



SPE-172299-RU

Применение полимера геллана для выравнивания профилей приёмистости нагнетательных скважин

Гусенов И.Ш., Ибрагимов Р.Ш., Лаборатория инженерного профиля, Казахский Национальный Технический Университет им. К.И. Сатпаева, Кудайбергенов С.Е., Лаборатория инженерного профиля, Казахский Национальный Технический Университет им. К.И. Сатпаева, Институт Полимерных Материалов и Технологий, Абиляхаиров Д. Т., Кудайбергенов Д. Н., АО "Тургай-Петролеум".

Авторское право 2014 г., Общество инженеров нефтегазовой промышленности

Этот доклад был подготовлен для презентации на Ежегодной Каспийской технической конференции и выставке SPE, 12 - 14 ноября, 2014, Астана, Казахстан.

Данный доклад был выбран для проведения презентации Программным комитетом SPE по результатам экспертизы информации, содержащейся в представленном авторами реферате. Экспертиза содержания доклада Обществом инженеров нефтегазовой промышленности не выполнялась, и внесение исправлений и изменений является обязанностью авторов. Материал в том виде, в котором он представлен, не обязательно отражает точку зрения SPE, его должностных лиц или участников. Электронное копирование, распространение или хранение любой части данного доклада без предварительного письменного согласия SPE запрещается. Разрешение на воспроизведение в печатном виде распространяется только на реферат объемом не более 300 слов; при этом копировать иллюстрации не разрешается. Реферат должен содержать явно выраженную ссылку на авторское право SPE.

Резюме

В работе описываются результаты лабораторных экспериментов, проведённых на образцах керна и насыпных песчаных моделях, а также результаты опытно-промышленного испытания, проведённого в октябре 2013 года на 2-х нагнетательных скважинах месторождения Кумколь. Снижение проницаемости порового пространства достигнуто закачкой раствора геллана, гелеобразование которого инициируется следующими катионами: Ba^{2+} , Ca^{2+} , Mg^{2+} , K^+ , Na^+ , содержащимися в пластовой воде. На основе результатов лабораторных экспериментов подобрана подходящая концентрация полимерного раствора для проведения опытно-промышленного эксперимента. Другая серия лабораторных экспериментов проведена с целью снижения количества полимерного реагента, необходимого для эффективной работы технологии. Результаты показали, что применение смеси полисахаридов геллана и ксантана в весовых соотношениях 1:2, 1:1, 2:1 эффективнее, чем использование данных компонентов в отдельности. Особенность данной работы заключается в том, что полисахарид геллан впервые использован в нефтяной промышленности, и таким образом найдено новое практическое применение геллана в нефтедобыче. Отличительной особенностью раствора геллана является его гелеобразование при контактировании с пластовой водой, что исключает необходимость добавления каких-либо сшивающих агентов как это, например, применяется в широко распространённой технологии по использованию полиакриламида.

Введение

По мере того, как численность населения планеты приближается к 7.5 миллиардам человек, растёт и потребность в энергоресурсах. Для удовлетворения этой потребности нефтяные компании пытаются найти новые методы извлечения остаточной нефти из месторождений, находящихся на поздней стадии эксплуатации. Более 70 % мировой добычи углеводородов приходится на месторождения поздней стадии эксплуатации, в то время как средний КИН не превышает 35 %, поэтому увеличение нефтеотдачи на таких месторождениях является актуальной задачей для нефтяных компаний [1]. На многих месторождениях поддержание пластового давления осуществляется организацией системы заводнения, что часто приводит к прорыву воды к забоям добывающих скважин через локализованные высокопроницаемые каналы фильтрации. Снижение объёмов добываемой воды является одной из основных проблем, решение которых необходимо для увеличения нефтеотдачи [2].

