

УДК 622.276.43

**К ВОПРОСУ О ВОЗМОЖНОСТИ ПОВЫШЕНИЯ
ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ЗАВОДНЕНИЯ
СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА ПОЗДНЕЙ
СТАДИИ РАЗРАБОТКИ**

¹Л.Г. Рахмаев, ²Ю.А. Гуторов, ³Р.Х. Низаев

¹НГДУ «Азнакаевскнефть», ²РКНЦ «Нефтяная долина»,

³Институт «ТатНИПИнефть»

**ON IMPROVEMENT OF WATERFLOODING TECHNOLOGY TO
ENHANCE RECOVERY FROM COMPLEX MATURE RESERVOIRS**

¹L.G. Rakhmayev, ²Yu.A. Gutorov, ³R.Kh. Nizaev

¹NGDU AZNAKAEVSKNEFT, ²RCNTC Neftyanaya Dolina,

³TatNIPIneft Institute

E-mail: azn09sg@tatneft.ru

Аннотация: В статье приводятся данные анализа технологической эффективности различных вариантов заводнения продуктивных коллекторов на разных стадиях разработки нефтяных месторождений. Показано, что на начальной стадии разработки наиболее эффективным методом заводнения является стационарный, который характеризуется в основном "поршневым" способом вытеснения нефти из порового пространства продуктивных пластов, однако по мере выработки запасов нефти эффективность стационарного метода заводнения значительно снижается, поскольку остаточные запасы нефти сосредоточены в низкопроницаемых частях продуктивных пластов. Для их извлечения был предложен нестационарный метод заводнения, который характеризуется периодической сменой цикла закачки и паузы при заводнении пластов. При этом нестационарному методу закачки свойственно вытеснение нефти

из уже истощенных коллекторов путём её «отмывания» от порового пространства. На практике отсутствуют четкие критерии выбора момента начала применения нестационарного заводнения. Авторы предлагают в качестве таких критериев использовать кроме водонефтяного фактора, коэффициенты промывки и использования воды [1].

Анализируя далее преимущества и недостатки стационарного и нестационарного методов заводнения, авторы приходят к выводу, что создание на их основе, так называемой, «комбинированной» технологии заводнения поможет не только устранить недостатки, свойственные каждой из этих технологий в отдельности, но также существенно сократит сроки эксплуатации месторождений при достижении планового КИН.

***Ключевые слова:** заводнение стационарное, нестационарное, поршневое вытеснение, вытеснение отмыванием, заводнение внутриконтурное, водонефтяной фактор, коэффициент промывки, коэффициент использования воды, заводнение комбинированное.*

Abstract: The paper presents analytic data on the effectiveness of different waterflooding techniques to enhance production at different stages of a reservoir life. It was found that at the initial production stage the most efficient is regular waterflooding characterized by “piston-like” method of oil displacement. With time however, the effectiveness of regular waterflooding decreases, because the residual oil reserves are found, mainly, in low-permeable and tight portions of depleted reservoirs. To improve waterflooding efficiency in depleted reservoirs, cyclic injection, or cyclic waterflooding is used. This pulsed injection helps to release oil from the formation minerals. In practice, any strict criteria as to when cyclic injection shall start are lacking. Apart from the water oil ratio, the authors suggest using coefficients of flushing and water consumption as the said criteria [1].

Having analyzed benefits and shortcomings of non-cyclic and cyclic

waterflooding techniques the authors conclude that a so called “combined” waterflooding technique might be an efficient mechanism to control the intrinsic drawbacks of both techniques and to improve oil recovery factor.

