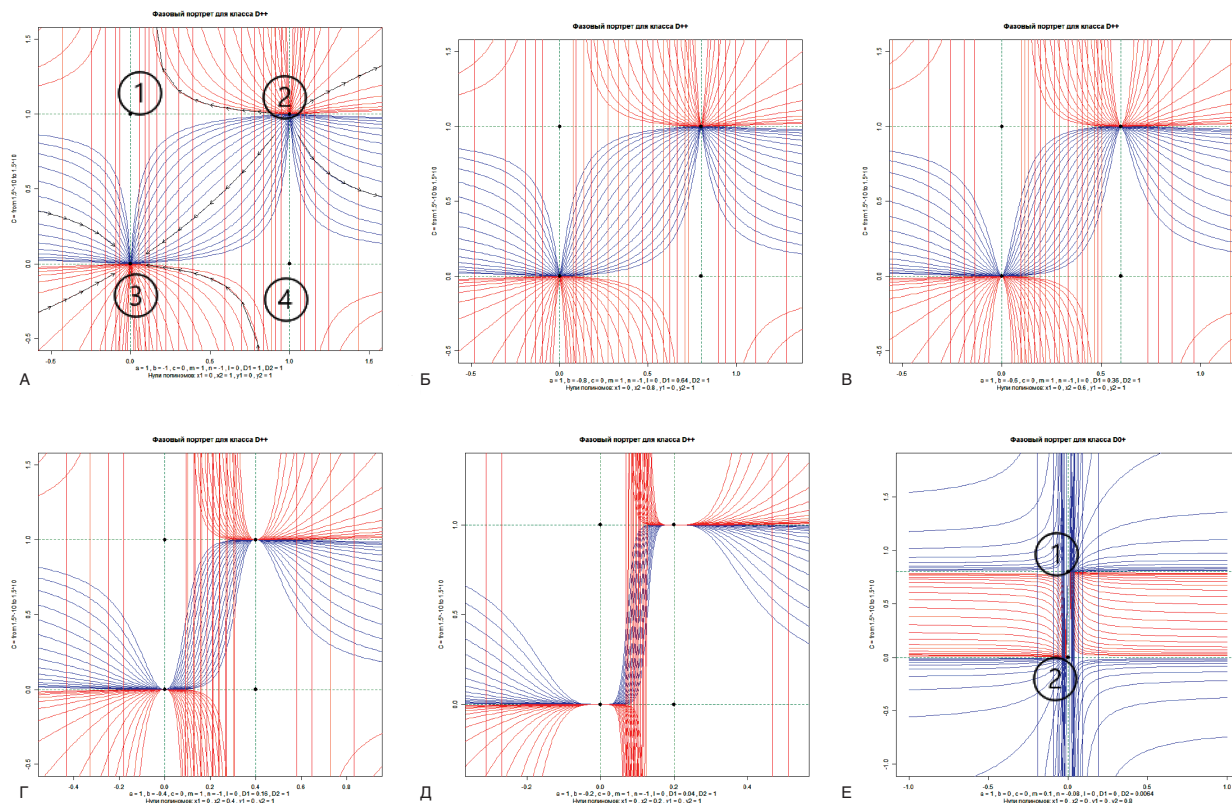


РИС. 4.

Фазовые портреты перехода из класса D^{++} в класс D^{0+}

Применение результатов качественного анализа для решения обратной задачи необходимо определить соотношения между скоростью изменения измеряемых величин и самими этими величинами. Возможность проведенных выше классификации и качественного анализа решений уравнений основана на известных соотношениях между скоростью изменения измеряемых величин и самими этими величинами. Эти соотношения имеют вид обыкновенных дифференциальных уравнений (2), разрешенных относительно производной. Необходимость решения прямой задачи была вызвана для качественного анализа сингулярностей, определения свойств решений и ввода в решение управляющего параметра – дискриминант по каждой фазе.

Главной целью является решение обратной задачи. При помощи метода наименьших квадратов (МНК) можно приблизить квадратичным полиномом правую часть системы (2) для случая двух фаз, точнее величину изменения измеряемой величины за единицу времени (скорость),

$$v_{oi} = \frac{Q_{oi+1} - Q_{oi}}{t_{oi+1} - t_{oi}}, v_{wi} = \frac{Q_{wi+1} - Q_{wi}}{t_{wi+1} - t_{wi}},$$

$$v_{oi} \approx \frac{dQ_o}{dt}, v_{wi} \approx \frac{dQ_w}{dt},$$

чтобы решить обратную задачу. Далее определить коэффициенты $a_o, b_o, c_o, a_w, b_w, c_w$ при помощи МНК при условии, что значения $t, Q_{oi}(t)$ и $Q_{wi}(t), i=1, 2, \dots, n$ известны.

В связи с вышеизложенным можно сделать заключение о том, что множество катастроф уравнения роста определяется множеством решений, полученных из уравнения (2) для двухфазного и трехфазного случаев, известным методом наименьших квадратов (МНК), а полученная система алгебраических уравнений решается методом Гаусса, данное заключение подробно изложено в [22, 31, 38, 42, 43].

Фрагмент дискриминантного критерия для двухфазного потока и соответствующие стратегии выбора режима работы скважин можно сформулировать следующим образом:

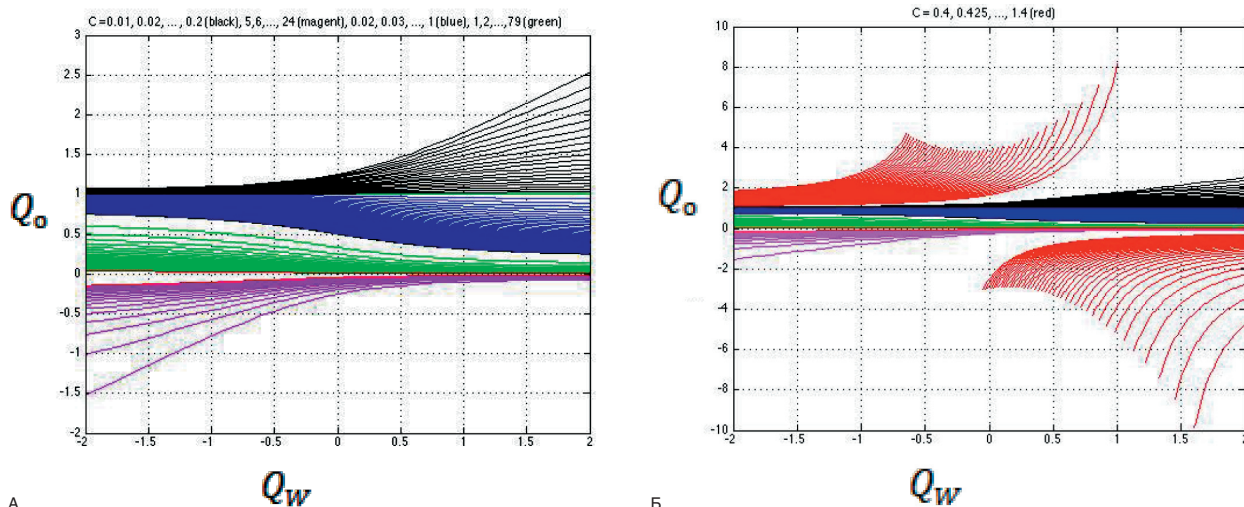


Рис. 5.

