

УДК 622.276

А.Н. Куликов¹, e-mail: ANK-1@mail.ru; Л.А. Магадова¹, e-mail: magadova0108@himeko.ru;М.А. Силин¹, e-mail: silin.m@gubkin.ru; Д.Ю. Елисеев¹, e-mail: eliseev.dy@gmail.com¹ Российский государственный университет (Национальный исследовательский университет) нефти и газа имени И.М. Губкина (Москва, Россия).

Совершенствование методов планирования работ по повышению нефтеотдачи пластов

В статье представлены основы усовершенствованной методики подбора объектов проведения работ по повышению нефтеотдачи пластов (ПНП) на нефтяных залежах, включающей сравнительный дифференциальный анализ выработки извлекаемых запасов нефти, анализ проблемных участков залежи на соответствие критериям эффективности физико-химических технологий ПНП, диагностику механизмов обводнения нефтяных скважин аналитическими методами, сравнительный анализ проблемных участков по потенциалу снижения обводненности его продукции и по потенциалу прироста добычи нефти. Представлен алгоритм, позволяющий достаточно объективно ранжировать различные участки нефтяной залежи по практическому потенциалу прироста текущей дополнительной добычи нефти за счет проведения работ по ПНП. Перечисленные пункты методики рассмотрены на примере объекта АС₁₁ Западно-Салымского нефтяного месторождения. В статье также представлены различные методы оптимизации объема рабочей гелевой оторочки при проведении выравнивания профиля приемистости (ВПП) нагнетательных скважин. Представлены результаты вычислительного эксперимента в упрощенной секторной гидродинамической модели ячейки нефтяного пласта, которые показали физическую возможность установки гелевого экрана в удаленном межскважинном пространстве обводненного нефтяного пласта с использованием термотропных гелеобразующих составов. Предложена последовательность действий при планировании таких работ на участке нефтяной залежи, которая включает детализацию геологического строения участка в секторной гидродинамической модели залежи путем уплотнения ее расчетной сетки, адаптацию секторной модели участка воздействия к фактической динамике его показателей разработки, расчет текущего поля температур в промытом высокопроницаемом пропластке в пределах участка воздействия, расчет в секторной модели оптимального положения и оптимального объема гелевого экрана с позиции наибольшей дополнительной добычи нефти, регулирование температуры гелирования термотропного гелеобразующего состава с учетом результатов проведенных расчетов.

Ключевые слова: выработка извлекаемых запасов нефти, потенциал прироста добычи нефти, объем рабочей гелевой оторочки, удаленное межскважинное пространство, поле температур, термотропный гелеобразующий состав.

.....

А.Н. Куликов¹, e-mail: ANK-1@mail.ru; Л.А. Магадова¹, e-mail: magadova0108@himeko.ru;М.А. Силин¹, e-mail: silin.m@gubkin.ru; Д.Ю. Елисеев¹, e-mail: eliseev.dy@gmail.com¹ Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University) (Moscow, Russia).

Development of enhanced oil recovery planning methods

The article presents the basic improved methods of selection of EOR work objects, includes the following items: comparative analysis of the differential development of oil reserves, analysis of the problem areas of the deposit to meet the criteria of efficiency physico-chemical EOR technology, diagnosis of wells irrigation mechanisms by analytical methods, comparative analysis of the problem areas on the reduction potential of the water content and products potential growth in oil production. The algorithm, which allows to objectively rank the various sites on the practical potential of current additional oil production due to work on TNG. These points techniques presented in the article as an example of the object АС₁₁ West Salym oil field. The methods to optimize the amount of work gel volume during injection wells profile modifying. The results of computer simulations in a simplified sector hydrodynamic oil reservoir model cells are present, that have shown the physical ability to install the gel in a remote area of watered oil layer the screen using the thermotropic layer gelling compositions. A sequence of steps in the planning of work in the area of oil deposits: detailing the geological structure in the reservoir sector model by the compacting of the computational grid, adaptation of

sector model of a site to the actual dynamics of the indicators of oil development, calculation of the current field of temperatures in the washed high-permeability interlayers, and the optimal amount of the gel from the position of the largest screen of additional oil production, temperature control thermotropic gelling composition based on the results of the calculations.

Keywords: development of recoverable oil reserves, the potential increase in oil production, the amount of work the gel rims, remote inter-well space, the temperature field, thermotropic gelling composition.

В ходе работ по ПНП и охвата воздействием залежей трудноизвлекаемых запасов (ТИЗ) нефти усложняются как геолого-технические, так и экономические условия их проведения на нефтяных месторождениях. В связи с этим перед научным сопровождением таких работ встают новые задачи, такие как задачи повышения адресности проведения работ по ПНП, а также ограничения водопритока (ОВП) и ремонтно-изоляционных работ (РИР) с учетом существующих проблем и источников обводнения продукции, задачи адаптации технологий к условиям залежей ТИЗ нефти на поздней стадии разработки, оптимизации объемов рабочих оторочек гелеобразующих составов, учета потенциала эффективности технологий ПНП, ОВП и РИР при подборе объектов воздействия и другие.

Рассмотрим данный вопрос на примере объекта АС₁₁ Западно-Салымского месторождения. Основными его геологическими особенностями являются:

- многопластовость и расчлененность при сильном различии составляющих пластов по строению и геолого-физическим свойствам, в частности по средней проницаемости и нефтенасыщенности;
 - присутствие на большинстве залежей данного объекта развитых водонефтяных зон (ВНЗ);
 - наибольшие запасы нефти при этом сосредоточены в пласте АС₁₁².
- Перечисленные характеристики обусловили опережающее обводнение продукции скважин.

При планировании работ по ПНП на данном объекте была использована усовершенствованная методика подбора участка воздействия, включающая:

- сравнительный дифференциальный анализ выработки запасов нефти различных пластов и зон с целью выявления среди них наиболее проблемных и локализации в них остаточных запасов нефти;
- анализ проблемных участков на соответствие критериям эффективности технологий ВПП нагнетательных скважин и выявление наиболее им соответствующих;
- диагностика механизмов обводнения скважин проблемных участков с использованием аналитических методов;
- сравнительный анализ проблемных участков по потенциалу эффективности технологий ПНП и подбор среди них наиболее потенциальных.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ

Такой анализ, проведенный на первом этапе планирования работ по ПНП, включал:

- сравнительный площадной анализ выработанности приходящихся начальных извлекаемых запасов (НИЗ) нефти и локализацию остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) по площади объекта;
- расчет и сравнительный анализ показателей выработки запасов нефти объекта в целом и составляющих его пластов;
- прогноз с использованием характеристик вытеснения показателей выработанности запасов нефти объекта в целом и отдельных пластов на момент достижения предельно допустимой обводненности продукции при использовании существующей системы разработки;

- анализ полученных материалов совместно с геологическими картами и выявление причин, обусловивших низкую текущую и прогнозную локальную выработку запасов нефти.

