УДК 622.276.43

ВЛИЯНИЕ ФАКТОРА ВРЕМЕНИ НА ПОКАЗАТЕЛИ ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А.Х. ШАХВЕРДИЕВ¹,
С.В. АРЕФЬЕВ²

¹ РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМ. С. ОРДЖОНИКИДЗЕ,

² ООО ЛУКОЙЛ – ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ

Обоснованный выбор масштаба, частоты, периодически-сти, продолжительности времени при измерении техноло-гических параметров и показателей процесса разработки месторождений жидких и газообразных углеводородов обеспечивает достоверность результатов мониторинга, ре-гулирования, контроля и в целом оптимизации управления системой разработки. В предложенной постановке задач открывается возможность, не прибегая к многомерному моделированию, оперативно и достоверно оценить и про-гнозировать для целей оптимального управления процессом разработки нефтяных месторождений, такие важные пока-затели, как – время продолжительности доработки объ-екта, компенсацию системы ППА, прогноз неустойчивости фронта вытеснения, а так же обеспечить унификацию при оценке технологической эффективности ГТМ.

Ключевые слова: разработка нефтяных месторожде-ний, период, масштаб, продолжительность времени, динами-ка неустойчивости фронта вытеснения, персистентность компенсации.

INFLUENCE OF TIME FACTOR ON INDICATORS OIL FIELD DEVELOPMENT PROCESS

A.H. SHAKHVERDIEV¹, S.V. AREFIEV²

¹ RUSSIAN STATE GEOLOGICAL UNIVERSITY
THEM. S. ORDZHONIKIDZE,

² ООО LUKOIL – WESTERN SIBERIA

A reasonable choice of the scale, frequency, duration of time when measuring technological parameters and indicators of the process of developing fields of liquid and gaseous hydrocarbons ensures the reliability of the results of monitoring, regulation, control and, in general, optimization of management of the development system. In the proposed formulation of tasks, it becomes possible, without resorting to multidimensional modeling, to quickly and reliably evaluate and predict for the purposes of optimal control of the process of oil field development, such important indicators as the duration of additional development of the facility, compensation of the reservoir pressure maintenance system, forecast of displacement front instability, and so on. to ensure unification in assessing the technological efficiency of geological and technical measures.

KEYWORDS: oil field development, period, scale, time duration, dynamics of displacement front instability, compensation persistence.

DOI: 10.52531/1682-1696-2021-21-4-45-52

АКТУАЛЬНОСТЬ ФАКТОРА ВРЕМЕНИ

Лауреат Нобелевской премии Анри Бергсон, обратил внимание на то, что «Чем глубже мы проникаем в природу времени, тем больше понимаем, что длительность есть изобретение, создание форм, непрерывное производство чего-то абсолютно нового» [2]. Время оказалось «панацеей», позволяющей фиксировать, оценивать и прогнозировать все происходящее в прошлом, в настоящем и в будущем, при соответствующем правильном выборе временного шага, масштаба, частоты, периода и продолжительности. Именно поэтому в науке и жизни, **времени, как фундаментальному измерению действительности** отводится основополагающая роль и человек, знающий о важной роли фактора времени почти что все – другой лауреат Нобелевской премии, И.Р. Пригожин – выразил эту мысль также лаконично: «*Никакая формулировка*

законов природы, не учитывающая конструктивную роль времени, не может считаться удовлетворительной» [10].

Время входит в число трех основных или первичных эталонных единиц измерения – длина, масса, время. Единицы измерения для других величин, которые получаются посредством первичных, принято называть производными или вторичными единицами измерения.

Хронометрические замеры и наблюдения за процессами осуществляются в различных масштабах времени: ...секунды, минуты, часы, сутки, месяцы, годы... Интерпретация результатов этих наблюдений часто упрощается за счет не обоснованного увеличения временного шага, сокращения продолжительности или ошибок при выборе периодичности и частоты в исследуемых процессах и происходящих вокруг нас

событиях. Тем самым решение проблемы и полученные результаты подвергаются неоправданному искажению, поскольку происходит нивелирование флуктуаций и в свою очередь, потеря важнейшей информации о процессе и событии. Сказанное органически связано с рядом принципиальных закономерностей, используемых при оптимизации и управлении процессом разработки месторождений жидких и газообразных углеводородов [5, 6, 12, 13, 18, 19].

