

## ТЕКУЩЕЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТОВ ПРИ ДИНАМИКЕ ИХ ЭКСТРЕМАЛЬНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ. ЧАСТЬ 1. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ФРОНТОВ ОБВОДНЕННОСТЕЙ В АНАЛИЗЕ ГИДРОПРОВОДНОСТЕЙ

### CURRENT PREDICTION OF RESERVOIR PARAMETERS UNDER THEIR OPTIMIZATION CONTROL DYNAMICS. PART 1. WATER CUT FRONTS PREDICTION IN HYDROCONDUCTIVITY ANALYSIS

**С. А. Баталов**  
**Sergey A. Batalov**

ГАНУ «Институт стратегических исследований Республики Башкортостан»,  
г. Уфа, Российская Федерация

Institute of Strategic Researches of Bashkortostan Republic, State Autonomous Scientific Department,  
Ufa, Russian Federation

**В. Е. Андреев**  
**Vadim E. Andreev**

ГАНУ «Институт стратегических исследований Республики Башкортостан»,  
Уфимский государственный нефтяной технический университет,  
г. Уфа, Российская Федерация

Institute of Strategic Researches of Bashkortostan Republic, State Autonomous Scientific Department,  
Ufa State Petroleum Technological University,  
Ufa, Russian Federation

В статье рассмотрен метод текущего прогнозирования координат продвижения фронтов обводненностей в динамике экстремального регулирования процесса нефтеизвлечения. Это связано с необходимостью повышения коэффициента извлечения нефти при эксплуатации продуктивного пласта в реальном времени. Целью работы является установление косвенных измерений текущих координат фронтов обводненностей разрабатываемого пласта. В отличие от традиционных непрерывных технологий нефтевытеснения с предположительной оценкой координат фронтов обводненностей точные значения можно получить только в реализации метатехнологии добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов. Задачи реализации метатехнологии нефтеизвлечения сводятся к наиболее полной выработке эксплуатационных объектов залежи по их объемам. Это осуществляется за счет совмещения циклов нефтевытеснения, а также исследований и тампонирувания непродуктивных участков в межскважинных зонах с упруго-жесткими режимами эксплуатации. Показано, что при переходе от пластовых давлений доставки порций трассирующих меток или тампонажа к номинальному давлению нефтевытеснения геометрические параметры траекторий каналов выработки пласта (трубок тока) изменяются. Увеличение и сужение формы приведенного радиуса трубки тока устанавливает использование в моделировании уравнений Дюпюи-Форхгеймера и Бернулли. В данной части работы используются преобразования на основе погонных гидросопротивлений в пространственно-временных квантах доставки порций меток и тампонажа. Показано, что при разработке метода прогнозирования текущих координат фронтов обводненностей эксплуатируемых продуктивных пластов можно дополнительно определять величины коэффициентов проницаемостей в трубках тока фильтрации.

#### Ключевые слова

канал выработки пласта;  
водоагнетательные  
и нефтедобывающие скважины;  
фронт обводненности;  
гидросопротивление;  
коэффициент проницаемости

The article considers the method of current forecasting of the coordinates of the advancement of the water cut fronts in the dynamics of extreme regulation of the oil recovery process. This is due to the need to increase the oil recovery factor during the operation of a productive formation in real time. The aim of the work is to establish indirect measurements of the current coordinates of the water cut fronts of the developed formation. In contrast to traditional continuous oil displacement technologies with an assumed estimate of the coordinates of the water cut fronts, accurate values can be obtained only in the implementation of metatechnology for the production of hard-to-recover hydrocarbon reserves. The tasks of implementing metatechnology of oil recovery are reduced to the most complete development of production facilities of the reservoir in terms of their volumes. This is accomplished by combining oil displacement cycles, as well as research and plugging of unproductive areas in interwell zones with elastic-rigid operating modes. It is shown that the geometric parameters of the trajectories of the formation channels (flow tubes) change during the transition from reservoir pressures for delivering portions of tracer marks or plugging to the nominal oil displacement pressure. An increase and decrease in the shape of the reduced radius of the current tube establishes the use of the Dupuis-Forchheimer and Bernoulli equations in modeling. In this part of the work, transformations are used based on linear hydraulic resistances in spatio-temporal quanta of delivery of portions of labels and grouting. It is shown that when developing a method for predicting the current coordinates of the water cut fronts of exploited productive formations, it is possible to additionally determine the values of the permeability coefficients in the flow tubes

#### *Введение*

Существующие методы повышения нефтеотдачи пласта [1] во многом зависят от текущего прогнозирования его фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта и коэффициента извлечения нефти (КИН) в целом [2]. Для этого активно используются метод палетки Фетковича [3] и его модификации в виде Блассингейма [4], Агарвала-Гарднера [5], а также метода NPI (Normalized Pressure Integral) [6]. Основой реализации указанных методов прогнозирования является гидродинамический метод исследований глубинных дебитов и давлений в нагнетательных (НС) и добывающих скважинах (ДС) [7].

Не останавливаясь на их недостатках и погрешностях, следует отметить, что они только ориентировочно могут соответствовать традиционным технологиям непрерывного нефтевытеснения [8]. Однако отмеченные положения требуют изменений в соответствии с разработкой новой метатехнологии добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов (ТРИЗУ), направленной на более полную выработку объемов эксплуатационных объектов (при  $КИН \rightarrow 1,0$ ) [7, 9].

