ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ

РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

REPUBLIC OF KAZAKHSTAN

ПАТЕНТ
PATENT

№ 35212

ӨНЕРТАБЫСҚА / НА ИЗОБРЕТЕНИЕ / FOR INVENTION

(21) 2020/0128.1

(22) 25.02.2020

(45) 27.08.2021

(54) Мұнай-газ кенорнының өнімді қабатынан мұнайды ығыстыру тиімділігін арттыру тәсілі
Способ повышения эффективности вытеснения нефти из продуктивного пласта нефтегазового месторождения
Method of increasing the efficiency of oil displacement from the productive formation of oil and gas fields

(73) «Ғылыми-зерттеу және жобалау мұнай және газ институты» акционерлік қоғамы (KZ)
Акционерное общество «Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа» (KZ)
«Scientific-Research and Design Institute of Oil and Gas» Joint-Stock Company (KZ)

(72)

Муллаев Берт Тау-Султанович (KZ)	Mullaev Bert Tau-Sultanovich (KZ)
Герштанский Игорь Олегович (KZ)	Gershtanskiy Igor Olegovich (KZ)
Саенко Анна Евгеньевна (KZ)	Saenko Anna Evgenevna (KZ)
Садуева Гульмира Кудайбергеновна (KZ)	Sadueva Gulmira Kudaibergenovna (KZ)
Серкебаева Базаргул Серкебаевна (KZ)	Serkebaeva Bazargul Serkebaevna (KZ)

ЭЦҚ қол қойылды — Е. Оспанов
Подписано ЭЦП — Е. Оспанов
Signed with EDS — Y. Ospanov

«Ұлттық зияткерлік меншік институты» РМК директоры
Директор РГП «Национальный институт интеллектуальной собственности»
Director of the «National Institute of Intellectual Property» RSE

Патентті күшінде ұстау ақысы уақытылы төленген жағдайда патенттің күші
Қазақстан Республикасының бүкіл аумағында қолданылады.

Патентке өнертабыстың толық сипаттамасы www.kazpatent.kz ресми сайтында
«Қазақстан Республикасының өнертабыстарының мемлекеттік тізілімі» бөлімінде қолжетімді.

* * *

Действие патента распространяется на всю территорию Республики Казахстан
при условии своевременной оплаты поддержания патента в силе.

Полное описание изобретения к патенту доступно на официальном сайте www.kazpatent.kz
в разделе «Государственный реестр изобретений Республики Казахстан».

* * *

Subject to timely payment for the maintenance of the patent in force
the patent shall be effective on the entire territory of the Republic of Kazakhstan.

Full description of the patent for invention are available on the official website www.kazpatent.kz
in the section «State Register of Inventions of the Republic of Kazakhstan».

Қазақстан Республикасы Әділет министрлігінің
«Ұлттық зияткерлік меншік институты» РМК
Нұр-Сұлтан қаласы, Мәңгілік Ел даңғылы, ғимарат 57А

РГП «Национальный институт интеллектуальной собственности»
Министерства юстиции Республики Казахстан
Город Нур-Султан, проспект Мангилик Ел, здание 57А

«National Institute of Intellectual Property» RSE,
Ministry of Justice of the Republic of Kazakhstan
Nur-Sultan, 57A Mangilik El Avenue

Тел./Tel.: +7 (7172) 62-15-15
E-mail: kazpatent@kazpatent.kz
Website: www.kazpatent.kz

ВЫПИСКА ИЗ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕЕСТРА ИЗОБРЕТЕНИЙ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

РГП "НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИНСТИТУТ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ" МИНИСТЕРСТВА ЮСТИЦИИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Статус: Действует

(11) № охранного документа	35212
(12)	Патент на изобретение
(21) Номер заявки	2020/0128.1
(22) Дата подачи заявки	25.02.2020
(51) МПК	E21B 43/12, E21B 43/16, E21B 43/20
(54) Название	Способ повышения эффективности вытеснения нефти из продуктивного пласта нефтегазового месторождения
(73) Патентообладатель	Акционерное общество «Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа» (KZ)
(72) Автор(-ы)	Муллаев Берт Тау-Султанович Муллаев Берт Тау-Султанович Mullaev Bert Tau-Sultanovich(KZ); Саенко Анна Евгеньевна Саенко Анна Евгеньевна Saenko Anna Evgenevna(KZ); Герштанский Игорь Олегович Герштанский Игорь Олегович Gershtanskiy Igor Olegovich (KZ); Садуева Гульмира Кудайбергеновна Садуева Гульмира Кудайбергеновна Sadueva Gulmira Kudaibergenovna(KZ); Серкебаева Базаргул Серкебаевна Серкебаева Базаргул Серкебаевна Serkebaeva Bazargul Serkebaevna(KZ)
(45) Номер и дата бюллетеня	№ 34 - 27.08.2021
Срок действия	25.02.2023

Дата формирования выписки: **17.11.2021**

KAZPATENT

РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

(19) **KZ** (13) **B** (11) **35212**
(51) ***E21B 43/1***2 (2006.01)
E21B 43/16 (2006.01)
E21B 43/20 (2006.01)

МИНИСТЕРСТВО ЮСТИЦИИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ
К ПАТЕНТУ

(21) 2020/0128.1
(22) 25.02.2020
(45) 27.08.2021, бюл. №34
(72) Муллаев Берт Тау-Султанович; Герштанский Игорь Олегович; Саенко Анна Евгеньевна; Садуева Гульмира Кудайбергеновна; Серкебаева Базаргул Серкебаевна
(73) Акционерное общество «Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа»
(56) Г.Д. Тулешева, О.Б. Саенко. Повышение нефтеотдачи на месторождениях Мангышлака. Журнал «Нефтепромысловое дело», 8/2016. https://elibrary.ru/item.asp?id=26426757
RU 2209954 C1, 10.08.2003 (формула)
RU 2592005 C1, 20.07.2016 (реферат)
KZ 27065 A4, 14.06.2013 (реферат)

(54) **СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ИЗ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

(57) Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности и может быть использовано для повышения эффективности вытеснения из пласта нефтегазового месторождения нефти водными растворами неионогенных поверхностно-активных веществ (НПАВ) за счет учета геолого-промысловых особенностей пласта, зависящего от коэффициента подвижности системы вытеснения, определяемой вязкостью нефти.

Если коэффициент подвижность системы вытеснения отвечает условию (1)

$$7 \le \bar{\mu}_{пл}(\bar{\mu}_{пл} = \mu_{н\,пл}/\mu_{в\,пл}) \le 15,$$

то в качестве ПАВ используют нефтерастворимый НПАВ и нагнетание в пласт осуществляют водный раствор НПАВ концентрацией 5,0% вес., объемом n=15% от порового объема пласта в виде «оторочки», проталкиваемой затем обычной водой.

Если коэффициент подвижность системы вытеснения отвечает условию (2.1)

$$\bar{\mu}_{пл}(\bar{\mu}_{пл}\mu_{н\,пл}/\mu_{в\,пл}) \le 15,$$

то в качестве ПАВ используют водорастворимый НПАВ концентрацией до 5% вес., объемом n=15% от порового объема пласта в виде «оторочки», проталкиваемого водой. Если коэффициент подвижность системы вытеснения отвечает условию (2.2)

$$7 \ge \bar{\mu}_{пл}(\bar{\mu}_{пл}\mu_{н\,пл}/\mu_{в\,пл}),$$

то в качестве ПАВ используют нефтерастворимый НПАВ концентрации 0,5 - 1.0% вес., объемом n=25% от порового объема пласта в виде «оторочки», проталкиваемой водой.

Во всех случаях объем «оторочки» $\Sigma Q_{BV\ НПАВ}$ определяют из выражения (3)

$$\Sigma Q_{BV\ НПАВ} = n\Sigma Q_{Н\ извл\ НПАВ\ max}/\rho_{н},\ м^3,$$

где n-доля порового объема «оторочки» от общего объема, %; $\Sigma Q_{Н\ НПАВ\ извл\ max}$ - суммарный максимальный объем извлеченной нефти; $\rho_н$-плотность нефти в ст. усл., т/м^3.

Во всех случаях расход товарного продукта $\Sigma G_{BV\ НПАВ}$ соответствующего объема «оторочки» n определяют из выражения (6)

$$\Sigma G_{Н\,ПАВ} = C_{НПАВ}\Sigma Q_{BV\ НПАВ}/(100 - C_{НПАВ}),\ кг,$$

где $\Sigma Q_{BV\ НПАВ}$-объем водного раствора НПАВ, который необходимо закачать в пласт в виде «оторочки», м^3; $C_{НПАВ}$-соответствующая массовая концентрация НПАВ.

Изобретения имеет ограничения: по температуре до 70°С; по минерализации пластовой воды до 200 г/м3; по глинистости пласта до 10%; по проницаемости коллекторов до 1,0 мкм^2; по толщине пласта до 15 м; по обводненности до 90%.

При реализации изобретения нет ограничений по системе разработки пласта; по возможности одновременного применения других методов увеличения нефтеотдачи (МУН), не нарушающих достигнутую величину коэффициента подвижности системы вытеснения нефти водой.

(19) KZ (13) B (11) 35212

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности и может быть использовано для повышения эффективности вытеснения нефти из продуктивного пласта нефтегазового месторождения водными растворами поверхностно-активных веществ (ПАВ).