Обоснованный выбор масштаба, частоты, периодичности, продолжительности времени при измерении технологических параметров и показателей процесса разработки месторождений жидких и газообразных углеводородов обеспечивает достоверность результатов мониторинга, регулирования, контроля и в целом оптимизации управления системой разработки. Оценить влияние геолого-технических мероприятий на текущие и накопленные технологические показатели разработки, только на основании «активных» или специальных промысловых исследований, экспериментов невозможно, из-за необходимости проведения чрезвычайно большого объема дорогостоящих работ. Поэтому «пассивные» или традиционные промысловые измерения параметров для формирования достоверной исходной базы данных приобретают особую актуальность. Именно поэтому при трансформации этих исходных данных в определенные унифицированные знания или интерпретации полученных результатов не могут быть использованы временные шаги, интервалы, масштабы, частоты, периоды или продолжительности времени меньше или больше некоторых, строго обоснованных.

Показатели, параметры, а также закономерности, выявленные при разработке месторождений углеводородов, основываются, в первую очередь, на их понятийных определениях или дефинициях, точно раскрывающих их физическую сущность. Во вторую очередь возникает задача их математической формализации и численного расчета. Это касается многочисленных инженерных задач и их решений, востребованных при проектировании сложнейшего и долгосрочного процесса – разработки месторождений жидких и газообразных углеводородов.

Безусловно, основным технологическим показателем, позволяющим судить о прошлом, настоящем и будущем процесса разработки нефтяных залежей, является история текущего или накопленного отбора жидкости, нефти, воды и это в равной степени касается отбора газа и конденсата. Вариация отбора нефти во времени – в краткосрочной, среднесрочной или долгосрочной перспективе, дает возможность оценить технологическую успешность, следовательно, экономическую рентабельность и эффективность эксплуатации объектов разработки, оценить эффективность тех или иных геолого-технических мероприятий на каждом этапе, стадии или базовом периоде разработ-

ки месторождения. Наряду с этим необходимо исследовать другие архиважные показатели и параметры, которые взаимоувязаны во времени с отбором нефти и играют определяющую роль при формировании стратегии системы разработки и непосредственном проектировании разработки месторождений нефти и газа: плотность сетки скважин, обводненность, коэффициент компенсации, устойчивость фронта вытеснения нефти водой, динамика выработки запасов, текущий и конечный коэффициент извлечения нефти и многое другое. Представляется вполне естественным с накоплением информации, опыта и знаний о технологическом процессе разработки вернуться к уточнению и совершенствованию методов расчета этих показателей в зависимости от обоснованно выбранного масштаба, частоты, периода и продолжительности времени.

ВОЛОНТАРИЗМ ПРИ ПРИМЕНЕНИИ БЕЗРАЗМЕРНОГО ВРЕМЕНИ

Согласно теории подобия и размерности величин, численное значение которых одно и то же во всех системах единиц измерения этой совокупности систем, называется безразмерным.

Вопреки вышеизложенному, при гидродинамических расчетах технологических показателей разработки в качестве безразмерного времени принято использовать соотношение объемов.

Так, например, в работе [8] за безразмерное время принято использовать:

$$\tau = \frac{\int_0^t q_{ж}(t) dt}{V(1 - S_{св} - S_{о.н})m} \quad (1)$$

где $q_{ж}$ – дебит жидкости, м³/год; t – время, годы; m – пористость, д.е.; $S_{св}$ – насыщенность связанной водой, д.е.; $S_{о.н}$ – насыщенность остаточной нефтью, д.е.

Авторы исследований [1] предлагают аналогичный, но более упрощенный вариант формулы для расчета безразмерного времени τ :

$$\tau = \frac{\sum q_{ж}(t) \cdot t}{Q_{зан}} \quad (2)$$

где $\sum q_{ж}(t) \cdot t$ – нарастающая добыча жидкости; $Q_{зан}$ – балансовые запасы нефти.

Эта «удобная» идея тождественной замены безразмерного параметра, представляющего соотношение объемов, на безразмерное время, получила дальнейшее развитие и в других работах. Подытожив результаты этих исследований, можно определить основную идею, как введение в практику гидродинамических расчетов понятия безразмерного времени, представляющего отношение накопленной жидкости к геологическим или балансовым запасам нефти.

$$\tau = \frac{Q_{ж}(t)}{Q_{зан}} \quad (3)$$

Авторами в [8] вместо $Q_{зан}$ предлагается использовать активные запасы нефти, представляющие произведение коэффициента вытеснения на геологические запасы нефти $Q = Q_{геол} \cdot K_{выт}$.