Для увеличения коэффициента охвата пласта профиль фронта заводнения должен равномерно распространяться по всей площади, охваченной воздействием. Это может быть достигнуто путём закупорки высокопроницаемых каналов и перераспределения потока нагнетаемой жидкости в зоны с меньшей проницаемостью, не задействованные в разработку [3]. Для этой цели широко применяются растворы полимеров. Нагнетаемый раствор полимера преимущественно проникает в высокопроницаемые зоны и после гелеобразования раствора происходит снижение фазовой проницаемости по воде [4, 5]. Литературный обзор показал, что широкое разнообразие гелеполимерных систем, главным образом

представлено сшитыми неорганическими или органическими реагентами полимерными гелями [6]. Частично гидролизованный полиакриламид (РНРА), сшитый ионами Cr^{+3} , Zr^{+4} и Al^{+3} является одним из примеров гелевых систем, сшитых неорганическими веществами, которые широко применяются с 1970-х годов [3]. Примером полимерной системы, сшитой органическими сшивателями, является сополимер полиакриламид трибутилакрилата (РАtВА), сшитого полиэтиленамином (PEI), которая также нашла широкое применение на нефтяных месторождениях по всему миру [6, 7]. Но из-за негативного влияния сшивающих агентов на окружающую среду, данные системы были запрещены для широкого использования в некоторых странах [8]. Поэтому поиск и практическое внедрение экологически безопасной, однокомпонентной гелеполимерной системы для добычи нефти является главной целью этой работы.

Экспериментальная часть

Материалы и методы

Анионный внеклеточный полисахарид геллан открыт в 1978 году. Он состоит из следующих тетрасахаридных единиц: 1,3 (β -D)-глюкоза, 1,4 (β -D)-глюкуроновая кислота, 1,4 (β -D)-глюкоза и 1,4 (α -L)-рамноза (Рис.1).

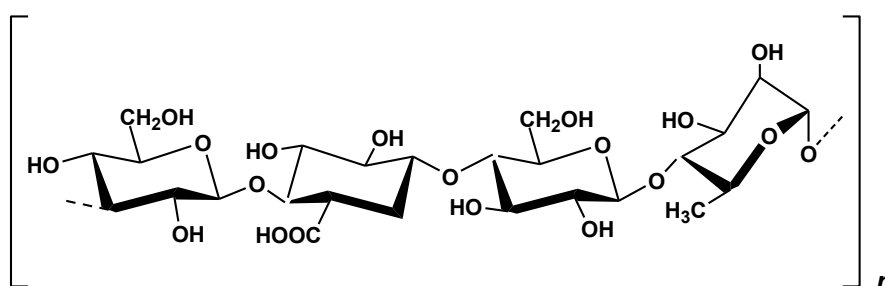


Рис.1–Структура повторяющихся мономерных единиц геллана

Водный раствор геллана претерпевает золь-гель переход при определённых значениях температуры, pH среды и минерализации [9, 10]. Такая отличительная особенность геллана делает этот полимер подходящим для проведения операций по выравниванию профилей приёмистости нагнетательных скважин. Ксантан – внеклеточный полисахарид, который производится ферментацией с помощью бактерий *xanthomonascampestris*. Такие преимущества ксантана как низкая стоимость, высокая вязкость раствора, толерантность к высокой минерализации, температуре и механическому воздействию позволяют использовать его для проведения операции по увеличению производительности нефтяных скважин [11]. Ксантановая камедь была любезно предоставлена компанией Xinjiang Fufeng Biotechnologies Co.,Ltd. (Урумчи, Китай). В качестве флюидов использовалась пластовая вода и дегазированная нефть с месторождения Кумколь (Республика Казахстан). Пластовая вода с плотностью $1.05 \text{ г}\cdot\text{см}^{-3}$ и pH 6.68 имела в своём составе следующие ионы: $22.5 \text{ г}\cdot\text{л}^{-1} \text{ Na}^+$ и K^+ , $3.8 \text{ г}\cdot\text{л}^{-1} \text{ Ca}^{2+}$, $0.85 \text{ г}\cdot\text{л}^{-1} \text{ Mg}^{2+}$, и $43.9 \text{ г}\cdot\text{л}^{-1} \text{ Cl}^-$. Плотность и динамическая вязкость дегазированной нефти при температуре $55 \text{ }^\circ\text{C}$ были равны $795.4 \text{ кг}\cdot\text{м}^{-3}$ и $2.679 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ соответственно. Для моделирования порового пространства использовался стальной цилиндр, наполненный песком (Рис.2), размер гранул песка варьировался от 0.043 до 1 мм.

