



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ**

**(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ**

(21)(22) Заявка: 2011153233/03, 26.12.2011

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:  
26.12.2011

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 26.12.2011

(45) Опубликовано: 20.06.2013 Бюл. № 17

(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: RU 2292450 C1, 27.01.2007. RU 2060373 C1, 20.05.1996. RU 2086757 C1, 10.08.1997. RU 2215870 C2, 10.11.2003. SU 1544958 A1, 23.02.1990. RU 2401939 C2, 10.05.2010. RU 2143552 C1, 27.12.1999. RU 2339803 C2, 27.11.2008. US 3971449 A, 27.07.1976.

Адрес для переписки:

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

(72) Автор(ы):

**Хисамов Раис Салихович (RU),  
Файзуллин Илфат Нагимович (RU),  
Ибатуллин Равиль Рустамович (RU),  
Варламова Елена Ивановна (RU),  
Ганеева Зильфира Мунаваровна (RU),  
Хисаметдинов Марат Ракипович (RU),  
Ризванов Рафгат Зиннатович (RU),  
Михайлов Андрей Валерьевич (RU),  
Федоров Алексей Владиславович (RU)**

(73) Патентообладатель(и):

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

**(54) СПОСОБ ДОБЫЧИ НЕФТИ**

(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, в частности к способам добычи нефти из неоднородного нефтяного пласта путем регулирования охвата пласта заводнением и перераспределения фильтрационных потоков. Технический результат - повышение эффективности добычи нефти. В способе добычи нефти, включающем предварительное проведение комплекса гидродинамических исследований и закачку в пласт микрогелевого состава, содержащего полиакриламид, сшиватель и воду, при закачке микрогелевого состава дополнительно вводят оксиэтилированный алкилфенол или комплексное поверхностно-активное вещество - ПАВ, при этом микрогелевый

состав получают путем введения в водную суспензию полиакриламида 5-10%-ного водного раствора сшивателя - соли алюминия и одновременно оксиэтилированного алкилфенола или комплексного ПАВ при следующем соотношении компонентов, мас. %: полиакриламид 0,03-0,5, сшиватель - соль алюминия 0,005-0,15, оксиэтилированный алкилфенол или комплексное ПАВ 0,05-0,3, вода остальное, причем перед закачкой микрогелевого состава производят закачку гелеобразующего состава, который получают путем введения в водную суспензию полиакриламида 3-10%-ного водного раствора сшивателя - соли хрома, при следующем соотношении компонентов, мас. %: полиакриламид 0,1-0,5, сшиватель - соль хрома 0,01-0,05, вода остальное. 2 табл., 2 пр.



FEDERAL SERVICE  
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

**(12) ABSTRACT OF INVENTION**(21)(22) Application: **2011153233/03, 26.12.2011**(24) Effective date for property rights:  
**26.12.2011**

Priority:

(22) Date of filing: **26.12.2011**(45) Date of publication: **20.06.2013 Bull. 17**

Mail address:

**423236, Respublika Tatarstan, g. Bugul'ma, ul. M.  
Dzhaliĵa, 32, "TatNIPIneft", Sektor sozdaniĵa i  
razvitĵa promyšlennoj sobstvennosti**

(72) Inventor(s):

**Khisamov Rais Salikhovich (RU),  
Fajzullin Ilfat Nagimovich (RU),  
Ibatullin Ravil' Rustamovich (RU),  
Varlamova Elena Ivanovna (RU),  
Ganeeva Zil'fira Munavarovna (RU),  
Khisametdinov Marat Rakipovich (RU),  
Rizvanov Rafgat Zinnatovich (RU),  
Mikhajlov Andrej Valer'evich (RU),  
Fedorov Aleksej Vladislavovich (RU)**

(73) Proprietor(s):

**Otkrytoe aktsionerное obshchestvo "Tatneft"  
imeni V.D. Shashina (RU)**

**(54) OIL PRODUCTION METHOD**

(57) Abstract:

FIELD: oil and gas industry.