Насколько правомерно и научно обосновано подобная подмена понятий?

Во-первых, время, размерное или безразмерное, должно быть рассчитано на весь срок продолжительности процесса разработки и на выработку всего объема извлекаемых запасов. В данном случае, очевидно, что режим истощения или безводный период, который может доходить до 10 лет, выпадают из рассмотрения, поэтому зависимости (1) – (3) в качестве безразмерного времени вызывает сомнения, а заменив $Q_{ж}(t)$ на $Q_{н}(t)$ в формуле (3), получили бы текущий коэффициент нефтеотдачи, как бы тождественно равной безразмерному времени.

Во-вторых, если текущее время продолжительности разработки t нормировать по его конечному значению T , то получим безразмерное время

$$\tau = \frac{t}{T} \quad (4)$$

и при желании легко можно определить размерное время $t = \tau \cdot T$.

В таком случае как быть с формулами (1), (2), (3) при переходе к размерному времени? Попытка выразить безразмерное время через отношение объемов добычи жидкости к геологическим запасам ничем не обосновано. В тех случаях же, где делаются попытки обоснования для водного периода, возникает другая проблема, связанная с расчетом показателей разработки в зависимости от календарного времени вместо оперативного фактического времени.

В-третьих, следует особо отметить тот факт, что «безразмерное время», предложенное авторами в [1, 8] это продукт процесса, рассчитанного с временным шагом в один год. Это дает возможность авторам получить гладкие кривые и простые аналитические зависимости – характеристики вытеснения следующего типа:

$$\eta = f(\tau) \text{ или } \frac{Q_{н}(t)}{Q_{зан}} = f\left(\frac{Q_{ж}(t)}{Q_{зан}}\right) \quad (5)$$

В зависимости от типа функции f можно получить всевозможные характеристики вытеснения, которые широко используются при прогнозе показателей разработки и оценке технологической эффективности геолого-технических мероприятий, в том числе технологий повышения нефтеизвлечения пластов (ТПНП) и интенсификации добычи нефти (ТИДН), критиче-

ский анализ которых представлен в исследованиях [5, 6, 12, 13, 18, 19].

Практика применения технологий воздействия на залежи показывает, что продолжительность эффективности ГТМ, как правило, колеблется от 3 до 18 месяцев. В этом случае оценивать эффективность технологий методами характеристик вытеснения с временным шагом в один год не правомерно. Безусловно можно перестроить временные ряды с шагом в один месяц и это будет правильно, но в этом случае применение элементарных функций в качестве математической основы характеристик вытеснения не подходит для моделирования истории процесса разработки залежи. Если учесть то, что речь идет о календарном времени, а не об оперативном или фактическом времени, результаты расчета могут быть заведомо абсурдными. Сравнительный анализ результатов оценки технологической эффективности ГТМ, полученные в системе календарного времени и оперативного времени сильно разнятся, а иногда оказываются диаметрально противоположными. Подробности и конкретные примеры расчетов можно найти в работах [5, 6, 10].

ТРАДИЦИОННАЯ СТАДИЙНОСТЬ ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ

Наблюдения за процессом разработки выявили ряд стадий, в каждой из которых имеются качественные и количественные различия в технологических и экономических показателях. На это впервые обратил внимание автор [9] и предложил вести стратегию разработки исходя из позиции четырех стадий. Ряд авторов предлагали провести варианты стадийности по обводненности, по себестоимости, по безразмерному времени, по добыче нефти [3, 4, 7]. Таким образом четырехстадийная модель превратилась в традиционную и общепризнанную. Последние годы появились ис-

РИС. 4.

Коэффициент компенсации месторождения XXX пласта AB_1+AB_2

следования, опирающиеся на инновационные научно-технические достижения и обширный опыт в области разработки нефтяных залежей, рассматривающие эволюцию процесса разработки – многостадийной, как это представлено в исследованиях авторов [1, 3–6]. В этих исследованиях указывается, что стадийность не может быть определена безотносительно поставленной задачи и превращаться в традицию, признающую вариант только из четырех стадий. Так, в качестве примера показателей разработки одного из эксплуатационных объектов месторождения, построенного с временным шагом один календарный месяц и пересчитанного на оперативное время или на время разработки представлен на рис. 1.