Key words: regular waterflooding, cyclic waterflooding, piston-like displacement, release of oil, contour waterflooding, water-oil ratio, coefficient of flushing, coefficient of water consumption, combined waterflooding

Технология заводнения продуктивных нефтенасыщенных коллекторов является основным методом поддержания и управления процессом нефтедобычи, который основан на обеспечении стабильности пластового давления путем полной компенсации отобранного из пласта объема нефти, таким же объемом закаченной в пласт воды [2]. Однако было установлено, что с течением времени в процессе длительной эксплуатации нефтяных месторождений эффективность традиционной технологии заводнения, получившей название “стационарной”, значительно снижается [3]. Основной причиной снижения эффективности традиционной технологии заводнения является эффект гидрофильности, который приобретает посредством фильтрации воды в поровое пространство продуктивного пласта при “поршневом” механизме вытеснения из него нефти [4].

Именно гидрофильность, в конечном счете, приводит к росту обводненности добываемой нефти по мере уменьшения запасов в процессе длительной эксплуатации нефтяных месторождений, когда механизм ее поршневого вытеснения из порового пространства продуктивного пласта сменяется механизмом «отмывания» многократно циркулирующей водой нагнетаемой в пласт через систему ППД. При этом установлено, что соотношение продолжительности периодов «поршневого» и «отмывающего» механизмов вытеснения нефти из порового пространства продуктивного пласта зависит от того, какой тип заводнения применяется

на конкретном месторождении: законтурный или внутриконтурный. В первом случае длительность «поршневого» вытеснения во много раз больше длительности «отмывающего» вытеснения по сравнению со вторым типом заводнения [5].

Известно, что степень гидрофилизации порового пространства продуктивных пластов зависит от сложности их строения и количества входящих в них пропластков с различными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) [4].

В однородных по ФЕС пластах гидрофилизация охватывает их равномерно по мощности и простиранию, а в случае неоднородных, сложнопостроенных пластов их гидрофилизация носит избирательный характер и охватывает в основном более проницаемые участки (прослой), что, в конечном счете, приводит к снижению эффективности традиционной (стационарной) технологии заводнения, выражающейся в быстром снижении добычи нефти и соответствующем росте её обводненности.

Исследование возможности повышения эффективности стационарной технологии заводнения привело к созданию новой технологии заводнения, получившей название «нестационарной» (или «циклической») [6], при которой осуществляется регулирование процесса заводнения с определенной периодичностью во времени между циклами закачки и остановки.

Действие механизма воздействия «циклического» заводнения на процесс вытеснения нефти из неоднородных по строению и, соответственно, по проницаемости коллекторов носит характер не «поршневого», а «отмывающего» эффекта, который заключается в следующем. Сначала на фазе цикла закачки вода проникает в наиболее проницаемые, промытые гидрофильные участки пласта и повышает в них пластовое давление. Затем на фазе паузы вода из промытых гидрофильных

участков пласта с повышенным пластовым давлением постепенно проникает в его менее проницаемые нефтенасыщенных гидрофобные участки и повышает в них давление, за счёт которого образовавшаяся в них водонефтяная эмульсия мигрирует (фильтруется) в более проницаемые участки пласта (пропластки) и далее двигается к забоям эксплуатационных скважин.

Как показала практика применения «циклического» заводнения, его эффективность оказалась существенно выше стационарного заводнения, поскольку обладала более высокими отмывающими свойствами особенно в неоднородных коллекторах [7].

Применение «циклического» (нестационарного) заводнения на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, в большинстве случаев значительно повысило темпы извлечения нефти и снизило уровень её обводненности [8].

Однако до сих пор оставался нерешенным очень важный вопрос о том, с какого момента разработки конкретного месторождения, находящегося в длительной (более 15 в 25 лет) эксплуатации, необходимо переходить на «нестационарный» («циклический») режим заводнения.

В повседневной практике нефтедобычи технологию «циклического» заводнения начинают применять либо с момента, когда обводненность добываемой продукции начинает превышать некоторый заранее установленный предел, например 80-90%, либо с момента, когда водонефтяной фактор (ВНФ) достигнет некоторого, заранее установленного значения [9].

