



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ,  
ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ

## (12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21), (22) Заявка: 2007122564/03, 15.06.2007

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:  
15.06.2007

(45) Опубликовано: 10.02.2009 Бюл. № 4

(56) Список документов, цитированных в отчете о  
поиске: RU 2285785 C1, 20.10.2006. RU 2282653  
C2, 27.08.2006. RU 2244821 C1, 20.01.2005. RU  
2230184 C2, 10.06.2004. RU 2250361 C2,  
20.04.2005. US 4009755 A, 01.03.1977.

Адрес для переписки:

423236, Республика Татарстан, г. Бугульма,  
ул. М. Джалиля, 32, "ТатНИПинефть", сектор  
создания и развития промышленной  
собственности

(72) Автор(ы):

Ибатуллин Равиль Рустамович (RU),  
Амерханов Марат Инкилапович (RU),  
Рахимова Шаура Газимьяновна (RU),  
Золотухина Валентина Семеновна (RU),  
Береговой Антон Николаевич (RU),  
Хисамов Раис Салихович (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Открытое акционерное общество "Татнефть" им.  
В.Д. Шашина (RU)

## (54) СПОСОБ РЕГУЛИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (ВАРИАНТЫ)

(57) Реферат:

Изобретение относится к разработке нефтяных месторождений и может найти применение при разработке неоднородных по проницаемости заводненных нефтяных пластов. Технический результат - повышение эффективности регулирования разработки неоднородных по проницаемости заводненных нефтяных пластов за счет улучшения фильтрационных свойств гелеобразующих составов, обладающих селективным действием, повышения их прочности и расширения технологических возможностей способа. В способе регулирования разработки нефтяных месторождений, включающем закачку гелеобразующего состава на основе полисахарида,

соединения поливалентного металла, воды и технологическую выдержку для гелеобразования, в качестве полисахарида используют гуаровую камедь, в качестве указанного соединения - оксид цинка в присутствии ацетата хрома в минерализованной воде по одному варианту и в качестве указанного соединения - оксид магния в присутствии ацетата хрома как в пресной, так и в минерализованной воде по другому варианту, а выдержку осуществляют от 3 до 5 суток, при соотношении компонентов, мас. %: гуаровая камедь 0,2-0,5, оксид цинка 0,03-0,05 и ацетат хрома 0,02-0,1 или оксид магния 0,02-0,04 и ацетат хрома 0,01-0,12, вода остальное в вариантах соответственно. 2 н.п. ф-лы, 3 табл.



FEDERAL SERVICE  
FOR INTELLECTUAL PROPERTY,  
PATENTS AND TRADEMARKS

(19) **RU** (11) **2 346 151** (13) **C1**

(51) Int. Cl.

**E21B 43/22** (2006.01)

**C09K 8/514** (2006.01)

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(21), (22) Application: **2007122564/03, 15.06.2007**

(24) Effective date for property rights: **15.06.2007**

(45) Date of publication: **10.02.2009 Bull. 4**

Mail address:

**423236, Respublika Tatarstan, g. Bugul'ma,  
ul. M. Dzhaliija, 32, "TatNIPIneft", sektor  
sozdaniija i razvitija promyshlennoj sobstvennosti**

(72) Inventor(s):

**Ibatullin Ravil' Rustamovich (RU),  
Amerkhanov Marat Inkilapovich (RU),  
Rakhimova Shaura Gazim'janovna (RU),  
Zolotukhina Valentina Semenovna (RU),  
Beregovoj Anton Nikolaevich (RU),  
Khisamov Rais Salikhovich (RU)**

(73) Proprietor(s):

**Otkrytoe aktsionernoe obshchestvo "Tatneft"  
im. V.D. Shashina (RU)**

(54) **OIL MINEFIELD DEVELOPMENT CONTROL METHOD (VERSIONS)**

(57) Abstract:

FIELD: oil and gas industry.