С одной стороны, для данного случая моделирование пласта с краевыми условиями по задаче Коши в гиперболической форме с экстремальной динамикой его регулирования позволяет выявить области устойчивости и ка-

#### **Key words**

formation channel; water injection and oil production wells; water cut front; hydraulic resistance; permeability coefficient

чества нефтевытеснения [10]. С другой стороны, создаются предпосылки определения текущих параметров ФЕС пласта с формализацией фиктивного радиуса трубки тока ( $R$ ) в межскважинных взаимодействиях на основе уравнения Бернулли.

Исходя из перечисленных условий целью работы является совершенствование текущего прогнозирования ФЕС пласта с разрывно-координатным управлением процессом нефтевытеснения. Определяющим является использование выведенных в модели нефтевытеснения [10] соотношений для погонных величин гидросопротивления ( $R_c$ ), пьезопроводности ( $L_c \equiv \eta$ ) и пьезоемкости ( $C_c$ ) по траектории канала выработки пласта (КВП). Основными используемыми методами являются способы моделирования в прикладных нефтепромышленной геологии и геофизике.

#### *Выполнение условий для текущего прогнозирования*

Условия прогнозирования рассматриваются в сущности метатехнологии добычи ТРИЗУ на примере взаимодействия водонагнетательной и нефтедобывающей скважин. В предистории разработки эксплуатационного блока объекта формируются множества технологических линейек функций параметров пласта  $\mathcal{R}$  (пористости, проницаемости, нефтенасыщенности и др.) и свойств флюидов  $\mathcal{L}$  (вязкости, плотности, газонасыщенности

и т.п.) по данным исследований кернов в процессах бурения и обустройства скважин  $F_{дик}^{обус}(\mathcal{R}, \mathcal{N})$  совместно с геолого-технологическими исследованиями. На этой же стадии по данным инклинометрии определяется вычисленное значение протяженности траектории ( $l_{инк}$ ) между глубинными зонами перфораций скважин.

После первичного гидроразрыва пласта (например,  $P_{зидр} \cong 100$  МПа) образуется межскважинная трубка тока, т.е. канал выработки пласта с первичной траекторией (КВП<sub>1</sub>). В опытно-промышленной эксплуатации скважин определяются их интегральные и дифференциальные профили приемистостей и притоков [8], на основе стандартных геофизических (гамма- и нейтронных), а также гидродинамических (расходомерии, барометрии, влагометрии и др.) методов. В зависимости Дюпюи здесь определяются минимальные ( $P_{экс.мин}$ ), максимальные ( $P_{экс.мак}$ ) и номинальное во время эксплуатации ( $P_{экс.н}$ ) величины давлений КВП<sub>1</sub>. Вначале используется зависимость Дюпюи-Форхгеймера для изначальных скоростей фильтрации флюида, а с учетом регистрируемого времени прохождения трассирующих меток можно с высокой точностью определить протяженность траектории КВП<sub>1</sub> в соотношении  $l_{ран} > l_{инк}$ . Это физически реализуется в разрывных управлениях дебитами рабочего агента (воды) и порций трассирующих меток [7, 8].

Таким образом, совмещенные циклы предварительных исследований и эксплуатации  $\tau_{ис.цикл.i}^{непр.пред}$  выполняются под номинальным давлением  $P_{экс.н}$  в КВП. В метатехнологии осуществляется возможность совмещения режимов эксплуатации КВП с гидроимпульсными режимами предварительных, уточняемых и доопределяемых исследований. Выявляемые пространственно-временные координаты непродуктивных участков  $\Delta l_{ну}$  (межскважинных зон) подвергаются режиму изоляции (тампонированию) в эволюционном развитии КВП.

Для дальнейшей реализации метатехнологии следует выполнение в гидроимпульсном режиме предварительных исследований координат участков  $\Delta l_{ну}$  в  $i$ -х циклах  $\tau_{ис.цикл.i}^{зи.пред}$  за время доставки меток  $\tau_{ис.дост.i}^{зи.пред} = \tau_{ис.дост.i-1}^{зи.пред} + \Delta \tau_{кв}$  через квант времени  $\Delta \tau_{кв}$  фильтрационного процесса под давлением эксплуатации  $P_{экс.мак}$  в равноотстоящие точки вдоль всей протяженности КВП<sub>1</sub> через квант протяженности  $\Delta l_{кв} \ll \Delta l_{ну}$ . После завершения импульса дли-

тельности доставки меток в каждом цикле осуществляется фиксирование пауз в реализации номинальной эксплуатации КВП под давлением  $P_{экс.н}$ . Результаты таких исследований позволяют определить ориентировочное количество точек тампонирования  $\xi = \overline{1, 0}$  в функции статических характеристик их параметров  $N_{T,\xi}^{смам}$  в зависимости от погрешности  $\delta$  контроля гидродинамических величин скважинными приборами, определения числа равнозначных интервалов между точками тампонирования  $\Delta l_{Ti}$  и координат точек тампонирования вдоль КВП<sub>1</sub>.

