**ТЕКУЩЕЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТОВ
ПРИ ДИНАМИКЕ ИХ ЭКСТРЕМАЛЬНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ.****ЧАСТЬ 2. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННО-
ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПЛАСТА В МЕЖСКВАЖИННЫХ
ЗОНАХ****CURRENT PREDICTION OF RESERVOIR PARAMETERS
UNDER THEIR OPTIMIZATION CONTROL DYNAMICS.****PART 2. RESERVOIR POROSITY AND PERMEABILITY PREDICTION
IN THE INTERWELL ZONES****С. А. Баталов**
Sergey A. BatalovГАНУ «Институт стратегических
исследований Республики
Башкортостан»,
г. Уфа, Российская ФедерацияInstitute of Strategic Researches
of Bashkortostan Republic,
State Autonomous Scientific
Department,
Ufa, Russian Federation**В. Е. Андреев**
Vadim E. AndreevГАНУ «Институт стратегических
исследований Республики
Башкортостан»,
Уфимский государственный
нефтяной технический университет,
г. Уфа, Российская ФедерацияInstitute of Strategic Researches
of Bashkortostan Republic,
State Autonomous Scientific
Department,
Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

В данной части работы рассмотрены спектральные методы прогнозирования таких основных параметров фильтрационно-емкостных свойств пласта, как остаточная нефтенасыщенность и пьезопроводность контролируемых объектов эксплуатации залежи по их объемам. На основе материалов первой части работы определены методы моделирования межскважинных зон по уравнениям Дюпюи-Форхгеймера и Бернулли. В данном подходе устанавливается возможность определения остаточной нефтенасыщенности и пьезопроводности в контролируемых точках «схлопывания» на отдельных участках удаленных зон. Это становится возможным в переходных процессах циклично чередующихся режимов исследований и нефтевытеснения в упругом и жестком состояниях эксплуатации пласта. Погонные значения пьезоёмкости в функции остаточной нефтенасыщенности и пьезоиндуктивности в функции пьезопроводности находятся в характеристиках интегральной крутизны переднего и заднего фронтов контролируемой точки «схлопывания» соответственно. Показано, что результаты текущего прогнозирования в значительной степени подтверждаются геофизическими методами спектральной шумометрии, барометрии и дебитометрии. Установлено, что в рассматриваемом подходе текущего прогнозирования качественных показателей разработки эксплуатационного объекта залежи реализуются также методы прогнозирования их параметров в форме величин устойчивости разработки. В первую очередь это касается селективно-координатных форм параметрического резонанса в теории колебаний. Это становится возможным за счет реализации метатехнологии нефтеизвлечения в контролируемых квантах времени и пространства вдоль траектории трубки тока нефтевытеснения. Указанные обстоятельства приводят к разрешению противоречий современных теорий систем, управлений и колебаний в объектах с распределенными параметрами.

Ключевые словаканал выработки пласта;
водонагнетательные
и нефтедобывающие скважины;
фронт обводненности;
гидросопротивление;
пьезопроводность; пьезоёмкость

In this part of the work, spectral methods for predicting such basic parameters of reservoir properties as residual oil saturation and piezo conductivity of the controlled objects of reservoir exploitation by their volumes are considered. Based on the materials of part I of this work, methods for modeling inter-well zones were determined using the Dupuis-Forchheimer and Bernoulli equations. This approach establishes the possibility of determining the residual oil saturation and piezo conductivity at controlled points of «collapse» in certain areas of remote zones. It becomes possible in transient processes of cyclically alternating operation modes and oil displacement in elastic and rigid states of reservoir exploitation. Linear values of piezo capacity as a function of residual oil saturation and piezo inductance as a function of piezo conductivity are in the characteristics of the integral steepness of the leading and trailing edges of the controlled «collapse» point respectively. It is shown that the results of the current forecasting are largely confirmed by geophysical methods of spectral noise logging, barometry and flow metering. It has been established that in the considered approach of the current prediction of the qualitative indicators of the development of the operational object of the deposit, methods for predicting their parameters in the form of development stability values are also implemented. First of all, this concerns the selective-coordinate forms of parametric resonance in the theory of oscillations. It becomes possible due to the implementation of metatechnology of oil extraction in controlled quanta of time and space along the trajectory of the oil displacement flow tube. These circumstances lead to the resolution of the contradictions of modern theories of systems, controls and oscillations in objects with distributed parameters.