Однако, как показала практика контроля обводнения продуктивных пластов, по динамике изменения водонефтяного фактора не всегда можно с достаточно высокой достоверностью установить причину его быстрого роста: то ли она вызвана неконтролируемым прорывом воды к забоям эксплуатационных скважин по промытым гидрофильным каналам в

неоднородных пластах, то ли это обусловлено нарушением изоляции заколонного пространства между продуктивным пластом и близлежащими водоносными горизонтами.

Для повышения надежности определения причины внезапного роста обводненности добываемой продукции на длительно разрабатываемом нефтяном месторождении предлагается добавить к водонефтяному фактору ещё два параметра, а именно [10]:

- коэффициент промывки (КПР), который равен отношению объема закаченной в пласт воды к объему начальных извлекаемых запасов

$$КПР = \frac{Q_{в}^{зак}}{Q_{НИЗ}} \dots\dots\dots(1)$$

По своей физической сущности КПР является надежным признаком перехода процесса вытеснения нефти от «поршневого» механизма к «отмывающему».

- коэффициент использования воды (КИВ), который равен отношению объема извлеченной из пласта воды в процессе его эксплуатации к объему закаченной в него воды через систему ППД

$$КИВ = \frac{Q_{в}^{доб}}{Q_{в}^{зак}} \dots\dots\dots(2)$$

Коэффициент использования воды позволяет с высокой степенью достоверности оценить наличие непроизводительного расхода закачиваемой в пласт воды и её количество, которое затрачивается на процесс вытеснения (отмывания) нефти из порового пространства продуктивного пласта.

На основе выполненных нами исследований на большом количестве геолого-промыслового материала, относящегося к месторождениям Урало-Поволжского региона, находящихся на поздней стадии эксплуатации, были установлены границы изменения вышеназванных параметров (ВНФ, КПР, КИВ), которые соответствуют трем типам песчано-глинистых продуктивных коллекторов, насыщенных нефтью с соответствующими

реологическими свойствами и находящимся на определённом этапе разработки, характеризующимся конкретными геолого-промысловыми условиями.

Перечисленные критерии и условия их применения приведены в сводной табл. 1, в которой для каждого из них дается допустимый диапазон и их вариации. При этом необходимо отметить, что абсолютное значение и диапазон их вариации могут быть уточнены по мере их широкого опробования в различных геолого-физических условиях, в том числе применительно к другим нефтедобывающим регионам (Западная Сибирь, республика Удмуртия, Пермское Прикамье и Коми).

Таблица 1

Диагностические критерии для выбора начала «циклического» типа технологии заводнения

№ п/п	Тип коллектора	Вязкость нефти, мПа*с	Плотность нефти, кг/м ³	Продолжительность стабильной добычи, годы	Отбор кол-ва нефти к началу падения добычи от НИЗ, %	Обводненность на начало падения добычи нефти, %	ВНФ, м ³ /т	КПР, м ³ /т	КИВ, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I	Песчаник однородный, неглинистый	2-5	780-790	8-10	60-65	25-40	1,5-2,0	2-3	60-70
II	Песчаник глинистый, однородный	5-10	790-820	6-8	55-60	40-50	2,0-3,0	3-5	50-60
III	Песчаник глинистый, неоднородный	15-20	820-860	4-6	50-55	50-60	3,0-4,0	5-6	40-50

Применять приведенные в табл. 1 критерии предлагается в следующей последовательности. Сначала проводится идентификация

конкретного продуктивного пласта с типом коллектора, приведённого в колонне 2. Затем уточняется правильность идентификации путем сравнения параметров реального объекта с данными, приведенными в колонках 3, 4, 5 с отклонением (трендом) от их среднего значения не более 35-40%. То же самое относится к промысловым данным, приведенным в колонках 6 и 7. После установления окончательной идентификации выбранного объекта разработки и с тем или иным типом коллектора (I, II, III) сравнивают табличные значения параметров ВНФ, КПР и КИВ с реальными данными определённого типа коллектора с допустимым отклонением (трендом) от среднего значения параметров (колонки 8, 9 и 10) не более 10-15%. После получения полной идентификации табличного и реального объектов принимается решение о переходе заводнения от «стационарного» к «циклическому» режиму. Однако, как показала практика длительного применения «циклического» заводнения, его эффективность постепенно снижалась в связи с тем, что она не обеспечивала полной компенсации объема отобранной нефти объемом закаченной воды, что приводило к необратимому снижению пластового давления продуктивных коллекторов и, как следствие, к падению их продуктивности [11].