В мировой практике нефтедобычи постоянно возрастают объемы внедрения методов увеличения нефтеотдачи пластов (МУН). Однако выбор МУН применительно к геолого-промысловым условиям того или иного нефтегазового месторождения, разрабатываемого с поддержанием пластового давления путем закачки воды в продуктивный пласт, долгое время производился без учета подвижности системы вытеснения нефти водой. Понятие о коэффициенте подвижности системы вытеснения нефти водой при разработке месторождений впервые ввел М. Маскет в 1937 г. [Нечаева Е.В. «Влияние снижения забойного давления ниже давления насыщения на эффективность выработки запасов». Автореферат диссертации на соискание ученой степени к.т.н.: специальность Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. Российский Госуниверситет нефти и газа им. И. М. Губкина. М. 2010 г., с. 24.]

Коэффициент вытеснения нефти водой характеризует полноту вытеснения нефти из пустотного пространства пород-коллекторов и определяется соотношением объема вытесненной из порового пространства нефти $V_{н\ выт}$ к ее начальному объему $V_{н\ нач}$.

Позднее определены оптимальные пределы значения коэффициента подвижности системы вытеснения нефти водой $\bar{\mu}_{пл} = \mu_{н\,пл}/\mu_{в\,пл}$, обеспечивающие эффективность раз- работки нефтегазовых месторождений, которое отмечено в уровне техники. [Желтов Ю.В., Кудинов В.И., Малофеев Г.Е. // «Разработка сложнопостроенных месторождений вязкой нефти в карбонатных коллекторах». М. Нефть и газ. 1997 г. Стр. 64.]

$$7 \leq \bar{\mu}_{пл}(\bar{\mu}_{пл} = \mu_{н\,пл}/\mu_{в\,пл}) \leq 15, \qquad (1)$$

где $\mu_{н\,пл}$ и $\mu_{в\,пл}$ -динамические вязкости нефти и воды в пластовых условиях.

При соблюдении рекомендуемых пределов величины коэффициента подвижности системы вытеснения нефти водой по условию (1) процесс коэффициента подвижности системы вытеснения нефти водой за рекомендованные пределы, соответствуя условию

$$7 \geq \bar{\mu}_{пл}(\bar{\mu}_{пл} = \mu_{н\,пл}/\mu_{в\,пл}) \geq 15, \qquad (2)$$

процесс вытеснения сопровождается опережающим прорывом закачиваемой воды (фиг.1, Б).

Процесс вытеснения нефти водой, характеризующийся опережающим прорывом закачиваемой воды (см. фиг.1, Б), более наглядно представлен на фиг. 2.

Когда коэффициент подвижности системы вытеснения нефти водой выходит за пределы рекомендованного условия (1), соответствуя условию

$$\bar{\mu}_{пл}(\bar{\mu}_{пл} = \mu_{н\,пл}/\mu_{в\,пл}) \leq 15, \qquad (2.1)$$

то это связано с вытеснением водой нефти повышенной вязкости.

Для повышения эффективности вытеснения нефти из продуктивного пласта нефтегазового месторождения, содержащую вязкую нефть, применяется технология вытеснения вязкой нефти загущенной водой, включающая закачку в пласт водного раствора высокомолекулярного растворимого в воде полиакриламида (ПАА) с концентрацией 0,05-0,1% вес. Для оптимизации этого процесса в продуктивный пласт закачивают оторочку водного раствора ПАА примерно 15% от порового объема пласта, которую затем проталкивают обычной водой. [Ю.В. Желтов, В.И. Кудинов, Г.Е. Малофеев. // «Разработка сложнопостроенных месторождений вязкой нефти в карбонатных коллекторах». М.-«Нефть и газ». 1997 г.] Способ определения величины оптимальной вязкости загущенной воды при вытеснении нефти загущенной водой защищен Патентом РК№27509. [Муллаев Б.Т., Курбанба- ев М.И., Саенко О.Б. и др.//Патент №27509 от 14.07.2011 г. «Способ разработки продуктивного пласта месторождения вытеснением вязкой нефти загущенной водой».]

Когда же величина коэффициента подвижности системы вытеснения нефти водой выходит за пределы условия (1), соответствуя условию

$$7 \geq \bar{\mu}_{пл}(\bar{\mu}_{пл}\mu_{н\,пл}/\mu_{в\,пл}), \qquad (2.2)$$

то это связано с вытеснением водой нефти пониженной вязкости, и для повышения эффективности вытеснения нефти из пласта процесс вытеснения нефти водой рекомендуется осуществлять при пластовом давлении ниже давления насыщения нефти газом ($P_{пл}<P_{нас}$)

Технология разработки продуктивного пласта нефтегазового месторождения при пластовом давлении ниже давления насыщения нефти газом ($P_{пл}<P_{нас}$) и способ определения оптимальной величины пластового давления при реализации этой технологии защищены Патентом РК №28081 и опубликованы. [1. Муллаев Б.Т., Герштанский О.С., Абитова А.Ж. и др. Патент №28081 РК от 08.02.2013г. «Способ оптимизации пластового давления при разработке продуктивного пласта нефтегазового месторождения». 2. Г.Д. Тулешева, О.Б. Саенко. «Повышение нефтеотдачи на месторождениях Мангышлака». Журнал «Нефтепромысловое дело», 8/2016 г.]

Однако при разработке нефтегазовых месторождений для увеличения коэффициента извлечения нефти (КИН), задолго до применения в качестве вытесняющего агента загущенной воды или технологии разработки продуктивного пласта на режиме $P_{пл}<P_{пл\ нас}$ (Патент №28081), получили применение технологии закачки в пласт водных растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ).

Начало применения ПАВ в нефтедобыче относится к 50-ым гг. XX века. Примерная классификация ПАВ дана на фиг.3.

В представленной классификации ПАВ подразделяются на водо- и нефтерастворимые реагенты. При закачке в пласт водного раствора ПАВ эффективность вытеснения нефти водой обеспечивается тем, что ПАВ адсорбируются на поверхности поровых кана- лов и на границах раздела «нефть - вода», снижая межфазные поверхностные натяжения (МФН). Это снижает прочность адсорбционных пленок на границе «нефть - порода - раствор ПАВ», повышает смачиваемость породы водой. При этом агрегативно устойчивая водонефтяная эмульсия «нефть в воде» хорошо отмывается, в результате чего эффективность вытеснения нефти водным раствором ПАВ возрастает (фиг.3). [Бауыржан Е. Магистрант 6М070800-«Нефтегазовое дело». Статья «Повышение нефтеотдачи пластов на основе закачки ПАВ на месторождении Узень». Научный руководитель.: к.х.н., доцент Нуранбаева Б.М. Казахский национальный технический университет имени К.И. Сатпаева, г. Алматы, Казахстан.]

При вытеснении нефти водным раствором ПАВ максимальный прирост коэффициента извлечения нефти (КИН) относительно вытеснением чистой водой составляет 2,2 - 2,7%. Несколько больший прирост КИН получен на моделях малопроницаемых пористых средах (3,5 - 4,0%). Метод вытеснении нефти водным раствором ПАВ рекомендуется для залежей с водонасыщенностью не более 15% (с учетом способности реагента к селективной адсорбции на стенках водонасыщенных пустот породы), при вязкости пластовой нефти 5 - 30 мПа×с, проницаемости пласта <0,03 - 0,04 мкм^2, температуре пласта до 70°С.

Для достижения экономической эффективности технологии вытеснении нефти водным раствором ПАВ используется метод «оторочки», предусматривающий создание в пласте вала воды, облагороженного ПАВ, проталкиваемого затем обычной водой.

Существенным достоинством технологии вытеснении нефти водным раствором ПАВ является простота применения, обеспечившая этой технологии быстрое внедрение.

При разработке нефтегазовых месторождений для повышения КИН в качестве ПАВ широкое применение нашли неионогенные поверхностно-активные вещества (НПАВ). [Бисембаева К. Т., Мухамбетярова А. Н. «Вытеснения нефти водными растворами неионогенных поверхностно-активных веществ (НПАВ)». Молодой ученый. 2014. №8. Стр. 143-145.] Прототип.

Как следует из информации, представленной в статье-Прототипе, по мнению многих исследователей, преимущество НПАВ заключается в их хорошей десорбции с поверхности породы при последующей закачке воды, совместимости с водами высокой минерализации и значительно меньшей адсорбции по сравнению с ионогенными ПАВ.

Многочисленные экспериментальные исследования, проведенные ТатНИПИнефть, показали, что применение концентрированных растворов НПАВ в условиях первичного вытеснения нефти из моделей терригенных пород существенно улучшает процесс вытеснения нефти. Максимальный прирост коэффициента вытеснения по сравнению с водой составил 2,2 - 2,7%. Несколько больший прирост коэффициента вытеснения (3,5 - 4,0% получен при использовании моделей малопроницаемых пористых сред.

Согласно выше приведенной классификации (см. рис. 1), НПАВ подразделяются на водо- и маслорастворимые(нефтерастворимые) реагенты.

В качестве НПАВ широко используются экологически безопасные неионогенные водо- и нефтерастворимые реагенты типа ОП-10, АФ9-4, АФ9-6, АФ9-10, АФ9-12, биоразлагаемость которых при концентрации 20-30 мг/л составляет <90%, малочувствительные к солям, хорошо совместимые с другими реагентами.