Введение

Данная работа — завершающая по результатам предварительного прогнозирования координат фронтов обводненностей в каналах выработки пластов (КВП) при измерениях их активных составляющих в виде погонных гидросопротивлений [1]. Выявленные измерения проводятся преимущественно в упругих режимах на ранних и промежуточных стадиях разработки нефтегазовых залежей (РНЗ).

Однако с переходом в поздние и завершающие стадии РНЗ КВП полностью обводняются [2]. Поэтому в первую очередь требуется прогнозирование фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта и коэффициента извлечения нефти (КИН) в целом. Особенно это проявляется при использовании потокоотклоняющих технологий [3]. В реализации метатехнологии добычи трудноизвлекаемых углеводородов (ТРИЗУ) это является основополагающим фактором [4].

В новых условиях выполнения метатехнологии текущее прогнозирование основных ФЕС в виде остаточной нефтенасыщенности и пьезопроводности осуществляется в особых условиях метрологического анализа как дебитов скважинной потокометрии [5], так и самих процессов нефтевытеснения [6]. Общие представления межскважинной трубки тока нефтевытеснения в виде трехполюсной цепочечной схемы гидравлических активных и реактив-

Key words

formation channel; water injection and oil wells; water cut front; hydraulic resistance; piezo conductivity; piezo capacity

ных сопротивлений [7] позволяют найти решения гиперболических уравнений. В этих решениях наиболее выгодно представлены результаты погонных пьезоёмкостей и пьезоиндуктивностей в функциях нефтенасыщенностей и пьезопроводностей [8]. Все это в технически обоснованном циклическом нефтевытеснении [9] обеспечивает наиболее полную выработку эксплуатационных объектов по их объемам (при КИН $\rightarrow 1,0$).

На основании перечисленных требований целью работы является решение проблемы текущего прогнозирования основных ФЕС КВП в непрерывном процессе изменения его траектории по кубу эксплуатационного объекта. Методом решения этих проблем является аппарат моделирования нефтепромышленной геологии и геофизики.

Моделирование на основе погонных пьезоиндуктивностей

В данном случае исходной основой для моделирования используется составляющая погонного реактивного сопротивления в виде пьезоиндуктивности [8]. Для синтеза численных значений погонной пьезоиндуктивности КВП применяется вторая составляющая нелинейной части из слагаемых уравнения Дюпюи-Форхгеймера, для которой квадрат скорости фильтрации определяется как

$$v_{\phi}^2 = \frac{\Delta P}{\Delta X} \frac{\sqrt{k}}{\rho \beta^*}, \quad (1)$$

где P — пластовое давление в исследуемом интервале X межскважинной зоны; k и β — коэффициенты проницаемости и сжимаемости горных пород; ρ^* — плотность флюида.

Для уравнения Бернулли режим скорости плоского движения преобразуется через коэффициент пористости m к скорости фильтрации, квадрат которой определяется в виде

$$v_\phi^2 = v_0^2 m^2 (R^2 - r^2)^2 / R^4. \quad (2)$$

Чтобы получить выражение для погонной пьезоиндуктивности L_z , необходимо числитель и знаменатель уравнения (1) умножить на коэффициенты проницаемости k и динамической вязкости μ при выводе соотношения с учетом правой части выражения (2):

$$\frac{\Delta P}{\Delta X} \frac{\sqrt{k} \mu k}{\rho \beta^* \mu k} = \frac{v_0^2 m^2 (R^2 - r^2)^2}{R^4}. \quad (3)$$

Поэтому без промежуточных выкладок в окончательном виде погонная гидравлическая пьезоиндуктивность определяется как

$$L_z = \frac{k}{\mu \beta^*} = \frac{\Delta L}{\Delta P} \cdot \frac{\sqrt{k} \rho}{\mu} \cdot \frac{v_0^2 m^2 (R^2 - r^2)^2}{R^4}. \quad (4)$$

В этом случае погонный параметр индуктивной составляющей потока входит в состав безразмерной составляющей $\bar{\beta} = L_z / L_n l$, когда индуктивная нагрузка находится в соотношении $L_n = \frac{1}{p(t)} \int Q_{доо} dt$, где $p(t)$ и $Q_{доо}(t)$ — изменения пластового давления и дебита добывающей скважины соответственно.