Общее решение класса D^+

– при $D_O < 0$ и $D_W > 0$ (семейство решений D^+) отбор нефти имеет тренд к росту, а воды к снижению, имеется возможность увеличения отбора жидкости из скважины, после изучения потенциальной возможности насосного оборудования и другие необходимые параметры;

– при $D_O > 0$ и $D_W < 0$ (семейство решений D^+) отбор нефти имеет тренд к снижению, а воды к росту, возможная неустойчивость фронта вытеснения может провоцировать прорыв воды, рекомендуется ограничить отбор жидкости из скважины или провести геолого-технические мероприятия по снижению притока в добывающей скважине и ограничения закачки воды в нагнетательные скважины и возможные ремонтно-изоляционные работы;

– при $D_O < 0$ и $D_W < 0$ (семейство решений D^{--}) отборы нефти и воды имеют тренд к росту, рекомендуется режим работы скважины сохранять и провести геолого-технические мероприятия по снижению водопритока, в том числе через соседние взаимодействующие нагнетательные скважины;

– при $D_O > 0$ и $D_W > 0$ (семейство решений D^{++}) отборы нефти и воды имеют тренд к снижению, следует рассматривать возможность проведения геолого-технических мероприятий по интенсификации притока жидкости в скважине и повышение нефтеотдачи пласта через взаимодействующие нагнетательные скважины. Безусловно, при этом анализируется традиционная промысловая информация.

Ниже приводится пример использования дискриминантного критерия к показателям разработки конкретных объектов. Как видно из рис. 6, произошел прорыв воды с 08.2013 г. и по дискриминантному критерию это подтверждается, $D_o > 0$, $D_w < 0$. Следовало

бы снизить отбор жидкости по скважине, определить причину обводнения и провести ГТМ по ограничению притока воды. Закачку воды по окружающим взаимодействующим нагнетательным скважинам необходимо было снизить.

По мере поступления новых данных необходимо проведение дальнейших расчетов дискриминантов для последующей корректировки и конкретизации практических рекомендаций. Показано, что дискриминанты полиномов являются управляющими параметрами, контролирующими существенные свойства решений; предложены, в частности, классификация решений в зависимости от значений и знаков дискриминантов и принадлежности к конкретному семейству D^{++} , D^{+-} , D^{-+} или D^{--} , для трехфазного случая D^{+++} , D^{++-} , D^{-++} или D^{---} и так далее.

ПЕТЛЯ ГИСТЕРЕЗИСА ПРИ ФАЗОВЫХ ПЕРЕХОДАХ

По сути, петли гистерезиса необратимых явлений и их размеры, наблюдаемые в процессе многофазной фильтрации, показывают масштабы необратимых потерь в добыче нефти и в конечной нефтеотдаче. Снижение пластового давления ниже давления насыщения в пластовых условиях требует основательного обоснования величин остаточной газонасыщенности, тип и гистерезис ОФП, в том числе для условий разгазирования нефти, условия обратного растворения газа в нефти и прочих характеристик процесса многофазной фильтрации, обязательных при моделировании объекта разработки. Это имеет непосредственное влияние на результаты прогнозирования технологических показателей разработки месторождения жидких и газообразных углеводородов.

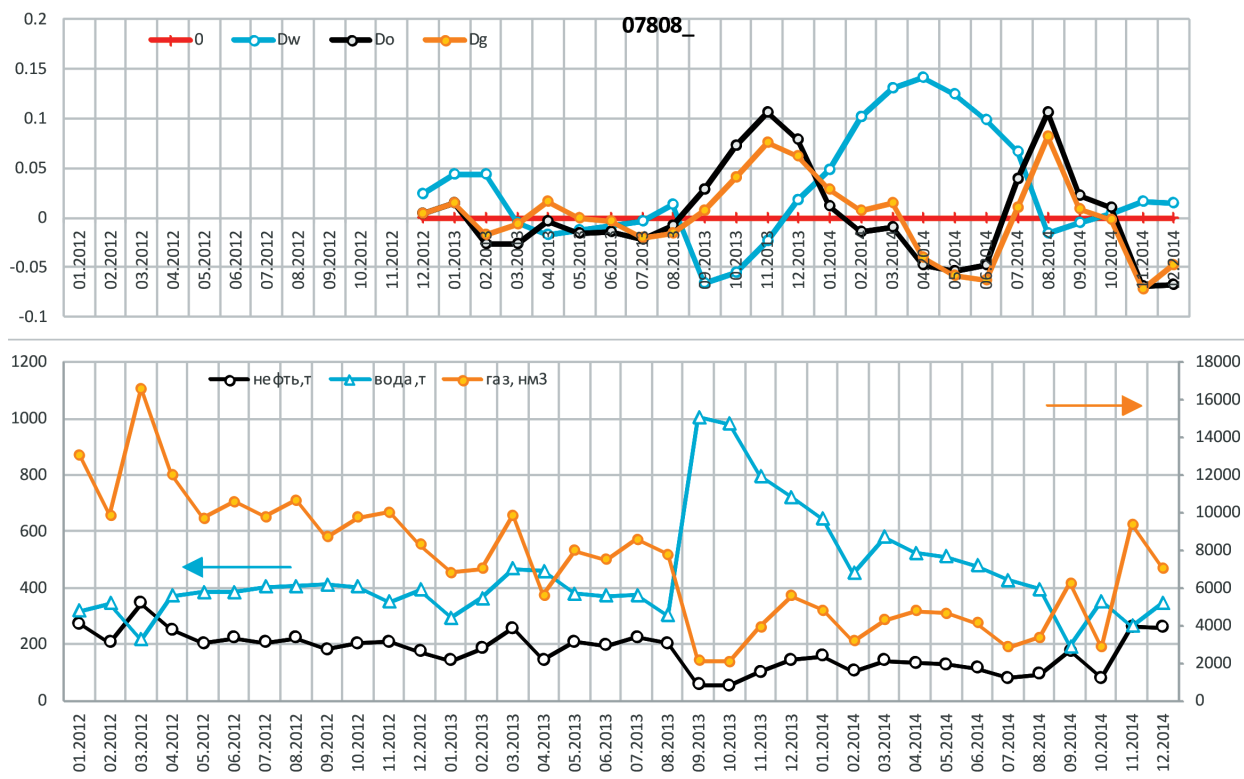


Рис. 6.