Аналогично предварительным исследованиям на поздней стадии нефтеизвлечения выполняются режимы уточненных и доопределяемых исследований в соотношениях давлений доставки меток

$$P_{экс.мак} < P_{ис}^{ym} < P_{ис}^{доон} < P_{T,мин} < P_{зидр},$$

где  $P_{зидр}$  — давление гидроразрыва;

$P_{T,мин}$  — минимальное значение давления тампонажа в КВП<sub>1</sub>.

В данном случае уточняется количество тампонирующих точек  $\xi = \overline{1, 0}$ , как функции динамических характеристик с учетом параметров переходных процессов в КВП<sub>1</sub> (где  $i = 1, \psi$  — количество возможных траекторий в кубе продуктивного разреза).

В качестве первой точки тампонирования  $\Delta l_{ну}$  выбирается  $d$ -точка в КВП<sub>1</sub>, близлежащая к зоне добывающей скважины. Доставка в нее тампонирующего материала осуществляется за время  $\tau_{отм.д}^l$  под давлением тампонажа  $P_{T,мин}^1 < P_{ис.д}^{доон1} < P_{m,d}^1 = P_{T,мак}^1 \cong P_{зидр}$ . Это приводит к первой компаундирующей (огигающей) связи в КВП<sub>1</sub> и зарождению траектории КВП<sub>2</sub>. Аналогично выполняются режимы доопределения исследований и тампонирования остальных  $d$ - $j$  точек в КВП<sub>1</sub>, что обуславливает образование 2-ой траектории КВП<sub>2</sub> и т.д. до выработки траектории  $\psi$  по всему блоку продуктивного разреза с учетом  $F_{зу}^{пром}(\mathcal{R}, \mathcal{N}) \in F_{зу}^{ноздн}(\mathcal{R}, \mathcal{N})$ .

В метатехнологии предусмотрены условия выработки продуктивных пластов для различных структур сеток действующих скважин и всевозможных спецификаций материалов трассирующих меток [1, 2]. Учитывается необходимость использования традиционных физико-химических, гидродинамических и тепловых методов воздействия на прискважинные зоны пласта [1, 2]. В качестве основы формализации процессов фильтрации флюидов в разрывно-координатных управлениях

пластами используются различные комбинации моделей линейной и нелинейной частей выражения Дюпюи-Форхгеймера, Буссинеска, Пуайзеля и Пуассона [7, 8] как до фронта обводненности нефтевытеснения, так и после него. Процесс управления пластом любого типа месторождения (нефтяного, нефтегазового, газового, газоконденсатного) рассматривается в структуре многосвязной системы управления [8].

*Прогнозирование координат фронтов обводненности*

Для данных исследований к исходным относятся параметры гидросопротивления пласта [9] в виде

$$R_z = \mu / (kh), \quad (1)$$

где  $\mu$  и  $k$  — коэффициенты динамической вязкости (в дальнейшем вязкость) флюида и проницаемости пласта;  $h$  — высота пласта. С точки зрения проявления нелинейностей наиболее подходящей является зависимость скорости фильтрации  $v_\phi$  от перепада давления  $\Delta P$  при межскважинном расстоянии  $L$  в КВП по уравнению Дюпюи-Форхгеймера

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{\mu}{k} v_\phi + \beta \frac{\rho}{\sqrt{k}} v_\phi^2, \quad (2)$$

где  $\rho$  — плотность флюида;  $\beta$  — сжимаемость горной породы и флюида;  $v_\phi = vt$  — скорость фильтрации в зависимости от скорости плоскопараллельного потока в КВП с коэффициентом пористости  $m$  в единичных долях.

В связи с тем, что гидросопротивление измеряется до фронта нефтеносности  $l_{\phi n}(t)$  {или обводненности  $l_{\phi o}(t)$ }, то помимо фиктивного радиуса  $R$  трубки тока ( $h \equiv R$ ) для межскважинного КВП при плоскопараллельном потоке  $v$  можно ввести значение приведенного радиуса  $r$  в реализации уравнения Бернулли. На основе этого можно приравнять между собой по скоростям потоков первое слагаемое уравнения Дюпюи-Форхгеймера (2) с уравнением Бернулли. В результате получается с учетом выражения (1) следующее соотношение для измеряемых погонных величин гидросопротивления вдоль траектории межскважинного КВП:

$$R_z = \frac{\mu}{kR} = \frac{\Delta P}{\Delta L} \frac{m}{v_0 \sqrt{R^2 - r^2}}. \quad (3)$$

Такие измерения по физической сущности в наибольшей основе отвечают определению координат фронта обводненности КВП уже с завершением ранней стадии разработки нефтегазовой залежи (РНЗ) [1]. Составные циклы предварительных исследований в гидримпульсном режиме  $\tau_{ис.цикл.i}^{зи.пред}$  ( $i = \overline{1, n}$ ) осуществляются в упругом функционировании КВП [7, 8] (рисунок 1, эпюра Э1).