Моделирование на основе погонных пьезоёмкостей

При выводе погонной гидравлической пьезоёмкости используется коэффициент полной пористости m в виде соотношения погонного объема суммарных пустот $V_{n.c}$ к общему погонному объёму образца горной породы $V_{z.n}$. Тогда для гидравлической пьезоёмкости $C_z \equiv V_{z.n} = V_{n.c} \sigma_\phi / m$, где σ_ϕ — насыщенность пористых сред флюидом [8].

Используя это соотношение при характеристике пористости m для уравнения Бернулли применительно к скорости фильтрации, устанавливается соотношение

$$v_\phi = v_0 \left(1 - \frac{r^2}{R^2}\right) m = v_0 \left(1 - \frac{r^2}{R^2}\right) \frac{\sigma_\phi V_{z.n}}{C_z}. \quad (5)$$

Скорость фильтрации для линейного слабеющего уравнения Дюпюи-Форхгеймера [1] составляет значение

$$v_\phi = (\Delta P k) / (\Delta X \mu). \quad (6)$$

Умножая числитель и знаменатель уравнения (5) на коэффициент пористости m и приравнявая его к уравнению (6), получается следующее соотношение в виде

$$v_0 \left(1 - \frac{r^2}{R^2}\right) \frac{\sigma_\phi V_{n.c} m}{V_{z.n} m} = \frac{\Delta P}{\Delta L} \cdot \frac{k}{\mu}, \quad (7)$$

определяющем погонную гидравлическую пьезоёмкость как функционал нефтенасыщенностей, можно выразить в виде

$$C_z = \frac{V_{n.c} \sigma_\phi}{m} = \frac{\Delta P}{\Delta L} \cdot \frac{k V_{z.n}}{\mu m v_0} \cdot \frac{R^2}{(R^2 - r^2)}. \quad (8)$$

На основании выведенного выражения (8) получается численное выражение безразмерной ёмкости для КВП в виде $\gamma = C_{вх} / C_z l$, где $C_{вх}$ — ёмкость интервала перфорации водонагнетательной скважины и трещины гидроразрыва КВП в направлении к добывающей скважине. Полученные численные значения погонных параметров КВП в наибольшей степени определяют нахождение на их основе комплексных безразмерных величин.

Экспериментальные исследования пласта

На эпюре Э1 рисунка 1 представлены результаты исследований в переходных процессах от циклов расчетных времени исследований $\tau_{ис}^P$ до расчетных циклов эксплуатации КВП $\tau_{экс}^P$ с учетом различных величин давлений поддержания пласта: $P_{исс}$ — исследований, а также эксплуатационных максимальных $P_{экс. max}$, номинальных $P_{экс. н}$ и минимальных $P_{экс. min}$ величин. В соответствии этим условиям на эпюре Э2 рисунка 1 приведены практические результаты исследований возбуждаемых зон ($i = j=1, n$) при переключении от величин давлений исследований до величин давлений номинальной эксплуатации КВП.

В этом случае серия точек 1, 2, 3 и 4 в вершинах переходных процессов отображает динамику практического результата эволюционного развития одинарной i -ой флуктуации Φ_i^{np} при максимальном 5 и минимальном 6 значениях амплитуд в точках. После обработки переходного процесса в жестком режиме работы КВП между давлениями $P_{исс}$ и $P_{экс. max}$ осуществляется переход в упругий режим его функционирования с затуханием изображенного семейства амплитуд до минимально определяемой точки 6.

В отличие от расчетной величины времени исследований (см. Э1) $\tau_{ис}^P$ получаемые практические значения времени составляют $\tau_{ис. i}^{np} = \tau_{ис. i} + \tau_3$, где τ_3 — время задержки за

Рисунок 1. Временные диаграммы переходных процессов в КВП

счет инерционности процесса фильтрации. Аналогично выглядят последующие подциклы исследований при образовании $(i + j)$ -ой флуктуации Φ_{i+j}^{np} . Для данных флуктуаций характерно различие протяженностей (или крутизны) переднего и заднего фронтов в переходных процессах при определении погонных остаточной нефтенасыщенности $\sigma_{н.ост}(V_{пер}, V_n, \sigma_в)$ и пьезопроводности [4, 8].