Результаты дифференциального анализа выработки запасов нефти отдельных пластов объекта АС₁₁ Западно-Салымского месторождения на 01.10.2011 представлены в таблице.

На рисунке 1 представлены сравнительные динамики L_n водонефтяного фактора (ВНФ) продукции двух (АС₁₁² и АС₁₁³⁻⁴) из четырех пластов объекта АС₁₁ относительно шкалы накопленной добычи нефти, а также величины НИЗ нефти и значения L_n ВНФ продукции (3,89), соответствующее предельно допустимой обводненности (98,0%). Отмечается тенденция линейного роста значений L_n ВНФ в последние годы, что указывает на рост доли закачиваемой воды в продукции скважин.

Пласт АС₁₁², вмещающий основные запасы нефти объекта, на момент проведения анализа (на 01.10.2011) характеризовался сравнительно высоким значением текущего коэффициента извлечения нефти (КИН) (0,176), что объясняется его высокой средней проницаемостью (70,0 мД), однако прогнозная динамика L_n ВНФ продукции показала недостижимость проектного КИН (рис. 1а), что указывает на целесообразность проведения мероприятий по ПНП. Пласт АС₁₁³⁻² отличался наименьшими значениями текущего КИН (0,051) при наибольшей обводненности продукции (69,6%). Прогнозная динамика L_n ВНФ его продукции (рис. 1б) ярко показала недостижимость проектного КИН, а прогнозный коэффициент

Ссылка для цитирования (for citation):

Куликов А.Н., Магадова Л.А., Силин М.А., Елисеев Д.Ю. Совершенствование методов планирования работ по повышению нефтеотдачи пластов // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2016. № 7–8. С. 32–40.

Kulikov A.N., Magadova L.A., Silin M.A., Eliseev D.Yu. Development of enhanced oil recovery planning methods (In Russ.). Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory, 2016, No. 7–8, pp. 32–40.

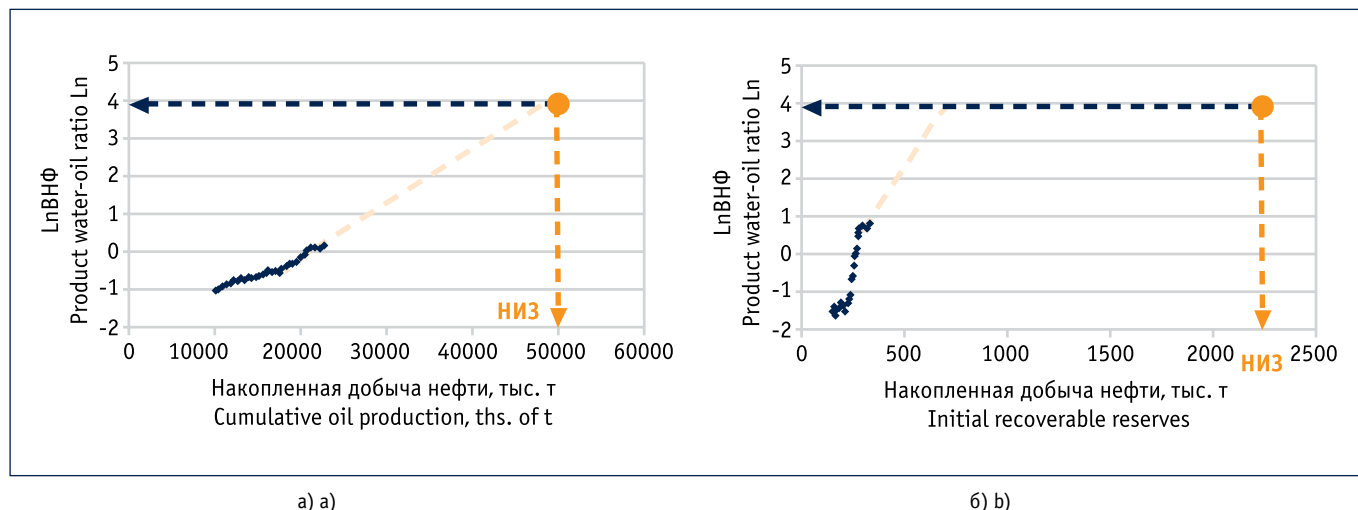


Рис. 1. Прогнозная динамика Ln ВНФ продукции различных пластов объекта АС11 Западно-Салымского месторождения относительно шкалы накопленной добычи нефти: а) пласт АС₁₁²; б) пласт АС₁₁³⁻²
 Fig. 1. Estimated dynamics of product water-oil ratio Ln of different formations at facility АС11 of Zapadno-Salymskiy field with respect to cumulative oil production scale: а) formation АС₁₁²; б) formation АС₁₁³⁻²

охвата пласта разработкой не превысил значения 0,241, что также показало целесообразность проведения работ по ПНП.

Площадной анализ выработки запасов нефти и локализация остаточных запасов нефти по площади осуществлялись с помощью следующих карт указанного объекта:

- карта выработанности приходящихся НИЗ нефти;
- карта начальных нефтенасыщенных толщин;
- карта текущих нефтенасыщенных толщин, совмещенная с картой текущих отборов, с помощью которой отмечались зоны с наибольшими остаточными запасами нефти при высокой обводненности продукции добывающих скважин.

АНАЛИЗ ПРОБЛЕМНЫХ УЧАСТКОВ ЗАЛЕЖИ НА СООТВЕТСТВИЕ КРИТЕРИЯМ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИЙ ПНП

Такой анализ проводился на втором этапе поиска участков работ по ПНП. Использовались критерии [1, 2], уточненные при проведении факторного анализа эффективности работ по ПНП на месторождениях Западной Сибири и специальных вычислительных экспериментов [3]. В соответствии с ними при подборе участков воздействия на объекте АС₁₁ Западно-Салымского месторождения дополнительно строились

карты проницаемости, проницаемостной неоднородности и расчлененности пласта. При этом преимущество отдавалось участкам с повышенными значениями.

