



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК

E21B 43/16 (2020.02); C09K 8/58 (2020.02); C09K 8/588 (2020.02)

(21)(22) Заявка: 2019145017, 30.12.2019

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
30.12.2019Дата регистрации:
11.08.2020

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 30.12.2019

(45) Опубликовано: 11.08.2020 Бюл. № 23

Адрес для переписки:

614064, г.Пермь, ул.Чкалова, 22, а/я 3, ООО
"Пермский патент", Бутолина Алла
Валентиновна

(72) Автор(ы):

Сусанов Яков Михайлович (RU),
Устькачкинцев Егор Николаевич (RU),
Рожкова Юлия Анатольевна (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Общество с ограниченной ответственностью
"НефтеПром Сервис" (RU)(56) Список документов, цитированных в отчете
о поиске: RU 2639341 C1, 21.12.2017. RU
2193045 C2, 20.11.2002. RU 2272899 C1,
27.03.2006. RU 25533 U1, 10.10.2002. RU 2418156
C1, 10.05.2011. US 4297226 A, 27.10.1981.
ТОЛСТЫХ Л.И., ГОЛУБЕВА И.А.,
Химические реагенты для интенсификации
добычи нефти, Полимеры для повышения
нефтеотдачи, Ч.1, М., 1993, с.19-45.
ГУМЕРОВА Г.Р. и др., Технология
применения (см. прод.)

(54) Способ разработки нефтяного пласта

(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, в частности к разработке нефтяных месторождений, может быть использовано для увеличения нефтеотдачи неоднородных пластов. Изобретение содержит способ разработки нефтяного пласта. Способ разработки нефтяного пласта включает геофизические исследования нагнетательной скважины, определение профиля приемистости пласта, приготовление суспензии с частицами предварительно сшитого полимера, закачку суспензии в пласт, регулирование концентрации суспензии. Для приготовления суспензии используют пластовую жидкость, подаваемую в нагнетательную скважину, и предварительно сшитый полимер. В качестве предварительно сшитого полимера используют полимер на основе полиакриламида. Введением регуляторов абсорбционной емкости и/или степенью помола

полимера обеспечивают абсорбционную емкость 35–42 г воды на 1 г полимера для данной пластовой жидкости. Для приготовления суспензии используют установку закачки полимера. Входной и выходной патрубки установки соединены с трубопроводом, подающим пластовую жидкость в нагнетательную скважину. Регулирование концентрации суспензии осуществляют посредством измерения расхода жидкости, поступающей в нагнетательную скважину, и расхода жидкости, проходящей через установку закачки полимера. Передают значения расхода на управляющее устройство. Автоматически поддерживают уровень жидкости в емкости установки закачки полимера. Автоматически регулируют частоту вращения шнекового дозатора, подающего сухой полимер в емкость. Автоматически регулируют частоту вращения

валов электродвигателей насосов, подающих суспензию из емкости в трубопровод нагнетательной скважины. В качестве насосов в установке закачки полимера используют насосы

объемного вытеснения. Технический результат – увеличение нефтеотдачи из неоднородных пластов. 5 ил., 4 табл.

(56) (продолжение):

сшитых полимерных систем, УГНТУ, Нефтегазовое дело, Электронный научный журнал, N2, 2017, с.63-79, Найдено в Интернет: <<http://ogbus.ru>>.

R U 2 7 2 9 6 5 2 C 1

R U 2 7 2 9 6 5 2 C 1



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(12) ABSTRACT OF INVENTION

(52) CPC

E21B 43/16 (2020.02); C09K 8/58 (2020.02); C09K 8/588 (2020.02)

(21)(22) Application: 2019145017, 30.12.2019

(24) Effective date for property rights:
30.12.2019Registration date:
11.08.2020

Priority:

(22) Date of filing: 30.12.2019

(45) Date of publication: 11.08.2020 Bull. № 23

Mail address:

614064, g.Perm, ul.Chkalova, 22, a/ya 3, OOO
"Permskij patent", Butolina Alla Valentinovna

(72) Inventor(s):

Susanov Yakov Mikhajlovich (RU),
Ustkachintsev Egor Nikolaevich (RU),
Rozhkova Yuliya Anatolevna (RU)

(73) Proprietor(s):

Obshchestvo s ogranichennoj otvetstvennostyu
"NefteProm Servis" (RU)

(54) OIL FORMATION DEVELOPMENT METHOD

(57) Abstract:

FIELD: oil and gas industry.