С позиций подземной теории гидравлического удара такая изменяемая локализация фронтов характеризуется как амплитуда сглаживания пульсаций в возмущенной зоне КВП, т.е. координате доставки порций трассирующих меток вдоль ее траектории. Общеизвестно, что для терригенных и карбонатных пластов-коллекторов диапазон $\eta_n = 0,1 \dots 5$ м/с² лежит во временных интервалах от 120 до 1700 с [2, 3, 6]. При этом для исходных решаемых задач можно использовать систему телеграфных уравнений [8]:

$$\begin{aligned} \frac{\partial q}{\partial x} &= -L_z \frac{\partial p}{\partial t} - R_z p, (9, a); \\ \frac{\partial p}{\partial x} &= -C_z \frac{\partial q}{\partial t}. \end{aligned} \quad (9, б)$$

Таким образом, для определения погонной пьезопроводности можно использовать первое телеграфное уравнение (9, а) в виде

$$\eta_n(\beta_c, \beta_{жс}, k_n, m) \equiv L_z = - \left(\frac{\partial q}{\partial x} \right) / \left(\frac{\partial p}{\partial t} \right) \quad (10)$$

с пренебрежением погонных гидравлических сопротивлений (R_z) на поздних и завершающих стадиях разработки месторождения вследствие износа КВП. Задача исследований поведения величин дебитов и давлений в пространственно-временных координатах по выражению правой части уравнения (10) решается по описанию основного способа. Но в левой функциональной части уравнения (10) отмечается особенность сжимаемости жидкости $\beta_{жс}$ как совокупность сжимаемостей нефти β_n (насыщенной газом), а также воды $\beta_в$ в порах пласта и закачиваемой в качестве рабочего агента. В проводимых исследованиях сжимаемость воды в КВП не учитывается, и тогда $\beta_{жс} \equiv \beta_n$.

Аналогично этому на основе второго телеграфного уравнения (9, б) определяется зависимость для остаточной нефтенасыщенности в соотношении

$$\sigma_{н.ост}(V_{пор}, V_n, \sigma_в) \equiv C_z = - \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right) / \left(\frac{\partial q}{\partial t} \right), \quad (11)$$

когда измерения давлений и дебитов дополняются скважинной влагометрией для корректирования водонасыщенности по левой функциональной части (11) величины остаточной нефтенасыщенности. При этом физическая реализуемость результатов измерений поведения затухающих флуктуаций становится возможной с использованием геофизической аппаратуры пассивной шумометрии.

Прогнозирование нефтенасыщенных свойств пласта

На рисунке 2 изображен пример исходной схемы расположения координат непродуктивных участков КВП по эпюре (а), эпюре погонных параметров пьезопроводностей (б) и остаточных нефтенасыщенностей (в).

Исходная схема координат непродуктивных участков (рисунок 2, а) в одной траектории КВП была найдена по разнице коэффициентов проницаемостей на ее общей длине в соответствии метатехнологии ТРИЗУ [4, 6].

Таким образом в исходной схеме можно обозначить задние полусферы 1 нагнетательной (НС) и 2 добывающей (ДС) скважин, не участвующих в процессе нефтевытеснения. А, Б и С — непродуктивных области КВП с трещиноватым участком, вымытым песчанником и полутрещиноватым участком соответственно.

В таблице 1 приведены следующие условные обозначения исходной схемы по рисунку 2.

Рисунок 2. Эпюры удаленных зональных участков КВП

Таблица 1. Перечень условных обозначений

— · — · — ·	— контур эксплуатационного объекта залежи	----	— фаза рабочего агента (воды)
Q	— остаточная нефтенасыщенность пласта	I	— песчаник горной породы залежи
—	— карбонатные включения	→	— направление потока флюидов

Рассмотренные локализованные области являются исходным объектом в оценке погонных пьезоиндуктивностей (рисунок 2, б) и остаточной нефтенасыщенностей (рисунок 2, в) в зависимости от структуры породы-коллектора (терригенной, карбонатной или глинистой). На основе этого примера выполняется реализуемость определения погонных пьезопроводности и нефтенасыщенности не только в прискважинных зонах пласта, но и в

задних полусферах 1 и 2 НС и ДС соответственно.