С точки зрения эффективности физико-химических технологий ПНП наиболее оптимальны следующие геологические условия [3, 4]:

- повышенная вязкость пластовой нефти, обуславливающая языкообразование фронта вытеснения нефти водой в ходе разработки залежи;
- повышенная проницаемостная неоднородность и расчлененность пласта, обуславливающие, с одной стороны, опережающее обводнение скважин закачиваемой водой, с другой – повышенную селективность тампонирувания промытых пропластков при проведении ВПП, а также высокую длительность технологического эффекта;
- в условиях монолитного пласта необходима его высокая проницаемостная анизотропия, ограничивающая межпластовые перетоки, а также рост проницаемости по разрезу сверху вниз, обуславливающий повышенные остаточные запасы нефти;
- высокая обводненность продукции добывающих скважин за счет прорыва закачиваемых вод по пласту, обуславливающая повышенную селективность тампонирувания промытых пропластков при ВПП;

- трещиноватость продуктивного пласта, обуславливающая высокую эффективность ВПП при применении специальных жестких гелей;
- повышенная проницаемость, а также толщина продуктивных пород, обуславливающая высокие базовые дебиты жидкости и нефти.

При планировании работ по ПНП на нефтяной залежи также используются технологические критерии эффективности. Опережающее обводнение продукции скважин оценивается величиной избыточной обводненности [5], представляющей разницу между фактической обводненностью скважины и приемлемой, соответствующей текущей водонасыщенности пласта в интервале вскрытия согласно диаграммам ОФП пласта, функции Бакли – Леверетта [6] и свойствам пластовых флюидов. Карта избыточной обводненности продукции скважин объекта АС₁₁ Западно-Салымского месторождения представлена на рисунке 2а.

При обосновании работ по ПНП темп обводнения продукции скважин проще выразить так называемым показателем интенсивности обводнения продукции (ПИО), представляющим разность между текущей обводненностью продукции скважины в долях единицы и выработанностью приходящихся НИЗ нефти. Его расчетная формула такова:

При обосновании работ по ПНП темп обводнения продукции скважин проще выразить так называемым показателем интенсивности обводнения продукции (ПИО), представляющим разность между текущей обводненностью продукции скважины в долях единицы и выработанностью приходящихся НИЗ нефти. Его расчетная формула такова:

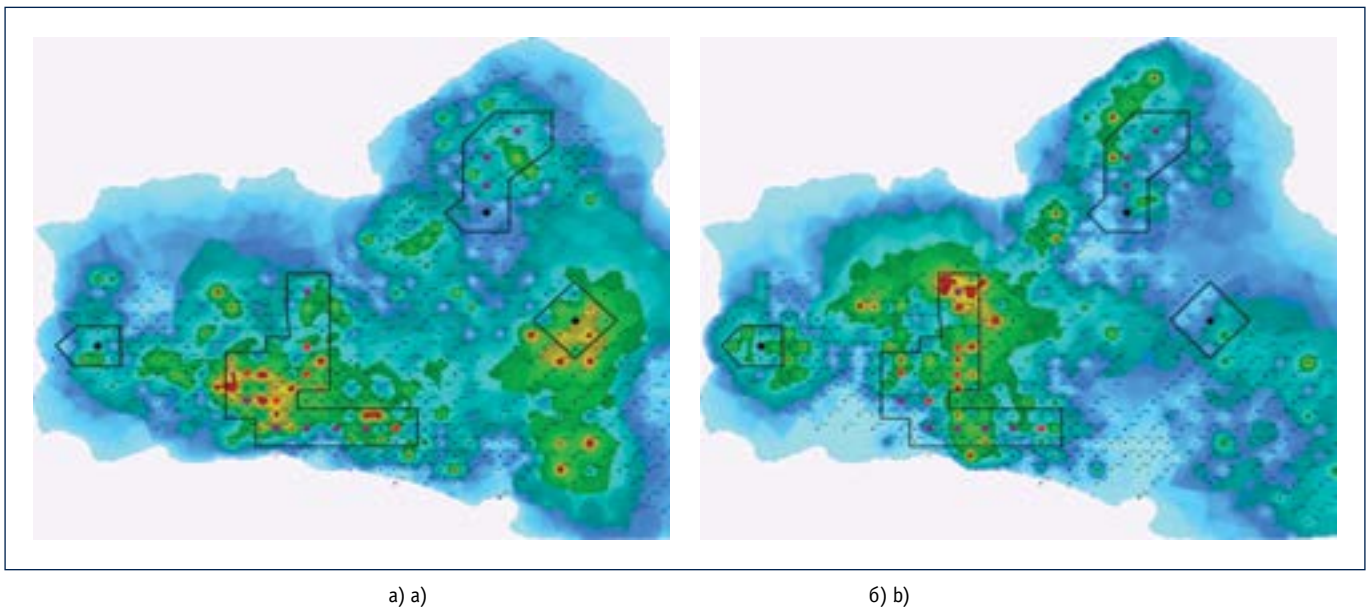


Рис. 2. Карты избыточной обводненности продукции и показателя интенсивности обводнения скважин объекта АС₁₁ Западно-Салымского месторождения: а) карта избыточной обводненности продукции скважин; б) карта показателя интенсивности обводнения продукции скважин
 Fig. 2. Maps of excess production water cut and index of well production water cut intensity at facility АС₁₁ of Zapadno-Salymkiy deposit:
 а) map of excess production water cut; б) map of index of well production water cut intensity

$$K_{\text{инт}}^{\text{обв}} = f_{\text{тек}} - K_{\text{выраб}}^{\text{НИЗ}} = f_{\text{тек}} - \frac{Q_{\text{нак}}}{N_{\text{НИЗ}}} = f_{\text{тек}} - \frac{Q_{\text{нак}}}{N_{\text{геол}} \cdot K_{\text{выт}}^{\text{кон}} \cdot K_{\text{охв}}^{\text{кон}}}, \quad (1)$$

где $K_{\text{инт}}^{\text{обв}}$ – показатель интенсивности обводнения, д. ед.;
 $f_{\text{тек}}$ – текущая обводненность продукции скважин, д. ед.;
 $K_{\text{выраб}}^{\text{НИЗ}}$ – текущая выработанность НИЗ нефти, д. ед.;
 $Q_{\text{нак}}$ – накопленная добыча нефти, тыс. т;
 $N_{\text{НИЗ}}$ – начальные извлекаемые запасы нефти, тыс. т;
 $N_{\text{геол}}$ – геологические запасы нефти, тыс. т;
 $K_{\text{выт}}^{\text{кон}}$ – конечный коэффициент вытеснения нефти водой из пласта, д. ед.;
 $K_{\text{охв}}^{\text{кон}}$ – конечный коэффициент охвата пласта заводнением, д. ед.