Динамика добычи нефти, газа и воды и динамика дискриминанты трёхфазного потока на скважине №07808

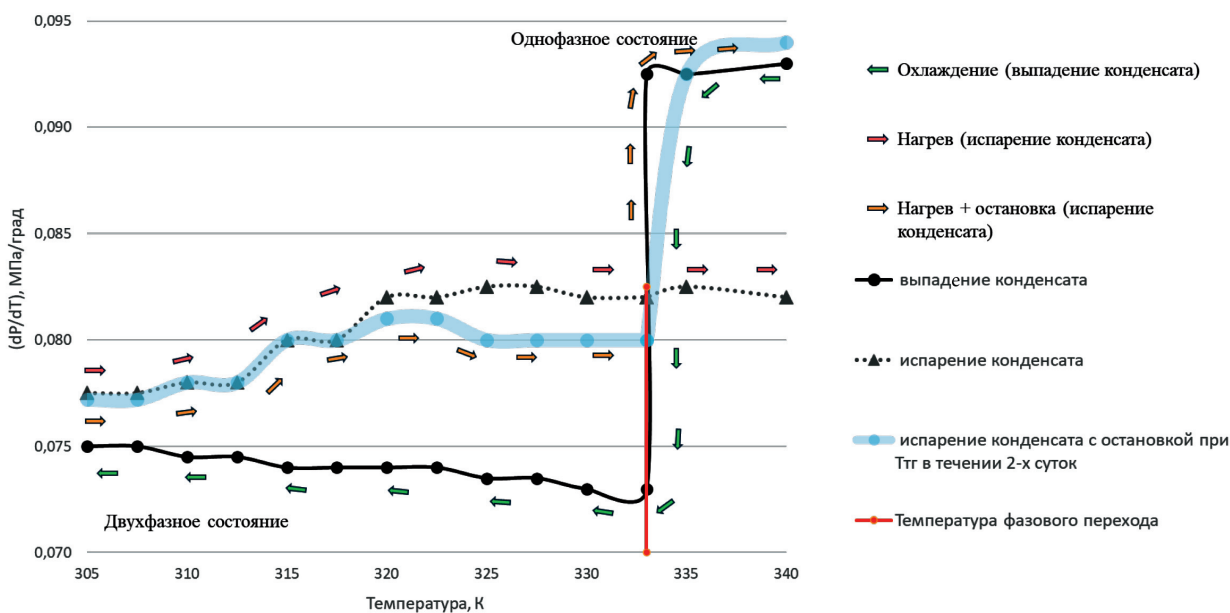


Рис. 7.

Гистерезис, формируемый при температуре фазового перехода при выпадении и испарении жидкой фазы [37]

Как правило, из-за отсутствия протяженной межфазной границы раздела между жидкостью и газом или паром, неравновесный обратный переход в однофазное состояние посредством диффузионного переноса требует длительного времени и подогрева (рис. 7). Следовательно, образование петли гистерезиса будет способствовать выпадению конденсата и формированию двухфазного потока, что существенно снизит добычу конденсата [8, 38].

ГИСТЕРЕЗИСНОЕ ПОВЕДЕНИЕ КАПИЛЛЯРНОЙ ПРОПИТКИ И ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ

Построению физической модели по экспериментальным данным или численной модели гистерезиса капиллярного давления и относительных проницаемостей посвящены исследования многих авторов, но в основу наших рассуждений положены результаты, полученные в работах [1, 5, 32, 34]. В научной литературе капиллярное давление в средах, составленных преимущественно с гидрофобными или гидрофильными горными породами, насыщенными смачивающими и несмачивающими фазами, в частности, нефть-вода или нефть-газ, определяется как разность давлений в фазах.

На рис. 8 представлена гистерезисная природа капиллярного давления в системе со смачивающей

и несмачивающей фазами. Это последовательность трансформации гистерезисного поведения капиллярного давления из состояния (а) в состояние (б) в условиях, когда вытеснение в каждом из направлений осуществляется полностью до получения остаточного значения насыщенности рис. 8А, предельные кривые а, б, с. В последующем неоднократно обратив процесс вытеснения в точке А, на рис. 8Б, не достигая предельных значений насыщенности, можно добиться положения, существенно снижающего остаточную нефть. Это позволяет значительно снизить площадь петли гистерезиса и уменьшить остаточную нефтенасыщенность (зеленая и оранжевая заштрихованные линии на рис. 8Б).

Как считают авторы [1], «если процесс первичного вытеснения обратить, то промежуточная кривая пропитки пойдет к остаточной насыщенности $S_{nc}^* < S_{nc}$, рис. 8Б. Такое поведение согласуется с моделью гистерезиса относительной проницаемости». При этом происходит капиллярное удержание или “захват” несмачивающей фазы вытесняющейся смачивающей фазой, что приводит в конечном счете к образованию застойных зон и потере нефти. Таким образом, главной задачей становится поиск путей снижения размеров петли гистерезиса как для капиллярного давления, так и для относительной проницаемости.

В работе [34] на рис. 5 А, Б показано влияние петли гистерезиса капиллярной пропитки на относитель-