С целью устранения этого недостатка «циклического» заводнения мы предлагаем «комбинированную» технологию заводнения, которая представляет собой сочетание двух технологий «стационарной» и «циклической» при их одновременном применении. Причём, «стационарная» составляющая «комбинированной» технологии обеспечивает вытеснение нефти и газа к забоям эксплуатационных скважин, обеспечивая стабильность пластового давления продуктивного пласта за счёт полной компенсации отбора нефти закаченной водой, а «нестационарная» составляющая «комбинированной» технологии обеспечивает более высокие отмывающе-вытесняющие свойства воды в

неоднородной части нефтенасыщенного коллектора за счёт создания в нём градиента давления между его водо- и нефтенасыщенными участками с разной проницаемостью.

Ниже дается более подробное описание предлагаемого способа «комбинированного» заводнения нефтяных коллекторов в упрощенной форме.

На рис. 1 приводятся эпюры схематического представления о различных режимах заводнения продуктивных коллекторов.

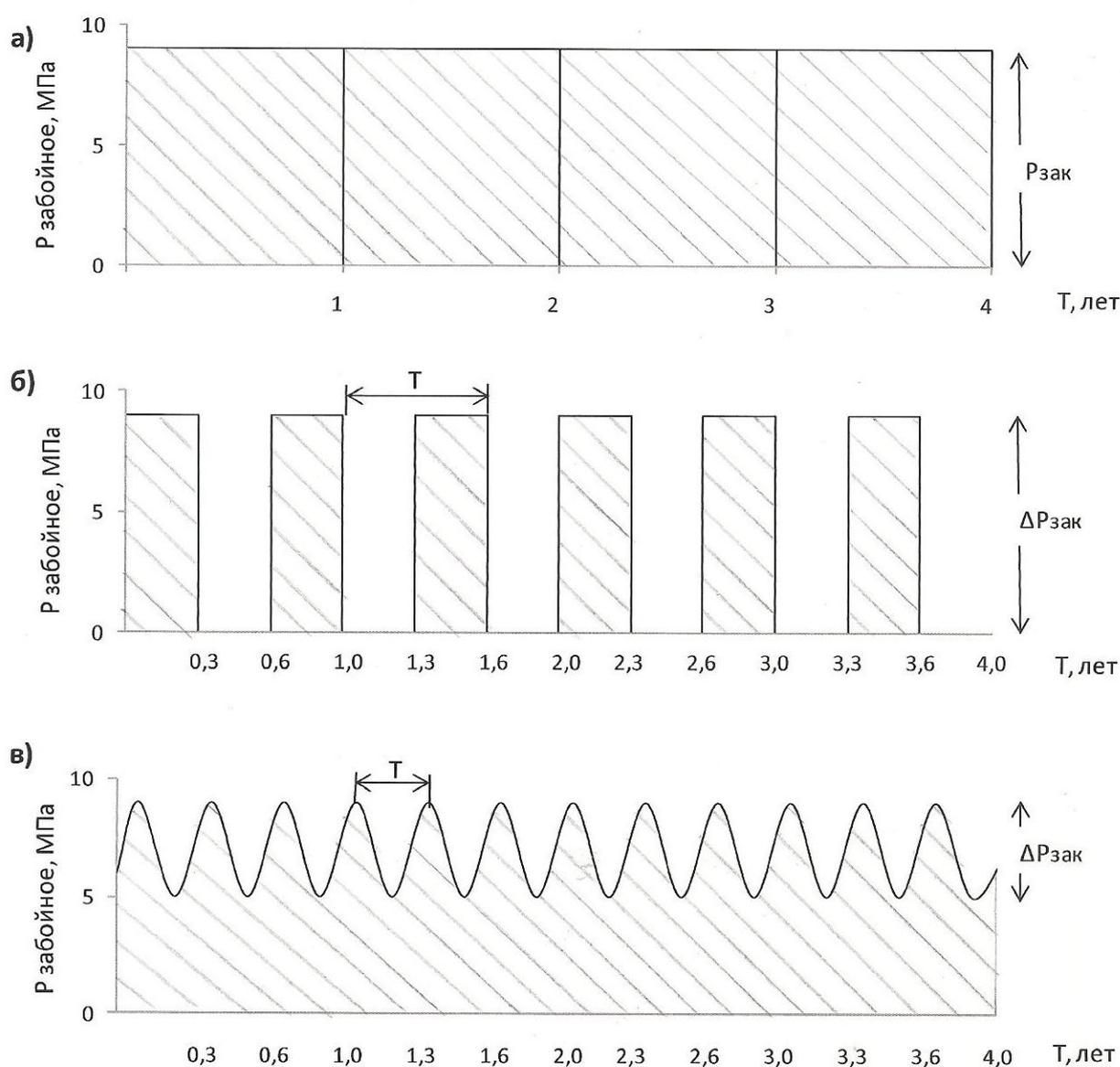


Рис. 1 - Эпюры давлений нагнетания при осуществлении трех режимов заводнения: «стационарного» (а), «циклического» (б) и «комбинированного» (в).

На рис. 1а представлен режим «стационарного» заводнения, который отличается стабильностью давления и объемов закачки воды во времени.

Причём её суммарный (как помесичный, так и годовой) объём должны соответствовать помесичным и, соответственно, годовым накопленным отборам нефти на данном участке месторождения.

Если в ходе закачки приемистость нагнетательных скважин снижается, то необходимо принимать срочные меры по её восстановлению до начального (проектного) уровня, иначе это может отразиться на снижении пластового давления и, как следствие, на продуктивности добывающих скважин.