Интерес представляет теоретическая основа нового подхода к решению поставленной задачи предложенная в исследованиях авторов [5, 6, 13, 19]. Причем, унификация этого подхода обеспечивается единственным универсальным кинетическим уравнением Колмогорова – Ерофеева адаптированного к условиям задачи разработки нефтяных месторождений, дифференциальная форма которого имеет вид:

$$\frac{dQ_H(t)}{dt} = abt^{a-1} \cdot e^{-bt^a} = \lambda[1 - Q_H(t)] \quad (6)$$

а интегральная форма:

$$Q_H(t) = 1 - e^{-bt^a} \quad (7)$$

$$\lambda = abt^{a-1} \quad (8)$$

где: $Q_H(t)$ – нормированный накопленный отбор нефти; λ – темп выработки запасов нефти; a, b – коэффициенты аппроксимации; t – время.

Эта кривая текущего отбора нефти распадается на две стадии – восходящую и нисходящую в точке перегиба (рис. 1).

$$M = \left[\left(\frac{a-1}{ab} \right)^{1/a}; \left(1 - e^{1/a-1} \right) \right] \quad (9)$$

В каждой конкретной постановке задачи стадий может быть две, четыре и более, поскольку характер изменения технологических показателей определяется относительным темпом выработки запасов и фиксируется в зависимости от временного шага и требуемой точности определения каждой стадии или базового периода. В данном случае, в зависимости от условий поставленной задачи, накопленную добычу нефти можно представить в виде традиционных четырех стадий или же другим количеством стадий и базовых периодов для целей оценки технологической эффективности ГТМ, как это показано на рис. 2, 3.

В данном случае последняя стадия на рис. 3 является базовым периодом при расчете технологической эффективности применяемого ГТМ.

Аналогичные проблемы возникают при исследовании динамики и прогноза показателей разработки нефтяных месторождений.

О КОЭФФИЦИЕНТЕ КОМПЕНСАЦИИ

Бесчисленное множество природных явлений и процессов, сопровождаемых непредсказуемыми, случайными флуктуациями во времени, в том числе траектория частицы в классическом и обобщенном броуновском движении, рост популяции, временные ряды показателей разработки – все подобные процессы являются предметом и областью исследования стохастической теории.

В динамических системах потеря устойчивости и экспоненциальное расхождение близких фазовых траекторий трансформирует стохастический процесс в итоге в хаотический.

Поддержание пластового давления (ППД) на определенном уровне обеспечивается в основном оптимальной работой фонда нагнетательных и добывающих скважин и осуществляется в целях достижения проектной нефтеотдачи. Это, в свою очередь, зависит от мобильности и подвижности закачанной воды, темпа ее нагнетания, объема и темпа отбора жидкости через добывающие скважины.

Задача заключается в определении объемов закачиваемой воды и отбираемой жидкости, при которых обеспечивается заданное пластовое давление при заданном расположении скважин, т.е. необходимо определить коэффициент компенсации, обеспечивающий оптимальную работу системы поддержания пластового давления при сложившейся системе разработки.

Рассмотрим конкретный пример влияния фактора времени при реализации метода Херста для оценки оптимальности режима работы данной системы [5, 6, 11, 16].

РИС. 5.

Зона неустойчивости, образованная скачком и тройственностью водонасыщенности

Исследуя множество природных явлений, Херст пришел к выводу, что эти явления подчиняются статистической зависимости:

$$\begin{aligned} R(\tau) / S &= (\alpha \tau)^H; \\ R(\tau) &= \max Q(t, \tau) - \min Q(t, \tau); \\ S &= \left[\frac{1}{\tau} \sum_{t=1}^{\tau} \{q(t) - \langle q \rangle_{\tau}\}^2 \right]^{\frac{1}{2}}, \end{aligned} \quad (11)$$

где τ – длительность рассматриваемого промежутка времени; $R(\tau)$ – размах; S – дисперсия; R/S – нормированный размах; $\langle q \rangle_{\tau}$, $q(t)$ – среднее и текущее отклонение; $Q(t, \tau)$ – накопленное отклонение.