Физическая реализуемость определенных зависимостей по выражениям (10) и (11) заключается в следующем.

Контроль пульсации (затухания) в возбужденной зоне погонной пьезопроводности по выражению (10) осуществляется в результате скважинных измерений давлений ($\partial p / \partial t$) в реальном времени как в интервалах приемисто-

сти, так и притока. Скважинные измерения дебитов трассирующих меток в изменяющихся пространственно-временных координатах КВП, а также определение коэффициентов проницаемостей, вязкости жидкостей и пористостей определяются по исходному описанию.

После завершения процесса доставки порции меток (или тампонажа) в заданную пространственно-временную координату траектории КВП осуществляется переключение давления исследований $P_{исс}$ на давление номинальной эксплуатации $P_{экс.н}$ КВП. В результате этого образуются передние фронты переходных процессов по мере изменения пространственно-временных координат (рисунок 2, а) между чередующимися точками 1–4 и 5. Каждый такой фронт характеризуется затягиванием, что объясняется наличием емкостной составляющей погонной гидравлической емкости C_z (11), эквивалентной преобразованному погонному параметру остаточной нефтенасыщенности.

Для исключения неизвестных величин функциональной зависимости $\sigma_{н.ост}(V_{пер}, V_n, \sigma_e)$ по выражению (11) используются скважинные измерения дебитов трассирующих меток ($\partial q/\partial t$) в реальном времени как в скважинных интервалах приемистости, так и притока. Скважинные измерения пульсаций давлений в изменяющихся пространственных координатах КВП, а также определение объемов пор $V_{пер}$ (с учетом данных петрофизики) общеизвестны. Поэтому к основным параметрам погонной гидравлической емкости C_z (11) в характеристике заднего фронта переходного процесса относится зависимость $\sigma_{н.ост}(V_{пер}, V_n, \sigma_e)$ с учетом выполнения скважинной влагометрии.

При определении погонных величин пьезопроводности информационными являются задние фронты переходных процессов в возбужденной зоне КВП (рисунок 2, б). Точки их траектории в точной доставке порций меток (тампонажа) уточняются со временем задержки τ_z в продолжающемся по инерции процессе фильтрации. Причем основным условием физической реализуемости информативности измерительно-вычислительных процессов является определение минимизируемых величин задержки фильтрации флюидов, когда амплитудные значения давлений при исследованиях остаются еще максимальной величиной. По истечению пространственно-временных процессов в КВП осу-

ществляется затухание пульсации (схлопывание ее) в возбужденной зоне. Таким образом, девиации пульсации в пространственно-временных параметрах по различным фронтам затухающих переходных процессов и определяют искомые информационные величины погонных пьезопроводностей и остаточных нефтенасыщенностей.

Обсуждение результатов

Каждая исследуемая флуктуация Φ_i^{np} характеризуется в данном способе интегральным частотным спектром (D_Σ), как совокупности нелинейного интегрального частотного спектра (D_n) и приближающемуся к линеаризованной его части (D_n) в виде:

$$D_\Sigma = \int_{P(исс)}^{P(экс.мах)} (\eta_{ni}(t) - \sigma_{н.ост,i}(t)) dt + \int_{P(экс.н)}^{P(экс.мах)} (\eta_{ni}(t) - \sigma_{н.ост,i}(t)) dt. \quad (12)$$

Для физической реализуемости выражения (12) используются скважинные измерения на основе пассивной акустической шумометрии и манометрии. При этом измерения нелинейной части спектра (в жестком режиме работы КВП) характеризуются большими изменениями параметров нечетных гармонических составляющих. Измерения линейной части спектра (в упругом режиме работы КВП) характеризуются большими изменениями параметров четных гармонических составляющих.