Здесь длительности импульсов  $\tau_{ис.i}$  соответствует времени доставки порций трассирующих меток под давлением  $P_{экс.мах}$ . Длительность паузы каждого цикла соответствует переходу к номинальной фильтрации под действием

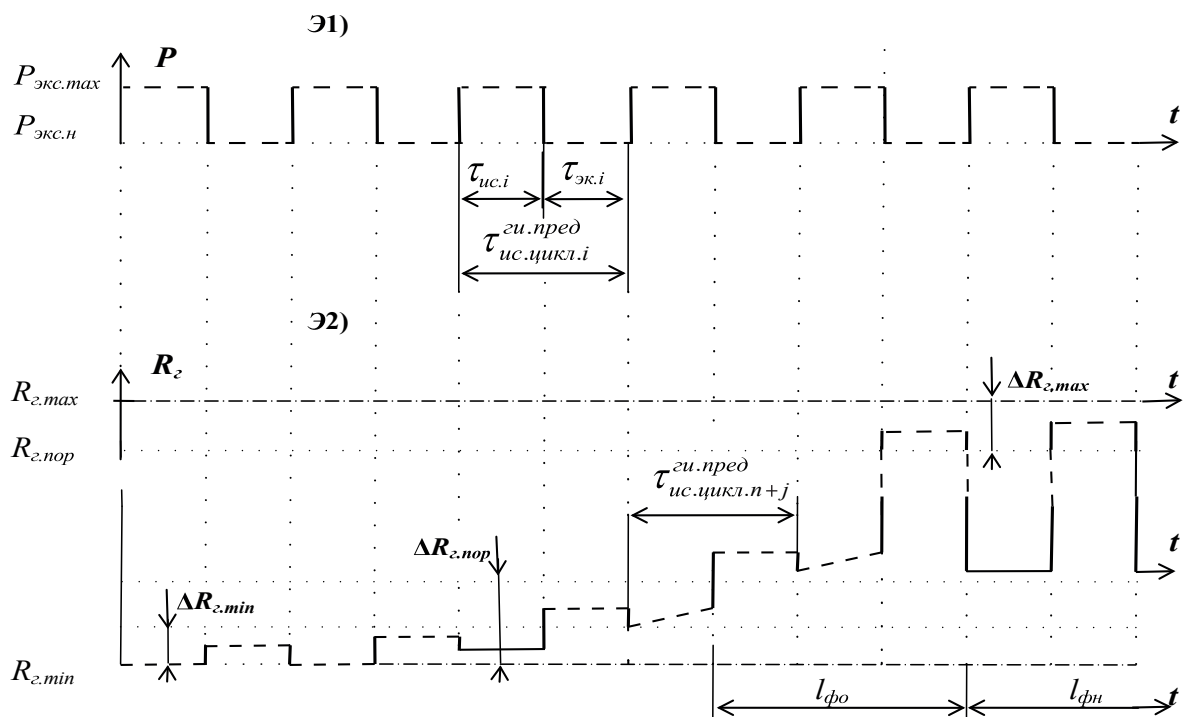


Рисунок 1. Временные диаграммы для определения фронта обводненности





чениями гидропроводностей определяются семейства кривых 1...3 в переходных процессах при гидросопротивлениях предварительных исследований  $R_{z.us}^{np}$ , а также семейства кривых 4...6 в переходных процессах при гидросопротивлениях уточненных исследований  $R_{z.us}^{ym}$  до фронта обводненности  $l_{\phi o}(x, t)$ .

Повторное подтверждение таких измерений (при  $j = a + 1$  и т.д.) означает формирование фронта нефтеносности  $l_{\phi n}(x, t)$ . Исходя из этого можно определить приращение гидросопротивлений во временной области, т.е. функционала  $dR_z/dt_{\phi o}$ . Тогда в оценке  $dR_z/dt_{\phi o} \rightarrow \tau_{\phi o.min} (\rightarrow 0)$  следует прогнозирование сплошности исследуемой области  $l_{x.on}$  КВП, а при  $dR_z/dt_{\phi o} \rightarrow \tau_{\phi o.max} (\rightarrow \infty)$  следует прогнозирование несовершенства исследуемой области участка КВП.

*Обсуждение результатов*

Основание нестационарного метода определения фронта обводненности КВП в координатах гидросопротивления его траектории обеспечивает возможности расширенных исследований произвольной опорной точки на основе стационарных условий при учете скоростей фильтрации флюидов. Для этого используются комбинации предварительных и уточненных исследований с учетом давлений ускоренной доставки порций меток в точку  $l_{x.on}(x, t)$  в соотношениях  $P_{uc}^{np}(x, t_{i,j}) < P_{uc}^{ym}(x, t_{i,j})$ , как указано на эюре Э1 по рисунку 2. При этом проведение многократных исследований выполняется только до фронта нефтеносности  $l_{\phi n}(x, t)$ .

При первоначальных многоцикловых предварительных исследованиях  $\tau_{uc.цикл.i}^{ци.пред}$  опорной точки  $l_{x.on}(x, t)$  наблюдается увеличение информативности. Первоначальные получаемые кривые 1 и 2 в переходных процессах гидросопротивления  $R_{z.us}^{np}$  отображают текущее прогнозирование фазового коэффициента проницаемости по нефтегазовому составу флюидов. Последующие получаемые кривые 3,  $i$  обеспечивают прогнозирование фазового коэффициента проницаемости по воде.

В многоцикловых уточненных исследованиях  $\tau_{uc.цикл.i}^{ци.ум}$  этой же опорной точки  $l_{x.on}(x, t)$  по первоначальному кривым 4 и 5 переходных процессов гидросопротивления  $R_{z.us}^{ym}$  определяется анализ текущего прогнозирования сплошности в ее области. Последующие получаемые кривые 6,  $i$  обеспечивают прогнозирование коэффициентов абсолютной проницаемости или трещиноватости.