Рекомендуемая концентрация НПАВ в закачиваемой воде - 0,05 - 0,10% вес. Применение методов НПАВ - простой и экономичный способ увеличения КИН.

Критериями применимости методов НПАВ являются:

- ✓ температура пласта до 70°С;
- ✓ минерализация пластовой воды до 200 г/м^3;
- ✓ толщина нефтенасыщенного пласта до 15 м.

Неблагоприятными факторами применимости методов НПАВ являются:

- ➢ трещиноватость пласта;
- ➢ глинистость более 10 %;
- ➢ проницаемость песчаных коллекторов до 1,0 мкм^2.

Многочисленные экспериментальные исследования ТатНИПИнефть показали, что нагнетание концентрированных растворов НПАВ до 5% при непродолжительной разовой закачке с последующей закачкой чистой воды дает лучшие результаты, чем продолжительная закачка водных растворов НПАВ слабых концентраций.

Однако следует отметить, что с накоплением результатов опытно-промышленных работ по закачке водных растворов НПАВ в разных геологопромысловых условиях представления об эффективности этого метода становятся менее оптимистичными.

Недостатком технологии вытеснения нефти водными растворами НПАВ, изложенным в статье-Прототипе, является отсутствие рекомендаций по типу применения НПАВ в зависимости от геологических особенностей нефтегазовых месторождений.

Успешно решить задачу обоснованного выбора типа ПАВ применительно к технологии вытеснения нефти водным раствором ПАВ позволила следующая информация.

Совершенствуя на месторождениях способ подготовки нефти, возникла необходимость подбора деэмульгаторов-ПАВ, обеспечивающих не только повышение качества подготовки нефти согласно

ГОСТ а, но и снижение остаточного содержания нефтепродуктов в сточной воде, поскольку эта вода закачивается в пласт, и при высоком остаточном содержании в ней нефти эффективность вытеснения нефти водой снижается.

В поисках решения этой проблемы принято во внимание исследования Р.Э. Неймана, которыми установлено, что нефте- и водорастворимые ПАВ неоднозначно воздействуют на водонефтяную эмульсию. Сопоставляя действие водо- и нефтерастворимых деэмульгаторов-ПАВ, Р.Э. Нейман пришел к выводу, что разрушение водонефтяной эмульсии - коллоидно-физический процесс.

Водорастворимые ПАВ, используемые при подготовке нефти, способны образовывать с водой тонкодисперсную эмульсию, не поддающуюся расслоению, в связи с чем в сточной воде повышается содержание нефтепродуктов.

Нефтерастворимые ПАВ практически не растворяются в воде, образуя в нефти истинные или коллоидные растворы с низким содержанием нефтепродуктов. [Нейман Р.Э., Вережников В. Н., Кирдеева А.П.и др. «Практикум по коллоидной химии (коллоидная химия латексов и поверхностно-активных веществ)». Уч. пособие для вузов М.: Высшая школа, 1972 г.]

Неоднозначные свойства водо- и нефтерастворимых деэмульгаторов легли в основу способа подготовки нефти, снижающего остаточное содержание нефти в сточной воде, защищенного Патентом РК №14810. [Муллаев Б.Т., Курбанбаев М.И., Абитова А.Ж., Сер- кебаева Б.С., Саенко О.Б. Патент РК №14810 от 19.02.2015 г. «Способ подготовки нефти на месторождении с достижением низкого содержания нефти в сточной воде».]

В способе подготовки нефти по Патенту РК №14810 в целях снижения остаточного содержания нефти в сточной воде, закачиваемой в продуктивные пласты нефтегазового месторождения, предусматривается дифференцированный подход к выбору типа деэмульгаторов-ПАВ на различных объектах предварительной и товарной подготовки нефти.

На установках предварительного сброса воды (УПСВ), на которых отделение воды от нефти производится в значительно больших объемах до 80 - 95%, с последующей за- качкой ее в продуктивные пласты, рекомендовано применение нефтерастворимых деэмульгаторов-ПАВ, обеспечивающих наименьшее остаточное содержание нефти в сточной воде, а на центральных пунктах подготовки нефти (ЦППН), на которых вода отделяется от нефти в значительно меньших объемах до 5 - 20% и повышенное остаточное содержание в ней нефти не имеет существенного значения, рекомендовано применение деэмульгаторов-ПАВ, не зависимо от их нефте- или водорастворимости, но обеспечивающих качественную подготовку нефти строго в соответствии с ГОСТом.

Эффективность способа подготовки нефти по выше указанному Патенту РК №14810, обеспечивающего снижение остаточного содержания нефти в сточной воде и высокое качество подготовки товарной нефти, подтверждена результатами лабораторных исследований на пробах водонефтяных эмульсий, отобранных с УПСВ и ЦППН месторождений Узень и Каламкас, обработанных водо- и нефтерастворимыми деэмульгаторами ПАВ, и представленными в табл.1 и 2.

Таблица 1

Сравнительные физико-химические свойства сточной воды на объектах предварительной и товарной подготовки нефти (на УПСВ и ЦППН) месторождений Узень с Карамандыбасом и Каламкас при использовании водо- и нефтерастворимых деэмульгаторов-ПАВ при 60°С

Объекты отбора проб на выходе	Дата отбора проб	Время отбора	Обводненность продукции, %	Удельный вес сточной воды, г/см^3	Минерализация, мг/л	Общая жесткость, мг - экв/л	Содержание механ-примесей, %	Остаточ. содержание нефтепродуктов, мг/л
1	2	3	4	5	12	13	14	15
Месторождения Узень с Карамандыбасом								
Водорастворимый деэмульгатор								
ЦППН	24.10.13		5,0	1,038	51121,9	220	27,4	43,0
УПСВ 1	29.10.12		88,0	1,037	52374,6	230	133,0	246,1
УПСВ 2	21.05.10	05-00	60,0	1,032	55969,72	220	0,024	175,05
Нефтерастворимый деэмульгатор								
ЦППН	02.02.10		10	1,038	51121,9	220	27,4	23
УПСВ 1	02.02.10		59,0	1,037	52374,6	230	140	25
УПСВ 2	02.02.10	05-00	63,0	1,032	55969,72	220	0,024	20
Месторождение Каламкас								
Водорастворимый деэмульгатор								
ЦППН	25.01.10		85,0	1,08	131021,8	400	71,5	33,3

УПСВ 1	25.01.10		91,0	1,08	131284,6	405	64,1	81,0
Нефтерастворимый деэмульгатор								
ЦППН			83	1,08	131021,8	400	82,0	24
УПСВ 1	05.12.10		89,0	1,078	122,9072	400	66,5	55

Таблица 2

Кинетика выделения воды и остаточное содержание нефти в сточной воде при обработке водонефтяной эмульсии месторождения Узень водо- и нефтерастворимыми деэмульгаторами-ПАВ

Деэмульгатор	Тип деэмульгатора	Остаточное содержание	Кинетика при 60°С				
			90	11	13	15	17
1	2	3	4	5	6	7	8
Dissolvan 4411	водорастворимый	воды в нефти, %	20,	16,	15,	16,	17,
		нефтепродуктов в воде, мг/дм^3	79,	29,	29,	32,	37,
Randem 2201	-«-	воды в нефти, %	20,	17,	16,	18,	20,
		нефтепродуктов в воде, мг/дм^3	77,	33,	40,	52,	88,
СПГК Д 1/1	нефтерастворимый	воды в нефти, %	16,	16,	15,	15 ,	16,
		нефтепродуктов в воде, мг/дм^3	61 ,	24,	28,	31 ,	35 ,
СПГК Д 1/3	-«-	воды в нефти, %	15 ,	15 ,	15,	15 ,	16,
		нефтепродуктов в воде, мг/дм^3	64,	26,	29,	35 ,	46,
Среднее наименьшее содержание во-	водорастворимый	остаточное содержание воды в нефти, %; расход деэмульгатора, г/т	15,95/130				
	нефтерастворимый	-«-	15,6/130				
Среднее наименьшее содержание	водорастворимый	остаточное содержание нефти в воде, мг/дм^3; расход деэмульгатора, г/т	31,25/110				
	нефтерастворимый	-«-	25,55/110				

Как следует из представленных данных, водо- и нефтерастворимые деэмульгаторы показали высокое качество подготавливаемой нефти при низком остаточном содержании воды в нефти, но при этом нефтерастворимые деэмульгаторы показали меньшее остаточное содержание нефти в сточной воде.

По результатам сравнительных лабораторных исследований деэмульгирующих способностей водо- и нефтерастворимых деэмульгаторов-ПАВ на пробах водонефтяных эмульсий месторождения Узень построены графические зависимости (фиг.5 - 8).

Как следует из представленных графических зависимостей: наименьшее содержание нефти в сточной воде показали нефтерастворимые деэмульгаторы, наименьшее остаточное содержание в нефти воды получено при удельном расходе деэмульгатора-ПАВ 130 г/т, а наименьшее остаточное содержания нефти в воде - при удельном расходе де- эмульгатора-ПАВ-110 г/т.

Известно, что вязкость водонефтяной эмульсии в широких пределах водонасыщенности превышает вязкость исходной нефти, что следует из графика на фиг.9.