SUBSTANCE: invention refers to development of oil minefields, and can be used when developing flooded oil formations which are non-homogenous as to permeability. Oil minefield development control method includes injection of gel-forming compound based on polysaccharide; compounds of polyvalent metal, water, and process exposure required for gel-forming. Guar gum is used as polysaccharide, zinc oxide in the presence of chrome acetate in mineralised water is used as the specified compound as per the first version, and magnesium oxide in the presence of chrome acetate both in fresh and mineralised water is

used as the specified compound as per the second version, and exposure is performed within 3 to 5 days at component ratio, wt %: guar gum 0.2-0.5, zinc oxide 0.03-0.05 and chrome acetate 0.02-0.1, or magnesium oxide 0.02-0.04 and chrome acetate 0.01-0.12, and water is the rest in versions respectively.

EFFECT: improving control efficiency of development of flooded oil formations which are non-homogenous as to permeability owing to improving filtration characteristics of gel-forming compounds having selective effect, and increasing their strength and enlarging process capabilities of the method.

2 cl, 3 tbl

RU 2 346 151 C1

RU 2 346 151 C1

Изобретение относится к разработке нефтяных месторождений и может найти применение при разработке неоднородных по проницаемости заводненных нефтяных пластов.

Известен способ закачки в пласт гелеобразующего состава для регулирования разработки нефтяных месторождений, включающий полисахарид, соединение поливалентного металла и воду (Патент РФ №2107811, МПК E21B 43/22, опубл. 27.03.98, Бюл. №9). В качестве полисахарида используют экзополисахарид, содержащий 1-3 вес.% уроновых кислот и продуцируемый *Azotobacter Vinelandii* (Lipman) ФЧ-1 ВКПМ В-5933 в виде культуральной жидкости, в качестве соединения поливалентного металла используют хромкалиевые квасцы.

Состав готовят и закачивают на пресной воде.

Недостатком данного способа закачки гелеобразующего состава является то, что экзополисахарид в виде культуральной жидкости обладает невысокими вязкостными характеристиками, а при контакте со сточной водой (минерализация 100 г/л и выше) полностью теряет свои вязкостные свойства, выпадая в осадок.

Известен способ регулирования разработки нефтяной залежи, включающий закачку через нагнетательную скважину композиции гуаровой камеди, поверхностно-активного вещества и растворителя (Патент РФ №2250361, МПК E21B 43/22, опубл. 20.04.05, Бюл. №11). Недостатком данного способа является низкая эффективность при разработке неоднородных по проницаемости заводненных нефтяных пластов.

Известен способ повышения нефтеотдачи методом гидроразрыва пласта (Патент США №3888312, НКИ 166/308.5, опубл. 10.06.97), в котором в качестве гелеобразующего полимера используется полисахарид класса галактоманнан (гуаровая камедь) с массовой концентрацией от 0,3 до 3% и в качестве сшивателя - органические соединения титана со степенью окисления +4. Недостатком данного способа является то, что для процесса гелеобразования необходимо поддерживать значения водородного показателя среды (рН) в интервале от 2 до 7. Для этого дополнительно вводится фумаровая или муравьиная кислота. Еще одним недостатком является очень короткий индукционный период гелеобразования. Это создает трудности при осуществлении технологического процесса закачки таких сшитых полимерных составов на промыслах.

Наиболее близким по технической сущности к предлагаемому изобретению является способ регулирования разработки нефтяных месторождений, включающий закачку гелеобразующего состава на основе полисахарида, соединения поливалентного металла и воды и технологическую выдержку для гелеобразования (Патент РФ №2285785, МПК E21B 33/138, C09K 8/90, опубл. 20.10.06, Бюл. №29). В качестве полисахарида используют ксантан, продуцируемый микроорганизмами типа *Xanthomonas campestris*, в качестве соединения поливалентного металла используют ацетат хрома и/или хромкалиевые квасцы при соотношении 1:1 в воде с минерализацией от 0,5 г/л до 100 г/л при следующем соотношении компонентов, мас. %: ксантан - 0,05-0,3, ацетат хрома и/или хромкалиевые квасцы - 0,005-0,2, вода - остальное, причем после закачки заданного объема гелеобразующего состава осуществляют технологическую выдержку продолжительностью от 3 до 10 суток.