Применяя метод Херста ко многим естественным процессам и явлениям, можно обнаружить, что временные ряды, представляющие эти процессы, часто характеризуются персистентностью. Особенность персистентности состоит в том, что на временных рядах уровень локального шума становится не сопоставим с уровнем глобального отклонения сигнала.

Для обычных броуновских приращений, где $H=1/2$, получаемый шум представляет собой гауссовый процесс с независимыми значениями, который обычно называют «белым шумом».

Другими словами, персистентные стохастические процессы обнаруживают довольно четко выраженные тенденции глобального изменения при относительно малом шуме.

При антиперсистентных процессах уровень локального шума сопоставим по величине с глобальными отклонениями сигнала. С использованием вышеуказанных свойств параметра Херста в работе исследован коэффициент компенсации.

Коэффициент компенсации отбора нефти (жидкости) входит в число основных показателей регулирования и управления процессом разработки.

На рис. 4. представлена динамика развития коэффициента компенсации по крупной залежи нефти, построенная как по годовому, так и по месячному временному шагу с начала разработки.

Интерпретация кривой, построенной по годовому временному шагу, не поддается обработке методом Херста, из-за недостаточности выборки данных, всего в выборке 25 значений параметра и гладкости зависимости годового отбора от времени, показывая на вполне управляемый процесс отбора и закачки. Однако обработка временного ряда компенсации при месячном шаге с выборкой в 300 значений параметра показывает на броуновский характер режим работы системы, который далек от персистентного и определяется показателем Херста, равным $H=0,52$. Это, в свою очередь, свидетельствует о необходимости оптимизации или регулирования системы закачки и отбора.

Как показывает этот пример, при временном шаге 1 год не удастся обнаружить разбалансированность системы поддержания пластового давления, а при временном шаге в один месяц становится очевидным некоторый случайный характер процесса, требующий оптимизации системы ГПД.

ДИНАМИКА НЕУСТОЙЧИВОСТИ ФРОНТА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ

Следует иметь в виду, что инженерные представления, упрощающие и искажающие как физический механизм, так и математическую аппроксимацию параметров процесса заводнения в условиях неустойчивости фронта вытеснения, приводят к известным теоретическим решениям, сильно отличающимся от практических результатов. Хорошо известные из практики заводнения негативные последствия, именванные специалистами как «вязкостная неустойчивость фронта вытеснения», «пальцеобразный фронт вытеснения», «кинжальное обводнение скважин», «преждевременный прорыв воды в добывающих скважинах», «фрактальная геометрия движения фронта вытеснения» свидетельствуют о не высоком качестве заводнения из-за недопонимания последствий упрощенного представления механизма процесса вытеснения и игнорирования адекватного математического аппарата. Прогнозировать и предотвратить последствия этих катастрофических явлений – скачков водонасыщенности, полученных в теории Бакли-Левретта, оказалось очень трудной задачей.

Важно обоснование физического механизма формирования и продвижения фронта вытеснения и раннего прогноза роста или опережающего темпа движения водной фазы в потоке на определенных участках и этапах процесса заводнения.

В качестве аргумента рассмотрим традиционную совместную изотермическую фильтрацию двухфазной жидкости в однородной пористой среде в отсутствии фазовых переходов системой дифференциальных уравнений неразрывности для каждой из фаз – нефти и воды:

$$\begin{aligned} \frac{\partial Q_w(x, t)}{\partial x} &= -m \frac{\partial \sigma_w}{\partial t} \\ \frac{\partial Q_o(x, t)}{\partial x} &= -m \frac{\partial \sigma_o}{\partial t} \end{aligned} \quad (12)$$

где Q_o , Q_w – соответственно накопленный отбор нефти, воды, σ_o , σ_w – насыщенность среды нефтью и водой, m – пористость.

При этом из соотношения для насыщенностей $\sigma_o + \sigma_w = 1$ получим

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial Q_w(x, t)}{\partial x} &= -m \frac{\partial \sigma_w}{\partial t} \\ \frac{\partial Q_o(x, t)}{\partial x} &= m \frac{\partial (1 - \sigma_w)}{\partial t} \end{aligned} \right\} \quad (13)$$

Рис. 1.