Приведенная графическая зависимость в случае, когда сточная вода характеризуется меньшим остаточным содержанием нефти, то она приобретает пониженную вязкость, приближаясь к чистой воде, а когда сточная вода характеризуется повышенным содержанием нефти в определенных пределах, то она приобретает повышенную вязкость, приближаясь по вязкости к водному раствору полимера.

В предлагаемом изобретении исследования Р.Э. Неймана и Патент РК №14810 не являются Прототипом, но служат для обоснованного подбора деэмульгатора в процессах подготовки нефти. Эта информация позволила теоретически обосновать и практически рекомендовать выбор типа ПАВ, закачиваемого в продуктивный пласт в виде водного раствора, в зависимости от коэффициента подвижности системы вытеснения нефти водой.

Согласно приведенной классификации (см. фиг.1), как отмечено выше, ПАВ подразделяются на водо- и маслорастворимые реагенты.

В нашем изобретении в качестве Прототипа предложена статья Бисембаевой К. Т. и Мухамбетяровой А. Н., в которой при вытеснении нефти водным раствором ПАВ в качестве ПАВ предлагаются неионогенные поверхностно-активные вещества (НПАВ)

В Прототипе-статье отмечено, что многочисленные эксперименты, выполненные в ТатНИПИнефть, показали, что в технологии повышения КИН наиболее эффективно применение неионогенных поверхностно-активных веществ (НПАВ). Также отмечено, что нагнетание высококонцентрированных растворов ПАВ (до 5% вес.) при непродолжительной разовой закачке с последующей закачкой чистой воды дает лучшие результаты, чем продолжительная закачка водного раствора ПАВ слабой концентрации.

Поэтому для повышения эффективности процесса вытеснения нефти водой ТатНИПИнефть рекомендует использовать НПАВ методом «оторочки», с созданием вала раствора НПАВ повышенной концентрации (до 5% вес.), проталкиваемого затем водой.

Напомним, что при вытеснением нефти рабочим агентом, например, водой, эффективность процесса вытеснения зависит от коэффициента подвижности системы.

Цель изобретения - повышение эффективности вытеснения нефти из продуктивного пласта нефтегазового месторождения водным раствором НПАВ.

Сущность предлагаемого изобретения

Сущность предлагаемого изобретения заключается в том, что при решении задачи повышения эффективности вытеснения нефти из продуктивного пласта нефтегазового месторождения закачкой водным раствором ПАВ в качестве ПАВ рекомендуется использовать НПАВ, причем тип НПАВ (водо- или нефтерастворимый) и его концентрация в водном растворе производят с учетом геолого-промысловых особенностей нефтегазового месторождения, прежде всего, в зависимости от безразмерного коэффициента подвижности системы вытеснения нефти водой.

Если безразмерный коэффициент подвижности системы вытеснения нефти водой находится в рекомендуемых оптимальных пределах, т.е. отвечает условию (1)

$$7 \leq \bar{\mu}_{пл}(\bar{\mu}_{пл} = \mu_{н\,пл}/\mu_{в\,пл}) \leq 15,$$

то величина вязкости пластовой нефти имеет умеренное значение и фронт вытеснения нефти водой приближается к поршневому вытеснению (см. фиг.1, А). В этом случае в качестве вытесняющего агента рекомендуется прменение водного раствора НПАВ, используя реагент, стабилизирующий вязкость водного раствора. Таким реагентом по исследованиям Р.Э. Неймана и по Патенту №14810 является нефтерастворимый НПАВ, поскольку он, контактируя с нефтью, снижает остаточное содержание нефти в воде, стабилизируя вязкость воды. Пониженное остаточного содержания нефти в воде подтверждается исследованиями, результаты которых приведены в табл. 1 и на фиг.5 - 8.

При этом следует использовать «оторочку» ограниченного порового объема П=15% от общего порового объема пласта, а вал следует создавать из водного раствора нефтерастворимого НПАВ повышенной концентрации до 5,0% вес., с последующим проталкиванием обычной водой.

Объем водного раствора НПАВ, обеспечивающего создание оторочки объемом n=15% от порового объема пласта, определяют из выражения

$$\Sigma Q_{BV\ НПАВ} = n\Sigma Q_{Н\ НПАВ\ max} / \rho_{н},\ м^3, \qquad (3)$$

где $\Sigma Q_{BV\ НПАВ}$-объем водного раствора НПАВ, который необходимо закачать в продуктивный пласт в виде оторочки, $м^3$; n-часть порового объема пласта, занимаемая оторочкой, от общего порового объема пласта, при реализации предлагаемого изобретения, %,n=0,15%; $\Sigma Q_{Н\ НПАВ\ max}$ -суммарное максимальное количество нефти, извлекаемое за весь срок разработки продуктивного пласта путем вытеснения оторочкой водного раствора НПАВ повышенной концентрации, тонн; $\rho_н$-плотность нефти в ст. усл., $кг/м^3$, принимается по исходным данным или по результатам лабораторных исследований.

Если коэффициент подвижности системы нефти водой отвечает условиям (2.1) или (2.2)

$$\bar{\mu}_{пл}(\bar{\mu}_{пл}\mu_{н\,пл}/\mu_{в\,пл}) \geq 15 \text{ или}$$

$$7 \geq \bar{\mu}_{пл}(\bar{\mu}_{пл}\mu_{н\,пл}/\mu_{в\,пл}),$$

то вязкость пластовой нефти характеризуется повышенным или пониженным величинами относительно условия (1) и фронт вытеснения становится неравномерным (см. фиг.1, Б).

В случае, когда величина коэффициента подвижности системы вытеснения нефти водой характеризуется условием (2.1), т.е. когда пластовая нефть характеризуется повышенной вязкостью, то для повышения эффективности вытеснения нефти водой применяется, например, загущенная вода.

В предлагаемом изобретении в качестве вытесняющего агента предлагается применение водного раствора водорастворимого НПАВ. Такой вытесняющий рабочий агент по исследованиям Р.Э. Неймана и по результатам Патенте №14810 повышает остаточное содержание нефти в сточной воде, увеличивая ее вязкость. Рекомендуется в качестве вытесняющего агента примение также и загущенной воды, водная составляющая которой обрабатывается водорастворимым НПАВ.

Увеличение вязкости сточной вод, содержащей, как правило, нефть, относительно чистой воды подтверждается результатами исследований, приведенными в табл.3.

Увеличение вязкости сточной вод, содержащей, как правило, нефть, относительно чистой воды подтверждается результатами исследований, приведенными в табл.3.

Таблица 3

Кинематический коэффициент вязкости чистой и сточной вод, $\nu \times 10^{-6}$

Показатели	Размерность	Значение показателей							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Температура		°С	6	8	10	12	14	16	18	20
Вязкость воды										
чистой		$\nu\times10^{-6}$	1,468	1,385	1,306	1,235	1,172	1,112	1,060	1,007
сточной	от	-«-	1,671	1,562	1,468	1,385	1,235	1,112	1,172	1,112
	до	-«-	-	1,730	1,615	1,516	1,245	1,345	1,272	1,200

Как следует из представленных данных, вязкость сточной вод ($\nu_{в\ сточ}$) превышает вязкость чистой воды ($\nu_в$) почти в 2 раз ($\nu_{в\ сточ}/\nu_в$= 1,2/1,007=1,91).

В предлагаемом изобретении при применении в качестве вытесняющего агента водного раствора водорастворимого НПАВ или загущенной воды, обработанной водорастворимым НПАВ, следует использовать «оторочку» объемом n=15% от общего порового объема пласта, а вал воды создавать из водорастворимого НПАВ повышенной концентрации 5,0% вес., обеспечивающего увеличение его вязкости, с проталкиванием затем водой.

В том случае, когда величина коэффициента подвижности системы вытеснения отвечает условию (2.2), т.е. когда пластовая нефть характеризуется пониженной вязкостью, то для достижения эффективности вытеснения нефти водой, как отмечено выше, рекомендуется осуществлять разработку продуктивного пласта при пластовом давлении ниже давления насыщения нефти газом ($P_{пл}<P_{пл\ нас}$), в результате чего в пласте образуется газонефтяная смесь повышенной вязкости. Это следует из известной формулы А. Эйнштейна по определению вязкости нефтегазовой смеси

$$\mu_{см} = \mu_н(1 + y\beta), \text{мПа} \times \text{с}, \qquad (4)$$

где $\mu_{см\ пл}$-вязкость нефтегазовой смеси, пл. усл.; $\mu_{см\ пл}$ -вязкость нефти, пл. усл.; у- эмпирический коэффициент, рекомендуется у=2,5, как для суспензии твердых шариков;$\beta_{г\ пл}$- объемная доля газа в газонефтяной смеси, т.е. коэффициент газосодержания, применительно к пл. усл., определяется из выражений

$$\beta_{г\,пл} = Q_{г\ пл}/(Q_{г\ пл} + Q_{н\ пл}); \text{(4) или}$$

$$\beta_{г\ пл} = \Gamma_{в\ пл}/(\Gamma_{в\ пл} + 1) \text{ (5)}$$

где $Q_{г\ пл}$ и $Q_{н\ пл}$-дебит свободного газа и нефти, пл. усл.; $\Gamma_{в\ пл}$-удельное содержание в пластовой нефти свободного газа, выделившегося из растворенного состояния в свободную фазу при снижении пластового давления ниже давления насыщения, пл. усл., определяется по результатам лабораторных исследований или по расчету.