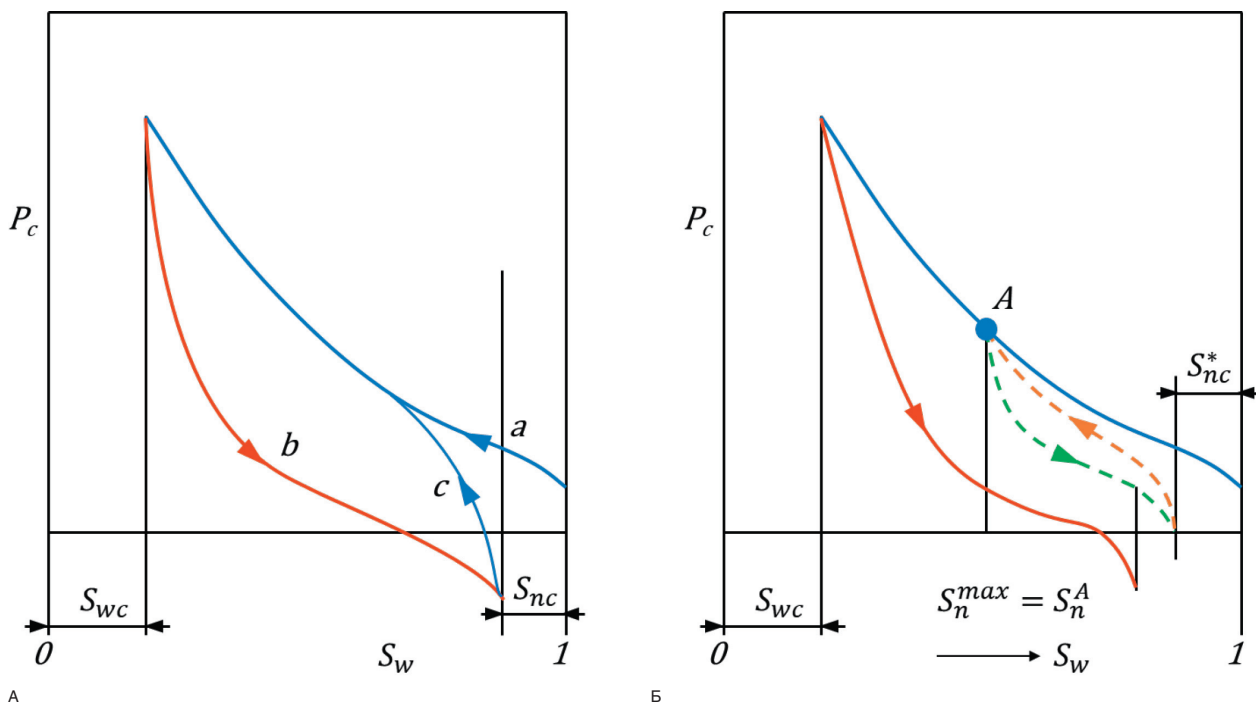


РИС. 8.

Кривые гистерезиса капиллярного давления с возвратом на промежуточных кривых [1]

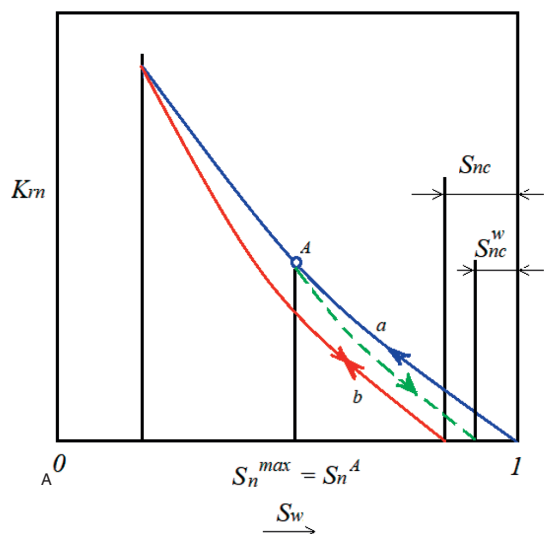


Рис. 9.

Влияние капиллярного давления на относительную фазовую проницаемость и нефтеотдачу [34]

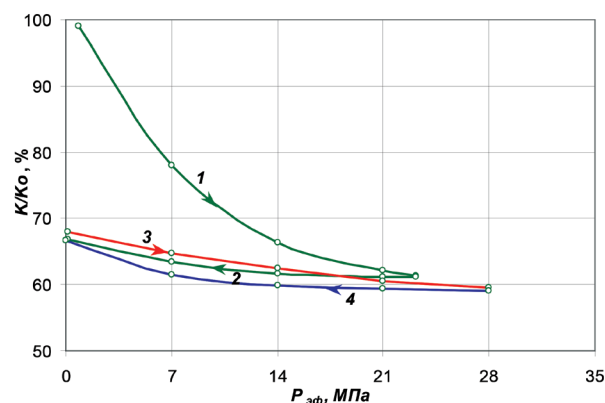
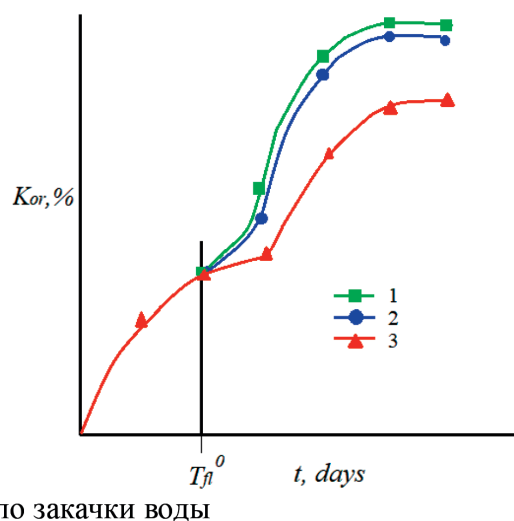


Рис. 10.

Изменение относительной проницаемости от эффективного давления при «нагрузке-разгрузке» для образца площади Чендлер [9]

ную фазовую проницаемость (а) и на нефтеотдачу (б) при вытеснении нефти водой [34]. Опыт показывает, что предотвратить или хотя бы прекратить увеличение роста гистерезисных явлений можно не только регулированием процесса заводнения, но активным применением химических технологий повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти [3, 4, 6, 7, 9, 18, 20, 21, 23, 25, 26, 27, 28, 29, 33, 30, 39, 40].

ГИСТЕРЕЗИСНОЕ ПОВЕДЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ ДЕФОРМИРУЕМОГО КОЛЛЕКТОРА

Интерес представляют хорошо разработанные исследования, представляющие обратимые и необратимые изменения пористости и проницаемости пород коллекторов, подверженных упругим и пластическим деформациям под воздействием больших перепадов давлений в режиме нагрузки-разгрузки [8].

Уравнения фильтрации при упругопластическом режиме при наличии необратимых изменений проницаемости в условиях формирования зоны разгазирования нефти, при давлении ниже давления насыщения, представляется следующей системой уравнений:

$$\frac{1}{r} \frac{d}{dr} \left[\frac{K(P, a_k, \eta_k) F_H(S, P) \rho_H(P)}{\mu_H(P)} r \frac{dP}{dr} \right] = 0; \quad (4)$$

$$\frac{1}{r} \frac{d}{dr} \left\{ \left[\frac{K(P, a_k, \eta_k) F_H(S, P) \cdot P}{\mu_H(P)} + \frac{\mu_H(P) R T \cdot Z(P)}{K(P, a_k, \eta_k) F_H(S, P) \cdot P S_1(P)} \right] r \frac{dP}{dr} \right\} = 0;$$

ГАС

$$\uparrow \downarrow K(P, a_k, \eta_k) = K_0 [\phi_1(r) + \psi_1(r) (P - P_0)],$$

$$\phi_1(r) = \frac{\sqrt{\psi(r)}}{\sqrt{\psi(r)} + \frac{\eta_k}{a_k} [\sqrt{\psi(r)} - 1]^2},$$

$$\psi_1(r) = \frac{a_k \left\{ \frac{\eta_k}{a_k} [\sqrt{\psi(r)} - 1]^2 + \frac{\eta_k}{a_k} [\sqrt{\psi(r)} - 1] + \sqrt{\psi(r)} \right\}}{\sqrt{\psi(r)} + \frac{\eta_k}{a_k} [\sqrt{\psi(r)} - 1]^2},$$

$$P_+ < P_c < P_0,$$

$$a) \quad \psi(r) = 1 - \{1 - [1 + a_k (P_{+i} - P_0)]^2\} \frac{\ln R_0/r}{\ln R_0/R_+},$$

$$6) \quad P_c < P_+ < P_0, \\ \psi(r) = \Phi_+ - \frac{(\Phi_+ - \Phi_{ci})}{\ln(R_+/R_c)} \cdot \ln(R_+/r).$$