На рис. 1б приведено схематическое представление об изменении давления закачки в нагнетательные скважины при «циклическом» режиме заводнения. Обычно применяются одинаковые по времени циклы закачки и простоя режима нагнетания, которые могут варьироваться от 1-го до 3-х и более месяцев. Причём не всегда продолжительность этих циклов определяется физико-механическими и фильтрационно-емкостными свойствами объекта нагнетания [12], а большей частью определяется особенностью колебаний суточных и сезонных изменений платежных тарифов за электроэнергию. В связи с вышеизложенными обстоятельствами «циклическое» заводнение неизбежно приводит к недокомпенсации отбора закачкой и, как следствие, к снижению пластовых давлений и падению продуктивности скважин с одновременным ростом их обводненности.

На рис. 1в приведены эпюры давлений при «комбинированном» режиме заводнения. При этом предполагается, что постоянная составляющая давления закачки обеспечивает направленное вытеснение нефти из заводняемого пласта к забоям эксплуатационных скважин за счет поддержания стабильной разности между пластовым и забойным давлениями, осуществляя при этом как «поршневой», так и

«отмывающий» режимы вытеснения, а также за счёт гидрофильных свойств нагнетаемой воды в нефтесодержащий коллектор. Что касается переменной циклической составляющей, то ее период выбирается таким образом, чтобы он был не меньше длительности релаксационных процессов, происходящих в продуктивных пластах разного литотипа, о которых известно [13], что под влиянием переменных напряжений, возникающих в поровом пространстве скелета горной породы при «циклической» закачке воды в паузах между циклами закачки в пласте протекают релаксационные процессы разной деятельности: от 15 минут для аргиллитов, 20 минут для известняков, 30 - для песчаников и до 40 минут для глин. Отсюда следует, что нижний предел длительности периода циклического изменения давления при технологии заводнения должен быть не менее 30-и минут для аргиллитов, 40-а минут для известняков, 60 минут для песчаников и 80 минут для глин и заглинизированных коллекторов.