В этом случае по условию (2.2) в качестве вытесняющего агента предлагается применение водного раствора ПАВ, обеспечивающего стабилизацию вязкости водного раствора, каким, по исследованиям Р.Э. Неймана и по результатам Патента №14810, является нефтерастворимое ПАВ, которое понижает содержание нефти в воде, тем самым уменьшая вязкость его водного раствора. При этом рекомендуется использовать метод «оторочки», занимающий объем пор 25% от общего порового объема продуктивного пласта, путем создания вала воды с нефтерастворимыми ПАВ типа НПАВ умеренной концентрации (0,5 - 1,0% вес.), проталкиваемого затем в пласт обычной водой. Объем вала «оторочки» водного раствора НПАВ определяют так же из выражения (3).

Во всех случаях реализации предлагаемого изобретения расход НПАВ в виде товарного продукта $\Sigma G_{BV\ НПАВ}$ за весь срок закачки «оторочки» соответствующего объема n % от порового объема пласта с достаточной точностью определяется из выражения (6)

$$\Sigma G_{НПАВ} = C_{НПАВ}\Sigma Q_{BV\ НПАВ}/(100 - C_{НПАВ}), \text{кг},$$

где $\Sigma Q_{BV\ НПАВ}$-объем водного раствора НПАВ, который необходимо закачать в продуктивный пласт в виде «оторочки», м^3; $C_{НПАВ}$-концентрация НПАВ, % вес., принимают по типу (водо- или маслорастворимый) и концентрации в зависимости от выше обозначен- ных условий, прежде всего, от подвижности системы вытеснения.

Предлагаемое изобретение осуществляется следующим образом:

Разработку продуктивного пласта нефтегазового месторождения осуществляют путем размещения нагнетательных и добывающих скважин в соответствии с геологическим строением залежи, закачку рабочего агента производят через нагнетательные скважины отбор нефти производят через добывающие скважины.

По результатам исследований вязкости пластовой нефти и вытесняющей воды определяют фактический коэффициент подвижность системы вытеснения нефти водой.

Если безразмерный коэффициент подвижность системы вытеснения нефти водой находится в оптимальных пределах, отвечая условию (1)

$$7 \le \bar{\mu}_{пл}(\bar{\mu}_{пл} = \mu_{н\,пл}/\mu_{в\,пл}) \le 15,$$

т.е. когда величина вязкости пластовой снефти имеет умеренное значением и характер фронта вытеснения нефти водой приближается к поршневому вытеснению (см. фиг.1, А), то в качестве ПАВ используют нефтерастворимый НПАВ и нагнетание в продуктивный пласт осуществляют водным раствором НПАВ повышенной концентрации (5,0% вес.), объемом n=15% от общего порового объема пласта, используя метод «оторочки», с со- зданием вала воды с нефтерастворимыми НПАВ, проталкиваемый обычной водой.

Объем водного раствора НПАВ $\Sigma Q_{BV\ НПАВ}$, закачка которого создает «оторочку» объема n=15% от общего порового объема пласта, определяют из выражения (3)

$$\Sigma Q_{BV\ НПАВ} = n\Sigma Q_{н\ извл\ НПАВ\ max}/\rho_н, м^3,$$

где n-доля порового объема «оторочки» от общего порового объема продуктивного пласта при реализации предлагаемого изобретения, %, n-15%; $\Sigma Q_{н\ извл\ НПАВ\ max}$- суммарное максимальное количество нефти, извлекаемое за весь срок разработки продуктивного пласта путем вытеснения оторочкой водного раствора НПАВ соответствующей концентрации, тонн; $\rho_н$-плотность нефти в ст. усл., т/м^3, принимают по исходным данным или по результатов лабораторных исследований;

Если коэффициент подвижности системы вытеснения отвечает условию (2.1)

$$\bar{\mu}_{пл}(\bar{\mu}_{пл}\mu_{н\ пл}/\mu_{в\ пл}) \geq 15,$$

т.е. когда величина вязкости пластовой нефти относительно условия (1) характеризуется повышенным значением и фронт вытеснения нефти водой приобретает неравномерный характер (см. фиг.1, Б), то в качестве ПАВ используют водорастворимый НПАВ повышенной концентрации (до 5% вес.), обеспечивающий повышенное содержание нефти в воде, и, следовательно, приводящий к увеличению ее вязкости, приближая значение величины коэффициента подвижности системы вытеснения нефти водой к рекомендованному условию по (1). Рекомендуется в качестве вытесняющего агента примение также и загущенной воды, водная составляющая которой обрабатывается водораствримым НПАВ.

При этом нагнетание в продуктивный пласт водного раствора водорастворимого НПАВ осуществляют концентрацией 5% вес. в ограниченном поровом объеме n=15% от общего порового объема продуктивного пласта в виде «оторочки», с созданием вала воды повышенной концентрации НПАВ, проталкиваемого затем обычной водой.

Объем водного раствора водорастворимого НПАВ, закачка которого обеспечивает создание оторочки объемом n=15% от порового объема пласта, определяют по тому же (3).

Если коэффициент подвижности системы вытеснения отвечает условию (2.2)

$$7 \geq \bar{\mu}_{пл}(\bar{\mu}_{пл}\mu_{н\ пл}/\mu_{в\ пл}),$$

т.е. когда величина вязкости пластовой нефти относительно условия (1) характеризуется пониженным значением и фронт вытеснения нефти водой также приобретает неравномерный характер (см. фиг.1, Б), то в качестве ПАВ используются

нефтерастворимые НПАВ умеренной концентрации, поскольку они, контактируя с нефтью, снижают содержание нефти в воде, и, следовательно, уменьшают ее вязкость, приближая значение величины коэффициента подвижности системы вытеснения нефти водой к оптимальному по условию (1). При этом разработку продуктивного пласта осуществлять при пластовом давлении ниже давления насыщения в оптимальных пределах, в результате чего в пласте образуется газонефтяная смесь, согласно формулы А. Эйнштейна (4), повышенной вязкости. Нагнетание в пласт водного раствора нефтерастворимых НПАВ осуществляется концентрацией 0,5 - 1.0% вес. объемом n=25% порового объема пласта в виде «оторочки», с созданием вала воды умеренной концен- трации НПАВ, проталкиваемого обычной водой. Объем водного раствора нефтерастворимых НПАВ, закачка которого обеспечивает создание оторочки объемом n=25% от порового объема пласта, определяется из того же выражения (3).

Во всех случаях реализации предлагаемого изобретения расход НПАВ в виде товарного продукта ХОву нпав за весь срок закачки «оторочки» соответствующего объема П % от порового объема пласта с достаточной точностью определяется из выражения (6)

$$\Sigma G_{НПАВ} = C_{НПАВ}\Sigma Q_{BV\ НПАВ}/(100 - C_{НПАВ}), кг,$$

где $\Sigma Q_{BV\ НПАВ}$-объем водного раствора НПАВ, который необходимо закачать в продук- тивный пласт в виде «оторочки», м^3; $C_{НПАВ}$ -массовая концентрация НПАВ, %, принимается соответствующими выше обозначенным типу (водо- или маслорастворимый) и фактическим коэффициентам подвижности системы вытеснения «нефть-вода».

Применение предложенного изобретения по закачке в продуктивный пласт нефтегазового месторождения водного раствора НПАВ имеет ограничения: по температуре до 70°С; по минерализации пластовой воды до 200 г/м^3; по глинистости пласта не более 10%; по проницаемости песчаных коллекторов до 1,0 мкм^2; по толщине нефтенасыщенного пласта до 15 м; по обводненности продукции до 90%.

При реализации предлагаемого изобретения с применением технологии вытеснения нефти водным раствором НПАВ система размещения скважин может быть принята, как и при обычном заводнении. Никакие ограничения на размеры сетки скважин не налагаются. Однако нагнетательные скважины размещаются только внутри контура нефтеносности, а водный раствор НПАВ нагнетается в нефтяную часть пласта.

Возможно одновременное применение других методов увеличения нефтеотдачи (МУН), не нарушающих достижения соответствующих значений величин коэффициентом подвижности системы вытеснения. Это применение, где требуется, и технологии закачки в пласт загущенной воды, и технологии водогазового воздействия (ВГВ), и проведение в скважинах мероприятий по выравниванию профиля приемистости, и разработка

продуктивного пласта, например, по Патенту №14810 при пластовом давлении ниже давления насыщения ($P_{пл}<P_{пл\ нас}$) и др.

Численный пример реализации предлагаемого изобретения:

Реализация предлагаемого изобретения показана на примере 3-х продуктивных пластов гипотетических нефтегазовых месторождений А, Б и В с использованием приве- денных исходных данных.

