

УДК 622.276

Экспериментальные исследования эффективности применения полимерных составов для увеличения нефтеотдачи пластов

Н. Г. Мусакаев^{1, 2*}, Д. М. Сахипов^{3, 4}, И. А. Круглов⁴

¹Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С. А. Христиановича СО РАН, г. Тюмень, Россия

²Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

³Филиал Тюменского индустриального университета, г. Нижневартовск, Россия

⁴НПФ «Джамир», г. Нижневартовск, Россия

*e-mail: musakaev@ikz.ru

Аннотация. На опытной установке, моделирующей трещиновато-поровой коллектор, проведена серия экспериментов по изучению эффективности применения различных составов, используемых для закачки в продуктивные пропластки при проведении работ по повышению нефтеотдачи пластов: полимерный глинисто-кварцевый состав (ПГКС), модифицированный полимерно-глинистый состав (МППС), модифицированная сшитая полимерная система (МСПС) и классический модифицированный полимерно-дисперсный состав (МПДС). Выделены критерии эффективности проведения работ по селективной изоляции, а именно: надежное заполнение составом канала высокой проводимости (трещины); отсутствие вытекания состава из трещины; прорыв воды через трещину, заполненную составом; непроникновение состава в поровую часть экспериментальной установки. С учетом данных критериев показано, что наиболее эффективным составом для надежного закупоривания каналов высокой проводимости оказался полимерный глинисто-кварцевый состав, не показал своей эффективности состав МСПС.

Ключевые слова: трещиновато-поровый пласт; полимерный состав; экспериментальное исследование

Experimental study of the efficiency of using polymer compositions for enhanced oil recovery

Nail G. Musakaev^{1, 2*}, Damir M. Sahipov^{3, 4}, Igor A. Kruglov⁴

¹Tyumen Branch of Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics SB RAS, Tyumen, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

³Nizhnevartovsk branch of Industrial University of Tyumen, Nizhnevartovsk, Russia

⁴Jahmir RPC, Nizhnevartovsk, Russia

*e-mail: musakaev@ikz.ru

Abstract. Experimental research work were carried out on a pilot plant simulating a fractured porous reservoir to study the efficiency of using various compositions, which are pumped into productive layers during the work on enhancing oil recovery: polymer clay-quartz composition (PCQC), modified polymer-clay composition (MPCC), a modified cross-linked polymer system (MCPS) and the classic modified polymer-dispersed composition (MPDC). There are marked criteria of

the effectiveness on selective insulation work, namely: a reliable filling of the high conductivity channel (cracks) with the composition; no leakage of the composition from the crack; breakthrough of water through the crack filled with the composition; no penetration of the composition into the pore volume of the pilot plant. Taking into account these criteria, it was shown that the polymer clay-quartz composition turned out to be the most effective composition for reliable clogging of high conductivity channels; the MCPS composition didn't show its effectiveness.

Key words: fractured porous reservoir; polymer composition; experimental research

Введение

Анализ существующей геолого-геофизической, тектонофизической, сейсмической и аэрокосмической информации свидетельствует о том, что в осадочном чехле и фундаменте Западно-Сибирской плиты присутствует природная (естественная) трещиноватость [1–3]. Кроме того, с помощью ГРП повсеместно были созданы искусственные трещины в продуктивных пластах, которые распространяются в коллекторах до сотни метров и более [4–6]. Как показывает большой накопленный опыт трассерных (индикаторных) исследований фильтрационных потоков на многих месторождениях, использование энергии закачиваемой воды через нагнетательные скважины как способа поддержания пластового давления и вытеснения нефти приводит к достаточно быстрому прорыву воды по трещинам к забоям добывающих скважин, и, как следствие, происходит быстрое обводнение продукции. Это сказывается на снижении энергетики работы пласта, уменьшается коэффициент охвата разработкой, конечная запроецированная нефтеотдача не достигается [2, 7–10].