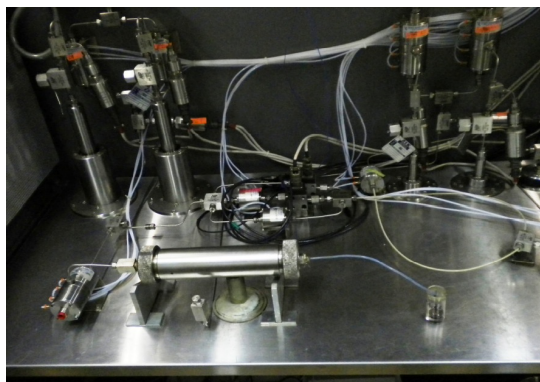


Рис.2 –Насыпная песчаная модель пласта для исследования тампонирующих свойств геллана в пластовых условиях

В каждом эксперименте раствор геллана нагнетался в песчаную модель после моделирования процесса заводнения. Вода, нефть и раствор полимера нагнетались при постоянном расходе, равном $0.5 \text{ см}^3 \cdot \text{мин}^{-1}$. В процессе эксперимента постоянно регистрировалась величина давления нагнетания.

Результаты и Обсуждение

Лабораторное моделирование операции по выравниванию профиля приёмности

Анализ полученных кривых изменения давления нагнетания позволил выявить некоторые особенности в гидродинамическом поведении водного раствора геллана, благодаря которому он отличается от других полимеров, используемых в нефтяной промышленности. Аналогичным образом была подобрана оптимальная концентрация раствора геллана для проведения опытно-промышленного испытания.

Первая серия экспериментов была направлена на подбор оптимальной концентрации раствора геллана для проведения операции по выравниванию профилей приёмности двух нагнетательных скважин на месторождении Кумколь. Пилотный эксперимент проводился в два этапа: 1) нагнетание разбавленного раствора геллана для увеличения охвата пласта и создания гелевых пробок на большом расстоянии от нагнетательной скважины; 2) нагнетание высококонцентрированного раствора геллана для выравнивания профиля приёмности в непосредственной близости от нагнетательной скважины. В нашем случае были протестированы 0.2 и 0.5 %-ные растворы геллана на насыпных песчаных моделях, результаты экспериментов представлены на Рис.3.

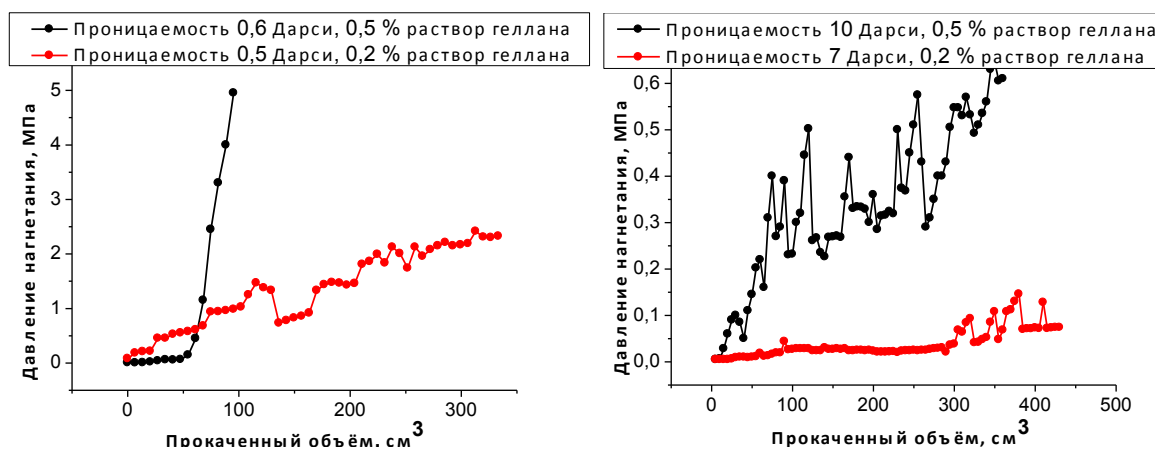


Рис.3 – Изменение давления нагнетания при прокачке 0.2 и 0.5 % растворов геллана

Из рисунка 3 видно, что раствор геллана с большей концентрацией демонстрирует лучшие тампонирующие свойства. Поэтому 0,2 % раствор геллана был рекомендован для использования на первом этапе проведения опытно-промышленного эксперимента. В то время как 0,5 % раствор геллана использовался для снижения контраста проницаемостей в непосредственной близости от нагнетательных скважин.