С учетом текущего коэффициента охвата пласта заводнением и текущего коэффициента вытеснения нефти водой для гидрофильных полимиктовых коллекторов Западной Сибири, в которых имеет место близкое к поршневому вытеснение нефти водой, а текущий коэффициент вытеснения за фронтом заводнения почти равен конечному, формула (1) переписывается так:

$$K_{\text{инт}}^{\text{обв}} = f_{\text{тек}} - K_{\text{выраб}}^{\text{НИЗ}} = f_{\text{тек}} - \frac{K_{\text{выт}}^{\text{тек}} \cdot K_{\text{охв}}^{\text{тек}}}{K_{\text{выт}}^{\text{кон}} \cdot K_{\text{охв}}^{\text{кон}}} \approx f_{\text{тек}} - \frac{K_{\text{охв}}^{\text{тек}}}{K_{\text{охв}}^{\text{кон}}} = f_{\text{тек}} - K_{\text{од}}, \quad (2)$$

где $K_{\text{од}}$ – коэффициент текущего охвата заводнением дренируемого объема пласта, равный отношению его заводненного объема к дренируемому, д. ед.
 Таким образом, ПИО качественно выражает степень опережения процесса заводнения дренируемой части нефтяного пласта процессом обводнения продукции скважин. На рисунке 2б представлена карта ПИО объекта АС₁₁ Западно-Салымского месторождения, на которой отмечены участки, анализируемые на целесообразность проведения работ по ПНП. Причем участки с высоким ПИО почти совпадают с участками наибольшей избыточной обводненности продукции (рис. 2а). Это объясняется тождественностью величины выработанности приходящихся НИЗ нефти данной скважины величине текущей водонасыщенности ее призабойной зоны пласта (ПЗП) и, соответственно, величине приемлемой обводненности продукции. Это позволяет использовать ПИО в качестве одного из основных критериев подбора

участков воздействия технологиями ПНП [3].

ДИАГНОСТИКА МЕХАНИЗМОВ ОБВОДНЕНИЯ СКВАЖИН АНАЛИТИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ

Технологии ВПП нагнетательных скважин применимы при обводнении окружающих скважин закачиваемой водой. Для подтверждения ее присутствия в попутно добываемой воде при планировании работ по ПНП вполне достаточно использовать аналитические методы, в частности корреляционный [7] и метод Чана [8].

Так, с использованием графоаналитической методики диагностики обводнения продукции скважин [5] была построена карта источников обводнения западной среднедевонской залежи Возейского месторождения (рис. 3), на которой стрелками отмечены направления внутрислоевого движения воды от конкретных нагнетательных скважин к добывающим, обводняющимся закачиваемой водой.

Для данного объекта по результатам анализа обводнения и дифференциального анализа выработки запасов нефти были предложены пять нагнетательных скважин (2320, 2257, 2310, 2610 и 2263) для проведения ВПП по комплексной

технологии [9], включающей кислотную стимуляцию скважины после проведения ВПП. Целесообразность последнего связана со сниженным пластовым давлением участка воздействия и необходимостью сохранить приемистость обработанных нагнетательных скважин. Примененный на объекте АС₁₁ Западно-Салымского месторождения корреляционный метод диагностики водопритоков [7] показал, что на участках планируемого воздействия реагирующие скважины обводняются главным образом закачиваемой водой. При этом процесс вытеснения нефти водой из дренируемой части пласта почти завершен, что обеспечивает высокую селективность тампонирувания заводненных пропластков при проведении обработок.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПРОБЛЕМНЫХ УЧАСКОВ ПО ПОТЕНЦИАЛУ ПРИРОСТА ДОБЫЧИ НЕФТИ

Анализ проводился на последнем этапе подбора объектов работ по ПНП. Величина данного потенциала определяется двумя величинами:

- суммарной добычей или суммарным дебитом жидкости участка;
- показателем интенсивности обводнения продукции.

Действительно, потенциальный прирост текущей добычи нефти на участке после проведения ВПП равен величине потенциального снижения обводненности продукции, помноженной на величину потенциальной добычи жидкости. При этом снижение добычи жидкости в первый месяц после проведения ВПП определяется снижением приемистости обработанной нагнетательной скважины согласно регламенту используемой технологии. Для технологий, не снижающих приемистость обрабатываемых скважин [9], потенциальное снижение обводненности умножается на величину текущей добычи жидкости:

$$\Delta Q_{\text{Н}}^{\text{ПОТЕНЦИАЛ}} = Q_{\text{Ж}} \cdot \Delta f_{\text{ПОТЕНЦИАЛ}} \quad (3)$$

где $\Delta Q_{\text{Н}}^{\text{ПОТЕНЦИАЛ}}$ – потенциальный прирост текущей добычи нефти, тыс. т;
 $Q_{\text{Ж}}$ – текущая добыча жидкости участка, тыс. т;

$\Delta f_{\text{ПОТЕНЦИАЛ}}$ – потенциальное снижение обводненности продукции после ВПП, д. ед.

Потенциальную величину обводненности продукции участка после проведения ВПП рекомендуется оценивать с использованием величины выработанности его НИЗ и ПИО участка данной залежи с меньшим и более характерным темпом обводнения продукции либо ПИО всей залежи в целом:



Рис. 3. Карта источников обводнения скважин западной среднедевонской залежи Возейского месторождения по состоянию на 01.07.2014

Fig. 3. Map of water cut sources of Western Middle Devonian reservoir at Vozeyskoye deposit as of 01/07/2014

$$f_{\text{ПОТЕНЦИАЛ}} = K_{\text{НИЗ}}^{\text{ОТБОР}} + K_{\text{ОБВ}}^{\text{ИНТ ПОТЕНЦИАЛ}} \quad (4)$$

где $f_{\text{ПРОГНОЗ}}$ – потенциальная обводненность продукции участка после ВПП, д. ед.;

$K_{\text{НИЗ}}^{\text{ОТБОР}}$ – текущая выработанность НИЗ нефти участка, д. ед.;

$K_{\text{ОБВ}}^{\text{ИНТ ПОТЕНЦИАЛ}}$ – потенциальный ПИО, равный ПИО продукции всей залежи либо ее участка с меньшим и наиболее характерным темпом обводнения, д. ед.

Формула (4) соответствует постановке задачи снижения темпа обводнения продукции наиболее проблемного участка до средней величины для данной залежи, что часто соответствует результатам практических работ. Использование данной формулы обосновывается прямым линейным характером динамик обводненности продукции различных чисто нефтяных залежей (ЧНЗ) относительно шкалы выработки НИЗ при величинах более 0,3, что позволяет переносить значение ПИО в качестве критерия с участка на участок данной залежи.