Пример №1. Продуктивный пласт гипотетического нефтегазового месторождения А, по геолого-промысловой характеристике близкий горизонту III месторождения Карамандыбас, РК; содержит запасы нефти: геологические $\Sigma Q_{н\ НПАВ\ геол\ max\ A}$ =20200 тыс. тонн, максимально извлекаемые за весь срок разработки пласта $\Sigma Q_{н\ извл\ НПАВ\ max\ A}$ =8282 тыс. тонн; $КИН_А$-0,41; продуктивный пласт разрабатывается с поддержанием пластового давления путем закачки воды при параметрах процесса: пластовое давление $P_{пл\ А}$=13,4 МПа; пластовая температура $T_{пл\ А}$=337 К (64°С); плотность нефти в ст. усл. $\rho_{н\ А}$=0,882 т/м^3; давление насыщения $P_{пл\ нас\ А}$=11,9 МПа; газонасыщенность в ст. усл. $Г_{пл\ ст\ А}$=74,7м^3/м^3; вязкость нефти в пл. усл. $\mu_{н\ пл\ А}$=3,5 мПа×с; вязкость воды в пл. усл. $\mu_{в\ пл\ А}$=0,5 мПа×с; скважины эксплуатируются с $P_{заб\ А}$=0,75$P_{пл\ А}$=13,4×0,75=10,5 МПа; фактический коэффициент подвижности системы вытеснения $\bar{\mu}_{пл\,А}(\bar{\mu}_{пл\,А} = \mu_{н\,пл\,А}/\mu_{в\,пл\,А})$ =3,5/0,5=7.

Поскольку величина коэффициента подвижность системы вытеснения нефти водой отвечает условию (1)

$$7 \le \bar{\mu}_{пл\,А}(\bar{\mu}_{пл\,А} = \mu_{н\,пл\,А}/\mu_{в\,пл\,А}) \le 15,$$

т.е. когда вязкость пластовой нефти характеризуется умеренным значением и фронт вытеснения нефти водой приближается к поршневому вытеснению (см. фиг.1, А), то в качестве ПАВ используется нефтерастворимые НПАВ и нагнетание в продуктивный пласт осуществляют водный раствор НПАВ умеренной концентрации (0,5 - 1,0% вес.), исклю- чающим повышение его вязкости, занимающий объем $n_А$=25% от общего порового объема продуктивного пласта, методом «оторочки», с созданием вала «оторочки» с водным раство- ром нефтерастворимых НПАВ, проталкиваемого затем в продуктивный пласт обычной водой. Объем $\Sigma G_{BV\ НПАВ\ А}$ водного раствора НПАВ, обеспечивающего создание «оторочки» объемом $n_А$=25% от общего порового объема пласта, определяют из (3)

$$\Sigma Q_{BV\ НПАВ} = n\Sigma Q_{н\ извл\ НПАВ\ max}/100\rho_н, м^3,$$

$$\Sigma Q_{BV\ НПАВ} = 15 \times 8282000/100 \times 0{,}882 = 1408503{,}4\ м^3,$$

где $n_А$-общий объем пор продуктивного пласта А, %, для фактического коэффициента подвижности системы вытеснения, соответствующего условию (1), принимается $n_А$=15%; $\Sigma Q_{н\ извл\ НПАВ\ max\ A}$ - суммарное максимальное количество нефти, извлекаемое за весь срок разработки пласта, в ст. усл., т, $\Sigma Q_{н\ извл\ НПАВ\ max\ A}$ =8282 тыс.; $\rho_{н\ А}$-плотность нефти в ст. усл., т/м^3, по исходным данным $\rho_{н\ А}$-0,882 т/м^3.

При реализации предлагаемого изобретения расход НПАВ в виде товарного продукта $\Sigma G_{НПАВ\ А}$ за весь срок закачки «оторочки» соответствующего объема $n_А$=15% от порового объема пласта определяется из выражения (6)

$$\Sigma G_{НПАВ} = C_{НПАВ}\Sigma Q_{BV\ НПАВ}/(100 - C_{НПАВ}), кг;$$

$$\Sigma G_{НПАВ} = 5{,}0 \times 2347505{,}67/(100 - 0{,}85) = 118381{,}53\ кг;$$

где $\Sigma Q_{BV\ НПАВ}$-объем водного раствора НПАВ, который необходимо закачать в продуктивный пласт в виде «оторочки», м^3; $C_{НПАВ\ А}$-массовая концентрация водорастворимого НПАВ, %, принимают $C_{НПАВ\ А}$ =5.0% для фактического коэффициента подвижности системы вытеснения, соответствующего условию (1).

Пример №2. Продуктивный пласт гипотетического нефтегазового месторождения Б, по геолого-промысловой характеристике, близкий горизонту Ю-1С месторождения Каламкас, РК; содержит запасы нефти геологические $\Sigma Q_{н\ НПАВ\ геол\ max\ Б}$ =37150 тыс. тонн, извлекаемые $\Sigma Q_{н\ НПАВ\ извл\ max\ Б}$ =14117 тыс. тонн, максимально извлекаемые за весь срок разработки продуктивного пласта, $КИН_Б$-0,38; разрабатывается с поддержанием пластово- го давления путем закачки воды в пласт при следующих параметрах процесса: пластовое давление $P_{пл\ Б}$=8,0 МПа; пластовая температура $T_{пл\ Б}$=315 К (42°С); плотность нефти в ст. усл. $\rho_{н\ Б}$=0,912 т/м^3; давление насыщения нефти газом в пл. усл. $P_{пл\ нас\ Б}$=7,1 МПа; газонасыщенность нефти в ст. усл. $Г_{пл\ ст\ Б}$=24,2 м^3/м^3; вязкость нефти в пластовых усл. $\mu_{н\ пл\ Б}$=19,5 мПа×с; вязкость воды в пл. усл. $\mu_{в\ пл\ А}$=0,7 мПа×с; скважины эксплуатируются с забойным давлением $P_{заб\ Б}$=0,75$P_{пл\ Б}$=8,0×0,75=6,0 МПа; фактический коэффициент подвижности системы вытеснения нефти водой $\bar{\mu}_{пл\,Б}(\bar{\mu}_{пл\,Б} = \mu_{н\,пл\,Б}/\mu_{в\,пл\,Б})$=19,5/0,7=27,857.

Поскольку величина коэффициента подвижности системы вытеснения нефти водой соответствует условию (2.1)

$$\bar{\mu}_{пл}(\bar{\mu}_{пл}\,\mu_{н\,пл}/\mu_{в\,пл}) \ge 15,$$

т.е. вязкость пластовой нефти характеризуется повышенным значением относительно вязкости пластовой воды, и величина коэффициента подвижности системы вытеснения нефти водой характеризуется повышенным значением относительно условия (1), приводя к неравномерному фронту вытеснения (см. фиг.1, Б), то в качестве ПАВ используется водорастворимые НПАВ повышенной концентрации (5% вес.), обеспечивающие повышенное содержание нефти в воде, и, следовательно, приводящие к увеличению ее вязкости, приближая значение величины

коэффициента подвижности системы вытеснения нефти водой к рекомендованному условию (1). Рекомендуется в качестве вытесняющего агента примение также и загущенной воды, водная составляющая которой обрабатывается водорастворимым НПАВ.

При этом следует проводить нагнетание в продуктивный пласт водного раствора НПАВ концентрацией $C_{НПАВ}$=5% вес. в ограниченном объеме $n_Б$=15% от общего порового объема продуктивного пласта в виде «оторочки», с созданием вала водного раствора водорастворимых НПАВ повышенной концентрации (5% вес.), проталкиваемого обычной водой. Объем $\Sigma Q_{BV\ НПАВ\ Б}$ водного раствора НПАВ, закачка которого обеспечивает создание оторочки требуемого объема $n_Б$=15% от порового объема продуктивного пласта, определяют из выражения (3)

$$\Sigma Q_{BV\ НПАВ\ Б} = n_Б \Sigma Q_{н\ извл\ НПАВ\ max\ Б}/100\rho_{н\ Б}, м^3;$$

$$\Sigma Q_{BV\ НПАВ\ Б} = 15 \times 14117000/100 \times 0{,}912 = 2321875\ м^3,$$

где $n_Б$-общий объем пор продуктивного пласта Б, %, $n_Б$-=100%; для фактического коэффициента подвижности системы вытеснения, соответствующего условию (2.1), принимают $n_Б$=15%; $\Sigma Q_{н\ извл\ НПАВ\ max\ Б}$-максимальное количество нефти, извлекаемое за весь срок разработки продуктивного пласта, в ст. усл., т, $\Sigma Q_{н\ извл\ НПАВ\ max\ Б}$= 14117 тыс. тонн; $\rho_{н\ Б}$-плотность нефти в ст. усл., т/м^3, по исходным данным $\rho_{н\ Б}$=0,912 т/м^3.

При реализации предлагаемого изобретения расход НПАВ в виде товарного продукта $\Sigma Q_{НПАВ\ Б}$ за весь срок закачки «оторочки» соответствующего объема $n_Б$=15% от порового объема продуктивного пласта определяется из выражения (6)

$$\Sigma G_{НПАВ\ Б} = C_{НПАВ} \Sigma Q_{BV\ НПАВ\ Б}/(100 - C_{НПАВ}), кг;$$

$$\Sigma G_{НПАВ\ Б} = 5 \times 2321875/(100 - 5) = 122203{,}9\ кг,$$

где $\Sigma Q_{BV\ НПАВ\ Б}$-объем водного раствора НПАВ, необходимого для закачки в продуктивный пласт Б в виде «оторочки», м^3; $C_{НПАВ\ Б}$-концентрация водорастворимых НПАВ, % вес., принимается $C_{НПАВ\ Б}$=5% вес. для фактического коэффициента подвижности системы вытеснения, соответствующего условию (2.1).