Проведение опытно-промышленного испытания

Водный раствор геллана был закачен в две нагнетательные скважины (3383 и 3065) на месторождении Кумколь в объёме 234 и 160 м³ соответственно. На каждую скважину была израсходована одна тонна сухого полимерного реагента. В процессе нагнетания раствора геллана давление увеличилось от 55 до 90-95 атм, что является индикатором снижения проницаемости пласта. Результаты проведённых работ анализировали после шестимесячного мониторинга 6 добывающих скважин, расположенных по соседству с нагнетательными скважинами. Масса дополнительно добытой нефти была рассчитана для каждой скважины путём сравнения кривой изменения дебита с базовой линией. Базовая линия представляет собой средний дебит по нефти, рассчитанный за последние три месяца предшествующей закачке реагента и эта величина экстраполируется на шесть месяцев, затем вычитается из общей массы добытой нефти в течение этого периода времени. Скважина 2115 показала самый оптимистичный результат по сравнению с предысторией (Рис. 4).

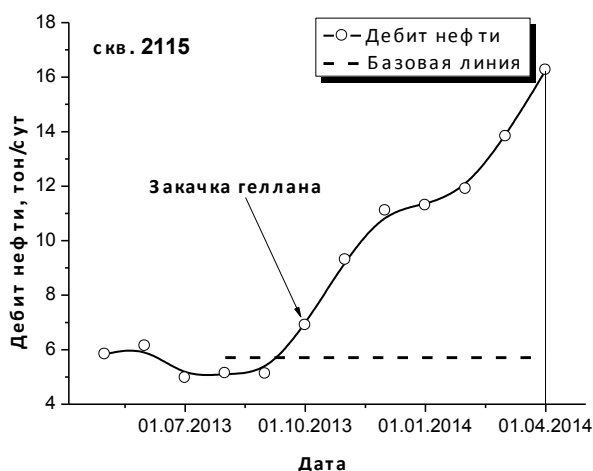


Рис. 4—Ответ добывающей скважины 2115 на нагнетание раствора геллана

Масса дополнительно добытой нефти для каждой скважины представлена в Таблице 1.

Таблица 1 – Рассчитанные величины дополнительно добытой нефти для каждой скважины

| Номер скважины | Тонны дополнительно добытой нефти |
|----------------|-----------------------------------|
| 2158 | 1028,6 |
| 2342 | - 730,7 |
| 3084 | 654,4 |
| 3064 | 238,9 |
| 2315 | 739,6 |
| 2115 | 1129,2 |
| Total | 3790 |

Отрицательная величина для скважины 2342 объясняется тем, что месторождение разрабатывалось с использованием заводнения в течение 20 лет, поэтому нагнетание геллана привело к увеличению нефтеотдачи с данного элемента разработки и к более полному его истощению.

Эффективность закачки геллана была оценена путём сравнения полученных результатов с результатами других технологий (Таблица 2).

Таблица 2 –Сравнительный анализ эффективности применения геллана и других существующих технологий

| Месторождение/Реагент | Количество нагнетательных скважин | Масса реагента, (тонн) | Масса дополнительно добытой нефти, (тонн) | Технологическая эффективность *, (тонн/тонн) | Время, (месяцы) |
|------------------------------|-----------------------------------|------------------------|---|--|-----------------|
| Кумколь/Геллан | 2 | 2 | 3 790 | 1 895 | 6 |
| Бузачи/РААм ¹² | 1 | 42 | 16 000 | 380 | 12 |
| Дацын/ PPG ¹³ | 4 | 134 | 15 000 | 113 | 10 |
| Жон-гуан, PPG ¹⁴ | 2 | 20,5 | 3239 | 158 | 3 |
| Усинское/галка ¹⁵ | нет данных | 117 | 10 316 | 88 | 6 |

*Технологическая эффективность это отношение массы дополнительно добытой нефти к массе используемого реагента.