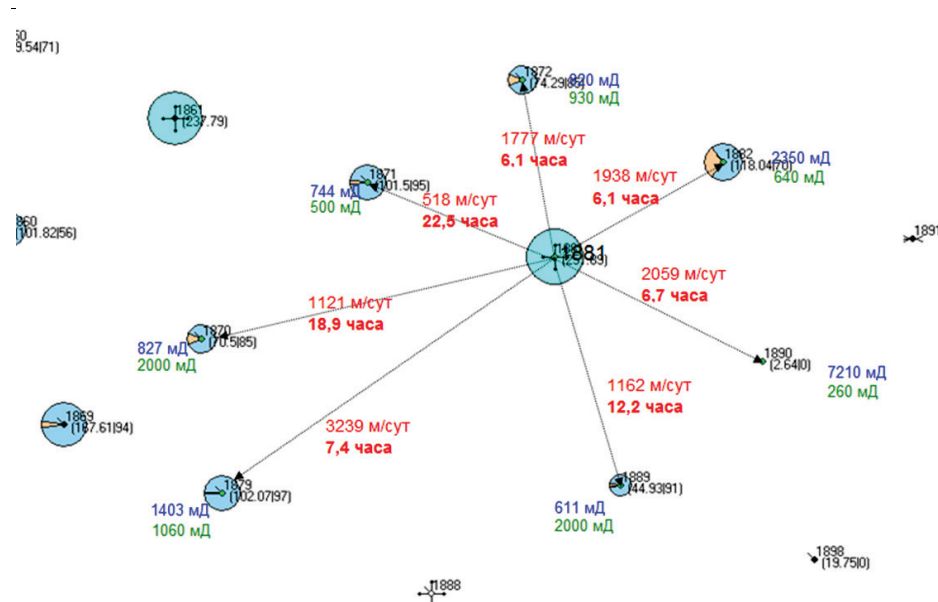


Рис. 1. Скорость движения меченной закачиваемой воды

Проблема заключается в том, что значение скорости фильтрации закачиваемой воды, меченной индикаторами, находится в интервале 10–3 000 м/час и более, что превышает характерные скорости фильтрации для терригенных поровых коллекторов на 2–6 порядков. Причем отмечается повышение скорости фильтрации по каналам НФС с увеличением неоднородности коллектора [9]. В качестве примера можно привести результаты трассерных исследований по пласту АВ₁₋₂ Северо-Покурского месторождения, которые представлены на рисунке 1.

В связи с этим все большую актуальность приобретают методы увеличения нефтеотдачи пластов, особенно с применением составов, позволяющих надежно закупоривать каналы высокой проводимости (трещины) и отбирать жидкость из поровой части пласта [10–14].

Экспериментальная часть

Для исследования эффективности закачки различных составов на полимерной основе, применяемых для повышения нефтеотдачи пластов, была создана опытная насыпная модель трещиновато-порового пласта. Схема экспериментальной установки и ее фотография приведены на рисунке 2.