SUBSTANCE: in oil production method involving preliminary performance of a set of hydrodynamic investigations and pumping to the formation of a microgel composition containing polyacrylamide, a cross-linking agent and water, at pumping of microgel composition there additionally added is oxyethylated alkylphenol or complex surface active substance - SAS; at that, microgel composition is obtained by adding to water suspension of polyacrylamide of 5-10% water solution of the cross-linking agent - aluminium salt and at the same time, oxyethylated alkylphenol or complex SAS at the

following component ratio, wt %: polyacrylamide 0.03-0.5, cross-linking agent - aluminium salt 0.005-0.15, oxyethylated alkylphenol or complex SAS 0.05-0.3, and water is the rest; at that, prior to pumping of microgel composition, pumping of a gel-forming compound is performed, which is obtained by adding to water suspension of polyacrylamide of 3-10% water solution of the cross-linking agent - chrome salt, at the following component ratio, wt %: polyacrylamide 0.1-0.5, cross-linking agent - chrome salt 0.01-0.05, and water is the rest.

EFFECT: increasing oil extraction efficiency.

2 ex, 2 tbl

Предложение относится к нефтедобывающей промышленности, в частности к способам добычи нефти из неоднородного нефтяного пласта путем регулирования охвата пласта заводнением и перераспределения фильтрационных потоков за счет снижения проницаемости высокопроницаемых зон пласта и может найти применение при разработке неоднородной по проницаемости и нефтенасыщенности нефтяной залежи.

Известен способ для добычи нефти из неоднородного нефтяного пласта на основе закачки смеси анионного полимера и соли поливалентного металла (патент RU №2215870, МПК E21B 43/22, опубл. 10.11.2003 г.).

Недостатком способа является соотношение сшивающего катиона к анионному звену. При соотношении сшивающего катиона к анионному звену в смеси для закачки в нефтяной пласт, равном 0,01-1,07, происходит резкое снижение вязкоупругих свойств полимерных композиций в результате выделения в отдельную фазу полимерной массы.

Известен способ добычи нефти, включающий закачку в пласт полиакриламида, соли алюминия и воды (патент RU №2086757, МПК E21B 43/22, опубл. 10.08.1997 г.). В нагнетательную скважину закачивают последовательно оторочки растворов полиакриламида (ПАА), пресной воды и соли алюминия. Способ позволяет регулировать время гелеобразования в пласте.

Недостатком данного способа является то, что в пласте не происходит полного перемешивания оторочек ПАА и соли алюминия. Контакт оторочек происходит лишь на границе соприкосновения оторочек ПАА и соли алюминия друг с другом. В результате раствор ПАА и соли алюминия образуется лишь на границе соприкосновения оторочек друг с другом, поэтому не происходит полной эффективной закупорки высокопроницаемых зон пласта и перераспределения фильтрационных потоков.

Также известен состав для добычи нефти, содержащий полиакриламид (ПАА), неионогенное поверхностно-активное вещество и воду (а.с. SU №1544958, МПК E21B 43/22, опубл. 23.02.1990, бюл. №7). Недостатком состава является закачка полиакриламида в виде раствора, подвергающегося в призабойной зоне пласта высоким сдвиговым напряжениям, что увеличивает деструкцию его молекул и ухудшает нефтевытесняющие свойства закачиваемой композиции. Кроме того, использование поверхностно-активного вещества с температурой застывания выше 0°C существенно усложняет технологический процесс закачки, а в зимний период без специального оборудования закачка такого состава невозможна.

Также известен способ разработки нефтяного месторождения (патент RU №2060373, МПК E21B 43/22, опубл. 20.05.1996 г.), включающий закачку в пласт водного раствора полиакриламида и поверхностно-активного вещества (ПАВ), в качестве которого используют биологическое поверхностно-активное вещество (БПАВ) КШАС. Недостатком этого способа является низкая эффективность из-за неудовлетворительных нефтевытесняющих и нефтеотмывающих свойств водного раствора полимера и ПАВ. Несмотря на высокие концентрации БПАВ, он снижает межфазное натяжение воды всего лишь до 30 мН/м.

Наиболее близким по технической сущности к предлагаемому способу является способ добычи нефти, включающий предварительное проведение комплекса гидродинамических исследований и закачку в пласт состава, содержащего, мас. %: полиакриламид 0,05-0,5, соль алюминия 0,0075-0,15 и воду остальное. Указанный состав получают в виде суспензии коллоидных частиц непрерывным дозированием 7-10%-ного водного раствора соли алюминия в водную суспензию полиакриламида

(патент RU №2292450, МПК E21B 43/22, опубл. 27.01.2007 г.).

Недостатком данного способа является то, что образующиеся при взаимодействии полиакриламида и соли поливалентного металла микрогелевые частицы не способны эффективно блокировать высокопроницаемые зоны пласта. Таким образом, для высокопроницаемых зон пласта необходимо использование больших объемов закачиваемого состава для получения положительного результата, т.е. полного отключения высокопроницаемых зон от дальнейшего воздействия на пласт. Это влечет за собой большие расходы на обработку нагнетательных скважин.