Пример №3. Продуктивный пласт гипотетического нефтегазового месторождения В, по геолого-промысловой характеристике близкий 4 блоку горизонту 14 месторождения Узень, РК; содержит запасы нефти геологические $\Sigma Q_{н\ НПАВ\ геол\ max\ Б}$ =17100 тыс. тонн, максимально извлекаемые за весь срок разработки пласта $\Sigma Q_{н\ НПАВ\ извл\ max\ В}$=7353 тыс. тонн, КИН$_В$-0,43; разрабатывается с поддержанием пластового давления путем закачки воды в пласт при следующих параметрах процесса: пластовое давление $P_{пл\ В}$=10,54 МПа и температура $T_{пл\ В}$=330 К (57°С); плотность нефти в ст. усл. $\rho_{н\ В}$=0,857 т/м^3; давление насыщения нефти газом в пл. усл. $P_{пл\ нас\ В}$=9,2 МПа; газонасыщенность нефти в ст. усл. $Г_{пл\ ст\ В}$=59,4 м^3/м^3; вязкость нефти в пл. усл. $\mu_{н\ пл\ В}$=3,5 мПа×с; вязкость закачиваемой воды в пл. усл. $\mu_{в\ пл\ В}$=0,6 мПа×с; добывающие скважины эксплуатируются с забойным давлением $P_{заб\ В}$=0,75$P_{пл\ В}$=10,54×0,75=7,9 МПа; фактический коэффициент подвижности системы вытеснения «вода-нефть» по исходным данным составляет

$$\bar{\mu}_{пл\ В}\ (\mu_{н\ пл\ В}/\mu_{в\ пл\ В}) = 3{,}5/0{,}6 = 5{,}8.$$

Поскольку коэффициент подвижности системы вытеснения нефти водой отвечает условию (2.2)

$$7 \geq \bar{\mu}_{пл}\ (\bar{\mu}_{пл}\ \mu_{н\ пл}/\mu_{в\ пл}),$$

т.е. вязкость пластовой нефти характеризуется пониженным значением относительно вязкости пластовой воды, в результате чего коэффициент подвижности системы вытеснения нефти водой характеризуется повышенным значением относительно рекомендуемого условия (1), приводя к неравномерному фронту вытеснения (см. фиг.1, Б), то в качестве ПАВ используется нефтерастворимые НПАВ, поскольку они, контактируя с нефтью, снижают содержание нефти в воде, и, следовательно, стабилизируют ее вязкость, приближая значение величины коэффициента подвижности системы вытеснения нефти водой к рекомендованному условию (1).

Массовую концентрацию НПАВ в закачиваемой воде необходимо поддерживать в количестве $C_{НПАВ\ В}$ =5% вес. и процесс разработки продуктивного пласта осуществлять при пластовом давлении ниже давления насыщения нефти газом ($P_{пл}$<$P_{нас}$) в оптимальных пределах, нагнетая в продуктивный пласт водного раствора нефтерастворимого НПАВ, исключая повышение его вязкости. При этом так же используется метод «оторочки», но с созданием «оторочки» с повышенным объемом вала воды n=25% от общего порового объема продуктивного пласта рекомендуемой концентрации НПАВ, проталкиваемого в пласт обычной водой. Объем $\Sigma Q_{BV\ НПАВ}$ водного раствора НПАВ, закачка которого обеспечивает создание «оторочки» требуемого объема n=25% от общего порового объема пласта, определяют из выражения (3)

$$\Sigma Q_{BV\ НПАВ} = n\Sigma Q_{н\ извл\ НПАВ\ max}/100\rho_н, м^3,$$

$$\Sigma Q_{BV\ НПАВ\ В} = 25 \times 7353000/100 \times 0{,}857 = 2144982{,}5\ м^3$$

где $n_В$-общий объем пор продуктивного пласта В, %, $n_В$=100%; для фактического коэффициента подвижности системы вытеснения, соответствующего условию (2.1), объем «оторочки» принимают $n_В$=25%; $\Sigma Q_{н\ извл\ НПАВ\ max\ В}$ -суммарное количество нефти, извлекаемое за весь срок разработки пласта, в ст. усл., т, $\Sigma Q_{н\ извл\ НПАВ\ max\ В}$

=7353 тыс. тонн; $\rho_{н\ в}$-плотность нефти в ст. усл., т/м^3, по исходным данным $\rho_{н\ в}$=0,857 т/м^3.

При реализации предлагаемого изобретения расход НПАВ за весь срок закачки «оторочки» объемом n_B=25% от общего порового объема пласта определяется из (6)

$$\Sigma G_{НПАВ\ в} = C_{НПАВ}\Sigma Q_{BV\ НПАВ\ в}/(100 - C_{НПАВ}), кг;$$

$$\Sigma G_{НПАВ\ в} = 5 \times 2144982{,}5/(100 - 5) = 112893{,}8\ кг,$$

где $\Sigma Q_{BV\ НПАВ\ в}$-объем водного раствора НПАВ, необходимый для закачки в продуктив- ный пласт в виде «оторочки», м^3; $C_{НПАВ\ в}$-массовая концентрация водного раствора водорастворимых НПАВ, %, принимают $C_{НПАВ\ в}$=5% вес. для исходного фактического коэффициента подвижности системы вытеснения нефти водой, соответствующего условию (2.2).

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ повышения эффективности вытеснения нефти из продуктивного пласта нефтегазового месторождения, включающий закачку в пласт методом «оторочки» рабочего агента - водного раствора нефтерастворимого или водорастворимого НПАВ (неионогенного поверхностно-активного вещества) через нагнетательные скважины и отбор нефти через добывающие скважины, определение вязкости пластовой нефти $\mu_{н\ пл}$ и вязкости закачиваемой в продуктивный пласт воды в пластовых условиях $\mu_{в\ пл}$, определение предельного отношения этих вязкостей $\mu=\mu_{н\ пл}/\mu_{в\ пл}$, ***отличающийся*** тем, что способ осуществляют при условиях, что температура пласта до 70°С, минерализация пластовой воды до 200 г/м^3, глинистость пласта до 10%, проницаемость песчаных коллекторов не менее 1,0 мкм^2, толщина продуктивного пласта до 15 м, обводненность продукции до 90%, при этом нагнетательные скважины размещают только внутри контура нефтеносности, водный раствор НПАВ нагнетают в нефтяную часть пласта; выбирают тип НПАВ и его массовую концентрацию $C_{нпав}$ в водном растворе в зависимости от значения предельного отношения вязкостей нефти и воды $\mu=\mu_{н\ пл}/\mu_{в\ пл}$; создают в качестве «оторочки» вал водного раствора выбранного НПАВ в поровом объеме n от общего порового объема продуктивного пласта с последующим проталкиванием его водой.

2. Способ по п.1, ***отличающийся*** тем, что при значениях $\mu=\mu_{н\ пл}/\mu_{в\ пл}$

$$7 \le \bar{\mu}_{пл}(\bar{\mu}_{пл} = \mu_{н\ пл}/\mu_{в\ пл}) \le 15,$$

используют водный раствор нефтерастворимого НПАВ с повышенной массовой концентрацией $C_{нпав}$ = 5% вес., долю порового объема продуктивного пласта, занимаемую «оторочкой», принимают n = 0,15.

3. Способ по п.1, ***отличающийся*** тем, что при значениях $\mu=\mu_{н\ пл}/\mu_{в\ пл}$

$$\bar{\mu} = \bar{\mu}(\mu_{н\ пл}/\mu_{в\ пл}) \ge 15.$$

используют водный раствор водорастворимого НПАВ с повышенной массовой концентрацией Снпав = 5% вес., долю порового объема продуктивного пласта, занимаемую «оторочкой», принимают n = 0,15.

4. Способ по п.1, ***отличающийся*** тем, что при значениях $\mu=\mu_{н\ пл}/\mu_{в\ пл}$

$$7 \ge \bar{\mu} = \bar{\mu}(\mu_{н\ пл}/\mu_{в\ пл}).$$

используют водный раствор нефтерастворимого НПАВ с умеренной массовой концентрацией $C_{нпав}$= 0,5 – 1,0%, способ осуществляют при величине пластового давления ниже давления насыщения нефти газом ($P_{пл}<P_{нас}$), долю порового объема продуктивного пласта, занимаемую «оторочкой», принимают n = 0,25.