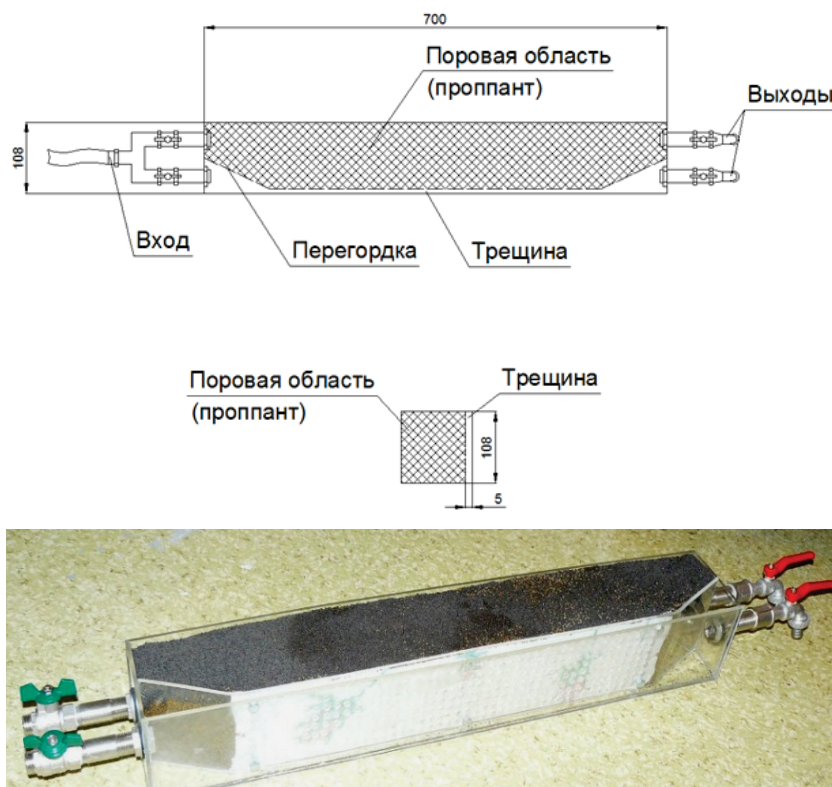


Рис. 2. Схема и фотография экспериментальной установки

Экспериментальная установка представляет собой емкость из органического стекла с размерами 108×108×700 мм. Внутри емкости была перегородка из оргстекла с отверстиями, которая разделяла конструкцию на две части, имити-

руя трещину и поровую область пласта-коллектора. К перегородке по всей ее длине прикрепили пористую мембрану из фибerglassа (см. рис. 2). В часть емкости, имитирующую поровый объем пласта, был засыпан проппант (40/70), в трещину ничего не засыпалось, то есть получилась насыпная модель трещино-порового пласта-коллектора. Объемная доля поровой части установки составляет 88,5 %, трещины — 11,5 %.

Воду перед экспериментом и готовые составы подавали по одной трубке с разводом на трещину и поровую часть модели. Выход из трещины и поровой части модели реализован по не сообщающимся между собой патрубкам.

Основным назначением установки является изучение работы составов на полимерной основе в трещине пласта и их влияния на гидродинамические свойства поровой части коллектора при проведении ряда экспериментов по закачке растворов, применяемых для повышения нефтеотдачи пластов.

Результаты и обсуждение

На опытной модели была проведена серия экспериментов по прокачке через экспериментальную установку пресной воды и растворов: полимерный глинисто-кварцевый состав (ПГКС), модифицированный полимерно-глинистый состав (МПГС), модифицированная сшитая полимерная система (МСПС) и классический модифицированный полимерно-дисперсный состав (МПДС).

Исследуемые составы имеют следующие композиции:

1. ПГКС [15]: песок (1 %) + бентонитовая глина (4 %) + полимер (0,1 %) + сшиватель (0,1 %) + вода (94,8 %);
2. МПГС: бентонитовая глина (5 %) + полимер (0,1 %) + сшиватель (0,1 %) + вода (94,8 %);
3. МСПС: полимер (0,1 %) + сшиватель (0,1 %) + вода (99,8 %);
4. классический МПДС: а) бентонитовая глина (5 %) + вода (95 %); б) полимер (0,1 %) + сшиватель (0,1 %) + вода (99,8 %).

Сшивателем являлся бихромат натрия + хлористый кальций — по 50 % каждого. В качестве полимера использовался полиакриламид (ПАА).

Эксперименты проводились по следующей схеме. Все компоненты смешивались в сухом виде, затем разводились в пресной воде. Температура воды составляла 40 °С. Перед каждым экспериментом через модель прокачивали один и тот же объем воды — 4 литра. После закачки каждого состава также прокачивали одинаковый объем воды — 4 литра. В течение закачки измеряли время полного заполнения трещины составами, время прокачки объема воды через модель.

Перед первым экспериментом через установку прокачали чистую пресную воду (без приготовления составов). Наблюдалась притоки воды и с трещины, и с поровой области, но приток воды с трещины значительно превышал приток с поровой области модели. Через установку за 126 с был прокачан общий объем воды, равный 4 литрам.