Недостатком данного способа является то, что полученный гель на основе ксанта и ацетата хрома и/или хромкалиевых квасцов легко разрушается под действием приложенного напряжения. Вследствие этого снижается эффективность выравнивания проницаемости неоднородных заводненных нефтяных пластов.

Технической задачей данного изобретения является повышение эффективности способа регулирования разработки неоднородных по проницаемости заводненных нефтяных пластов за счет улучшения фильтрационных свойств гелеобразующих составов, обладающих селективным действием, повышения их прочности и расширения технологических возможностей способа.

Указанная техническая задача достигается первым способом регулирования разработки нефтяных месторождений, включающим закачку гелеобразующего состава на основе

полисахарида, соединения поливалентного металла, воды и технологическую выдержку для гелеобразования. Новым является то, что в качестве полисахарида используют гуаровую камедь, в качестве соединения поливалентного металла используют оксид цинка в присутствии ацетата хрома в минерализованной воде при следующем соотношении

5 компонентов, мас. %:

Гуаровая камедь	0,2-0,5
Оксид цинка	0,03-0,05
Ацетат хрома	0,02-0,1
Вода	Остальное,

10 причем после закачки заданного объема гелеобразующего состава осуществляют технологическую выдержку продолжительностью от 3 до 5 суток.

Указанная техническая задача достигается вторым способом регулирования разработки нефтяных месторождений, включающим закачку гелеобразующего состава на основе полисахарида, соединения поливалентного металла, воды и технологическую выдержку

15 для гелеобразования. Новым является то, что в качестве полисахарида используют гуаровую камедь, в качестве соединения поливалентного металла используют оксид магния в присутствии ацетата хрома, как в пресной, так и в минерализованной воде при следующем соотношении компонентов, мас. %:

Гуаровая камедь	0,2-0,5
Оксид магния	0,02-0,04
Ацетат хрома	0,01-0,12
Вода	Остальное,

20 причем после закачки заданного объема гелеобразующего состава осуществляют технологическую выдержку продолжительностью от 3 до 5 суток.

25 По химическому строению гуаровая камедь (гуар) представляет собой неионогенный полисахарид растительного происхождения. Молекулярная структура представляет собой прямую цепь, образованную галактозой и маннозой, следовательно, гуаровая камедь является галактоманнаном. Соотношение маннозы и галактозы должно быть приблизительно 2:1.

30 Гуаровая камедь является гидроколлоидом с высоким молекулярным весом. При растворении в холодной и горячей воде гуар образует высоковязкий гель.

С 1960 года начали применять гуар, сшитый боратными сшивателями для транспорта проппанта в жидкостях гидроразрыва для стимуляции притока в нефтяных и газовых скважинах методом гидроразрыва пласта (ГРП). Как раньше, так и сейчас в качестве

35 сшивателя используют водорастворимые соединения бора (борная кислота или другие боросодержащие соединения) и гидроокись натрия как щелочной активатор для поддержания pH на уровне 10-10,5.

Но сшитые полимерные составы на основе гуара и боратов практически не имеют индукционного периода сшивки, т.е. загущение композиции происходит практически сразу после смешения компонентов. Это создает трудности при осуществлении технологического

40 процесса закачки таких сшитых полимерных составов на промыслах.

С целью повышения нефтеотдачи неоднородных по проницаемости заводненных нефтяных пластов путем выравнивания проницаемостной неоднородности пласта закачкой гелеобразующего состава были разработаны сшитые полимерные составы с

45 использованием в качестве сшивателей окислов двухвалентных металлов и ацетата хрома. Применение окислов металлов в качестве сшивателей до сих пор не практиковалось.