Тогда потенциальное уменьшение обводненности продукции выразится следующим образом:

$$\begin{aligned} \Delta f_{\text{ПОТЕНЦИАЛ}} &= f_{\text{ФАКТ}} - f_{\text{ПОТЕНЦИАЛ}} = \\ &= (K_{\text{НИЗ}}^{\text{ОТБ}} + K_{\text{ОБВ}}^{\text{ИНТ ФАКТ}}) - (K_{\text{НИЗ}}^{\text{ОТБ}} + K_{\text{ОБВ}}^{\text{ИНТ ПОТЕНЦИАЛ}}) = \\ &= K_{\text{ОБВ}}^{\text{ИНТ ФАКТ}} - K_{\text{ОБВ}}^{\text{ИНТ ПОТЕНЦИАЛ}} \quad (5) \end{aligned}$$

где f – фактическая обводненность продукции участка, д. ед.;

$K_{\text{ОБВ}}^{\text{ИНТ ФАКТ}}$ – фактический ПИО продукции участка, д. ед.

При достаточной точности площадной локализации ОИЗ нефти на залежи представленный алгоритм позволяет по меньшей мере объективно ранжировать различные ее участки по практическому потенциалу месячной дополнительной добычи нефти за счет работ по ПНП.

Описанные принципы использованы при сравнительном анализе участков объекта АС₁₁ Западно-Салымского месторождения в ходе подбора участка с наибольшим потенциалом эффективности ПНП. Анализ карты ПИО на 01.10.2011 (рис. 2б), на которой отмечены четыре участка (западный, центральный, восточный и северо-восточный), позволил отметить, что на центральном участке

значение ПИО максимально и изменяется от 0,15 до 0,30 д. ед. На других участках ПИО изменялся от 0,1 до 0,18. В целом же по залежи АС₁₁ Западно-Салымского месторождения значение ПИО на 01.10.2011 составляло 0,097. Указанные цифры позволили спрогнозировать по формуле (5) потенциал снижения обводненности продукции центрального участка после проведения работ по ПНП:

$$\Delta f_{\text{ПОТЕНЦИАЛ}} = K_{\text{обвФАКТ}}^{\text{ИНТ}} - K_{\text{обвПОТЕНЦИАЛ}}^{\text{ИНТ}} = 0,150 - 0,097 = 0,053 \quad (6)$$

который заметно превысил аналогичные значения для других участков.

На центральном участке также отмечен наибольший реагирующий фонд добывающих скважин с высокими дебитами жидкости. С близкими к ним дебитами жидкости работает реагирующий фонд северо-восточного участка, однако при меньшем количестве скважин. На восточном же участке дебиты жидкости заметно ниже.

Потенциал снижения обводненности продукции после проведения ВПП на центральном и на других участках был учтен при расчете прогнозной дополнительной добычи нефти, которая на центральном участке оказалась наиболее высокой и составила 16,5 тыс. т. На основании этого центральный участок был выбран в качестве основного участка воздействия, а остальные – в качестве резервных.

Подбор нагнетательных скважин для проведения ВПП внутри выбранного участка воздействия производится исходя из таких критериев, как:

- высокое значение приемистости при герметичности эксплуатационной колонны и цементного кольца и при удаленности скважины от контура нефтеносности;
- высокие значения дебита жидкости и обводненности продукции окружающих реагирующих скважин за счет прорыва к ним нагнетаемых вод по пласту;
- повышенное количество таких скважин в ближнем окружении;
- однородность распределения высоких значений обводненности продукции по реагирующим скважинам.

Последний критерий важен в связи с тем, что при проведении ВПП нагнета-

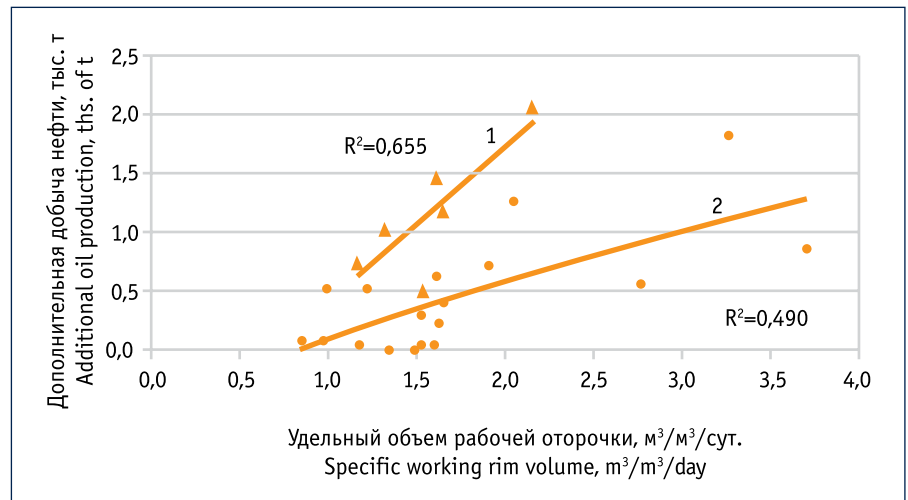


Рис. 4. Влияние величины удельного объема рабочей оторочки на эффективность ВПП нагнетательных скважин, согласно результатам анализа эффективности работ на месторождениях ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»:

1 – объект БС₁₀¹ Средне-Итурского месторождения; 2 – объект БС₁₁ Пограничного месторождения

Fig. 4. The effect of the specific volume of the working rim on pumping well conformance control efficiency, according to the analysis of work efficiency on fields Gazpromneft-Noyabrskneftegaz OJSC:

1 – facility BS₁₀¹ of Sredne-Iturskiy field; 2 – facility BS₁₁ of Pogranichnoye field

тельных скважин перераспределение потоков закачиваемой воды происходит не в меньшей степени по площади, чем по разрезу пласта [3], и, если рядом с высокообводненными реагирующими скважинами присутствует среднеобводненная, площадное перераспределение потоков может привести к прорыву в ней закачиваемой воды. Это часто происходит в условиях площадной девятиточечной системы заводнения, когда в скважинах, расположенных диагонально относительно нагнетательных, отмечается меньшая обводненность продукции.

Согласно описанным принципам, для проведения ВПП на объекте АС₁₁ Западно-Салымского месторождения в 2011 г. были подобраны 5 первоочередных нагнетательных скважин, 9 вторичных и 3 резервные. На участке, рекомендованном для первоочередных обработок, добывающие скважины обводнялись закачиваемой водой. При этом на других участках присутствует обводнение скважин подошвенной водой и не полностью завершён процесс вытеснения нефти водой из высоко- и среднепроницаемых пропластков.