5. Способ по п.1, ***отличающийся*** тем, что объем $\sum Q_{BV\ НПАВ}$ водного раствора НПАВ определяют по формуле:

$$\Sigma Q_{BV\ НПАВ} = n\Sigma Q_{Н\ НПАВ\ max}/\rho_{н},\ м^3,$$

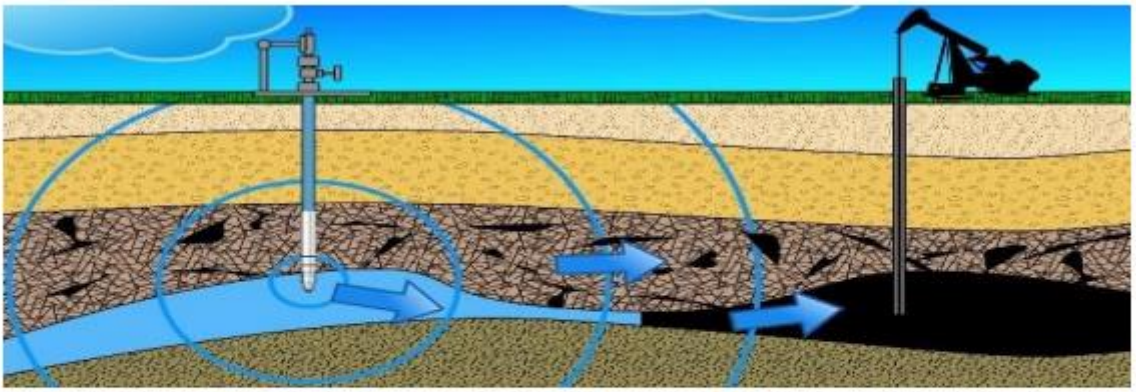
где n - доля порового объема продуктивного пласта, занимаемая «оторочкой»; $\sum Q_{н\ НПАВ\ max}$ - суммарное максимальное количество нефти, извлекаемое за весь срок разработки продуктивного пласта с применением закачки «оторочки» водного раствора НПАВ соответствующей концентрации, т.; $\rho_н$ - плотность нефти в ст. усл., принимают по исходным данным или по результатам лабораторных определений, т/м^3.

6. Способ по п.1, ***отличающийся*** тем, что расход $\sum G_{НПАВ}$ товарного продукта НПАВ за весь срок закачки «оторочки» водного раствора НПАВ определяют из выражения:

$$\Sigma G_{НПАВ} = C_{НПАВ}\Sigma Q_{BV\ НПАВ}/(100 - C_{НПАВ}), кг,$$

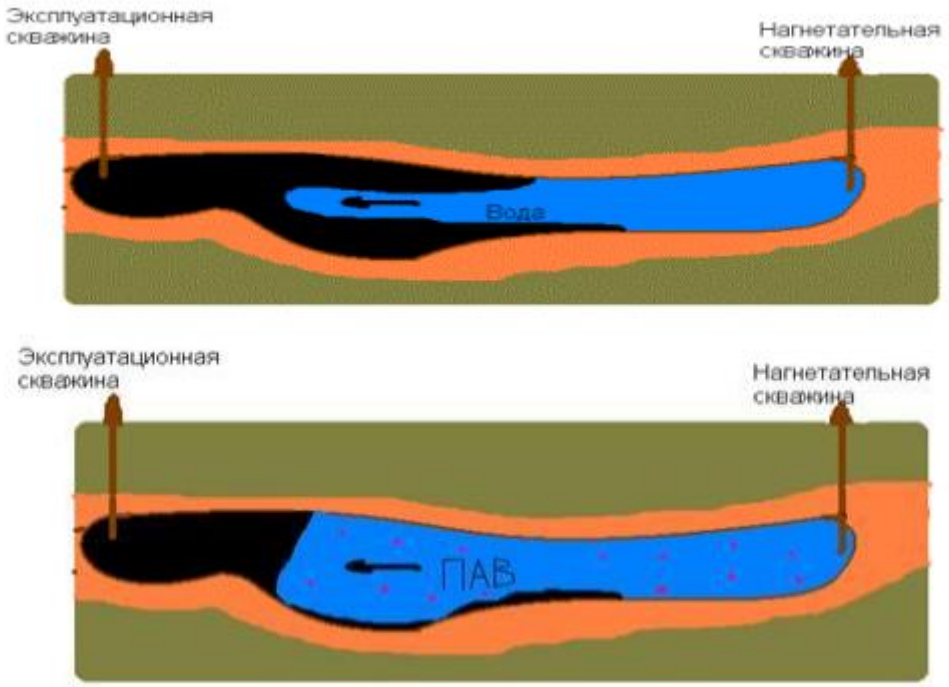
где $\sum Q_{BV\ НПАВ}$ - объем водного раствора НПАВ для закачки в пласт в виде «оторочки», м^3; $C_{НПАВ}$ – массовая концентрация НПАВ, % вес.

Фиг.1 – Характер фронта вытеснения нефти водой в продуктивном пласте: А-движение подвижного контакта вытеснения по условию (1); Б-движение подвижного контакта вытеснения по условию (2)



Фиг.2 – Пример неравномерного фронта процесса вытеснения нефти водой и прорыва воды по более проницаемым интервалам продуктивного пласта с опережающим обводнением скважин

Фиг. 3 - Классификация ПАВ

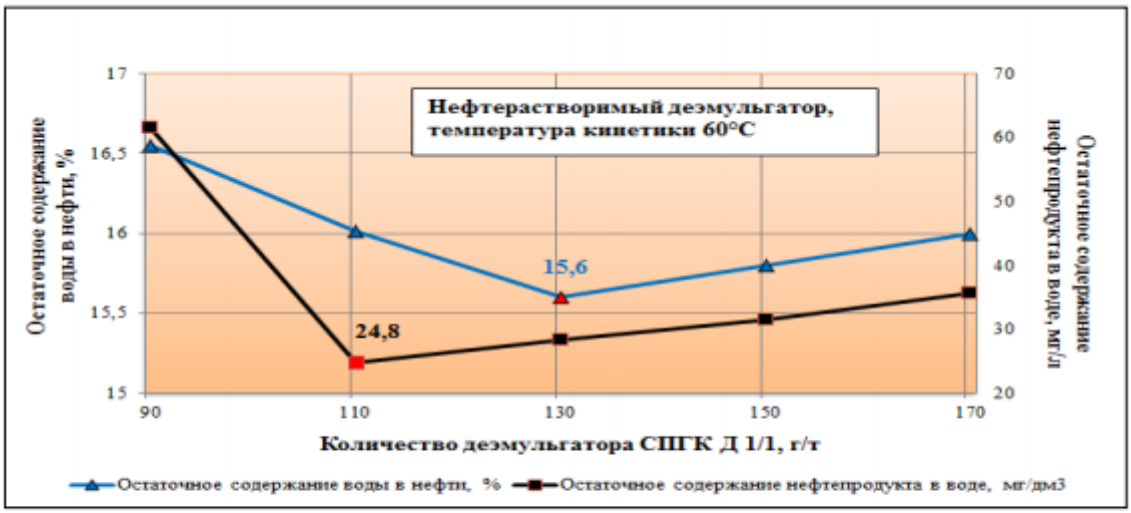


Фиг. 4 – Сравнительный характер вытеснения нефти из пласта водой и водным раствором ПАВ

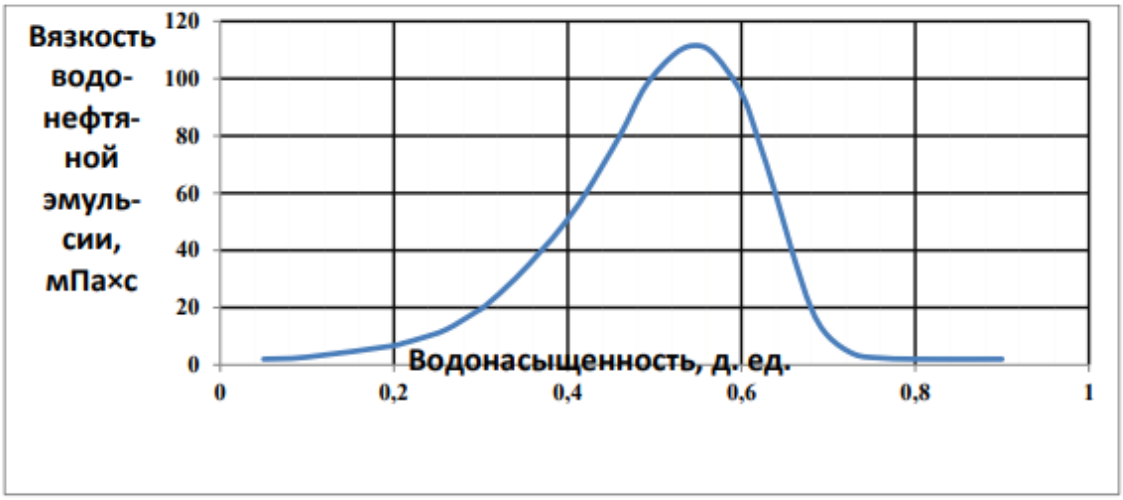
Фиг. 5 – Кинетика разрушения водонефтяной эмульсии месторождения Узень с использованием водорастворимого реагента-деэмульгатора Dissolvan 4411

Фиг.6 – Кинетика разрушения водонефтяной эмульсии месторождения Узень с использованием водорастворимого реагента-деэмульгатора Randem 2201

Фиг. 7 – Кинетика разрушения водонефтяной эмульсии месторождения Узень с использованием нефтерастворимого реагента-деэмульгатора СПГК Д 1/3



Фиг. 8 – Кинетика разрушения водонефтяной эмульсии месторождения Узень с использованием нефтерастворимого реагента-деэмульгатора СПГК Д 1/1



Фиг. 9 - **Изменение вязкости водонефтяной эмульсии в зависимости от ее водонасыщенности**

Верстка Ф. Сопакова
Корректор Б. Омарова