Технической задачей предложения является повышение эффективности добычи нефти за счет увеличения охвата пласта вытеснением, повышения коэффициента нефтеизвлечения и экономии используемого сырья при воздействии сшитыми полимерными системами на неоднородные по проницаемости и нефтенасыщенности нефтяные залежи.

Поставленная задача решается способом добычи нефти, включающим предварительное проведение комплекса гидродинамических исследований и закачку в пласт микрогелевого состава, содержащего полиакриламид, сшиватель и воду.

Новым является то, что при закачке микрогелевого состава дополнительно вводят оксиэтилированный алкилфенол или комплексные поверхностно-активные вещества - ПАВ, при этом микрогелевый состав получают путем введения в водную суспензию полиакриламида 5-10%-ного водного раствора сшивателя и одновременно ПАВ при следующем соотношении компонентов, мас. %:

полиакриламид	0,03-0,5
сшиватель - соли алюминия	0,005-0,15
ПАВ	0,05-0,3
вода	остальное,

причем перед закачкой микрогелевого состава производят закачку гелеобразующего состава, который получают путем введения в водную суспензию полиакриламида 3-10%-ного водного раствора сшивателя, при следующем соотношении компонентов, мас. %:

полиакриламид	0,1-0,5
сшиватель - соли хрома	0,01-0,05
вода	остальное.

Анализ патентной и научно-технической литературы позволил сделать заключение об отсутствии технических решений, содержащих существенные признаки заявляемого способа, выполняющих аналогичную задачу, следовательно, предлагаемый способ отвечает критериям "новизна" и "изобретательский уровень".

Для приготовления составов используются следующие реагенты:

- в качестве полиакриламида (ПАА) используют как низкомолекулярные, так и высокомолекулярные ПАА с  $MM=3-12 \cdot 10^6$  и степенью гидролиза 5-20%, например, ПАА марки ДП9-8177, выпускаемый по ТУ 2458-010-70896713-2006, или его аналоги ("Alcoflood 935", "Alcoflood 955", "Alcoflood 1175A", "Polydia PDA-1020" и др.), допущенные к применению в технологических процессах добычи и транспорта нефти;
- в качестве сшивателя для микрогелевого состава используют соли алюминия: сернокислый алюминий СКА ( $Al_2(SO_4)_3 \cdot 18H_2O$ ), хлористый алюминий ( $AlCl_3 \cdot 6H_2O$ ), алюмокалиевые квасцы ( $AlK(SO_4)_2 \cdot 12H_2O$ ), алюмоаммонийные квасцы ( $Al(NH_4)(SO_4)_2 \cdot 12H_2O$ ) и др. Для осуществления способа применяют

концентрированные водные растворы солей алюминия;

- в качестве сшивателя для гелеобразующего состава используют соли хрома: ацетат хрома - АХ ( $\text{CH}_3\text{COO}$ )<sub>3</sub>Cr), хромокалиевые квасцы - ХКК ( $\text{KCr}(\text{SO}_4)_2 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$ ) и другие. Водный раствор ацетата хрома выпускается по ТУ 2499-001-50635131-00;

- в качестве ПАВ используют оксиэтилированный алкилфенол на основе триммеров пропилена Неонол АФ 9-12 или АФ 9-9 (по ТУ 2483-077-05766801-98) производства ОАО "Нижекамскнефтехим", комплексные ПАВ и др. В зимний период (при температуре ниже 0°C) возможно использование комплексных ПАВ с низкой температурой застывания, например, Биксол марки Б 40%-ный (по ТУ 2482-001-91222887-11, Atren SA (по ТУ 2458-032-63121839-2011), Неоминол (по ТУ 2458-001-91222887-11) и др.;

- для приготовления микрогелевого и гелеобразующего составов используют воду производственную или воду с системы поддержания пластового давления на выбранном для реализации предлагаемого способа участке эксплуатационного объекта плотностью от 1,00 до 1,185 г/см<sup>3</sup> и минерализацией от 0,15 до 270 г/л.

Сущность предлагаемого способа заключается в следующем.