Здесь P_0 – начальное пластовое давление; P_c – забойное давление; P_+ – давление насыщения; R_0, R_c, R_+ – соответствующие радиусы при P_0, P_c, P_+ ; a_k – коэффициент изменения проницаемости; η_k – коэффициент необратимого изменения проницаемости; K – абсолютная проницаемость; S_1 – коэффициент, равный массе газа, растворяющегося в единице объема при повышении давления на 0,1 МПа; $\rho_H(P)$ – плотность нефти; μ_o, μ_g – соответственно, вязкость нефти и газа; $F_H(S, P), F_g(S, P)$ – фазовые проницаемости для нефти и газа; m – пористость пласта; S – насыщенность; R – газовая постоянная; T – абсолютная температура; $Z(P)$ – коэффициент сверхсжимаемости газа; P – текущее давление; r – радиус.

Весь поток можно разбить на две области: область движения однофазной жидкости от контура питания ($r=R_k, P=P_+$) до линии, где пластовое давление равно давлению насыщения ($r=R_+, P=P_+$), и область движения двухфазной жидкости – от линии ($r=R_+, P=P_+$) до забоя скважины ($r=R_c, P=P_c$). При этом необходимо вводить функцию, аналогичную известной функции Христиановича:

$$\Phi = \int \frac{\rho_H(P) F_H(S, P) [1 + a_k(P - P_0)] dP}{\mu_H(P)} + C.$$

Тогда формулы притока однородной жидкости с дебитом G_1 к линии разгазирования жидкости с дебитом G_2 к стенке скважины R_c имеют вид:

$$G_1 = \frac{\pi h K_0 \rho_0 \{1 - [1 + a_k(P_+ - P_0)]^2\}}{\mu_0 a_k \ln(R_k/R_+)};$$

$$G_2 = \frac{2\pi h \rho_0 [1 + a_k(P_+ - P_0)] (\Phi_+ - \Phi_0)}{\mu_0 \ln(R_+/R_c)}.$$

В силу неразрывности потока $G_1 = G_2 = G$ получим

$$\downarrow G = \frac{\pi h K_0 \rho_0 [\mu_0 a_k]^{-1} \{1 - [1 + a_k(P_+ - P_0)]^2\} + \dots}{\ln(R_k/R_c)} \dots \\ \dots \frac{+ 2\pi h [1 + a_k(P_+ - P_0)] (\Phi_+ - \Phi_0)}{\dots}$$

Результаты расчетов по формуле (4) приведены на рис. 11. и 12. Как и в случае движения однородной жидкости, так и при движении газированной жидкости в упругой среде индикаторная линия сохраняет нелинейный характер, но при этом коэффициент продуктивности будет меньше, чем в случае движения однородной жидкости. Этот факт свидетельствует о

том, что при движении газированной жидкости сопротивление движению увеличивается.

Из сравнения рис. 11 и 12 становится очевидным, что при прочих равных условиях при увеличении безразмерного коэффициента обратимого изменения проницаемости со значения 1,5 до 2, безразмерное оптимальное давление следует снизить с 0,33 до значения 0,5, что соответствует снижению продуктивности скважины. Таким образом, ограничения, наложенные на создание больших депрессий для скважин и пластов и сохранения текущего давления выше давления насыщения, становятся актуальной задачей.

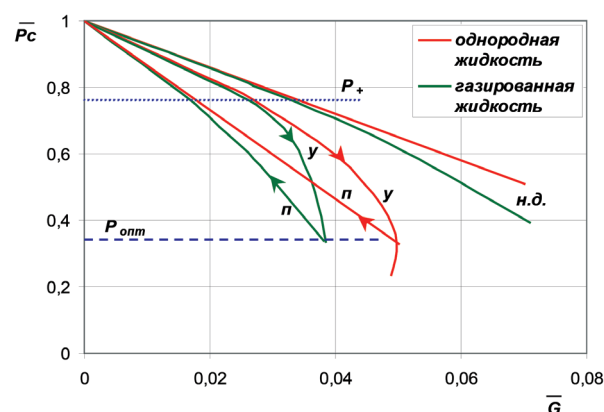


Рис. 11.

Индикаторные линии, полученные в условиях фильтрации однородной и газированной жидкости при недеформируемом (н.д.), упругом (у) и пластическом (п) режимах при коэффициенте изменения проницаемости равной при обратимом $a_k=1,5$; давлении насыщения $P_+=0,75$; $P_{опт}=0,33$

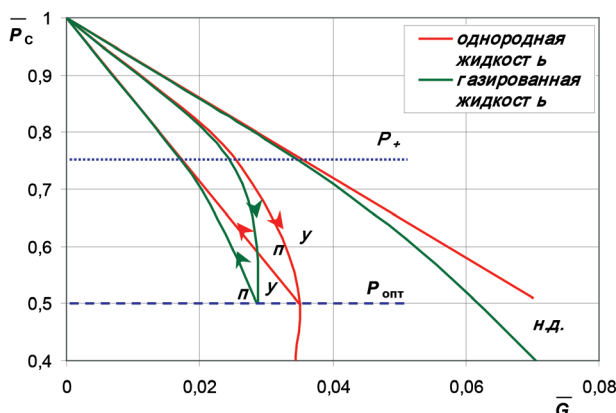


Рис. 12.

Индикаторные линии, полученные в условиях фильтрации однородной и газированной жидкости при недеформируемом (н.д.), упругом (у) и пластическом (п) режимах при коэффициенте изменения проницаемости равной при упругом $a_k=2$; и необратимом изменении $1/(p-p_0)$ безразмерное давления насыщенности $P_+=0,75$; $P_{опт}=0,5$ безразмерного перепада давления от значения 0,67 до значения перепада 0,5

ЗАКЛЮЧЕНИЕ И ПРАКТИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ

Возможными причинами усиления гистерезисных явлений, необратимостей и неустойчивостей в процессах нефтегазодобычи являются неадекватное применение форсированного отбора жидкости с применением недопустимо высоких перепадов давления, запредельная «нагрузка – разгрузка» на горные породы, вызывающие пластические деформации при проведении разновидностей ГРП и различные ГТМ, капиллярные эффекты и неустойчивости фронта вытеснения нефти водой.

На основе предложенных критериев сформулированы решающие критерии, позволяющие своевременно обнаружить и предотвратить последствия потери устойчивости фронта вытеснения нефти водой и адресно регулировать систему заводнения с помощью, в том числе, остановки, форсирования, ограничения режимов работы скважин, назначения ГТМ добывающих и нагнетательных скважин, смены насосного оборудования и других традиционных геологических мероприятий.