*Пример*

Рассматривается технология выработки объема одного эксплуатационного объекта залежи [7, 9]. Для планируемого первого КВП<sub>1</sub> интервал перфорации нагнетательной скважины  $H_{nc} = 2461 - 2458,1 = 2,9$  (м) с искусственным забоем 2467,3 м. Интервал перфорации добывающей скважины НДС = 2471,6 - 2468,4 = 3,2 (м) с искусственным забоем 2480 м; радиусы призабойной зоны скважины  $r = 0,06$  м. По данным инклинометрии протяженность между интервалами перфораций НС<sub>1</sub> и ДС<sub>1</sub> составляет

$R_c \equiv l_{01}^{ук.1} \approx 63,2$  м. Определяли по данным кернов коэффициенты пористости  $m \approx 0,2$ , проницаемости  $k \approx 10 - 11$  (м), трещиноватости  $k_{mp} \approx 0,5$ , нефтенасыщенности  $\beta_{он} \approx 0,7$ .

Определяли для множества свойств флюидов  $\mathcal{N}_1^{1.1}$  вязкости пластовой воды  $\mu_w = 1$  Па×с и нефти  $\mu_n = 4$  Па×с. Пластовая температура  $t_{nl} \approx 80$  °С. Объемный коэффициент пластовой нефти  $b \approx 1,24$ , пластовое давление  $P_{nl} \approx 16,2$  МПа, коэффициент растворимости  $\gamma \approx 78,8$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Выполняли гидроразрыв пласта в направлении от НС<sub>1</sub> к ДС<sub>1</sub> с образованием КВП<sub>1</sub> при давлении  $P_{сидр}$  110 МПа. При выходе в раннюю стадию эксплуатации пласта проводили гаммакаротаж для определения соответствия скважинных интервалов перфораций их мощностям вскрываемых пластов, а также максимальные параметры щелей для нагнетательной  $l_{щ.max}^{un.n1} \approx 6,2$  (см) и добывающей  $l_{щ.max}^{un.d1} \approx 4,3$  (см) скважин.

Проводили нейтронный каротаж с определением начальной нефтенасыщенности в интервалах нагнетательной  $\beta_{nc}^{пан.n1} \approx 0,6$  и добывающей  $\beta_{dc}^{пан.d1} \approx 0,63$  скважин. Определяли минимально-допустимое значение дебита  $Q_{min} \approx 70$  м<sup>3</sup>/сут при минимальном давлении  $P_{экс.min1} \approx 30$  МПа, а также максимально-допустимое значение дебита  $Q_{max} \approx 1000$  м<sup>3</sup>/сут при максимальном давлении  $P_{экс.max1} \approx 60$  МПа, входящие в множество технологических линеек  $F_{мин}^{пан1} \{R_1^{1.1}, \mathcal{N}_1^{1.1}\}$ . Корректировали множества зависимостей  $F_{дук}^{объе1} \in F_{мин}^{пан1}$  с выполнением последующих операций.

Определяли номинальное значение проницаемости пласта с дебитом  $Q_{экс.n}^{пан.1} \approx 200$  м<sup>3</sup>/сут с выполнением следующих операций контроля. Во время медленной протяжки скважинного прибора (СП) вдоль интервалов перфораций измеряли дифференциальные профили притоков и приемистостей, совокупные значения которых выявляли по интегральным профилям притоков, измеренных ( $Q_{экс.n}^{пан.1}$ )

свыше кровли пласта по глубине добывающей  $H_{ДС} \approx 2467$  (м) и приемистостей нагнетательной  $H_{НС} \approx 2457$  (м) скважин при величинах максимальных  $P_{экс.макс1} \approx 60$  МПа и номинальных  $P_{экс.н1} \approx 45$  МПа давлений эксплуатации КВП<sub>1</sub>. Минимальное давление эксплуатации  $P_{экс.мин1} \approx 30$  МПа обеспечивается при закачивании дебитов воды  $Q_{экс.мин}^{пан.1} \approx 70$  м<sup>3</sup>/сут.

Закачивали в пласт поочередно через квант времени  $\Delta\tau_{кв} = 0,2$  сут порции трассирующих меток в виде радиоизотопов, дистиллированной воды и угленосных кислот совместно с рабочим агентом (при воспроизведении данных аппаратурой радиоактивного и индукционного каротажа) под номинальным давлением эксплуатации  $P_{экс.н1} = 45$  МПа. В зависимости Дюпюи-Форхгеймера для скорости фильтрации  $v_{\phi} = 0,2$  м/сут и постоянстве времени прохождения трассирующих меток по траектории КВП<sub>1</sub> уточняли при непрерывных циклах предварительных исследований и эксплуатации  $\tau_{ис.экс.цикл.i}^{усп.пред1}$  его протяженность  $l_i^{пан1} \approx 64$  (м)  $> l_{01}^{усп1} \approx 63,2$  (м).