В результате воздействия в 2011 г. технологиями ВПП нагнетательных

скважин на подобранном центральном участке объекта АС₁₁ Западно-Салымского месторождения средняя обводненность продукции снизилась на 0,048 д. ед., а дополнительная добыча нефти составила 15,769 тыс. т. Таким образом, результаты воздействия почти совпали с прогнозными цифрами.

ОПТИМИЗАЦИЯ ОБЪЕМА РАБОЧЕЙ ОТОРОЧКИ ГЕЛЕОБРАЗУЮЩЕГО СОСТАВА

Данный вопрос является одним из основных из числа возникающих при планировании ВПП нагнетательных скважин. Статистический анализ применения большеобъемных оторочек сшитых полимерных составов (СПС) на объекте АС₅₋₆ Мамонтовского месторождения показал, что оптимальный объем рабочей оторочки составляет 0,4% от объема пор промытой части пласта [10]. Следует отметить, что данный объект представлен водоплавающей залежью, и, как показали результаты промыслово-геофизических исследований (ПГИ), немалая доля технологического эффекта от обработок связана с тампонирующим водо-насыщенной подошвы продуктивного пласта. Поэтому перенос указанной

Таблица. Результаты расчета выработанности запасов нефти отдельных пластов объекта АС₁₁ Западно-Салымского месторождения на 01.10.2011:
Table. Results of calculation of oil reserves depletion at separate formations of facility АС₁₁ of Zapadno-Salymskiy field at 10/01/2011

Пласт Formation	Геологические запасы нефти, тыс. т Initial oil in-place, ths. of t.	Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс. т Initial recoverable reserves of oil, ths. of t.	Накопленная добыча нефти, тыс. т Cumulative oil production, ths. of t.	Текущий коэффициент извлечения нефти (КИН), д. ед. Current ratio of oil recovery (ROR), unit fraction	Проектный КИН, д. ед. Project ROR, unit fraction	Текущая выработка начальных извлекаемых запасов, % Current initial recoverable reserves development, %	Текущая обводненность продукции, % Current product water-cut, %
АС ₁₁ ¹	23963	9441	1480,3	0,062	0,394	15,7	52,4
АС ₁₁ ²	127680	50306	22517,5	0,176	0,394	44,8	53,5
АС ₁₁ ³⁻¹	39583	13411	7288,2	0,184	0,339	54,3	56,9
АС ₁₁ ³⁻²	6696	2242	339,2	0,051	0,335	15,1	69,6
Объект АС ₁₁	197922	75400	31625,3	0,16	0,381	41,9	54,8

закономерности на условия ЧНЗ не оправдан.

Некоторые предприятия при расчете оптимального объема рабочей оторочки для ВПП исходят из водонасыщенного порового объема пласта в радиусе воронки репрессии. Данный метод также неточен, т.к. не учитывает прочностные свойства гелей.

В работе [2] представлена попытка решения данной задачи с использованием алгоритма расчета степени проникновения гелеобразующего состава в разнопроницаемые пропластки при ВПП. Данный алгоритм, однако, не учитывает различий в насыщенности разнопроницаемых пропластков, что на практике обычно выдерживается для обеспечения селективности обработки. Опыт решения рассматриваемой задачи показывает, что учесть все факторы невозможно, да и не обязательно. Например, не обязательно учитывать кольматацию низкопроницаемой части пласта, если при ВПП выдерживались необходимые снижающие условия.

Ниже представлены новые методы оценки необходимого объема рабочей гелевой оторочки при проведении ВПП нагнетательной скважины. Минимально необходимый объем геля при проведении ВПП нагнетательной скважины с механической точки зрения можно оценить исходя из минимально необходимого радиуса гелевого экрана, устанавливаемого в ПЗП высокопроницаемых пропластков, который обеспечит целостность экрана под воздействием нагрузок, возникающих

в первые часы работы скважины после ВПП. Величины этих нагрузок рассчитываются на основании промысловых данных о максимально возможном забойном давлении нагнетания и о пластовом давлении в высокопроницаемом пропластке и сопоставляются с результатами фильтрационных исследований механической прочности используемого геля при данной проницаемости пласта и при данной температуре:

$$R_{\min} = \frac{p_{\text{закачки}}^{\max} - p_{\text{пласт}}}{\text{grad } P_{\text{пределнь}}} \quad (7)$$

где R_{\min} – минимально необходимый радиус гелевой оторочки;

$p_{\text{закачки}}^{\max}$ – максимально возможное забойное давление нагнетания в обработанной скважине после ее пуска под закачку;

$p_{\text{пласт}}$ – среднее пластовое давление в зоне нагнетания;

$\text{grad } P_{\text{пределнь}}$ – минимальное значение градиента давления, при котором гель разрушается.

Максимально возможное забойное давление нагнетания воды в обработанной скважине можно оценить исходя из значения забойного давления нагнетания воды до обработки, давления нагнетания на кустовой насосной станции (КНС) и из характеристики работающего в ней центробежного насоса. При использовании формулы (7) принимается, что за периоды обработки скважины, ее предварительной остановки перед обработкой и ее остановки на гелеобразование после обработки пластовое давление в удаленной зоне высокопроницаемого

пропластка снизится до уровня среднего пластового давления в зоне нагнетания. Также принимается, что объем продаваемой жидкости при обработке равен внутреннему объему обрабатываемой скважины, т.е. внутренний радиус устанавливаемой гелевой оторочки равен радиусу скважины, которым при расчетах можно пренебречь.

На основании величин минимально необходимого радиуса гелевой оторочки, промытой толщины пласта или суммарной толщины высокопроницаемых пропластков, коэффициентов пористости и начальной нефтенасыщенности пласта, а также коэффициента вытеснения нефти водой из пласта рассчитывается минимально необходимый объем гелевой оторочки при проведении ВПП:

$$V_{\text{оторочки}}^{\min} = \pi \cdot R_{\text{мин}}^2 \cdot h_{\text{промыт}} \cdot K_{\text{пор}} \cdot K_{\text{н.нас.}} \cdot K_{\text{выт}} \quad (8)$$

где $V_{\text{оторочки}}^{\min}$ – минимально необходимый объем гелевой оторочки;

$h_{\text{промыт}}$ – промытая толщина пласта или суммарная толщина его высокопроницаемых пропластков;

$K_{\text{пор}}$ – коэффициент пористости в высокопроницаемых пропластках;

$K_{\text{н.нас.}}$ – коэффициент начальной нефтенасыщенности в высокопроницаемых пропластках;

$K_{\text{выт}}$ – коэффициент вытеснения нефти водой для высокопроницаемых пропластков.