Как видно из таблицы 2, одна тонна сухого геллана позволила дополнительно добыть 1 895 тонн нефти, в то время как такое же количество других реагентов позволяет добыть всего 88-380 тонн. В 2009 году технологическая эффективность операций по выравниванию профилей приёмистости нагнетательных скважин с использованием полиакриламида (РААм) на месторождении Северные Бузачи (Западный Казахстан) составляла 380 тонн/тонн, этот показатель был признан лучшим в мировой практике. Однако эффективность геллана в 5 раз превышает эффективность полиакриламида, это несмотря на то, что стоимость геллана в 2-3 раза выше стоимости полиакриламида. Таким образом, результаты опытно-

промышленного эксперимента на месторождении Кумколь (Кызылординская область, Казахстан) подтвердили, что способность водного раствора геллана образовывать гель при контакте с пластовой водой и снижать проницаемость порового пространства является одним из альтернативных путей решения проблемы повышения нефтеотдачи на месторождениях поздней стадии разработки.

Попеременная закачка раствора геллана и пластовой воды

Как отмечалось ранее, отличительной чертой раствора геллана является его способность образовывать гель при контакте с пластовой водой. Поэтому ожидается, что попеременная закачка геллана и пластовой воды в нефтяной пласт приведёт к более полному снижению проницаемости порового пространства. Так как геллан растворяется в технической воде с низкой минерализацией, постоянное нагнетание раствора приводит к вымыванию солей из призабойной зоны нагнетательной скважины. Образование геля имеет место на границе раздела геллана и пластовой воды (так называемый золь-гель переход) [16]. Поэтому при постоянной закачке геллана образование геля имеет место только на начальной стадии. Ожидается, что чередование закачки геллана и пластовой воды может привести к увеличению эффективности технологии. Для подтверждения этой версии на насыпных песчаных моделях с проницаемостью 2 Дарси была проведена серия лабораторных экспериментов. Суть эксперимента заключалась в попеременной закачке в насыпную модель 10 см^3 0,5 % раствора геллана и пластовой воды. Кривые зависимости давления нагнетания от прокаченного объёма при попеременной закачке раствора геллана и пластовой воды, а также при постоянной закачке раствора геллана изображены на рисунке 5.

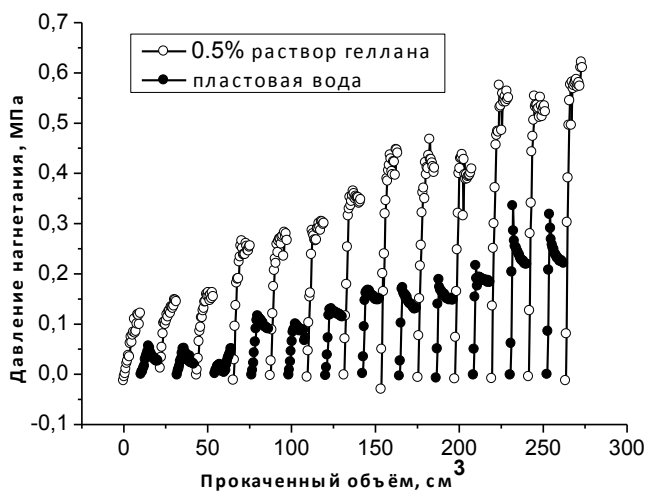


Рис.5 – Попеременная закачка 0.5% раствора геллана и пластовой воды

Из рис.5 видно, что попеременная закачка геллана и пластовой воды приводит к постепенному увеличению давления нагнетания, что объясняется гелеобразованием нагнетаемых оторочек геллана. На рис.6 показано, что попеременная закачка раствора геллана и пластовой воды даёт такой же результат, как и в случае постоянной закачки раствора геллана.