В связи с тем что возбуждаемые зоны исследуются с пошаговыми квантами времени Δt и пространства Δl , поэтому устанавливается возможность детального изучения непродуктивных участков КВП (см. рисунок 2). В их областях А, Б и С (рисунок 2, а) находятся различные по конфигурациям и свойствам структур непродуктивные участки. Исследования их сводятся к определению увеличения или уменьшения погонных пьезопроводностей (рисунок 2, б) и остаточной нефтенасыщенности (рисунок 2, в) относительно средних значений. Для этого в качестве проверочных средств используются базовые гидродинамические методы исследований скважин (например при гидродинамическом прослушивании, кривых падения давлений и др.).

Допускаются также исследования искомых параметров в прискважинных зонах пласта, что позволяет прогнозировать процесс нефтеизвлечения в кубе эксплуатационного

объекта и в сферических областях за его пределами. Причем такие исследования для карбонатных пластов можно выполнить после образования не менее трех КВП, а для терригенных — не менее пяти КВП.

Пример

Рассмотрены результаты исследований погонных пьезопроводностей и остаточной

нефтенасыщенностей на основе анализа выработанных участков пласта ($l_{впл}$) по основной части метатехнологии [1]

В представленной таблице 2 промежуточные значения исследуемых величин в продуктивных участках КВП определены аналогично, т.е. с учетом чередующихся квантов времени Δt и пространства Δl .

Таблица 2. Результаты исследований погонных пьезопроводностей и остаточной нефтенасыщенностей

№ области	А	Б	С	Продуктивные участки КВП
Протяженность, м	10–19	25–33	44–56	—
$l_{впл}$, м	12–17	27–31	46–54	—
Пьезопроводность (η), м/с ²	4,3	1,8	2,6	2,1
Остаточная нефтенасыщенность ($\sigma_{н.ост}$), е.д.	0,06	0,46	0,18	0,12

Таблица 3. Результаты исследований АЧХ в возбуждаемых зонах КВП

№ области и режимов КВП	А		Б		С		Продуктивные участки КВП
	жесткий	упругий	жесткий	упругий	жесткий	упругий	
Частота, кГц	13	10	11	12	15	14	16
Максимум АЧХ, дБ	100	90	80	60	80	60	90
Время затухания $\Phi_i^{np}(t)$, ч	0,1	5	0,1	12	0,1	8	10

В таблице 3 представлены результаты исследований амплитудно-частотных характеристик (АЧХ) по спектрам флуктуаций $\Phi_i^{np}(t)$ в возбуждаемых зонах КВП при жестких и упругих режимах его работы.

В связи с тем что для измерений был использован двухканальный осциллограф (С1-65), поэтому приведены приближенные величины исследуемых параметров. В результате проведенных исследований выявлено, что после образования пятого КВП5 для рассматриваемой терригенной породы пласта в прискважинной зоне пласта определены пьезопроводность $\eta \approx 1,6$ м/с², а остаточная нефтенасыщенность $\sigma_{н.ост} \approx 0,09$ е.д.

На основании проведенных исследований получены заключения в предварительной характеристике качественных показателей РНЗ в необходимых условиях реализуемости [7]. К достаточным условиям относятся определение оптимальных величин устойчивости процесса нефтевытеснения [8]. В первую очередь к ним относятся условия резонанса автономных цепей объектов управления [9]. И здесь впервые можно указать условия параметрического резонанса межскважинных зон как совокупностей обычных резонансов [9, 10].

Примечательно, что решение данных задач прогнозирования ФЕС приводит к разре-

шению противоречий современной теории автоматического управления и колебаний в объектах с распределенными параметрами (см. Введение [7]).

Выводы

1. Если измеряемая активная составляющая сопротивления траектории КВП может обеспечить определение координат фронта водонасыщенности и коэффициентов текущих проницаемостей, то реактивные сопротивления в переходных процессах способствуют определению погонных величин остаточной нефтенасыщенности и пьезопроводности в особенностях залежи углеводородов.

2. Используемая геофизическая аппаратура позволяет определить параметры точки «схлопывания» при доставке порций трассирующих меток или тампонажа в реализации условий текущего прогнозирования остаточной нефтенасыщенности и пьезопроводности квантов траектории КВП.