SUBSTANCE: invention relates to oil industry, in particular to development of oil deposits, can be used for increasing oil recovery of heterogeneous formations. Invention comprises method of oil reservoir development. Method for development of oil formation includes geophysical survey of injection well, determination of formation intake profile, preparation of suspension with particles of pre-cross-linked polymer, pumping suspension into formation, controlling concentration of suspension. Suspension is prepared using reservoir fluid fed into the injection well and a pre-crosslinked polymer. Polyacrylamide-based polymer is used as the pre-cross-linked polymer. Absorption tank regulators and/or degree of grinding of polymer are used to provide absorption capacity of 35–42 g of water per 1 g of polymer for this reservoir fluid. Polymer injection unit is used to prepare the

suspension. Inlet and outlet branch pipes of the plant are connected to the pipeline, which supplies formation fluid to the injection well. Suspension concentration is controlled by measuring flow rate of fluid supplied to injection well and flow rate of liquid passing through polymer injection unit. Flow values are transmitted to a control device. Level of liquid in the polymer injection unit vessel is maintained automatically. Screw feeder feeding the dry polymer into the tank is automatically controlled. Speed of rotation of shafts of electric motors of pumps supplying suspension from reservoir into pipeline of injection well is automatically controlled. Pumps in the polymer injection unit are represented by positive-displacement pumps.

EFFECT: increasing oil recovery from heterogeneous reservoirs.

1 cl, 5 dwg, 4 tbl

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, в частности к разработке нефтяных месторождений, может быть использовано для увеличения нефтеотдачи неоднородных пластов.

Известен способ изменения коэффициента проницаемости воды в подземном пласте по патенту РФ на изобретение №2500711, С09К 8/508, 2012. Способ включает закачивание в подземный пласт композиции расширяемых полимерных микрочастиц, включающих взаимопроникающую полимерную сетку. Полимерная сетка включает один или более акриламидных сополимеров. Расширяемые полимерные микрочастицы имеют средний диаметр не увеличенного объема примерно от 0,05 до 5000 мкм.

Расширяемые полимерные микрочастицы имеют меньший диаметр, чем поры подземного пласта, и расширяются при изменении условий окружающей среды в подземном пласте. Недостатком является невысокий коэффициент извлечения нефти за счет невозможности проникновения полимерных микрочастиц в участки пласта, содержащие непроницаемые глинистые перемычки и из-за невысокой способности связывать воду в сильно обводненных участках.

Известен способ разработки нефтяного месторождения по патенту РФ на изобретение №2136867, E21В 43/32, 1999. Способ включает закачку в нагнетательные скважины сшитого полимерного состава и добычу нефти через добывающие скважины. Недостатком является невысокий коэффициент извлечения нефти.

Известен способ разработки неоднородного нефтяного пласта по заявке РФ на изобретение №2008134827, E21В 43/32, 2010. Способ включает последовательную закачку в пласт двух структурообразующих полимерных композиций с различными фильтрационными и прочностными характеристиками, регулируемые путем изменения качественного состава композиций. Первоначально осуществляют закачку гель-дисперсной системы для изоляции существующей системы техногенных трещин и высокопроводящих каналов в призабойной зоне. Затем производят закачку известной сшитой полимерной системы для регулирования профиля приемистости и фильтрационных потоков в неоднородных поровых и трещиновато-поровых пластах со стороны нагнетательных скважин. Для получения гель-дисперсной системы используют высокомолекулярный слабо гидролизированный полимер акриламида со степенью гидролиза - не более 0,5% и с концентрацией 1,0-1,5 мас.%. В качестве растворителя для получения гель-дисперсной системы используют воду любой минерализации. Недостатком является сложность осуществления способа, не стабильная адсорбционная способность полимера акриламида, обусловленная изменяющейся минерализацией воды, что приводит к не достаточному выравниванию профиля приемистости пласта и вытеснению нефти из труднодоступных участков.

В качестве ближайшего аналога заявляемому техническому решению выбран способ разработки неоднородных по проницаемости коллекторов по патенту РФ на изобретение №2639341, E21В 43/32, 2017. Способ заключается в закачке в пласт водной суспензии предварительно сшитого полимера – ПСП. Подбирают марку ПСП и технологические параметры обработки с учетом индивидуальных геолого-физических характеристик объекта. На скважине готовят начальную суспензию ПСП путем смешивания, по меньшей мере, двух объемов воды и одного объема реагента, представляющего собой частицы с исходным размером от 0,1 до 10 мм. После созревания в течение не более 120 минут полученную суспензию перемешивают в емкости с водой и закачивают в нагнетательную скважину в рабочей концентрации 0,1-0,5%. Предотвращают фильтрацию частиц реагента в низкопроницаемую часть коллектора вследствие исходных размеров частиц реагента и их последующего набухания, при этом диапазон порогового

значения проницаемости, ниже которого реагент в пласт не фильтруется, допускают от 200 до 500 мД в зависимости от начальной фракции и величины набухания.