На участке неоднородного нефтяного пласта, представленном пластами различной проницаемости (от 0,2 до 1 мкм<sup>2</sup>) и разбуренном как минимум одной нагнетательной и одной добывающей скважинами, проводят комплекс гидродинамических исследований: снимают профиль приемистости пласта нагнетательной скважины и профиль притока добывающих скважин. Приемистость нагнетательной скважины должна быть не менее 100 м<sup>3</sup>/сут и не более 1000 м<sup>3</sup>/сут при максимальном рабочем устьевом давлении закачки от водовода. На основании этих исследований определяют наличие в пласте высокопроницаемых промытых зон, его протяженность по отношению к забою скважины, а также его параметры: толщину, ширину и проницаемость. На основании исследований рассчитывают объем гелеобразующего состава, необходимый для закачки в пласт для полного отключения высокопроницаемых зон от дальнейшего воздействия на пласт. Исходя из параметров неоднородного нефтяного пласта, рассчитывают объем микрогелевого состава, необходимый для закачки в пласт.

Приготовление и закачку составов осуществляют существующими в нефтедобыче стандартными установками (например, УДР-32М, КУДР, Бейкер-САС, ЦА-320 и т.д.). Гелеобразующий состав готовят следующим образом. В воду, поступающую по водоводу с кустовой насосной станции (КНС) минерализацией от 0,15 до 270 г/л, через струйный насос (эжектор) дозируют полиакриламид в виде порошка с концентрацией 0,1-0,5 мас.%. При смешивании полиакриламида с водой образуется суспензия, которая подается в промежуточную емкость. В эту же емкость, например, с помощью дозирочного насоса дозируют 3-10%-ный концентрированный водный раствор сшивателя с конечной концентрацией в закачиваемом составе 0,01-0,05 мас.%. Полученный гелеобразующий состав закачивают в скважину. После закачки гелеобразующего состава осуществляют закачку микрогелевого состава. В воду, поступающую по водоводу с кустовой насосной станции (КНС) минерализацией от 0,15 до 270 г/л, через струйный насос (эжектор) дозируют полиакриламид в виде порошка с концентрацией 0,03-0,5 мас.%. При смешивании полиакриламида с водой образуется суспензия, которая подается в промежуточную емкость. В эту же емкость, например, с помощью дозирочного насоса дозируют концентрированный раствор соли алюминия (5-10 мас.%) с концентрацией в закачиваемом составе 0,005-0,15 мас.%. Одновременно в емкость с суспензией ПАА дозируют ПАВ с концентрацией в

закачиваемом составе 0,05-0,3% мас. В процессе приготовления и закачки осуществляют контроль за качеством состава.

По окончании закачки гелеобразующий и микрогелевый составы продавливают в пласт водой с кустовой насосной станции (КНС) минерализацией от 0,15 до 270 г/л и нагнетательную скважину включают под закачку воды с КНС. После выхода нагнетательной скважины на стабильную приемистость определяют профиль приемистости и снимают кривую восстановления давления (КВД).

Вязкость микрогелевого состава значительно ниже вязкости гелеобразующего состава.

При закачке гелеобразующего состава происходит блокирование высокопроницаемых промытых зон пласта с последующим перераспределением закачиваемого следом микрогелевого низковязкого состава в менее промытые интервалы пласта, что способствует увеличению нефтевытесняющей способности закачиваемого микрогелевого состава за счет снижения межфазного натяжения на границе раздела сред и изменения смачиваемости породы, при этом достигается равномерное вытеснение нефти из незадействованных ранее воздействием зон пласта.

Результатом закачки составов в предлагаемом способе являются повышение коэффициента вытеснения нефти, выравнивание фронта вытеснения закачиваемой воды, подключение в разработку ранее не задействованных воздействием зон пласта, снижение обводненности добываемой продукции.

В высокопроницаемые зоны пласта закачивают гелеобразующий состав, превосходящий по вязкости и прочности состав по прототипу, что позволяет снизить объемы и расход реагентов на обработку скважины, затем закачивают микрогелевый состав, поступающий в пласты со средней и низкой проницаемостью, причем микрогелевый состав имеет высокую гидрофобность. Кроме того, присутствие ПАВ в микрогелевом составе снижает межфазное натяжение на границе раздела сред и улучшает его нефтевытесняющие свойства. Кроме того, микрогелевый и гелеобразующий составы после закачки в пласты создают высокие фильтрационные сопротивления, в результате чего происходит блокирование высокопроницаемых зон пласта и подключение к разработке незадействованных ранее воздействием зон пласта.