Предварительно определяли количество траекторий  $\psi$  в КВП, и количество тампонирующих точек для них в виде статической функции  $N_{T,\xi}^{ctam1.1} = f(P_{T,max}, P_{T,min}, P_{экс.н1}, \delta, l_g)$ , где  $P_{T,max} \approx 105$  МПа  $< P_{зидор} \approx 110$  МПа,  $P_{T,min} \approx 65$  МПа — максимальные и минимальные величины давлений тампонирования, определяющие диапазон  $\Delta P_T \approx 40$  мПа;  $\delta = 0,01$  % — инструментальная погрешность СП. В динамике выработки КВП<sub>1</sub> наиболее критичным значением является давление тампонирования последней  $d$  точки  $P_{T,d}^{1.1} \cong P_{T,max}^{1.1} = 105$  МПа. С учетом  $\delta = 0,01$  % шаг давления тампонирования составляет  $\Delta P_{T,d}^{1.1} = 0,02$  МПа в отличие от расчетного допустимого  $\Delta P_{T,d}^{дон} = 0,01$  мПа. Поэтому количество тампонирующих точек для всех КВП, по всему объему эксплуатационного объекта составляет  $N_{m,d}^i = \Delta P_T / \Delta P_{T,d}^{1.1} = 40 / 0,02 = 2000$  точек. Из расчета 100 точек тампонирования на протяженность траектории  $l_i^{пан1} \approx 64$  (м) получается возможность реализации  $\psi = 20$  (штук траекторий) КВП, а значит и 20 поддиапазонов регулирования  $\Delta P_{экс.н,\psi}^{1.1}$  выбираемых из общего диапазона от 45 до 60 МПа.

На промежуточной стадии эксплуатации осуществляли переход к гидроимпульсному режиму предварительных исследований координат местоположения участков  $l_{гит.о}^i$  в  $i$ -х циклах  $\tau_{ис.цикл.i}^{усп.пред1}$  за время доставки меток  $\tau_{ис.достав.i}^{усп.пред1} = \tau_{ис.достав.i-1}^{усп.пред1} + \Delta\tau_{кв}$  через квант времени

$\Delta\tau_{кв} = 0,2$  сут под давлением эксплуатации  $P_{экс.макс} = 60$  МПа в равноотстоящие точки вдоль всей протяженности  $l_1^{1.1}$  через квант протяженности  $\Delta l_{кв} = 0,2$  (м). В результате предварительных исследований выявлено 3 трещиноватых интервала (или выработанных участков пласта — ВУП), задний участок первого из них в направлении от НС<sub>1</sub> найден в координате  $l_{гит.1}^{зад.1} \approx 12$  м, а передний —  $l_{гит.1}^{пер.1} \approx 17$  м.

Задний участок 2-го интервала составляет  $l_{гит.1}^{зад.2} \approx 27$  м, а передний —  $l_{гит.1}^{пер.2} \approx 31$  м. Задний участок 3-го интервала составляет  $l_{гит.1}^{зад.3} \approx 46$  м, а передний —  $l_{гит.1}^{пер.3} \approx 54$  м. После завершения импульса длительности доставки в каждом цикле фиксировали паузы импульсов в реализации номинальной эксплуатации КВП<sub>1</sub> под давлением  $P_{экс.н1}^{1.1} = 45$  МПа.

На ранних этапах поздней стадии эксплуатации КВП<sub>1</sub> выполняли  $i$  циклы уточненных исследований  $\tau_{ис.цикл.i}^{усп1}$  координат трещин и тампонирующих точек  $N_{m,\Sigma}^{дейст}$  за время доставки меток  $\tau_{ис.i}^{усп1} = \tau_{ис.i-1}^{усп1} + \Delta\tau_{кв}$  под давлением  $P_{ис.i} \approx 65$  МПа через квант протяженности  $\Delta l_{кв} = 0,1$  (м) в окрестностях найденных участках  $l_{гит.1} \pm 0,2$  м. К найденным уточненным координатам участков относятся  $l_{гит.1}^1 \approx 11,9 \div 17,1$  м;  $l_{гит.1}^2 \approx 26 \div 29,9$  м;  $l_{гит.1}^3 \approx 46,1 \div 54$  м. Определяли для всех КВП<sub>1</sub> действительное количество точек тампонирования  $N_{m,\Sigma}^{дейст} \approx 20000$  (шт)  $\gg N_{m,\xi}^{ctam1} \approx 2000$  (шт) с учетом параметров переходного процесса  $\eta \approx 1$  с. Осуществляли проверку водонасыщенности КВП<sub>1</sub> в зависимости Дюпюи

$$k_{n,воды} = [4,6 \times 10^{-6} \times 0,2 \times 60 \times 1 \times 10^{-3} \ln(120/0,06)] / 0,375 \times 106 = 1,01 \times 10^{-12} (\text{м}) \cong k_{n,воды}^{кери} \approx 10^{-12} (\text{м})$$

и корректировали параметры КВП<sub>1</sub> в множестве технологических линеек  $F_{нип}^{пан\zeta,\phi} \in F_{нип}^{нод\zeta,\phi}$ .

На промежуточных этапах поздней стадии нефтеизвлечения выполняли 1-ый цикл доопределения исследований  $\tau_{ис.цикл.i}^{дооп1}$  координат местоположения окрестности последней  $d$ -точки тампонирования вблизи ДС в трех подциклах под давлением  $P_{ис.d}^{дооп1} = 103$  МПа. В первых двух подциклах производили доставку меток в координаты  $l_{гит.1}^3$  с точками 53,9 м и 54,1 м с последующим фиксированием границы  $l_{гит.1}^{пер.3}$  за счет их регистрации в добывающей скважине, а в третьем подцикле — доставку меток в координату  $d$ -точки  $l_{m,d}^{1.1} = 54 + 0,2 = 54,2$  (м) с последующей регистрацией.