Под влиянием сшивателей происходит структурирование водного раствора гуара с образованием гелеобразной системы. Процесс этот происходит во времени. В течение

50 некоторого периода времени, называемого индукционным периодом, вязкость композиции практически не отличается от вязкости раствора полимера. За это время необходимо закачать ее в пласт, где и происходит образование сшитой полимерной системы (СПС). Длительный индукционный период позволяет продвинуть гелеобразующий состав на большую глубину до начала гелеобразования. Очевидно, что в более проницаемые

пропластки состав внедрится на большую глубину, чем в малопроницаемые. Для образования прочной сшитой полимерной системы при закачке гелеобразующего состава в пласт по предлагаемым способам делают технологическую выдержку продолжительностью от 3 до 5 суток. Чем выше неоднородность, тем больше продолжительность

5 технологической выдержки.

Растворы гуаровой камеди имеют высокий коэффициент солестойкости. Коэффициент солестойкости - это устойчивость водных растворов полимеров к высаливающему действию электролитов, содержащихся в минерализованной (сточной) воде. Для приготовления растворов гуаровой камеди использовалась как пресная, так и

10 минерализованная вода с общей минерализацией до 300 г/л, что значительно расширяет технологические возможности использования способа.

В качестве сшивателей были использованы окислы цинка (ZnO) в минерализованной воде и окислы магния (MgO) в пресной и минерализованной воде в присутствии ацетата хрома.

15 Оксид цинка ZnO - рыхлый белый порошок, желтеющий при нагревании, соответствует ГОСТу 10262-73. Оксид цинка применяется для изготовления белой масляной краски (цинковые белила), в медицине и косметике, значительная часть получаемого оксида цинка используется в качестве наполнителя резины в шинной промышленности.

Сшивка гуара только в присутствии ZnO не происходит, необходима затравка, в

20 качестве которой используется ацетат хрома. Надо сказать, что в присутствии только ацетата хрома гуаровая камедь также не образует сшитую полимерную систему.

В пресной воде в исследованном диапазоне концентраций гуара и сшивателя - оксида цинка в присутствии ацетата хрома не происходит образование сшитых полимерных систем.

25 Оксид магния MgO обычно получают путем прокаливания природного магнезита  $MgCO_3$ . Он представляет собой белый рыхлый порошок, известный под названием жженой магнезии, применяется в медицине и при изготовлении огнеупоров. Выпускается согласно ТУ-6-09-3023-79.

Преимуществом окиси магния является то, что она образует СПС на основе гуара в

30 пресной и минерализованной воде. Но окись магния, так же как и окись цинка, вступает в реакции гелеобразования только в присутствии ацетата хрома.

Сущность изобретения

На поздней стадии разработки нефтяных месторождений с образованием обширных промытых зон усугубляется проницаемостная неоднородность пласта. Одним из

35 эффективных направлений повышения нефтеотдачи является увеличение фильтрационного сопротивления этих зон за счет создания остаточного фактора сопротивления с применением гелеобразующих составов.

Предлагаемые гелеобразующие составы на основе гуаровой камеди в момент смешения компонентов имеют невысокую исходную вязкость и поэтому легко закачиваются в пласт, в

40 первую очередь, поступают в высокопроницаемую зону пласта, и уже там начинается процесс гелеобразования, т.е. образование поперечных связей между отдельными макромолекулами полисахарида с помощью оксида цинка в присутствии ацетата хрома в минерализованной воде или оксида магния в присутствии ацетата хрома как в пресной, так и в минерализованной воде. Этот процесс происходит во времени, и поэтому нужна

45 технологическая пауза, чтобы образовалась прочная устойчивая во времени сшитая полимерная система, которая закупоривает высокопроницаемую часть пласта и тем самым способствует уменьшению неоднородности пласта. При этом происходит увеличение охвата пласта воздействием (заводнением) потому, что закачиваемая вслед вода вынуждена идти в низкопроницаемые, неохваченные ранее воздействием пласты. Такая

50 селективная закупорка пласта является одним из методов регулирования процесса разработки нефтяных месторождений.

Изучение патентной и научно-технической литературы показало, что подобная совокупность существенных признаков является новой и ранее не использовалась, что, в

свою очередь, позволяет сделать заключение о соответствии технического решения критерию «новизна».