Причем результатом добавления ПАВ в микрогелевый состав является увеличение нефтевытесняющей способности закачиваемого состава за счет изменения смачиваемости породы, а именно увеличения гидрофобизации поверхности породы пласта с целью подключения к разработке застойных и слабодренируемых зон пласта.

Для оценки нефтевытесняющей способности составов использовали показатель межфазного натяжения водных растворов поверхностно-активных веществ на границе «нефть-вода» в воде различной минерализации. Результаты приведены в табл.1.

Таблица 1					
Наименование ПАВ	Межфазное натяжение, мН/м на границе "нефть-вода"			Минерализация воды, г/см <sup>3</sup>	Температура застывания ПАВ, °С
	0,05% р-р ПАВ	0,1% р-р ПАВ	0,3% р-р ПАВ		
1	2	3	4	5	6
АФ9-6	8,15	7,41	6,67	1,00	8-10
АФ9-12	4,65	3,91	3,17	1,00	13-17
Атрен	4,37	3,11	2,81	1,00	-20
Биксол марки Б	2,18	1,93	1,61	1,00	-20
Неоминол	6,39	4,57	4,2	1,00	-20
АФ9-6	15,1	13,85	13,06	1,09	8-10

	АФ9-12	5,6	4,3	3,56	1,09	13-17
	Atren	3,37	2,97	2,617	1,09	-20
	Биксол марки Б	1,57	0,782	0,431	1,09	-20
	Неоминол	7,28	4,31	2,9	1,09	-20
5	АФ9-6	16,98	15,21	14,87	1,18	8-10
	АФ9-12	7,6	5,4	4,66	1,18	13-17
	Atren	3,41	3,08	2,93	1,18	-20
	Биксол марки Б	2,99	1,11	0,931	1,18	-20
10	Неоминол	8,98	6,65	3,11	1,18	-20

Анализ полученных данных показывает, что при использовании поверхностно-активных веществ Atren и Биксол марки Б достигается наименьшее значение межфазного натяжения на границе «нефть-вода», что позволяет изменять смачиваемость породы, а именно достичь увеличения гидрофобизации поверхности породы пласта с целью подключения к разработке застойных и слабодренируемых зон пласта. Также у вышеперечисленных поверхностно-активных веществ температура застывания составляет до минус 20°С, что позволяет применять их в зимний период времени.

Нефтевытесняющий и потокоотклоняющий потенциал составов исследовали на моделях пористых сред после первичного вытеснения нефти водой и конечный - после закачки микрогелевого и гелеобразующего составов. При концентрациях ПАА ниже 0,03 мас.% и сшивателя для микрогелевого состава ниже 0,005 мас.% не происходит образования микрогелевого состава. А при концентрациях ПАА выше 0,5 мас.% и сшивателя для микрогелевого состава выше 0,15 мас.% использование микрогелевого состава экономически не выгодно. При добавлении ПАВ в микрогелевый состав концентрацией ниже 0,05 мас.% не происходит снижение межфазного натяжения на границе "нефть-вода", а добавление ПАВ в микрогелевый состав концентрацией выше 0,3 мас.% нецелесообразно с экономической точки зрения. При концентрациях ПАА ниже 0,1 мас.% и сшивателя для гелеобразующего состава ниже 0,01 мас.% не происходит образования гелеобразующего состава. А при концентрациях ПАА выше 0,5 мас.% и сшивателя для гелеобразующего состава выше 0,05 мас.% использование гелеобразующего состава экономически не выгодно. Объем закачки микрогелевого и гелеобразующего составов составляет для предлагаемого способа и прототипа 30% от объема пор при следующем соотношении компонентов, мас.%:

микрогелевый состав:

полиакриламид	0,03-0,5
сшиватель - соли алюминия	0,005-0,15
ПАВ	0,05-0,3
вода	остальное,

гелеобразующий состав:

полиакриламид	0,1-0,5
сшиватель - соли хрома	0,01-0,05
вода	остальное.

Для оценки нефтевытесняющей способности составов использовали коэффициент вытеснения нефти из слоисто-неоднородной пористой среды. Результаты

фильтрационных исследований приведены в табл.2.

Анализ полученных результатов исследований проведен на основе основного фильтрационного параметра - остаточного фактора сопротивления (ОФС), который показывает, как изменилась проницаемость поровой среды после фильтрации через нее предлагаемого состава.