Выполняли переход к поздним этапам поздней стадии нефтеизвлечения, связанный с реализацией 1-го цикла тампонирования  $\tau_{m,цикл.i}^1 d$ -точки, близлежащей к  $l_{нф}^1$  за время доставки тампони-

рующего материала  $\tau_{dmm,d}^1$  под давлением  $P_{T,d}^{1.1} \cong P_{T,max}^{1.1} = 105$  МПа, завершение которого обеспечивает переход к номинальному режиму эксплуатации КВП<sub>1</sub><sup>1.1</sup> под давлением  $P_{экс.п1}^{1.1} = 45$  МПа и образование первой конечной зоны КВП<sub>2</sub><sup>1.1</sup>.

Выполняли 2-ой цикл доопределения исследований  $\tau_{uc,цикл2}^{доон2}$  координат местоположения окрестности (*d-1*) точки тампонирувания в трех подциклах под давлением  $P_{uc,(d-1)}^{доон2} = 102,9$  МПа. В первых двух подциклах производили доставку меток в координаты  $l_{гун.1}^3$  с точками 45,9 м и 46,1 м с последующим фиксированием границы  $l_{гун.1}^{зад.3}$  за счет их регистрации в ДС, а в третьем подцикле — доставку меток в координату (*d-1*) точки  $l_{m,(d-1)}^1 = 46-0,2 = 45,8$  (м) с последующей регистрацией. Выполняли 2-ой цикл  $\tau_{m,цикл2}^1$  тампонирувания (*d-1*) точки за время доставки тампонажа  $\tau_{dmm,d}^1$  в точку 45,8 м под дав-

лением  $P_{T,d-1}^{1.1} = 104,9$  МПа, завершение которого обеспечивает образование второй зоны КВП<sub>1</sub>.

Для последующих циклов в таблице 1 приведены результаты доопределений исследований и тампонажа остальных двух трещиноватых участков. Получение этих результатов приводит к реализации второго КВП<sub>2</sub> и т.д. до полной выработки рассматриваемого в примере участка пласта.

Таким образом, пример выработки всего объема одного из эксплуатационных объектов залежи можно обеспечить по разработанной метатехнологии [9] только с последовательным образованием КВП<sub>1</sub> в условиях исследований и тампонирувания выработанных участков их удаленных зон по направлению от ДС к НС с монотонно-убывающими квантами пластовых давлений доставки.

**Таблица 1.** Результаты доопределения исследований и тампонажа КВП<sub>1</sub>.

№ цикла, <i>i</i>	$P_{uc,i}^{доон2}$ , МПа	$l_{гун.1,i}^i$ , М	$l_{m,i}^1$ , М	$P_{T,i}^{1.1}$ , МПа
3	102,8	38,5	38,5	104,8
4	102,7	30,9 и 31,1; 31,2	31,2	104,7
5	102,6	26,9 и 27,1; 26,8	26,8	104,6
6	102,5	16,9 и 17,1; 17,2	17,2	104,5
7	102,4	11,9 и 12,1; 12,2	12,2	104,4
8	102,3	11,5	11,5	104,3

**Выводы**

На основании проведенных исследований сформулированы основные выводы.

1. Гидроимпульсный режим предварительных исследований фронтов обводненностей КВП в упругом режиме функционирования обеспечивает определение координат в направлении от водонагнетательных к нефтедобывающим скважинам.

2. Координаты получаемых размытых границ фронтов обводненностей КВП дополнительно позволяют в их упруго-жестких режимах не только уточнить координаты фронтов обводненностей, но и выявить побочные параметры коэффициентов абсолютных и относительных проницаемостей.

3. Аналогия представлений реальных условий фильтрации КВП в форме Дюпюи-Форхгеймера и представлений Бернулли обеспечивает реальную основу получения различных форм проницаемостей в переходных процессах давлений доставки различных порций меток и тампонажа.

4. Реализация разрывно-координатных управлений разработкой эксплуатационного объекта нефтегазовой залежи обеспечивает эффект «встряхивания» удаленных зон по их траекториям КВП, обеспечивая дополнительное вовлечение в процесс фильтрации остаточных углеводородов.

**СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1. Хафизов А.Р., Чижов А.П., Чибисов А.В., Орловский С.Л., Попов С.А. Комплексные технологии воздействия на трудноизвлекаемые и остаточные запасы нефти // Нефтегазовое дело. 2011. Т. 9. № 3. С. 40–44.  
 2. Чоловский И.П., Иванова М.М., Брагин Ю.И. Нефтегазопромисловая геология залежей углеводородов. М.: Альянс, 2015. 680 с.  
 3. Fetkovich M.J., Vienot M.E., Bradley M.D., Kiesov U.G. Decline Curve Analysis Using Type Curves: Case Histories // SPE Formation Evaluation. 1987. Vol. 2. Issue 4. SPE-13169-PA. DOI: 10.2118/13169-PA.