Динамика добычи нефти на месторождении XXX пласт АВ₁+АВ₂: А – от календарного времени; Б – от накопленного времени работы добывающих скважин

Складывая уравнения системы (2) и интегрируя получим:

$$Q_w(x, t) + Q_o(x, t) \rightarrow Q(t) \quad (14)$$

Полученный результат (14) показывает, что объемный расход жидкости $Q(t)$ не зависит от пространственной координаты x , а зависит только от времени t . Это вовсе не означает, что каждая отдельная фаза также не зависит от пространственной координаты. В качестве динамической системы интерес представляет зависимость от времени и от пространственной координаты объемных расходов каждой из фаз – нефти и воды. Таким образом, решение системы (13) не дает возможности оценить динамическое поведение каждой фазы в структуре двухфазового потока в зависимости от пространственной координаты x .

Произведя известные преобразования системы (12), и решая соответствующее характеристическое уравнение, получим [15–18]:

$$X_w = X_w(\sigma_w, 0) + \frac{V_w t}{m} f'(\sigma_w) \quad (15)$$

где $X_w(\sigma_w, 0)$ – начальное при $t=0$ распределение водонасыщенности, m – пористость, V_w – скорость фильтрации водной фазы, $f'(\sigma_w)$ – производная функции Бакли-Левретта.

На рис. 5 представлено распределение водонасыщенности вдоль направления движения, рассчитанное по зависимости (15).

На рис. 5 изображено начальное поле насыщенности $s_0(x, 0)$ при $t=0$ и получившиеся из него при $t>0$ последующее поле насыщенностей $s_1; s_2; s_3$.

Это наиболее простая трансформация энергии, заключающаяся в слиянии и исчезновении минимума и максимума под действием скачка насыщенности, в

Рис. 2.

Разделение кривой накопленной добычи нефти на 4 стадии

Рис. 3.

Разделение кривой накопленной добычи нефти на множество стадий

динамике образуя одну из элементарных катастроф показано на рис. 5. Эта область обозначена желтым цветом и представляет зону неустойчивости фронта вытеснения. Согласно методам теории катастроф полученную поверхность "складки" необходимо спроецировать на плоскость управляющего параметра, которая делит эту плоскость на неустойчивую, выделенную жёлтым цветом и на остальную устойчивую составляющую. С технологической точки зрения интерес представляет не устойчивость прогнозируемая при дискриминанте по воде ниже нуля сочетаемая с дискриминантом по нефти выше нуля, так как это условие является негативным предвестником возможного катастрофического прорыва воды к добывающим скважинам и обводнения продукции скважин. Дискриминантный критерий и алгоритм его расчета представлены в [21, 22].

Вышеприведенная аргументация подчеркивает необходимость создания новой научной парадигмы для исследования динамической системы многофазной фильтрации, рассчитанной на решение подобных оперативных задач, в качестве дополнения к известным геолого-гидродинамическим моделям разработки месторождений жидких и газообразных углеводородов.

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, проявляющих неустойчивость в поведении и меняющихся скачками [21, 22].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В заключении отметим исключительную роль времени в расчетах основных показателей разработки месторождений жидких и газообразных углеводородов. Критический анализ показал неправомерное применение фактора времени в качестве универсальной безразмерной величины показателя разработки, представляющего отношение объемов, тождественно равному безразмерному времени.

Доказано, что при исследовании временных рядов показателей процесса разработки особое внимание требует обоснованный выбор масштаба, интервала, периода, частоты и продолжительности времени. Добиться обоснованности при замерах и расчете временного ряда показателей разработки можно с применением методов Херста, Косинор-анализа, выборочных частот, анализа автокорреляционных функций, рядов Котельникова и другими способами [6].

Предлагаемые новые решения прямой и обратной задачи динамических систем теории катастроф позволяют своевременно учесть последствия неустойчивости фронта вытеснения и прогнозировать последствия скачкообразного изменения и тройственности

водонасыщенности, установленного в теории Бакли-Левретта.

Показано, что дискриминанты полиномов являются управляющими параметрами, контролирующими существенные свойства решений, предложена классификация решений в зависимости от значений и знаков дискриминантов [21, 22]. Полученные результаты дают все основания считать, что при учете фундаментальной роли фактора времени удастся уточнить достоверность важнейших показателей разработки нефтяных месторождений.

Предлагается новая методика моделировать стабильность эволюции системы разработки универсальным уравнением Колмогорова-Ерофеева и унифицировать алгоритм расчета технологической эффективности методов повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти.