Для первого эксперимента был приготовлен состав ПГКС: 1 % — песок, 4 % — глина, 0,1 % — полимер (ПАА), 0,1 % — сшиватель (равная пропорция — бихромат натрия и хлористый кальций) и 94,8 % — пресная вода. Все компоненты смешивались в сухом виде, затем разводились в воде. Температура воды составляла 40 °С. При прокачке состава началось заполнение трещины. Через 221 с после начала эксперимента произошло полное заполнение трещины, и приток воды из нее прекратился. После закачки состава ПГКС через поровую и трещинную области прокачали воду. Наблюдался приток воды только с поровой области. При этом за 270 с через пористую модель прошло 4 л воды.

Как показал эксперимент, ПГКС надежно затампонировал трещинную область емкости, при дальнейшей прокачке воды через модель весь объем состава находился в неподвижном состоянии и препятствовал течению воды.

Перед вторым экспериментом через установку прокачали чистую пресную воду (без приготовления составов). Наблюдалась приток воды и с трещины, и с поровой области, но приток воды с трещины значительно превышал приток с поровой области модели. Через установку за 111 с был прокачан общий объем воды, равный 4 литрам.

Для того чтобы понять необходимость применения кварцевого песка в составе ПГКС, был проведен эксперимент, когда в запатентованном составе отсутствует это вещество, то есть для приготовления раствора смешали в сухом виде ПАА + сшиватель + бентонитовую глину без кварцевого песка и растворили в пресной воде.

Для второго эксперимента был приготовлен состав МПГС: 5 % — глина, 0,1 % — полимер (ПАА), 0,1 % — сшиватель (равная пропорция — бихромат натрия и хлористый кальций) и 94,8 % — вода. Все компоненты смешивались в сухом виде, затем разводились в воде. Температура воды составляла 40 °С.

При прокачке состава началось заполнение трещины. Через 267 с после начала эксперимента трещина почти была заполнена составом, и приток воды из трещины прекратился, но полностью она заполнилась через 300 с.

В процессе закачки состава наблюдалось его просачивание через мембрану на выходе из трещины. Фиксировалось активное и постоянное движение состава в верхней области трещины (162÷260 с), то есть надежное и полное ее заполнение в течение 300 с не наблюдалось. Через 345 с после начала эксперимента произошло повторное активное движение состава в нижней части трещины, которое продолжалось до конца эксперимента (531 с). Через 425 с был зафиксирован прорыв состава через выходной вентиль, продолжавшийся до конца эксперимента.

После заполнения составом МПГС трещины в экспериментах осуществлялось нагнетание воды в установку. Вначале наблюдался весьма незначительный приток воды с поровой области. После увеличения на 151 с скорости закачки воды через экспериментальную установку произошли просачивание изучаемого состава через тканевую мембрану и прорыв воды в трещине. Закачиваемая вода промыла в составе канал. С этого момента и до конца эксперимента наблюдались примерно одинаковые притоки воды с трещины и с поровой области. При этом через модель через оба слива за 415 с прошло 4 л воды.

Визуально было отмечено, что в трещине образовался промытый водой канал, по которому происходило движение флюида. Данное обстоятельство указывает, на наш взгляд, на слабое тампонирование изучаемым составом области высокой пропускной способности, на его значительную подвижность и на весьма быстрое разрушение (слабая жесткость системы).

После дозакачки состава МПГС промытую область трещины еще раз прокачали водой. Наблюдался весьма малый приток воды с поровой области, с трещины притока не было. Во время эксперимента наблюдалось небольшое движение состава МПГС в трещине, но прорыва воды не произошло. При этом за 18 мин 30 с прошло 4 л воды.

Для третьего эксперимента был приготовлен состав МСПС: 0,1 % — полимер (ПАА), 0,1 % — сшиватель (равная пропорция — бихромат натрия и хлористый кальций) и 99,8 % — вода. Все компоненты смешивались в сухом виде, затем разводились в воде. Температура воды составляла 40 °С. Эксперимент по прокачке МСПС не дал положительных результатов, главное условие кото-

рых — надежное заполнение трещины, отсутствие попадания и фильтрации через поровую область и незасорение пор мембраны. При закачке состава произошли кольтматация части поровой области модели и просачивание раствора через входной патрубок, то есть состав не прошел даже частично в модель. Таким образом, оказалось невозможным движение изучаемого состава даже по трещине.