Неизвестно применение данных существенных признаков, выполняющих аналогичную задачу. Следовательно, предлагаемый способ соответствует критерию «изобретательский уровень».

Изучение влияния данного способа на изменение фильтрационных и нефтевытесняющих параметров, а также сравнение с прототипом проводилось с использованием физических моделей слоисто-неоднородных пористых сред с непроницаемыми границами раздела.

Лабораторные насыпные модели представляли собой две одинаковые трубки из нержавеющей стали длиной 150 см, внутренним диаметром 2,7 см, плотно заполненные молотым кварцевым песком, с общим входом и отдельными выходами. При этом одна трубка (более проницаемый пропласток) содержала песок, проницаемость которого по нефтикратно превышала проницаемость песка в другой трубке (менее проницаемый пропласток).

В качестве вытесняемой нефти использовалась дегазированная девонская нефть с Карабашской УКПН вязкостью 13-19 мПа·с при температуре 20°C.

В качестве полисахарида использовалась гуаровая камедь производства ООО «Химическая группа ОСНОВА», г. Казань в соответствии с ТУ 2458-019-57258729-2006 под торговым названием «Гуамин». Недостатком всех полисахаридов является их подверженность микробной деструкции, поэтому для подавления микробиологической деструкции исследуемого продукта ко всем приготавливаемым растворам добавляется бактерицид, выбранный из числа формалина, СНПХ-1002 и др. в количестве 0,3%.

В качестве соединения поливалентного металла использовались окись цинка или окись магния в присутствии ацетата хрома.

В качестве вытесняющей нефть минерализованной воды использовалась модель сточной воды (с минерализацией не ниже 100 г/л).

Первичное вытеснение нефти проводилось до общей обводненности остаточной нефти до 95-99%. После этого в общий вход модели закачивались гелеобразующие составы по предлагаемым способам, затем проводилась технологическая выдержка в течение 3-5 суток.

По прототипу закачивали раствор ксантана с массовой долей 0,2% с разными сшивателями с массовой долей 0,2% с технологической выдержкой от трех до десяти суток.

Основные условия и средние результаты вытеснения нефти на двухслойных моделях по предлагаемым и известным способам представлены в табл.1.

В качестве фильтрационного параметра, характеризующего неравномерность процесса вытеснения в двух разнопроницаемых трубках, использовали парциальный (относительный) дебит жидкости менее проницаемого пропластка до и после вытеснения оторочки. Очевидно, чем больше прирост парциального дебита менее проницаемого пласта, тем эффективнее данный способ вытеснения нефти с точки зрения охвата неоднородных по проницаемости пластов заводнением.

Парциальный дебит менее проницаемой трубки при осуществлении предлагаемых способов увеличился, в среднем, в 3,16 раза по первому варианту и в 3,95 раза по второму варианту, а по прототипу в 1,7 раза. Эти результаты свидетельствуют о том, что после закачки композиции СПС по предлагаемым способам произошло выравнивание неоднородности пласта по проницаемости.

После вытеснения нефти по известному и предлагаемому способам средний прирост коэффициента вытеснения составил 15,2% по первому варианту и 17% по второму варианту предлагаемых способов и 8,5% по известному способу.

Таким образом, предлагаемые способы существенно влияют на выравнивание фильтрационной неоднородности слоисто-неоднородных пластов, что ведет к увеличению коэффициента охвата пласта вытеснением.

Кроме этого, были проведены опыты по оценке эффективности заявляемого способа по

сравнению с прототипом на естественных кернах по следующим показателям: по фактору сопротивления и остаточному фактору сопротивления, коэффициенту вытеснения.

В табл.2 представлены основные условия и результаты вытеснения нефти из девонских кернов по предлагаемым и известным способам с использованием лабораторной

5 установки Autoflood (AFS-300) фирмы «Core Laboratories Instruments (США).