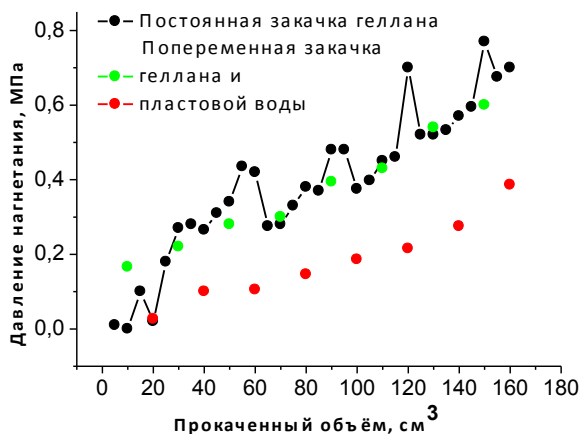


Рис.6 – Сравнение между постоянной закачкой геллана и попеременной закачкой геллана и пластовой воды в насыпную песчаную модель

Таким образом, поочередной закачкой раствора геллана и пластовой воды удастся снизить количество используемого реагента по меньшей мере в 2 раза без снижения эффективности технологии. Данный подход позволяет значительно снизить затраты на проведение операции.

Использование смеси ксантана и геллана

Одним из недостатков геллана является его высокая стоимость. В этой связи была исследована возможность применения смеси геллана и ксантана для операций по выравниванию профилей приёмности нагнетательных скважин. Были протестированы смеси геллана и ксантана в весовых соотношениях [геллан]:[ксантан] = 2:1; 1:1 и 1:2. Для исследования тампонирующих свойств водных растворов смеси геллана и ксантана на образцах керна было проведено три эксперимента (Рис.7). Все растворы имели одну и ту же общую концентрацию, равную 0.5%.

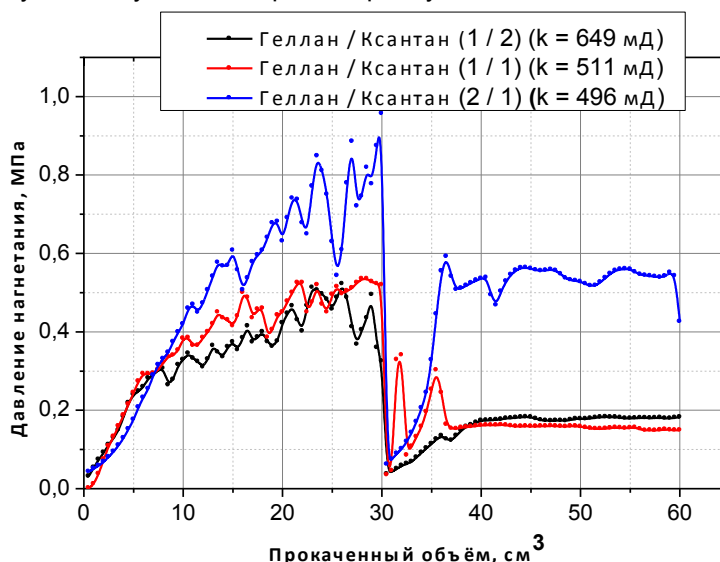


Рис. 7 – Результаты экспериментов по фильтрации смеси геллана и ксантана через образцы керна

Водные растворы смеси геллана и ксантана, приготовленные в весовом соотношении 1:1 и 1:2 демонстрируют одинаковые тампонирующие свойства, в то время как увеличение доли геллана в смеси (2:1) приводит к улучшению тампонирующих свойств, поэтому данная смесь может быть использована для обработки высокопроницаемых пластов. Для меньших проницаемостей рекомендуется применять смеси геллана и ксантана в весовых соотношениях 1:1 и 1:2. С экономической точки зрения применение смеси ксантана и геллана снижает стоимость проведения работ на 22%.

Заключение

Способность водного раствора полисахарида геллана образовывать гель после контакта с солями может быть использована для попеременной закачки геллана и пластовой воды с целью создания гелевых пробок в обводнённом пласте. Технология попеременной закачки может позволить снизить затраты на покупку реагента в 2 раза. В зависимости от проницаемости обрабатываемого пласта можно подобрать оптимальное весовое соотношения геллана и ксантана для закачки. Для забивки высокопроницаемых зон эффективна смесь с большим содержанием геллана. Смесь с равным содержанием компонентов либо с большим содержанием ксантана целесообразно использовать для обработки пластов с меньшей проницаемостью. Кроме того, применение смеси геллана и ксантана на 22 % снижает затраты на приобретение реагента. Результаты опытно-промышленного эксперимента, проведённого на месторождении Кумколь показали, что полисахарид геллан может получить практическое применение как новый высокоэффективный реагент для проведения операций по выравниванию профилей приёмности нагнетательных скважин. Эффективность геллана была сравнена с существующими гелеполимерными системами. Сравнительный анализ показал, что эффективность геллана в 5 раз превышает лучший результат, который был зарегистрирован в 2009. Ожидается, что результаты лабораторных работ и опытно-промышленного испытания может инициировать применение геллана, как экологически безопасного реагента для проведения работ по выравниванию профилей приёмности нагнетательных скважин.