Мобилизацией закачиваемой воды и регулированием отбора жидкости на основе дискриминантного критерия удастся оперативно решить важные краткосрочные практические задачи, не прибегая к традиционной трудоемкой гидродинамической модели объекта разработки.

Системная оптимизация разработки нефтяных месторождений рассчитана на определенный технологический и экономический эффект, в том числе на дополнительную добычу нефти, эффективную мобилизацию и сокращению закачиваемой и отбираемой воды и газа.

ЛИТЕРАТУРА

1. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований. 2004. 406 с.
2. Арнольд В.И. Теория катастроф. М.: Наука, 1990. 128 с.
3. Брезицкий С.В., Джафаров И.С., Панахов Г.М., Шахвердиев А.Х. Способ разработки нефтяной залежи. Патент RU 2142557 С1, 10.12.1999.
4. Горбунов А.Т., Москвин В.Д., Бруслов А.Ю., Старковский А.В., Рогова Т.С., Султанов Т.А., Баликоева М.А., Шахвердиев А.А.Х., Палий В.О. Способ обработки призабойной зоны добывающей скважины. Патент RU 2023143 С1, 15.11.1994.
5. Крейг Ф.Ф. Разработка нефтяных месторождений при заводнении. М.: Недра, 1974. 191с.
6. Мандрик И.Э., Шахвердиев А.Х., Сулейманов И.В. Оценка и прогноз нефтеотдачи на основе моделирования нейронными сетями // Нефтяное хозяйство. 2005. № 10. С. 36–39.
7. Чукчеев О.А., Шахвердиев А.Х., Мамедов Б.А., Минулин Х.К., Исангулов А.К., Бражник В.В. Устройство для очистки скважины / Патент на изобретение RU 2068079 С1, 20.10.1996. Заявка № 96103241/03 от 27.02.1996.
8. Шахвердиев А.Х. Системная оптимизация процесса разработки нефтяных месторождений. М.: Недра, 2004. 452с.
9. Шахвердиев А.Х. Потенциал повышения нефтеизвлечения на основе новых технологий стимулирования нефтяного пласта // Вестник РАЕН. 2007. Т. 7. №4. С. 14–19.
10. Шахвердиев А.Х. Еще раз о нефтеотдаче // Нефтяное хозяйство. 2014. № 1. С. 44–48.
11. Шахвердиев А.Х. Некоторые концептуальные аспекты системной оптимизации разработки нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство. 2017. № 2. С. 58–63. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-2-58-63
12. Шахвердиев А.Х., Арефьев С.В. Влияние фактора времени на показатели процесса разработки нефтяных месторождений // Вестник РАЕН. 2021. Т. 21. № 4. С. 45–52.
13. Шахвердиев А.Х., Арефьев С.В. Концепция мониторинга и оптимизации процесса заводнения нефтяных пластов при неустойчивости фронта вытеснения // Нефтяное хозяйство. 2021. № 11. С. 104–109.
14. Шахвердиев А.Х., Денисов А.В. Проблемы рационального использования попутного нефтяного газа // Вестник РАЕН. 2011. № 5. С. 55–61.
15. Шахвердиев А.Х., Денисов А.В. Моделирование эволюции геофлюидодинамических углеводородных систем в условиях неустойчивости фронта вытеснения // Вестник РАЕН. 2020. Т. 20. № 3. С. 50–55.
16. Шахвердиев А.Х., Денисов А.В., Собаев А.Г., Шахвердиев Э.А. Оптимизация нестационарного заводнения нефтяных залежей с использованием модели роста // Вестник РАЕН. 2019. Т. 19. № 1. С. 21–25.
17. Шахвердиев А.Х., Максимов М.М., Рыбичкая Л.П. Моделирование залежей нефти с позиции системной оптимизации процессов // Нефтяное хозяйство. 2000. № 12. С. 19–23.
18. Шахвердиев А.Х., Максимов М.М., Рыбичкая Л.П., Галушко В.В. Способ определения местоположения застойных и слабодренлируемых зон нефтяной залежи. Патент RU 2105136 С1, 20.02.1998.
19. Шахвердиев А.Х., Мандрик И.Э. Оптимизация плотности сетки скважин и ее влияние на коэффициент извлечения нефти // Нефтяное хозяйство. 2007. № 12. С. 54–58.
20. Шахвердиев А.Х., Панахов Г.М. Способ разработки нефтяной залежи. Патент RU 2244110 С1,