Что касается верхнего предела длительности периода «циклической» закачки при «комбинированном» режиме заводнения, то он определяется из формулы [14]:

$$T = \frac{\pi R^2}{\chi(\delta - \frac{\pi}{8})^2} \dots\dots\dots(3)$$

где: T - период цикла закачки, с;

R - расстояние между добывающей и нагнетательной скважинами, м;

χ - коэффициент пьезопроводности объекта закачки, см²/с;

δ - сдвиг по фазе между пиком закачки и пиком добычи, которым при расчётах можно пренебречь.

При этом амплитуда переменного (циклического) давления определяется из формулы [14]:

$$\Delta P = \frac{5,96\sigma \sqrt{\delta - \frac{\pi}{8}}}{q e^{-(\delta + \frac{\pi}{8})}} \dots\dots\dots(4)$$

где: σ - гидропроводность пласта (объекта нагнетания), Д*см/сП;

q - амплитуда (максимальная) дебита нефти, см³/с;

δ - сдвиг по фазе между максимум амплитуды закачки и максимум амплитуды добычи, радиан.

Таким образом, чтобы обеспечить технологическую эффективность «комбинированной» технологии заводнения необходимо выполнить следующие условия выбора её режима применения, а именно:

- определить расстояние R от нагнетательной (очаговой) скважины до реагирующей эксплуатационной скважины;
- определить величину коэффициента пьезопроводности объекта нагнетания (пласта) по общепринятой методике;
- выбрать длительность периода переменного цикла закачки в соответствии с формулой (3), но не менее, чем в два раза превышающей длительность времени релаксации напряжений в скелете породы пласта соответствующего литотипа;
- определить величину гидропроводности (σ) пласта между нагнетательной (очаговой) и эксплуатационной (реагирующей) скважинами методом гидропрослушивания;
- определить максимальную величину дебита нефти q_{\max} на выходе эксплуатационной скважины при изменении амплитуды давления при «комбинированном» заводнении;
- определить величину фазового сдвига (δ) между пиковой величиной давления нагнетания P и пиковой величиной дебита q в эксплуатационной скважине;
- выбрать оптимальную величину амплитуды давления переменного цикла закачки в соответствии с формулой (4).

При этом предварительные расчёты показывают, что если «комбинированный» режим закачки начать применять на стадии смены

«поршневого» режима вытеснения нефти на «отмывающий» режим, то длительность завершающего этапа разработки нефтяного месторождения может сократиться не менее чем в 2 раза, а если «комбинированный» режим заводнения начать применять на начальном этапе его эксплуатации, то в два и более раз может сократиться общее время разработки нефтяного месторождения при достижении планового КИН.

Выводы:

1. Предложены количественные критерии, позволяющие применять обоснованное решение о переходе от стационарного режима заводнения к нестационарному («циклическому»).
2. Предложена «комбинированная» технология заводнения, сочетающая в себе преимущества как стационарного, так и нестационарного режимов.
3. Применение «комбинированного» режима заводнения позволяет значительно сократить время разработки нефтяных месторождений, необходимое для достижения планового КИН.

Список литературы

1. Рахмаев Л.Г., Низаев Р.Х., Гуторов Ю.А. «О возможности оптимизации режима закачки нагнетательных скважин в условиях Восточно-Ленинградской площади Ромашкинского месторождения» // Электронный журнал РО «Волго-Кама» РАЕН «Нефтяная провинция», Бугульма, 2016г.
2. Муслимов Р.Х. «Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения» // Казань, КГУ, 2003, 596 с.
3. Вахитов Г.Г. «Нефтедобывающая промышленность СССР и России: полувековой опыт разработки месторождений в 1950 - 2000 гг. Проблемы будущего» // М., ВНИИЭНГ, 2006, 228 с.
4. Крейг Ф.Ф. «Разработка нефтяных месторождений при заводнении» // М., Недра, 1974, 237с.