Перед четвертым экспериментом через установку прокачали чистую пресную воду (без приготовления составов). Наблюдалась притоки воды и с трещины, и с поровой области, но приток воды с трещины значительно превышал приток с поровой области модели. Через экспериментальную установку за 162 с был прокачан общий объем воды, равный 4 литрам.

Для четвертого эксперимента был приготовлен классический МПДС, который готовился следующим образом: глина разводилась в воде, полимер со сшивателем смешивались в сухом виде и отдельно разводились в воде, затем оба раствора перемешивались, и производилась их закачка в трещину. Температура воды составляла 40 °С.

В ходе эксперимента было отмечено, что состав имеет мутный цвет. Через 50 с после начала эксперимента произошло заполнение трещины наполовину, и приток воды из нее прекратился. Через 100 с после начала эксперимента трещина была полностью заполнена составом. Через 230 с были отмечены небольшое просачивание состава через тканевую мембрану и его выход наружу. Через промежуток времени, равный 275 с, приток воды с поровой области значительно уменьшился. Затем, через 292 с после начала эксперимента, произошел прорыв состава из-под крышки модели, эксперимент был остановлен. Запланированный объем в 4 л не был полностью прокачан через модель.

После закачки изучаемого состава в трещину в экспериментах осуществлялось нагнетание воды в установку. На выходе из модели притока воды отмечено не было, произошел прорыв воды из-под крышки модели. Был сделан вывод о том, что состав МПДС закупорил поры и тканевые мембраны, в результате чего произошел прорыв состава из-под крышки модели. При последующем промыве трещины путем обратной прокачки было отмечено, что состав легко вышел, не задерживаясь в трещине (с другими составами наблюдался только частичный выход). Был сделан вывод о высокой подвижности состава в трещине.

Результаты всех проведенных экспериментов сведены в таблицу.

Обобщенные результаты экспериментов по исследованию составов

Условие эксперимента	Эксперимент по прокачке состава			
	ПГКС	МПГС	Классический МПДС	МСПС
Время прокачки 4 л воды до закачки состава, мин	2,1	1,85	2,7	0
Время полного заполнения трещины, мин.	3,68	5	1,3	0
Время прокачки 4 л воды после закачки состава, мин	4,5	6,92	Не реализовано — остановка эксперимента	—
Эффективность, %	100	40	60	0

За 100 % эффективности состава были приняты следующие критерии, имеющие равноправное значение: 1) полное заполнение трещины и отсутствие движения в трещине после закачки; 2) отсутствие притока воды по трещине после закачки; 3) просачивание состава и воды через выходной вентиль во время и после закачки в трещину; 4) необходимость дозакачки состава.

Выводы

Экспериментальное исследование на опытной модели трещиновато-порового пласта по закачке различных полимерных составов в продуктивные пласты при проведении работ по повышению их нефтеотдачи показало, что добавка кварцевого песка является армирующим компонентом и позволяет увеличить жесткость состава, препятствует проникновению изучаемого состава в поровую часть модели (заполняет только трещину), не дает прорваться воде через трещину, при этом состав остается в трещине неподвижным. С учетом выделенных в работе критериев эффективности среди изученных составов на полимерной основе был определен наиболее успешный, который надежным образом и ограничивает приток жидкости через трещину, и позволяет отбирать ее из поровой части пласта. Для дальнейшего подтверждения эффективности работы выделенного состава необходимо проведение экспериментального исследования на керновой модели пласта.