- 10.01.2005.
21. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ПАНАХОВ Г.М., АББАСОВ Э.М. Синергетические эффекты при системном воздействии на залежь термореохимическими методами // Нефтяное хозяйство. 2002. № 11. С. 61–65.
22. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ПАНАХОВ Г.М., АББАСОВ Э.М., АББАСОВ Г.М., ОМРАНИ А. Газодинамическая десорбция газа в условиях внутрипластовой генерации диоксида углерода // Вестник РАЕН. 2010. Т. 10. № 1. С. 25–28.
23. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ПАНАХОВ Г.М., АББАСОВ Э.М., МАНДРИК И.Э., БАХТИЯРОВ С.И. Интегративная эффективность воздействия на пласт при внутрипластовой генерации газа // Нефтяное хозяйство. 2006. № 11. С. 76–80.
24. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ПАНАХОВ Г.М., АББАСОВ Э.М., РАСУЛОВА С.Р. О возможности регулирования вязкостной аномалии в гетерогенных смесях // Вестник РАЕН. 2014. Т. 14. № 1. С. 28–33.
25. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ПАНАХОВ Г.М., АББАСОВ Э.М., JIANG R., БАКНТИЯРОВ S. Высокоэффективная технология повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти на основе внутрипластовой генерации CO₂ // Нефтяное хозяйство. 2014. № 5. С. 90–95.
26. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ПАНАХОВ Г.М., СУЛЕЙМАНОВ Б.А., АББАСОВ Э.М., БЕРМАН А.В. Способ изоляции зон поглощения в скважине. Патент RU 2111337 C1, 20.05.1998.
27. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ПАНАХОВ Г.М., СУЛЕЙМАНОВ Б.А., АББАСОВ Э.М., КУРБАНОВ Р.А., МАТВЕЕВ К.А. Способ разработки нефтяной залежи. Патент RU 2123586 C1, 20.12.1998.
28. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ПАНАХОВ Г.М., СУЛЕЙМАНОВ Б.А., АББАСОВ Э.М., ЧУКЧЕЕВ О.А., ГАЛЕЕВ Ф.Х. Способ гидроразрыва пласта. Патент RU 2122111 C1, 20.11.1998.
29. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ПАНАХОВ Г.М., СУЛЕЙМАНОВ Б.А., АББАСОВ Э.М., ЧУКЧЕЕВ О.А., ГАЛЕЕВ Ф.Х. Способ разработки нефтяной залежи. Патент RU 2125154 C1, 20.01.1999.
30. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ПАНАХОВ Г.М., АББАСОВ Э.М., HUIMIN Z., YIGANG L., SHUNYAO L. Инновационная технология извлечения остаточных запасов углеводородов внутрипластовой генерацией диоксида углерода // Нефтяное хозяйство. 2010. № 6. С. 44–47.
31. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ШЕСТОПАЛОВ Ю.В., МАНДРИК И.Э., АРЕФЬЕВ С.В. Альтернативная концепция мониторинга и оптимизации заводнения нефтяных пластов в условиях неустойчивости фронта вытеснения // Нефтяное хозяйство. 2019. № 12. С. 118–123.
32. BUCKLEY S.E., LEVERETT M.C. Mechanism of Fluid Displacement in Sands // Society of Petroleum Engineers. 1942. doi:10.2118/942107-G.
33. GUMERSKY KH.KH., DZHAFAROV I.S., SHAKHVERDIEV A.KH., MAMEDOV YU.G. In-situ generation of carbon dioxide: new way to increase oil recovery / Proceedings of the European Petroleum Conference. European Petroleum Conference (EUROPEC). Paris, France, 2000. P. 499–504.
34. KILLOUGH J.E. Reservoir simulation with history-dependent saturation functions // Trans. SPE of AIME. 1976. Vol. 261. P. 37–48.
35. NICOLIS G., PRIGOGINE I. Self-Organization in Nonequilibrium System. N.Y.: John Wiley&Sons, 1977.
36. ONSAGER L. Reciprocal Relations in irreversible processes // I., Phys. Rev. 1931. Vol. 37. P. 405–426.
37. PRIGOGINE I., STENGERS I. Order out of chaos. N.Y.: Bantam, 1984.
38. SHAKHVERDIEV A.KH., MAKHETSKAYA E.V., DENISOV A.V. Prevention of hysteresis phenomena during filtration of carbonated oil in reservoirs with irreversible deformation of rocks in overlying fields // 7th Scientific Exploration Conference – Tyumen 2021: Natural Resources Management as a Cross-Functional Process. 2021. Vol. 2021. P. 1–5. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202150060>.
39. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., BAKHTIYAROV S.I., ABBASOV E.M. Oil Recovery by In-Situ Gas Generation: Volume and Pressure Measurements // ASME Joint U.S.-European Fluids Engineering Summer Meeting, Miami, FL, July 17–20, 2006.
40. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., BAKHTIYAROV S.I., ABBASOV E.M., SIGNER D. In-Situ Carbon Dioxide Generation for Oil Recovery: Experimental Study of Pressure and Temperature Variations during Stoichiometric Reaction // Symposium on Advances in Materials Processing Science, ASME International Mechanical Engineering Congress and Exposition, Chicago, IL, November 5–10, 2006, <https://doi.org/10.1115/IMECE2006-15708>.
41. SHAKHVERDIEV A.KH., SHESTOPALOV YU.V. Qualitative analysis of quadratic polynomial dynamical systems associated with the modeling and monitoring of oil fields // Lobachevskii Journal of Mathematics. 2019. Vol. 40. № 10. P. 1695–1710. DOI: 10.1134/S1995080219100226
42. SHAKHVERDIEV A.KH., SHESTOPALOV Y. Qualitative theory of two-dimensional polynomial dynamical systems. Symmetry. 2021. Vol. 13(10). 1884. <https://doi.org/10.3390/sym13101884>,
43. SHAKHVERDIEV A.KH., SHESTOPALOV Y.V., MANDRIK I.E., AREFYEV S.V. Optimization of Reservoir Waterflooding with Unstable Displacement Front // ANAS Transactions, Earth Sciences 2. 2023. P. 64–78. DOI: 10.33677/ggianas20230200103

REFERENCE

1. AZIZ H., SETTARI E. Mathematical modeling of reservoir systems. Moscow-Izhevsk: Institut komp'yuternykh issledovaniy. 2004:406.
2. ARNOLD V.I. Catastrophe theory. Moscow: Nauka, 1990:128.
3. BREZITSKY S.V., JAFAROV I.S., PANAKHOV G.M., SHAKHVERDIEV A.KH. Method for developing an oil deposit. Patent RU 2142557 C1, 12/10/1999.
4. GORBUNOV A.T., MOSKVIN V.D., BRUSLOV A.YU., STARKOVSKY A.V., ROGOVA T.S., SULTANOV T.A., BALIKOEVA M.A., SHAKHVERDIEV A.A.KH., PALIY V.O. A method for treating the bottomhole zone of a production well. Patent RU 2023143 C1, 11/15/1994.
5. CRAIG F.F. Development of oil fields using waterflood-ing. Moscow: Nedra, 1974:191.
6. MANDRIK I.E., SHAKHVERDIEV A.KH., SULEYMANOV I.V. Estimation and forecast of oil recovery based on neural network modeling. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2005;10:36–39.
7. CHUKCHEEV O.A., SHAKHVERDIEV A.KH., MAMEDOV B.A., MINULIN KH.K., ISANGULOV A.K., BRAZHNİK V.V. Well cleaning device / Patent for invention RU 2068079 C1, 10.20.1996. Application N 96103241/03 dated 02/27/1996.
8. SHAKHVERDIEV A.KH. System optimization of the oil field development process. Moscow: Nedra, 2004:452.
9. SHAKHVERDIEV A.KH. Potential for increasing oil recovery based on new technologies for stimulating the oil reservoir. *Vestnik RAYEN*. 2007;7;4:14–19.
10. SHAKHVERDIEV A.KH. Once again about oil recovery. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2014;1:44–48.
11. SHAKHVERDIEV A.KH. Some conceptual aspects of system optimization of oil field development. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2017;2:58–63. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-2-58-63
12. SHAKHVERDIEV A.KH., AREFIEV S.V. Influence of the time factor on the indicators of the oil field development process. *Vestnik RAYEN*. 2021;21;4:45–52.
13. SHAKHVERDIEV A.KH., AREFIEV S.V. The concept of monitoring and optimizing the process of flooding oil reservoirs with instability of the displacement front. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2021;11:104–109.
14. SHAKHVERDIEV A.KH., DENISOV A.V. Problems of rational use of associated petroleum gas. *Vestnik RAYEN*. 2011;5:55–61.
15. SHAKHVERDIEV A.KH., DENISOV A.V. Modeling the evolution of geofluidodynamic hydrocarbon systems under conditions of instability of the displacement front. *Vestnik RAYEN*. 2020;20;3:50–55.
16. SHAKHVERDIEV A.KH., DENISOV A.V., SOBAEV A.G., SHAKHVERDIEV E.A. Optimization of non-stationary flooding of oil deposits using a growth model. *Vestnik RAYEN*. 2019;19;1:21–25.
17. SHAKHVERDIEV A.KH., MAKSIMOV M.M., RYBITSKAYA L.P. Modeling of oil deposits from the perspective of system optimization of processes. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2000;12:19–23.
18. SHAKHVERDIEV A.KH., MAKSIMOV M.M., RYBITSKAYA L.P., GALUSHKO V.V. A method for determining the location of stagnant and poorly drained zones of an oil deposit. Patent RU 2105136 C1, 02/20/1998.
19. SHAKHVERDIEV A.KH., MANDRIK I.E. Optimization of well pattern density and its impact on oil recovery factor. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2007;2:54–58.
20. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M. Method for developing an oil deposit. Patent RU 2244110 C1, 01/10/2005.
21. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., ABBASOV E.M. Synergistic effects under systemic influence on a deposit using thermo-rheochemical methods. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2002;11:61–65.
22. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., ABBASOV E.M., ABBASOV G.M., OMRANI A. Gas-dynamic desorption of gas under conditions of in-situ generation of carbon dioxide. *Vestnik RAYEN*. 2010;10;1:25–28.
23. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., ABBASOV E.M., MANDRIK I.E., BAKHTIYAROV S.I. Integrative efficiency of impact on the reservoir during in-situ gas generation. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2006;11:76–80.
24. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., ABBASOV E.M., RASULOVA S.R. On the possibility of regulating the viscosity anomaly in heterogeneous mixtures. *Vestnik RAYEN*. 2014;14;1:28–33.
25. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., ABBASOV E.M., JIANG R., BAKHTIYAROV S. Highly efficient technology for enhancing oil recovery and intensifying oil production based on in-situ generation of CO₂. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2014;5:90–95.
26. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., SULEYMANOV B.A., ABBASOV E.M., BERMAN A.V. A method for isolating absorption zones in a well. Patent RU 2111337 C1, 05/20/1998.
27. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., SULEYMANOV B.A., ABBASOV E.M., KURBANOV R.A., MATVEEV K.L. Method for developing an oil deposit. Patent RU 2123586 C1, 12/20/1998.
28. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., SULEYMANOV B.A., ABBASOV E.M., CHUKCHEEV O.A., GALEEV F.KH. Hydraulic fracturing method. Patent RU 2122111 C1, 11/20/1998.
29. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., SULEYMANOV B.A., ABBASOV E.M., CHUKCHEEV O.A., GALEEV F.KH. Method for developing an oil deposit. Patent RU 2125154 C1, 01/20/1999.
30. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., ABBASOV E.M., HUIMIN Z., YIGANG L., SHUNYAO L. Innovative technology for the extraction of residual hydrocarbon reserves by in-situ generation of carbon dioxide.