Литературные источники

1. Maximizing the Value of Mature Fields. 05/2012 HALLIBURTON, Solving challenges.
2. Toshiya O., Hiroshi O.: "Early water breakthrough in carbonate core samples visualized with x-ray." SCA2000-08.
3. Borling D., Chan K., Hughes T., Sydansk R.: "Pushing Out the Oil with Conformance Control." Oilfield Review. April 1994.
4. P.D. Moffitt: "Long-Term Production Results of Polymer Treatments in producing Wells in Western Kansas." SPE-22649-PA, Journal of Petroleum Technology 04/1993.
5. A. Zaitoun, N. Kohler, D. Bossie-Codreanu, K. Denys: "Water Shutoff by Relative Permeability Modifiers: Lessons from Several Field Applications." SPE-56740-MS, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 3-6 October, Houston, Texas 1999.
6. Dr. Ghaitan A. Al-Muntasheri, Leopoldo Sierra, Francisco O. Garzon and Jack D. Lynn: Water Shut-off with Polymer Gels in a High Temperature Horizontal Gas Well: A Success Story SAUDI ARAMCO JOURNAL OF TECHNOLOGY SUMMER 2010.
7. Larry S. Eoff, Eldon D., Don M. Everett, Julio E. Vasquez.: "Worldwide Field Applications of a Polymeric Gel System for Conformance Applications" SPE-98119-MS, SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, 15-17 February, Lafayette, Louisiana, USA 2006.
8. B.R. Reddy, Larry Eoff, Dwyann D., Kathy B., Brown D. Rietjens M.: "A Natural Polymer-Based Cross-Linker System for Conformance Gel Systems." SPE-84937-PA, SPE Journal 02/2003.
9. Manjanna, K.M.; Pramod Kumar, T.M.; Shivakumar, B. Int. J. Chem.Tech Res. 02/2010.
10. Morris, E.R.; Nishinari, K.; Rinaudo M. Food Hydrocolloids. 28/2012.
11. Liu, Y.Z., Tian, J., Li, W.D., Guo, X.H. Pilot Test of Xanthan Gum Flooding in Shengli Oilfield. SPE Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference, 25-26 October 1999, Kuala Lumpur, Malaysia.
12. Ч. Сунь, И. Шагирбаев, С. Лобанов и др.: "Научно прикладные аспекты проекта по гелеполимерному заводнению на месторождении Северные Бузачи." ООО «РН-УФАНИПНЕФТЬ».
13. Baojun Bai, Fusheng Huang, Yuzhang Liu, Yefei Wang: "Case Study on Preformed Particle Gel for In-depth Fluid Diversion." SPE 112997, SPE Symposium on Improved Oil Recovery, 20-23 April, Tulsa, Oklahoma, USA 2008.
14. Baojun Bai, Liangxiong Li, Yuzhang Liu, He Liu, Zhongguo Wang and Chunmei You: "Preformed Particle Gel for Conformance Control: Factors Affecting Its Properties and Applications." SPE-89389-PA, SPE Reservoir Evaluation & Engineering 04/2007.
15. Алтунина Л., Кувшинов В.: "НИНКА, ГАЛКА и ПОМКА увеличат добычу нефти. «Мировая энергетика» Июнь 2004 г.
16. S. Kudaibergenov, N. Nuraje, Zh. Adilov, D. Abilkhairov, R. Ibragimov, I. Gusenov, A. Sagindykov. Plugging behavior of gellan in porous saline media. J.Appl.Polym.Sci. 2014, V.131, published online: 8 Aug 2014 DOI: 10.1002/app.41256.

Благодарность

Работа выполнена в рамках проекта коммерциализации (грант № 161) при финансовой поддержке МОН РК и Всемирного Банка.