4. Blasingame T.A., Lee W.J. Pressure-Buildup Test Analysis- Variable-Rate Case: A New Approach // SPE Formation Evaluation. 1989. Vol. 4. Issue 2. SPE-17052-PA. DOI: 10.2118/17052-PA.  
 5. Agarval R.G., Gardner D.C., Kleinsterber S.W., Fussell D.D. Analyzing Well Production Data Using Combined Type Curves and Decline Curve Concepts // SPE Reservoir Evaluation and Engineering. 1999. Vol. 2. Issue 5. SPE-57916-PA. DOI: 10.2118/57916-PA.  
 6. Blasingame T.A., Johnston J.L., Lee W.J. Type-Curve Analysis Using the Pressure Integral Method // Materials of SPE California Regional Meeting. Bakersfield, USA. 1989. SPE-18799-MS. DOI: 10.2118/18799-MS.



7. Batalov S.A. Modeling of the Initial Adjustment Parameters of Petroleum Recovery Control Systems. Part 1. Degrees of Detail and Formulation of Models of Vectors of Variables with Disturbances // *Chemical and Petroleum Engineering*. 2016. Vol. 52. P. 231–236. URL: <http://link.springer.com/article/10.1007/s10556-016-0180-y> (дата обращения: 14.07.2020). DOI: 10.1007/s10556-016-0180-y.

8. Мееров М.В. Исследование и оптимизация многосвязных систем управления. М.: Наука, 1986. 233 с.

9. Пат. 2015126116 РФ, МПК Е 21 В 43/20. Способ выработки пластов с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов / С.А. Баталов, В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, Р.Р. Хузин, Н.И. Хузин. 2015126116, Заявлено 30.06.2015; Опубли. 11.01.2017. Бюл. 2.

10. Баталов С.А. Моделирование качества и устойчивости процесса нефтewытеснения в гидромеханике разработки месторождений // *Вестник Академии наук Республики Башкортостан*. 2018. Т. 27. № 2 (90). С. 78–88.

## REFERENCES

1. Khafizov A.R., Chizhov A.P., Chibisov A.V., Orlovskii S.L., Popov S.A. Kompleksnyye tekhnologii vozdeystviya na trudnoizvlekaemye i ostatochnyye zapasy nefiti [Complex Technologies of Influence on Gravely Extracted and Residual Stocks of Oil]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2011, Vol. 9, No. 3, pp. 40–44. [in Russian].

2. Cholovskii I.P., Ivanova M.M., Bragin Yu.I. *Neftegazopromyslovaya geologiya zalezhei uglevodorodov* [Oil and Gas Field Geology of Hydrocarbon Deposits]. Moscow, Al'yans Publ., 2015. 680 p. [in Russian].

3. Fetkovich M.J., Vienot M.E., Bradley M.D., Kiesov U.G. Decline Curve Analysis Using Type Curves: Case Histories. *SPE Formation Evaluation*, 1987, Vol. 2, Issue 4, SPE-13169-PA. DOI: 10.2118/13169-PA.

4. Blasingame T.A., Lee W.J. Pressure-Buildup Test Analysis- Variable-Rate Case: A New Approach. *SPE Formation Evaluation*, 1989, Vol. 4, Issue 2, SPE-17052-PA. DOI: 10.2118/17052-PA.

5. Agarval R.G., Gardner D.C., Kleinsterber S.W., Fussell D.D. Analyzing Well Production Data Using Combined Type Curves and Decline Curve Concepts. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 1999, Vol. 2, Issue 5, SPE-57916-PA. DOI: 10.2118/57916-PA.

6. Blasingame T.A., Johnston J.L., Lee W.J. Type-Curve Analysis Using the Pressure Integral Method. *Materials of SPE California Regional Meeting*. Bakersfield, USA, 1989, SPE-18799-MS. DOI: 10.2118/18799-MS.

7. Batalov S.A. Modeling of the Initial Adjustment Parameters of Petroleum Recovery Control Systems. Part 1. Degrees of Detail and Formulation of Models of Vectors of Variables with Disturbances. *Chemical and Petroleum Engineering*, 2016, Vol. 52, pp. 231–236. Available at: <http://link.springer.com/article/10.1007/s10556-016-0180-y> (accessed 14.07.2020). DOI: 10.1007/s10556-016-0180-y.

8. Meerov M.V. *Issledovanie i optimizatsiya mnogovyaznykh sistem upravleniya* [Research and Optimization of Multiply Connected Control Systems]. Moscow, Nauka Publ., 1986. 233 p. [in Russian].

9. Batalov S.A., Andreev V.E., Dubinskii G.S., Khuzin R.R., Khuzin N.I. *Sposob vyrabotki plastov s trudnoizvlekaemyimi zapasami uglevodorodov* [Method of Development of Reservoirs with Hard-to-Recover Hydrocarbon Reserves]. Patent RF, No. 2015126116, 2017. [in Russian].

10. Batalov S.A. Modelirovanie kachestva i ustoichivosti protsessa neftevytesneniya v gidromekhanike razrabotki mestorozhdenii [Modelling the Quality and Stability of Oil Displacement Process in Field Development Hydromechanics]. *Vestnik Akademii nauk Respubliki Bashkortostan – Herald of the Academy of Sciences of the Republic of Bashkortostan*, 2018, Vol. 27, No. 2 (90), pp. 78–88. [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](mailto: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](mailto:intnm@ya.ru)