5. Сазонов Б. Ф. «Совершенствование технологии разработки нефтяных месторождений при водонапорном режиме» // М., Недра, 1973, 240с.
6. Цынкова О.Э. «К вопросу о механизме циклического воздействия на нефтяные пласты» // Механика жидкости и газа. Изв. АН СССР, М., 1980, №3, с. 58-66.
7. Зайдель Я.М., Леви Б.И. «Об эффективности циклического воздействия на неоднородные пласты» // Проблемы нефти и газа Тюмени. Тюмень, 1977, вып. 33, с. 23- 25.
8. Васильченко В.П., Гнатюк Р.А., Петраш И.Н. «Эффективность циклического методы воздействия на нефтяные пласты при заводнении месторождений Прикарпатья» // Нефтепромысловое дело, М., 1969, №1, с. 31-33.
9. Султанов С.А. «Контроль за заводнением нефтяных пластов» // М., Нефть, 1974, 154 с.
10. Гуторов Ю.А., Гуторов А.Ю., Воронова Е.В. «О механизме формирования остаточных запасов в терригенных коллекторах нефтяных месторождений» // Уфа, УГНТУ, 2009, 330с.
11. Зайдель Я.М., Леви Б.И. «Об эффективности циклического воздействия на неоднородной пласты» // Проблемы нефти и газа Тюмени, Тюмень, 1977, вып. 33, с. 23-25.
12. Боксерман А.А., Музафаров К.Э., Огаджанянц В.Г. «Исследование эффекта циклического воздействия на слоистый пласт для повышения его нефтеотдачи» // Тр. ВНИИ, М., Недра, вып. 55, 1970, с. 147 – 154.
13. Добрынин В.М. «Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа» // М., Недра, 1970, 239 с.
14. Хисамов Р.С., Сулейманов Э.И., Ишкаев Р.К. и др. «Гидродинамические исследования скважин и методы обработки результатов измерений» // М., ВНИИЭНГ, 1999, 227 с.

Сведения об авторах

Рахмаев Ленар Гамбарович, геолог НГДУ «Азнакаевскнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, аспирант УГНТУ, г. Азнакаево, Республика Татарстан, Российская Федерация

E-mail: azn09sg@tatneft.ru

Гуторов Юлий Андреевич, доктор технических наук, заместитель директора по научно-исследовательской работе, РКНЦ «Нефтяная долина», г.Октябрьский, Республика Башкортостан, Российская Федерация

E-mail: gutorov70@mail.ru

Низаев Рамиль Хабутдинович, доктор технических наук, доцент, заведующий лабораторией геологического и гидродинамического моделирования отдела разработки нефтяных месторождений, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г.Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация

E-mail: nizaev@tatnipi.ru

Authors

L.G. Rakhmaev, Geologist, PhD candidate, NGDU Aznakaevskneft of PJSC TATNEFT, Aznakaevo, Republic of Tatarstan, Russia

E-mail: azn09sg@tatneft.ru

Yu.A. Gutorov, Dr.Sc, Deputy Director for Research, R&D Center Neftyanaya Dolina, Oktyabrsky, Republic of Bashkortostan, Russia

E-mail: gutorov70@mail.ru

R.Kh. Nizaev, Dr.Sc, Associate Professor, Head of Reservoir Simulation Laboratory, Reservoir Engineering Department, TatNIPIneft Institute - PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russia

E-mail: nizaev@tatnipi.ru

Рахмаев Ленар Гамбарович

452600, Российская Федерация, Республика Татарстан,

г.Азнакаево, ул. Нефтяников, 24

тел. 8 917 907 93 92

E-mail: azn09sg@tatneft.ru