Коэффициенты начальной нефтенасыщенности и вытеснения нефти водой в формуле (8) учитывают тот факт, что гелеобразующий состав не может за-

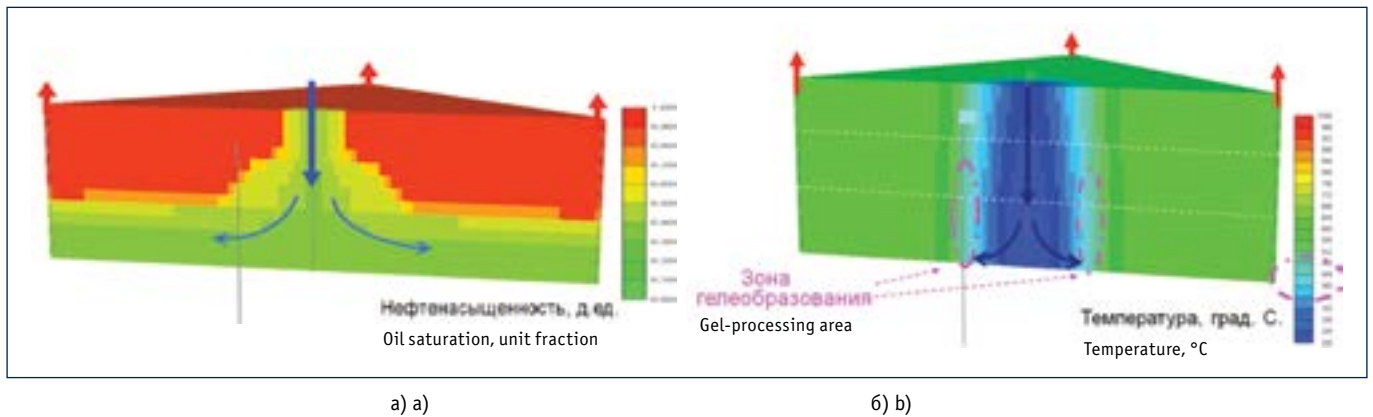


Рис. 5. Исследование взаимного расположения фронта вытеснения и фронта охлаждения в промытом высокопроницаемом пропластке неоднородного высокотемпературного пласта: а) распределение текущей нефтенасыщенности по пропласткам; б) распределение текущей температуры по пропласткам

Fig. 5. Research of displacement front mutual position and cooling front in washed high-permeability interlayers of non-homogeneous high-temperature formation: a) distribution of oil saturation on interlayers; b) distribution of current temperature on interlayers

полнить в пористой среде пласта объем, занятый связанной водой и остаточной нефтью.

Для оптимизации объемов рабочих оторочек при планировании ВПП можно использовать результаты факторного анализа эффективности предыдущих работ на данной залежи. Для этого строится и анализируется зависимость показателей эффективности предыдущих ВПП от удельного объема использованной рабочей оторочки, под которым понимается объем закачанного гелеобразующего состава, приходящийся на единицу приемистости обработанной нагнетательной скважины:

$$V_{уд} = \frac{V_{раб}}{q_{пр}} \quad (9)$$

где $V_{уд}$ – удельный объем рабочей оторочки;

$V_{раб}$ – объем закачанного в скважину гелеобразующего состава;

$q_{пр}$ – приемистость нагнетательной скважины по воде.

На рисунке 4 графически представлены две отмеченные зависимости величины дополнительной добычи нефти в результате проведения ВПП от величины удельного объема рабочей оторочки. Первая характерна для объекта БС₁₀¹ Средне-Итурского месторождения, согласно результатам обработок в 2006–2008 гг., вторая – для объекта БС₁₁ Пограничного месторождения. В обоих случаях отмечается прямое влияние, различие же этих закономерностей связано с различиями

в геологическом строении залежей и в применяемых системах разработки.

Получив из анализа эффективности предыдущих работ такую зависимость для конкретной залежи, можно с ее помощью оптимизировать величину удельной рабочей оторочки, а для каждой нагнетательной скважины этой залежи – объем самой рабочей оторочки.

Необходимый объем «жесткого» геля для тампонирования трещин в продуктивном пласте при проведении ВПП можно оценить из объема самой трещины, соединяющей нагнетательную скважину с реагирующей добывающей. Его можно рассчитать по результатам индикаторных исследований, проведенных на данном участке пласта [2], либо по результатам гидродинамических исследований КВД в нагнетательной скважине с использованием метода Полларда и Уоррена – Рута, адаптированного В.А. Санниковым и В.И. Курочкиным [11].

ПЛАНИРОВАНИЕ РАБОТ ПО ППП С УДАЛЕННЫМ МЕЖСКВАЖИНЫМ ГЕЛЕОБРАЗОВАНИЕМ

Этот вид работ наиболее актуален после многократного использования на залежи нефти традиционных технологий ВПП [12] и почти полной выработки ОИЗ нефти в зоне нагнетания.

С целью уточнения возможности установки гелевого экрана в удаленном межскважинном пространстве пласта для вовлечения в заводнение его остаточных запасов с использованием тер-

мотропных гелеобразующих составов был проведен специальный вычислительный эксперимент. Его задачей была оценка соотношения скоростей продвижения фронта вытеснения нефти водой и фронта охлаждения в высокопроницаемом пропластке высокотемпературного неоднородного пласта. На рисунке 5 представлен диагональный разрез схематической секторной модели ячейки площадной системы заводнения проницаемостно-неоднородного пласта, состоящего из трех пропластков с распределением проницаемости сверху вниз соответственно 10, 50 и 500 мД. На рисунке 5а цветом отмечено распределение по разрезу пласта текущей нефтенасыщенности на момент достижения повышенной обводненности продукции скважин, на рисунке 5б – распределение температуры.

Анализ рисунка позволяет отметить, что после почти полного заводнения наиболее проницаемого пропластка фронт охлаждения заметно отстает от фронта заводнения и не достигает даже середины расстояния между нагнетательной и добывающей скважинами. Штрихпунктирными эллипсами на рисунке 5б отмечены зоны потенциального гелирования термотропного гелеобразующего состава.

Таким образом, результаты эксперимента показывают возможность установки гелевого экрана в удаленном пространстве пласта с использованием термотропных гелеобразующих составов. При

планировании таких работ предлагается следующая последовательность действий:

- 1) детализация геологического строения участка воздействия в его секторной гидродинамической модели путем уплотнения расчетной сетки;
- 2) адаптация секторной модели участка воздействия к фактической динамике показателей его разработки;

3) расчет текущего поля температур в промытом высокопроницаемом пропластке с учетом теплоемкости вмещающих пород;

- 4) расчет в модели наиболее оптимальных положения и объема гелевого экрана с позиции технологической эффективности и экономической целесообразности;
- 5) регулирование с учетом результатов проведенных расчетов темпе-

ратуры гелирования термотропного гелеобразующего состава так, чтобы она равнялась начальной пластовой температуре, что обеспечит наиболее удаленное формирование гелевого экрана в пласте.