Библиографический список

1. Никонов А. И. Проблемы сейсмогеофизических методов при создании геологических моделей нефтегазовых месторождений // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2016. – № 3 (15). – С. 8–24. DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2016-15.art8
2. Совершенствование систем разработки месторождений на основе комплексного анализа информации о малоамплитудных тектонических нарушениях / О. Н. Пичугин [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 11. – С. 5–15.
3. Прогноз зон природной трещиноватости в продуктивных отложениях Западно-Урьевской площади по данным сейсморазведки и тектонофизического моделирования / П. М. Бондаренко [и др.] // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. – 2004. – № 14. – С. 25–35.
4. Марков П. В., Родионов С. П. Метод ускорения серийных численных расчетов уравнений многофазной фильтрации в пористой среде с помощью непрерывных групп симметрий // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2015. – № 12. – С. 23–30.
5. Бондаренко П. М., Зубков М. Ю. Прогноз зон вторичной трещиноватости на основе данных сейсморазведки и тектонофизического моделирования // Геология нефти и газа. – 1999. – № 11–12. – С. 31–40.
6. Nelson R. A. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. – 2nd ed. – Houston: Gulf Professional Publishing, 2001. – 332 p.
7. Трофимов А. С., Ибрагимов Л. Х., Ситников А. А. Ограничение водопритокков нефтяных скважин по каналам низкого фильтрационного сопротивления // Нефтепромысловое дело. – 1996. – № 6. – С. 13–18.
8. Сучков Б. М. Добыча нефти из карбонатных коллекторов. – М. – Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2005. – 688 с.
9. Обобщение индикаторных (трассерных) исследований на месторождениях Западной Сибири / А. С. Трофимов [и др.] // Территория Нефтегаз. – 2006. – № 12. – С. 72–77.
10. Сравнительный анализ прогнозной эффективности осадкогелеобразующих технологий увеличения нефтеотдачи в условиях месторождений ООО «ЛУКОЙЛ — ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ» / Д. А. Баталов [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2016. – Т. 14, № 3. – С. 40–46.

11. Daccord G., Touboul E., Lenormand R. Carbonate acidizing. Toward a quantitative model of the wormholing phenomena // SPE Production Engineering. – 1989. – Vol. 4, Issue 1. – P. 63–68. DOI: 10.2118/16887-PA
12. Метод расчета размеров и состава оторочки термореактивных полимеров, закачиваемой в пласт с целью изоляции водопритока / К. М. Федоров [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 1998. – № 8–10. – С. 82–84.
13. Смирнов А. С., Федоров К. М., Шевелев А. П. О моделировании кислотного воздействия на карбонатный пласт // Известия РАН. Механика жидкости и газа. – 2010. – № 5. – С. 114–122.
14. Han G., Dusseault M. B. Description of fluid flow around a wellbore with stress-dependent porosity and permeability // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2003. – Vol. 40, Issue 1–2. – P. 1–16. DOI: 10.1016/S0920-4105(03)00047-0
15. Пат. РФ 2398102 С1. Способ повышения нефтеотдачи трещиноватых и пористых пластов с искусственно созданными трещинами после гидравлического разрыва пласта – ГРП / Сахипов Д. М., Апасов Т. К., Сахипов Э. М.; заявл. 08.10.2009; опубл. 27.08.2010.