3. Определение погонных пьезоёмкостей в удаленных зонах КВП позволяет прогнозировать текущее состояние остаточных нефтенасыщенностей, что особенно важно на поздних и завершающих стадиях разработки нефтегазовой залежи.

4. Определение погонных пьезоиндуктивностей позволяет выявить зональные об-

ласти с терригенными, глинистыми и карбонатными породами продуктивных пластов.

Таким образом, определение текущего прогнозирования погонных фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта при непрерывной его эксплуатации обеспечивает повышение точности проведения тампонажа в каждом последующем цикле образования новой

траектории КВП, а также целесообразность дальнейшей разработки залежей углеводородов.

Технико-экономические преимущества рассматриваемого метода прогнозирования по сравнению с известными позволяют расширить его функциональные возможности при наиболее полной выработке 3D-продуктивных пластов.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Баталов С.А., Андреев В.Е. Текущее прогнозирование параметров пластов при динамике их экстремального регулирования. Часть 1. Прогнозирование фронтов обводненностей в анализе гидропроводностей пластов // Нефтегазовое дело. 2020. Т. 18. № 5. С. 27–35. DOI: 10.17122/ngdelo-2020-5-27-35.
2. Barenblatt G.I., Entov V.M., Ruzhik V.M. Theory of Fluid Flows through Natural Rocks. Dordrecht: Kluwer Academic Publishers, 1990. 395 p.
3. Шестаков Д.А., Насыбуллин И.Р., Котенев Ю.А., Чудинова Д.Ю., Султанов Ш.Х., Мухаметшин В.В. Условия эффективного применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи в неоднородных пластах Когалымского региона // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2018. № 4. С. 66–72. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-4-66-72.
4. Андреев В.Е., Чижов А.П., Чибисов А.В., Сазонов К.А., Орловский С.Л. Варианты проведения комплексного физико-химического воздействий на карбонаты с использованием реагентов — стимуляторов и потокоотклонителей // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: сб. науч. тр. Уфа: Изд-во «Монография», 2017. С. 102–107.
5. Batalov S.A. Modeling of the Initial Parameters in the Adjustment of an Oil Recovery Process Control System. Part 2. Determination of Limits on the Vectors of the State Variables and Disturbances // Chemical and Petroleum Engineering. 2016. Vol. 52. Issue 7. P. 452–459. URL: <http://link.springer.com/article/10.1007/s10556-016-0213-6> (дата обращения: 13.09.2020). DOI: 10.1007/s10556-016-0213-6.
6. Batalov S., Andreev V., Lobancov V., Myhametchin V. Numerical of Oil Formation with Regulated Disturbances. Oil Recovery Quality Simulation // Journal of Physics: Conferences Series, 2019, Vol. 1333, Issue 3, 032006. DOI: 10.1088/1742-6596/1333/3/032006.
7. Красовский А.А. Справочник по теории автоматического управления. М.: Наука, 1987. 712 с.
8. Рапопорт Э.Я. Структурное моделирование объектов и систем управления с распределенными параметрами. М.: Высшая школа, 2003. 298 с.
9. Pippard A. The Physics of Vibration. Cambridge: Cambridge University Press, 1989. 263 p.
10. Бутиков Е.И. Параметрический резонанс // Бутиков Евгений Иванович — персональная страница. URL: <http://butikov.faculty.ifmo.ru/Russian/ParametricResonanceKIO.pdf> (дата обращения: 11.09.2020).