Такая работа проведена, в частности, на одном из нефтяных месторождений Надымского региона при планировании работ по ПНП.

Литература:

1. Исмагилов Т.А., Куликов А.Н., Игдавлетова М.З. Методология выбора участков для воздействия МУН // Вестник инженерингового центра «ЮКОС». 2002. № 5. С. 6–9.
2. Захаров В.П., Телин А.Х., Исмагилов Т.А. и др. Регулирование фильтрационных потоков водоизолирующими технологиями при разработке нефтяных месторождений. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2010. 225 с.
3. Куликов А.Н., Елисеев Д.Ю., Рожков А.П. Влияние геолого-технологических факторов на эффективность физико-химических технологий ПНП и их совершенствование // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2011. № 6. С. 59–66.
4. Seright R.S. Placement of Gels To Modify Injection Profiles. Paper SPE 17332 presented at the 1992 SPE/DOE Symposium on Enhanced Oil Recovery Held in Tulsa, Oklahoma, April 17–20, 1988.
5. Куликов А.Н., Магзянов И.Р., Штинов В.А. Графоаналитическая методика диагностики обводнения нефтяных скважин // Нефтепромысловое дело. 2012. № 8. С. 11–17.
6. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: Учеб. для вузов. 2-е изд., перераб. и доп. М.: ОАО «Издательство «Недра», 1998. 365 с.
7. Куликов А.Н., Никишов В.И., Магзянов И.Р., Исмагилов Т.А. и др. Способ разработки обводненной нефтяной залежи: Пат. 2318993 РФ. Заявитель и патентообладатель – ЗАО «УфаНИПИнефть»; № 2006126258/03; заявл. 07.07.2006; опубл. 10.03.2008.
8. Chan K.S. Water Control Diagnostic Plots. Paper SPE 30755 presented at the Annual Technical Conference & Exhibition held in Dallas, USA, 22–26 October, 1995.
9. Тропин Э.Ю., Альхамов И.М., Джабраилов А.В., Куликов А.Н., Телин А.Г. и др. Способ выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин: Пат. 2263773 РФ. Заявитель и патентообладатель – ЗАО «Химеко-ГАНГ»; № 2004123495/03; заявл. 15.07.2004; опубл. 10.11.2005.
10. Хасанов М.М., Исмагилов Т.А., Мангазеев В.П., Растрогин А.Е., Кольчугин И.С., Тянь Н.С. Применение сшитых полимерно-гелевых составов для повышения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. 2002. № 7. С. 110–112.
11. Санников В.А., Курочкин В.И. Сравнительный анализ методов Полларда и Уоррена – Рута восстановления фильтрационных параметров в трещиновато-поровом коллекторе // Интервал. 2003. № 9. С. 23–26.
12. Куликов А.Н., Силин М.А., Магадова Л.А., Елисеев Д.Ю. Оптимизация последовательности применения технологий ограничения водопритоков и повышения нефтеотдачи пласта в ходе разработки залежей нефти // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2013. № 4. С. 62–67.

References:

1. Ismagilov T.A., Kulikov A.N., Igdavletova M.Z. Methodology of selection a facility for an impact of advanced recovery method (ARM). Vestnik inzhiniringovogo tsentra «YUKOS» = Vestnik Herald of Engineering Center YUKOS, 2002, No. 5, p. 6–9. (In Russian)
2. Zakharov V.P., Telin A.Kh., Ismagilov T.A. and et al. Adjustment of filtration flow with water-shutoff technologies while development of oil fields. Moscow, Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2010, 225 pp. (In Russian)
3. Kulikov A.N., Yeliseyev D.Yu., Rozhkov A.P. Impact of geological and process factors on the effectiveness of physical and chemical technologies of oil recovery enhancement (ORE) and their improvement. Geologiya, geofizika i razrabotka neftnyanykh i gazovykh mestorozhdeniy = Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2011, No. 6, p. 59–66. (In Russian)
4. Seright R.S. Placement of Gels To Modify Injection Profiles. Paper SPE 17332 presented at the 1992 SPE/DOE Symposium on Enhanced Oil Recovery Held in Tulsa, Oklahoma, April 17–20, 1988.
5. Kulikov A.N., Magzyanov I.R., Shtinov V.A. Graphical-analytic methodology of diagnostics of oil well watering. Neftpromyslovoe delo = Oilfield engineering, 2012, No. 8, p. 11–17. (In Russian)
6. Zheltov Yu.P. Oil fields development. College textbook, 2-nd edition, updated and revised. Moscow, Izdatelstvo Nedra OJSC, 1998, 365 pp. (In Russian)
7. Kulikov A.N., Nikishov V.I., Magzyanov I.R., Ismagilov T.A. and et al. Method of watered oil pool development, Pat. 2318993 RF. The applicant and the patentee CJSC UfaNIPIneft, No. 2006126258/03, appl. 07/07/2006, publ. 10/03/2008. (In Russian)
8. Chan K.S. Water Control Diagnostic Plots. Paper SPE 30755 presented at the Annual Technical Conference & Exhibition held in Dallas, USA, 22–26 October, 1995.
9. Tropin E.Yu., Alkhamov I.M., Dzhabrailov A.V., Kulikov A.N., Telin A.G. and et al. The method of pumping well conformance control, Pat. 2263773 RF. The applicant and the patentee – CJSC Khimeko-GANG, No.2004123495/03, appl. 15/07/2004, publ. 10/11/2005. (In Russian)
10. Khasanov M.M., Ismagilov T.A., Mangazeyev V.P., Rastrogin A.Ye., Kolchugin I.S., Tyan N.S. Application of cross-linked polymer gel formulations for enhanced oil recovery. Neftyanoe khozyaystvo = Oil Economy, 2002, No. 7, p. 110–112. (In Russian)
11. Sannikov V.A., Kurochkin V.I. Comparative analysis of Pollard and Warren – Root methods of filtration parameters recovery in fractured pore header. Interval = Interval, 2003, No. 9, p. 23–26. (In Russian)
12. Kulikov A.N., Silin M.A., Magadova L.A., Yeliseyev D.Yu.. Optimizing the sequence of application of technologies to reduce water inflow and enhance oil recovery during development of oil deposits. Territorija NEFTEGAS = Oil and Gas Territory, 2013, No. 4, p. 62–67. (In Russian)