В предложенной постановке задач открывается возможность, не прибегая к многомерному моделированию, оперативно и достоверно оценить и прогнозировать для целей оптимального управления процессом разработки нефтяных месторождений, такие важные показатели, как – время продолжительности доразработки объекта, компенсация системы ППД, прогноз неустойчивости фронта вытеснения, а так же обеспечить унификацию при оценке технологической эффективности ГТМ [14–20].

ЛИТЕРАТУРА

1. Баишев Б.Т., Исайчев В.В., Кожакин С.В. и др. Регулирование процесса разработки нефтяных месторождений. М., «Недра», 1978. 197 с.
2. Бергсон А.А. Непосредственные данные сознания. Время и свобода воли. Из-во «Ленанд», 2020. 224 с.
3. Закиров С.Н. Анализ проблемы «плотность сетки скважин – нефтеотдача». «Грааль», М, 2002. 313 с.
4. Иванова М.М. Динамика добычи нефти из залежей. Недра, 1976. 247 с.
5. Мандрик И.Э., Панахов Г.М., Шахвердиев А.Х. Научно-методические и технологические основы оптимизации процесса повышения нефтеотдачи пластов. Изд-во «Нефтяное хозяйство». 2010. 267 с.
6. Мирзаджанзаде А.Х., Шахвердиев А.Х. Динамические процессы в нефтегазодобычи. М.: Наука. 1997, 253 с.
7. Николаевский Н.М. К экономической оценке основного периода отдельных этапов разработки нефтяных месторождений при проектировании. «Экономика нефтедобывающей промышленности». 1968. №5. С. 6–12.
8. Орлов В.С. Проектирование и анализ разработки нефтяных месторождений при режимах вытеснения нефти водой. М., «Недра», 1973. 320 с.
9. Оруджев С.А. Основные задачи совершенства-

- ния разработки нефтяных месторождений, вступающих в позднюю стадию. «Нефтяное хозяйство», 1969. №2. С. 1–5.
10. Пригожин И.Р. Конец неопределенности. Время, хаос и новые законы природы. Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2001. 08 с.
 11. ФЕДЕР Е. Фракталы. М.: Мир, 1991. 260 с.
 12. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., МАНДРИК И.Э. Фундаментальная роль фактора времени в процессе разработки месторождений углеводородов // Нефтяное хозяйство. 2005. № 9. С. 176–180.
 13. ШАХВЕРДИЕВ А.Х. Способ определения технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов. Патент RU 2149256 C1, 2000, 9 стр.
 14. ШАХВЕРДИЕВ А.Х. Еще раз о нефтеотдаче. Нефтяное хозяйство. 2014. № 1. С. 44–50.
 15. ШАХВЕРДИЕВ А.Х. Инновационный потенциал нестационарного заводнения в целях повышения нефтеотдачи пластов. Вестник Азербайджанской Инженерной Академии. 2019. № 1. С. 32–41 с.
 16. ШАХВЕРДИЕВ А.Х. Некоторые концептуальные аспекты системной оптимизации разработки нефтяных месторождений. Нефтяное хозяйство. 2017. № 2. С. 58–63.
 17. ШАХВЕРДИЕВ А.Х. Системная оптимизация нестационарного заводнения с целью повышения нефтеотдачи пластов. Нефтяное хозяйство. 2019. № 1. С. 44–50.
 18. ШАХВЕРДИЕВ А.Х. Системная оптимизация процесса разработки нефтяных месторождений. ООО «Недра», 2004. 452 с.
 19. ШАХВЕРДИЕВ А.Х. Унифицированная методика расчета эффективности геолого-технических мероприятий. Нефтяное хозяйство. 2001. №5. С. 44–48.
 20. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., МАНДРИК И.Э. Оптимизация плотности сетки скважин и её влияние на коэффициент извлечения нефти. Нефтяное хозяйство. 2007. № 12. С. 54–57.
 21. 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.
 22. 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. 1691–1706.
-
- Шахвердиев Азизага Ханбаба оглы**,
д.т.н., профессор кафедры разработки и эксплуатации месторождений углеводородов Российского государственного геолого-разведочного университета им. С. Орджоникидзе
☎ 117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23,
e-mail: ah_shah@mail.ru
- Арефьев Сергей Валерьевич**,
к.г.-м.н., заместитель генерального директора по разработке месторождений–главный геолог ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»
☎ 628484, Тюменская обл., Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, г. Когалым, ул. Прибалтийская, 20