Использовались стандартные керны терригенных девонских пород диаметром 2,7-3,0 см и длиной 3,5-4,0 см. Проницаемость и пористость кернов имеют близкие значения, следовательно, исходные условия для проведения испытаний предлагаемого и известного

10 способами одинаковы.  
Основными параметрами эффективности методов увеличения нефтеотдачи (МУН), направленных на снижение фильтрационной неоднородности пластов, являются фактор сопротивления (ФС) и остаточный фактор сопротивления (ОФС). Фактор сопротивления - это отношение подвижности воды к подвижности вытесняющего раствора при фильтрации в пористой среде. Остаточный фактор сопротивления это отношение подвижности воды до

15 воздействия к подвижности воды после воздействия МУН. Чем больше ФС и ОФС при минимальном содержании реагента в вытесняющем растворе, тем технологически и экономически эффективнее его применение в нефтедобыче.

Как видно из табл.2, предлагаемый способ по этим параметрам превышает известный способ: по фактору сопротивления в 1,9 раза по первому варианту и в 1,4 раза по

20 второму варианту, а по остаточному фактору сопротивления соответственно в 4,5 и 2,4 раза.

Сравнительное тестирование структурной прочности СПС, полученных на основе гуара и ксантана, было осуществлено путем измерения сдвиговой прочности на вискозиметре «Полимер РПЭ-1М».

25 Результаты этих исследований представлены в таблице 3.

Гели на основе гуара превосходят по прочности гели ксантана на 27-48 Па, в среднем при скорости  $1,8 \text{ с}^{-1}$ .

Применение предлагаемой группы изобретений способствует повышению нефтеотдачи неоднородных по проницаемости заводненных нефтяных пластов путем выравнивания

30 проницаемостной неоднородности пласта за счет увеличения фильтрационного сопротивления промытых зон путем создания остаточного фактора сопротивления закачкой гелеобразующих составов повышенной прочности и расширением технологических возможностей.

35

40

45

50

Таблица 1

Показатели	Единицы измерения	Прототип		Первый вариант		Второй вариант				
		0,2-ксантан, 0,2-АХ, пресная вода-остальное, мас. %	0,2-ксантан, 0,1-АХ + 0,1-ХКК, минерализованная вода-остальное, мас. %	0,5 гуар, 0,05 ZnO + 0,1 АХ, минерал. вода-остальное, мас. %	0,2 гуар, 0,03 ZnO + 0,02 АХ, минерал. вода-остальное, мас. %	0,5 гуар, 0,04MgO + 0,12 АХ, пресная вода - остальное, мас. %	0,4 гуар, 0,02 MgO + 0,04 АХ, минерал. вода - остальное, мас. %	0,2 гуар, 0,02 MgO + 0,01 АХ, пресная вода - остальное, мас. %		
Номера композиций		1	2	3	4	5	6	7		
Минерализация воды	г/л	0,5	100	100	300	0,5	200	0,5		
Температура опыта	°С	30	30	30	30	30	30	30		
Вязкость нефти	мПа·с	12,8	13,1	14,7	14,2	14,7	14,7	14,2		
Нефтепроницаемость более проницаемой трубки, менее проницаемой трубки	мкм <sup>2</sup> мкм <sup>2</sup>	3,38 0,90	3,54 0,92	3,53 1,06	3,25 1,00	3,26 1,00	3,05 0,94	3,55 0,996		
Отношение нефтепроницаемостей	б/р	3,76	3,85	3,33	3,25	3,26	3,24	3,56		
Первичное вытеснение										
Объем жидкости на выходе	ΣVпор	7,03	8,53	4,34	4,44	5,95	4,49	6,22		
Конечная обводненность на выходе	%	95,9	97,3	96,0	97,2	96,8	93,7	97,8		
Коэффициент вытеснения нефти	%	59,8	55,8	39,9	42,0	43,8	33,3	44,0		
Парциальный дебит: более проницаемой трубки, менее проницаемой трубки	д.ед. д.ед.	0,822 0,178	0,828 0,172	0,893 0,107	0,925 0,075	0,866 0,134	0,878 0,122	0,864 0,136		
Доизвлечение нефти с оторочкой композиции СПС после технологической паузы для телеобразования										
Технологическая выдержка	сут.	10	3	5	5	3	3			
Объем профильтрованной жидкости	ΣVпор	7,5	7,6	11,8	13,2	11,4	14,1	8,93		