Как видно из табл.2, ОФС по предлагаемому способу добычи нефти возрастает по сравнению с прототипом в среднем в 10-15 раз. Прирост коэффициента нефтевытеснения по предлагаемому способу добычи нефти возрастает по сравнению с прототипом в среднем в 1,5-2 раза.

15

20

25

30

35

40

45

50

Таблица 2

№ п.п.	Состав	Массовая доля, %						Поро- вый объем, см <sup>3</sup>	Начальная проницае- мость по воде, мкм <sup>2</sup>	Конечная проницае- мость по воде, мкм <sup>2</sup>	Прирост коэф- фициента неф- тевытеснения, %	Остаточный фактор со- противления
		ПАА	Соли хрома	Соль алюминия	ПАВ	Вода						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1	1	0,1	0,01			99,89	100	0,672	0,0106	0,4	63,27	
	2	0,03		0,005	0,05	99,911	90	0,238	0,0142	3,1	16,73	
2	1	0,1	0,01			99,89	100	0,727	0,0103	0,3	70,54	
	2	0,03		0,005	0,1	99,861	90	0,253	0,0172	3,8	14,67	
3	1	0,1	0,01			99,89	105	0,963	0,0158	0,7	60,74	
	2	0,03		0,005	0,3	99,661	90	0,352	0,0202	4,0	17,34	
4	1	0,1	0,01			99,89	110	1,247	0,0149	0,6	83,27	
	2	0,1		0,03	0,05	99,82	100	0,534	0,0251	2,9	21,27	
5	1	0,1	0,01			99,89	110	1,432	0,0184	1,0	77,63	
	2	0,1		0,03	0,1	99,77	100	0,493	0,0324	4,0	22,17	
6	1	0,1	0,01			99,89	115	1,554	0,0227	0,8	68,34	
	2	0,1		0,03	0,3	99,57	100	0,612	0,0333	4,2	18,34	
7	1	0,1	0,01			99,89	110	1,271	0,0149	0,7	85,13	
	2	0,3		0,09	0,05	99,56	100	0,478	0,0187	2,3	25,56	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
8	1	0,1	0,01			99,89	115	1,503	0,0192	1,2	78,34
	2	0,3		0,09	0,1	99,51	100	0,531	0,0238	3,2	22,31
9	1	0,1	0,01			99,89	115	1,862	0,026	0,6	71,64
	2	0,3		0,09	0,3	99,31	100	0,537	0,0312	3,3	17,32
10	1	0,1	0,01			99,89	115	1,717	0,0217	1,1	79,12
	2	0,5		0,15	0,05	99,3	100	0,664	0,0231	2,5	20,68
11	1	0,1	0,01			99,89	120	1,937	0,0285	1,3	67,96
	2	0,5		0,15	0,1	99,25	100	0,713	0,0216	2,9	33,01
12	1	0,1	0,01			99,89	120	2,051	0,0347	0,9	59,10
	2	0,5		0,15	0,3	99,05	100	1,038	0,0296	2,9	35,06
13	1	0,3	0,03			99,67	110	1,137	0,0097	0,4	117,34
	2	0,03		0,005	0,05	99,911	90	0,357	0,0243	3,1	14,67
14	1	0,3	0,03			99,67	100	0,756	0,0058	1,3	129,71
	2	0,03		0,005	0,1	99,861	90	0,324	0,0262	4,1	12,37
15	1	0,3	0,03			99,67	110	1,374	0,011	0,9	124,57
	2	0,03		0,005	0,3	99,661	90	0,368	0,024	4,2	13,91
16	1	0,3	0,03			99,67	110	1,448	0,012	0,9	120,08
	2	0,1		0,03	0,05	99,82	100	0,738	0,030	3,2	24,38

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
17	1	0,3	0,03			99,67	120	1,884	0,0151	0,4	124,67
	2	0,1		0,03	0,1	99,77	100	0,583	0,0281	4,3	20,75
18	1	0,3	0,03			99,67	110	1,247	0,0099	1,0	126,34
	2	0,1		0,03	0,3	99,57	100	0,551	0,0232	4,3	23,74
19	1	0,3	0,03			99,67	110	1,352	0,0114	1,1	118,63
	2	0,3		0,09	0,05	99,56	100	0,474	0,0156	3,0	30,24
20	1	0,3	0,03			99,67	115	1,756	0,015	1,0	116,64
	2	0,3		0,09	0,1	99,51	100	0,572	0,0217	3,3	26,36
21	1	0,3	0,03			99,67	115	1,662	0,0136	0,9	121,74
	2	0,3		0,09	0,3	99,31	100	0,678	0,0187	3,4	36,25
22	1	0,3	0,03			99,67	120	1,873	0,0166	0,8	112,78
	2	0,5		0,15	0,05	99,3	100	0,712	0,0181	2,6	39,34
23	1	0,3	0,03			99,67	110	1,433	0,0121	1,1	118,31
	2	0,5		0,15	0,1	99,25	100	0,625	0,0127	2,8	49,21
24	1	0,3	0,03			99,67	110	1,328	0,0107	1,0	123,47
	2	0,5		0,15	0,3	99,05	100	0,676	0,0138	2,8	48,98
25	1	0,5	0,05			99,45	110	1,244	0,0079	0,8	157,38
	2	0,03		0,005	0,05	99,911	100	0,473	0,0232	3,5	20,37