REFERENCES

1. Batalov S.A., Andreev V.E. Tekushchee prognozirovaniye parametrov plastov pri dinamike ikh ekstremal'nogo regulirovaniya. Chast' 1. Prognozirovaniye frontov obvodnennostei v analize gidroprovodnostei plastov [Current Prediction of Reservoir Parameters under Their Optimization Control Dynamics. Part 1. Water Cut Fronts Prediction in Hydroconductivity Analysis]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2020, Vol. 18, No. 5, pp. 27–35. DOI: 10.17122/ngdelo-2020-5-27-35. [in Russian].
2. Barenblatt G.I., Entov V.M., Ruzhik V.M. *Theory of Fluid Flows through Natural Rocks*. Dordrecht, Kluwer Academic Publishers, 1990. 395 p.
3. Shestakov D.A., Nasybullin I.R., Kotenev Yu.A., Chudinova D.Yu., Sultanov Sh.Kh., Mukhametshin V.V. Usloviya effektivnogo primeneniya fiziko-khimicheskikh metodov uvelicheniya nefteotdachi v neodnorodnykh plastakh Kogalymnskogo regiona [Conditions of Effective Application of Physical-Chemical Methods of Oil Recovery Enhancement in the Heterogeneous Formations of Kogalym Region]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii — Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2018, No. 4, pp. 66–72. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-4-66-72. [in Russian].
4. Andreev V.E., Chizhov A.P., Chibisov A.V., Sazonov K.A., Orlovskii S.L. Varianty provedeniya kompleksnogo fiziko-khimicheskogo vozdeystviya na karbonaty s ispol'zovaniem reagentov – stimulyatorov i potokootlonitelei [Options for Integrated Physico-Chemical Impact on Carbonates Using Sultivator Reagents and Waterflow Deflectors]. *Sbornik nauchnykh trudov «Neftegazovyye tekhnologii i novye materialy. Problemy i resheniya»* [Collection of Scientific Papers «Oil and Gas Technologies and New Materials. Problems and Solutions»]. Ufa, Monografiya Publ., 2017, pp. 102–107. [in Russian].
5. Batalov S.A. Modeling of the Initial Parameters in the Adjustment of an Oil Recovery Process Control System. Part 2. Determination of Limits on the Vectors of the State Variables and Disturbances. *Chemical and Petroleum Engineering*, 2016, Vol. 52, Issue 7, pp. 452–459. Available at: <http://link.springer.com/article/10.1007/s10556-016-0213-6> (accessed 13.09.2020). DOI: 10.1007/s10556-016-0213-6.
6. Batalov S., Andreev V., Lobancov V., Myhametchin V. Numerical of Oil Formation with Regulated Disturbances. Oil Recovery Quality Simulation. *Journal of Physics: Conferences Series*, 2019, Vol. 1333, Issue 3, 032006. DOI: 10.1088/1742-6596/1333/3/032006.

7. Krasovskii A.A. *Spravochnik po teorii avtomaticheskogo upravleniya* [Automatic Control Theory Handbook]. Moscow, Nauka Publ., 1987. 712 p. [in Russian].

8. Rapoport E.Ya. *Strukturnoe modelirovanie ob'ektov i sistem upravleniya s raspredelennymi parametrami* [Structural Modeling of Objects and Control Systems with Distributed Parameters]. Moscow, Vysshaya shkola Publ., 2003. 298 p. [in Russian].

9. Pippard A. *The Physics of Vibration*. Cambridge, Cambridge University Press, 1989. 263 p.

10. Butikov E.I. Parametricheskii rezonans [Parametric Resonance]. Butikov Evgenii Ivanovich — *personal'naya stranitsa*. URL: <http://butikov.faculty.ifmo.ru/Russian/ParametricResonanceKIO.pdf> (accessed 11.09.2020). [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ ABOUT THE AUTHORS

Баталов Сергей Алексеевич, канд. техн. наук, доцент, ведущий научный сотрудник лаборатории нефтегазовых исследований Центра реального сектора экономики, Государственное автономное научное учреждение «Институт стратегических исследований Республики Башкортостан», г. Уфа, Российская Федерация

Sergey A. Batalov, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor, Leading Researcher of Oil and Gas Research Laboratory, Centre of Real Sector of Economics, Institute of Strategic Researches of Bashkortostan Republic, State Autonomous Scientific Department, Ufa, Russian Federation

e-mail: geoavtsyst@mail.ru

Андреев Вадим Евгеньевич, д-р техн. наук, профессор, заведующий лабораторией нефтегазовых исследований Центра реального сектора экономики, Государственное автономное научное учреждение «Институт стратегических исследований Республики Башкортостан», профессор кафедры «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Vadim E. Andreev, Doctor of Engineering Sciences, Professor, Head of Oil and Gas Research Laboratory, Centre of Real Sector of Economics, Institute of Strategic Researches of Bashkortostan Republic, State Autonomous Scientific Department, Professor of Geology and Exploration of Oil and Gas Field Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: intnm@ya.ru