References

1. Nikonov, A. I. (2016). Problems of seismogeophysical methods during elaboration of geological models of oil and gas fields. Actual Problems of Oil and Gas, (3(15)), pp. 8-24. (In Russian). DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2016-15.art8
2. Pichugin, O. N., Solyanoy, P. N., Gavris, A. S., Kosyakov, V. P., & Kosheverov, G. G. (2015). Updating of fields development systems on the basis of complex analysis of the information about low-amplitude tectonic faults. Oilfield Engineering, (11), pp. 5-15. (In Russian).
3. Bondarenko, P. M., Zakharov, V. V., Zubkov, M. Yu., Pormeyster, Ya. A., Mordvintsev, M. V., & Sadykov, M. R. (2014). Prognostic zones of natural fracture development in productive areas of the West-Uralian depression according to data of seismic exploration and tectono-physico-mathematical modeling. Vestnik nedropol'zovatelya Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga, (14), pp. 25-35. (In Russian).
4. Markov, P. V., & Rodionov, S. P. (2015). The method of accelerations of serial numerical calculations for multiphase flow equations in porous media using continuous groups of symmetries. Automation, telemechanization and communication in the oil industry, (12), pp. 23-30. (In Russian).
5. Bondarenko, P. M., & Zubkov, M. Yu. (1999). Prognostic zones of secondary fracture development on the basis of data of seismic exploration and tectono-physico-mathematical modeling. Oil and gas geology, (11-12), pp. 31-40. (In Russian).
6. Nelson, R. A. (2001). Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. Houston, USA, Gulf Professional Publishing, 332 p. (In English).
7. Trofimov, A. S., Ibragimov, L. Kh., & Sitnikov, A. A. (1996). Limitation of water influx in oil wells by low permeability fracture conductivity. Oilfield Engineering, (6), pp. 13-18. (In Russian).
8. Suchkov, B. M. (2005). Dynamics of oil production from carbonate collectors. Moscow-Izhevsk, Regul'yarnaya i khaoticheskaya dinamika NITS, 688 p. (In Russian).
9. Trofimov, A. S., Berdnikov, S. V., Krivova, N. R., Alpatov, A. A., Davitashvili, G. I., & Garipov, O. M. (2006). Investigation of indicators (tracers) in the study of oil reservoirs of the West Siberian Territory. Oil and Gas Territory, (12), pp. 72-77. (In Russian).
10. Batalov, D. A., Mukhametshin, V. V., Andreev, V. E., Dubinsky, G. S., & Fedorov, K. M. (2016). Comparative analysis of the predictive efficiency of sediment-gel-forming oil recovery improvement technologies in fields of LLC "LUKOIL - WESTERN SIBERIA". Neftegazovoe delo, 14(3), pp. 40-46. (In Russian).
11. Daccord, G., Touboul, E., & Lenormand, R. (1989). Carbonate acidizing. Toward a quantitative model of the wormholing phenomena. SPE Production Engineering, 4(1), pp. 63-68. (In English). DOI: 10.2118/16887-PA
12. Fedorov, K. M., Pichugin, O. N., Latypov, A. R., & Gavrilova, N. M. (1998). Method of calculation of the size and composition of the thermal reactive polymer plug, injected into the well to isolate the water influx. Oilfield Engineering, (8-10), pp. 82-84. (In Russian).

13. Smirnov, A. S., Fedorov, K. M., & Shevelev, A. P. (2010). Modeling the acidizing of a carbonate formation. *Fluid Dynamics*, 45(5). pp. 779-786. (In English). DOI: 10.1134/S0015462810050108
14. Han, G., Dusseault, M. B. (2003). Description of fluid flow around a wellbore with stress-dependent porosity and permeability. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 40(1-2), pp. 1-16. (In English). DOI: 10.1016/S0920-4105(03)00047-0
15. Sakhipov, D. M., Apasov, T. K., & Sakhipov, E. M. Sposob povysheniya nefteotdachi treshchinovatykh i poristyykh plastov s iskusstvenno sozdannymi treshchinami posle gidravlicheskogo razryva plasta - GRP. Pat. RF 2398102 S1. Applied: 08.10.09; Published: 27.08.10. (In Russian).

Сведения об авторах

Мусакаев Наиль Габсалимович, д. ф.-м. н., доцент, главный научный сотрудник, Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С. А. Христиановича СО РАН, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, e-mail: musakaev@ikz.ru

Сахипов Дамир Мидхатович, генеральный директор НПФ «Джамир», старший преподаватель кафедры нефтегазового дела, филиал Тюменского индустриального университета, г. Нижневартовск

Круглов Игорь Александрович, заместитель генерального директора по науке, НПФ «Джамир», г. Нижневартовск

Information about the authors

Nail G. Musakaev, Doctor of Physics and Mathematics, Associate Professor, Chief Researcher, Tyumen Branch of Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics SB RAS, Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: musakaev@ikz.ru

Damir M. Sahipov, General Director of Jahmir RPC, Senior Lecturer at the Department of Petroleum Engineering, Nizhnevartovsk branch of Industrial University of Tyumen

Igor A. Kruglov, Deputy General Director for Science of Jahmir RPC, Nizhnevartovsk