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
26	1	0,5	0,05			99,45	110	1,427	0,0089	1,0	160,74
	2	0,03		0,005	0,1	99,861	100	0,564	0,0316	3,7	17,86
27	1	0,5	0,05			99,45	120	1,953	0,0115	1,1	169,67
	2	0,03		0,005	0,3	99,661	100	0,627	0,047	3,6	13,28
28	1	0,5	0,05			99,45	110	1,363	0,0083	0,8	163,71
	2	0,1		0,03	0,05	99,82	100	0,735	0,0292	3,4	25,17
29	1	0,5	0,05			99,45	120	1,937	0,0105	1,0	184,58
	2	0,1		0,03	0,1	99,77	100	0,687	0,0307	3,8	22,35
30	1	0,5	0,05			99,45	120	2,134	0,0137	1,0	156,17
	2	0,1		0,03	0,3	99,57	110	1,058	0,0352	3,8	30,05
31	1	0,5	0,05			99,45	120	1,973	0,0116	0,6	169,37
	2	0,3		0,09	0,05	99,56	100	0,754	0,020	2,8	37,58
32	1	0,5	0,05			99,45	110	1,227	0,0069	0,7	177,15
	2	0,3		0,09	0,1	99,51	100	0,536	0,0153	3,1	35,03
33	1	0,5	0,05			99,45	120	2,217	0,0134	0,1	165,45
	2	0,3		0,09	0,3	99,31	110	1,134	0,0277	3,2	40,94
34	1	0,5	0,05			99,45	120	1,875	0,0108	0,4	173,61
	2	0,5		0,15	0,05	99,3	110	1,076	0,0225	3,0	47,82

5  
10  
15  
20  
25  
30  
35  
40  
45  
50

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
35	1	0,5	0,05			99,45	110	1,247	0,0068	0,6	183,38
	2	0,5		0,15	0,1	99,25	100	0,735	0,0133	3,4	55,17
36	1	0,5	0,05			99,45	120	1,938	0,0098	0,1	197,75
	2	0,5		0,15	0,3	99,05	100	0,753	0,0182	3,7	41,38
Прототип											
1	1	0,03		0,009		99,961	120	0,764	0,248	0,6	3,07
							100	0,327	0,266	2,3	1,23
2	1	0,1		0,03		99,87	130	1,265	0,536	0,8	2,36
							110	0,633	0,441	2,8	1,43

Пример конкретного выполнения.

Пример 1 (прототип). Опытный участок с нагнетательной скважиной и четырьмя добывающими скважинами расположен в пределах Абдрахмановской площади

Ромашкинского месторождения, эксплуатационный объект которой представлен терригенными коллекторами. Проводят гидродинамические исследования, по результатам исследований определяют объем закачки составов, концентрацию составляющих реагентов, начальную приемистость нагнетательной скважины, которая составила 548 м<sup>3</sup>/сут при 8,6 МПа.

В нагнетательную скважину закачивают состав в объеме 1000 м<sup>3</sup>, мас. %: полиакриламид ПАА - 0,1, сернокислый алюминий СКА - 0,03, вода - 99,87, указанный состав получают в виде суспензии коллоидных частиц непрерывным дозированием 10%-ного концентрированного водного раствора СКА в водную суспензию ПАА. Закачка состава производилась в течение 6 сут. Приемистость скважины после закачки состава составила 450 м<sup>3</sup>/сут при 8,6 МПа.

После проведения закачки технологический эффект по добывающим скважинам длился в течение 14 месяцев. По двум добывающим скважинам дебит нефти увеличился от 12,1 до 37,5%. По двум добывающим скважинам дебит нефти уменьшился от 15,7 до 42,9%. Дополнительная добыча нефти составила 934 т на данный участок за время технологического эффекта.