5  
10  
15  
20  
25  
30  
35  
40  
45  
50

Конечный коэффициент вытеснения нефти	%	67,7	64,9	56,8	59,1	60,4	53,5	52,6
Парциальный лебедь: более проницаемой трубки, менее прониц. трубки	д.ед. д.ед.	0,661 0,339	0,744 0,256	0,617 0,383	0,794 0,206	0,589 0,411	0,717 0,283	0,639 0,361
Прирост коэффициента вытеснения	%	7,9	9,1	16,9	17,1	16,6	20,5	8,6
Кратность увеличения парциального дебита менее прониц. трубки	б/р	1,90	1,49	3,58	2,74	3,07	6,15	2,65
Прирост парциального дебита менее прониц. трубки	д.ед.	0,161	0,084	0,276	0,131	0,277	0,237	0,225
Кратность снижения парциального дебита более прониц. трубки	д.ед.	1,24	1,11	1,45	1,16	1,47	1,22	1,35

Таблица 2

№ п/п	Испытываемый способ	Кол-во опытов	К, мд	т, %	Квыг., %	ФС	ОФС
1	0,2% гуар + 0,02 MgO + 0,01АХ в минер. воде	3	283,5	19,25	66,9	<b>43,9</b>	<b>72,6</b>
2	0,3% гуар + 0,02 MgO + 0,02АХ в минер. воде	4	481	19,7	67,6	<b>17,2</b>	<b>50,1</b>
3	0,5% гуар + 0,04 MgO + 0,12АХ в пресн. воде	3	416	18,8	70,0	<b>33,9</b>	<b>109,8</b>
4	0,2% гуар + 0,03 ZnO + 0,02%АХ в минер. воде	2	944	21,05	91,4	<b>34,5</b>	<b>77,7</b>
5	0,5% гуар + 0,05 ZnO + 0,1%АХ в минер. воде	3	329	18,8	73,7	<b>51,8</b>	<b>217,1</b>
6	Прототип (0,2%ксантан + 0,2% ацетат хрома) в пресной воде	5	259	17,9	77,5	<b>22,3</b>	<b>32,8</b>

Таблица 3

Сдвиговая прочность полученных гелей при скорости сдвига $1,8 \text{ сек}^{-1}$ , Па			
Номера композиций (соответствуют № в табл.2)			
2	3	5	6
422	443	432	395

## Формула изобретения

1. Способ регулирования разработки нефтяных месторождений, включающий закачку гелеобразующего состава на основе полисахарида, соединения поливалентного металла, воды и технологическую выдержку для гелеобразования, отличающийся тем, что в качестве полисахарида используют гуаровую камедь, в качестве соединения поливалентного металла используют оксид цинка в присутствии ацетата хрома в минерализованной воде при следующем соотношении компонентов, мас. %:

Гуаровая камедь	0,2-0,5
Оксид цинка	0,03-0,05
Ацетат хрома	0,02-0,1
Вода	Остальное

причем после закачки заданного объема гелеобразующего состава осуществляют технологическую выдержку продолжительностью от 3 до 5 сут.

2. Способ регулирования разработки нефтяных месторождений, включающий закачку гелеобразующего состава на основе полисахарида, соединения поливалентного металла, воды и технологическую выдержку для гелеобразования, отличающийся тем, что в качестве полисахарида используют гуаровую камедь, в качестве соединения поливалентного металла используют оксид магния в присутствии ацетата хрома, как в пресной, так и в минерализованной воде при следующем соотношении компонентов,

мас. %:

Гуаровая камедь	0,2-0,5
Оксид магния	0,02-0,04
Ацетат хрома	0,01-0,12
Вода	Остальное

5

причем после закачки заданного объема гелеобразующего состава осуществляют технологическую выдержку продолжительностью от 3 до 5 сут.

10

15

20

25

30

35

40

45

50