- Neftyanoye khozyaystvo*. 2010;6:44–47.
31. **SHAKHVERDIEV A.KH., SHESTOPALOV YU.V., MANDRIK I.E., AREFIEV S.V.** An alternative concept for monitoring and optimizing the flooding of oil reservoirs in conditions of instability of the displacement front. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2019;12:118–123.
 32. **BUCKLEY S.E., LEVERETT M.C.** Mechanism of Fluid Displacement in Sands. *Society of Petroleum Engineers*. 1942. doi:10.2118/942107-G.
 33. **GUMERSKY KH.KH., DZHAFAROV I.S., SHAKHVERDIEV A.KH., MAMEDOV YU.G.** In-situ generation of carbon dioxide: new way to increase oil recovery. Proceedings of the European Petroleum Conference. European Petroleum Conference (EUROPEC). Paris, France, 2000:499–504.
 34. **KILLOUGH J.E.** Reservoir simulation with history-dependent saturation functions. *Trans. SPE of AIME*. 1976;261:37–48.
 35. **NICOLIS G., PRIGOGINE I.** Self-Organization in Nonequilibrium System. New York: John Wiley&Sons, 1977.
 36. **ONSAGER L.** Reciprocal Relations in irreversible processes. I, *Phys. Rev.* 1931;37:405–426.
 37. **PRIGOGINE I., STENGERS I.** Order out of chaos. New York: Bantam, 1984.
 38. **SHAKHVERDIEV A.KH., MAKHETSKAYA E.V., DENISOV A.V.** Prevention of hysteresis phenomena during filtration of carbonated oil in reservoirs with irreversible deformation of rocks in overlying fields. *7th Scientific Exploration Conference – Tyumen 2021: Natural Resources Management as a Cross-Functional Process*. 2021;2021:1–5. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202150060>.
 39. **SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., BAKHTIYAROV S.I., ABBASOV E.M.** Oil Recovery by In-Situ Gas Generation: Volume and Pressure Measurements. ASME Joint U.S.-European Fluids Engineering Summer Meeting, Miami, FL, July 17–20, 2006.
 40. **SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., BAKHTIYAROV S.I., ABBASOV E.M., SIGINER D.** In-Situ Carbon Dioxide Generation for Oil Recovery: Experimental Study of Pressure and Temperature Variations during Stoichiometric Reaction. Symposium on Advances in Materials Processing Science, ASME International Mechanical Engineering Congress and Exposition, Chicago, IL, November 5–10, 2006, <https://doi.org/10.1115/IMECE2006-15708>.
 41. **SHAKHVERDIEV A.KH., SHESTOPALOV YU.V.** Qualitative analysis of quadratic polynomial dynamical systems associated with the modeling and monitoring of oil fields. *Lobachevskii Journal of Mathematics*. 2019;40;10:1695–1710. DOI: 10.1134/S1995080219100226
 42. **SHAKHVERDIEV A.KH., SHESTOPALOV Y.** Qualitative theory of two-dimensional polynomial dynamical systems. *Symmetry*. 2021;13(10):1884. <https://doi.org/10.3390/sym13101884>.
 43. **SHAKHVERDIEV A.KH., SHESTOPALOV Y.V., MANDRIK I.E., AREFIEV S.V.** Optimization of Reservoir Waterflooding with Unstable Displacement Front. *ANAS Transactions, Earth Sciences* 2. 2023:64–78. DOI: 10.33677/ggianas20230200103

Шахвердиев Азизага Ханбаба Оглы,
д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений» Российского государственного геологоразведочного университета имени Серго Орджоникидзе

✉ 117997, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23,
117997, Moscow, st. Miklouho-Maklaya, 23
e-mail: ah_shah@mail.ru

Арефьев Сергей Валерьевич,
к.г.-м.н., начальник Управления разработки нефтяных и газовых месторождений Западно-Сибирского и Пермского регионов ПАО «Лукойл»

✉ 101000, г. Москва, Сретенский бульвар, д. 11,
101000, Moscow, Sretensky Boulevard, 11,
тел: +7 (495) 627-44-44, e-mail: lukoil@lukoil.com,