Пример 2 (предлагаемый способ). Опытный участок с нагнетательной скважиной и тремя добывающими скважинами расположен в пределах Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения, эксплуатационный объект которой представлен терригенными коллекторами. Проводят гидродинамические исследования, по результатам исследований определяют объем закачки составов, концентрацию составляющих реагентов, начальную приемистость нагнетательной скважины, которая составила 580 м<sup>3</sup>/сут при 8,4 МПа, определяют наличие высокопроницаемых зон, их параметры.

В нагнетательную скважину закачивают гелеобразующий состав в объеме 200 м<sup>3</sup>, мас. %: полиакриламид ПАА - 0,15, хромкалиевые квасцы ХКК - 0,015, вода - 99,835, указанный состав получают в виде суспензии коллоидных частиц непрерывным дозированием концентрированного водного раствора ХКК в водную суспензию ПАА. Затем закачивают микрогелевый состав в объеме 400 м<sup>3</sup>, мас. %: полиакриламид ПАА - 0,1, сернокислый алюминий СКА - 0,015, поверхностно-активное вещество Atren SA - 0,05, вода - 99,835, указанный состав получают в виде суспензии коллоидных частиц непрерывным дозированием концентрированного водного раствора СКА и ПАВ в водную суспензию ПАА. Общий объем закачиваемых составов - 600 м<sup>3</sup>. Закачка составов производилась в течение 4 суток.

В процессе закачки давление увеличилось на 30,1%, приемистость скважины после закачки состава уменьшилась на 51,2% (270 м<sup>3</sup>/сут при 8,4 МПа) при равных значениях давления, что является свидетельством отключения высокопроницаемых промытых зон пласта и вовлечения в активную разработку неохваченных ранее заводнением интервалов. После проведения закачки составов в нагнетательную скважину дебиты нефти по добывающим скважинам участка увеличились от 32 до 54%, обводненность продукции снизилась от 2,5 до 12,7%. Дополнительная добыча нефти составила 2314 т на данный участок во время технологического эффекта.

Технологическое преимущество предлагаемого способа в сравнении с прототипом заключается в снижении объемов закачки составов в скважину и уменьшении времени на проведение технологического процесса закачки. Кроме того, преимуществами заявляемого способа являются полная закупорка высокопроницаемых зон пласта гелеобразующим составом и перераспределение фильтрационных потоков за счет

закачки микрогелевого состава и снижения проницаемости наиболее проницаемых зон пласта, а также отсутствие адсорбции состава в пласте.

5 Таким образом, предлагаемый способ обеспечивает равномерное распределение закачиваемых составов в неоднородных по проницаемости зонах пласта, повышение  
 10 эффективности добычи нефти путем регулирования профиля приемистости нагнетательной скважины за счет увеличения охвата пласта заводнением, вовлечения в разработку наиболее низкопроницаемых нефтенасыщенных участков пласта и увеличения их нефтеотдачи, повышения коэффициента нефтеизвлечения, блокирования высокопроницаемых зон гелеобразующим составом и, как следствие, снижение обводненности добываемой продукции скважин.

#### Формула изобретения

15 Способ добычи нефти, включающий предварительное проведение комплекса гидродинамических исследований и закачку в пласт микрогелевого состава, содержащего полиакриламид, сшиватель и воду, отличающийся тем, что при закачке микрогелевого состава дополнительно вводят оксиэтилированный алкилфенол или комплексное поверхностно-активное вещество - ПАВ, при этом микрогелевый состав  
 20 получают путем введения в водную суспензию полиакриламида 5-10%-ного водного раствора сшивателя - соли алюминия и одновременно оксиэтилированного алкилфенола или комплексного ПАВ при следующем соотношении компонентов, мас. %:

25	полиакриламид	0,03-0,5
	сшиватель - соль алюминия	0,005-0,15
	оксиэтилированный алкилфенол или комплексное ПАВ	0,05-0,3
	вода	остальное,

30 причем перед закачкой микрогелевого состава производят закачку гелеобразующего состава, который получают путем введения в водную суспензию полиакриламида 3-10%-ного водного раствора сшивателя - соли хрома, при следующем соотношении компонентов, мас. %:

35	полиакриламид	0,1-0,5
	сшиватель - соль хрома	0,01-0,05
	вода	остальное

40

45

50