Концентрацию реагента регулируют в зависимости от давления закачки реагента.

Реагент закачивают в скважину с помощью насосного агрегата ЦА-320 или СИН-32.

5 Выбор марки ПСП определяют исходя из рассчитанных показателей неоднородности пласта: контраста проницаемостей промытой высокопроницаемой зоны и нефтенасыщенной низкопроницаемой зоны, раскрытости трещин, граничное значение проницаемости между промытыми интервалами и нефтенасыщенными интервалами вытеснения нефти, а также исходя от значений минерализации закачиваемой и пластовой

10 вод. Причем, чем выше неоднородность пласта и минерализация вод, тем большие размеры частиц ПСП необходимо выбирать. При попадании в воду частицы начинают активно впитывать в себя воду, увеличиваясь в размере от 2 до 15 раз. Согласно лабораторным данным, степень набухания при 120°С (раз) через 1 час при минерализации растворителя соответственно 10 г/л и 100 г/л: (4,4), (2,3); через 72 часа:

15 (7,6), (5,6). Время созревания составляет от 30 до 120 минут. ПСП характеризуется ограниченной степенью влияния минерализации на степень набухания в пределах 30% при десяти кратном увеличении минерализации и отсутствием термодеструкции в пределах пластовых температур до 120°С. Концентрация реагента при закачке зависит от давления сопротивления при прохождении реагента перфорационных отверстий и

20 функции роста давления по мере заполнения трещин и/или высокопроницаемых зон. В случае приближения давления закачки к максимальному, концентрация снижается до уровня, позволяющего продолжить закачку реагента, либо осуществляется временный переход на закачку воды с целью продвижения закаченного реагента вглубь пласта с последующим возвращением к закачке на минимальной концентрации и продолжением

25 закачки по описанной выше схеме до закачки запланированного количества реагента в полном объеме. Недостатком является невысокая адсорбционная способность ПСП, недостаточная степень набухания его частиц, приводящая к неоднородности структуры частиц. Неоднородные частицы помимо пластичной оболочки содержат твердые включения. При большой скорости перемещения в обводненной части пласта данные

30 твердые частицы могут скапливаться, слипаться, образуя твердые полимерные пробки в обводненной части, которые могут привести не перенаправлению потока в менее обводненные участки, а к огибанию потоком этой пробки и к еще большему увеличению обводненности участка. Регулирование концентрации реагента по давлению закачки может привести к коэффициент извлечения нефти.

35 Техническим результатом заявляемого изобретения является увеличение нефтеотдачи из неоднородных пластов.

Технический результат достигается за счет того, что в способе разработки нефтяного пласта, включающем геофизические исследования нагнетательной скважины, определение профиля приемистости пласта, приготовление суспензии с частицами

40 предварительно сшитого полимера, закачку суспензии в пласт, регулирование концентрации суспензии, согласно изобретению, в качестве предварительно сшитого полимера используют полимер на основе полиакриламида, для приготовления суспензии используют пластовую жидкость, подаваемую в нагнетательную скважину, введением регуляторов абсорбционной емкости и/или степенью помола полимера обеспечивают

45 абсорбционную емкость 35 – 42 г воды на 1 г полимера для данной пластовой жидкости, для приготовления суспензии используют установку закачки полимера, у которой входной и выходной патрубки соединены с трубопроводом, подающим пластовую жидкость в нагнетательную скважину, для регулирования концентрации суспензии

измеряют расход жидкости, поступающей в нагнетательную скважину, и расход жидкости, проходящей через установку закачки полимера, передают значения расхода на управляющее устройство, автоматически поддерживают уровень жидкости в емкости установки закачки полимера, автоматически регулируют частоту вращения шнекового дозатора, подающего сухой полимер в емкость, автоматически регулируют частоту вращения валов электродвигателей насосов, подающих суспензию из емкости в трубопровод нагнетательной скважины, в качестве насосов в установке закачки полимера используют насосы объемного вытеснения.

Технический результат обеспечивается использованием ограниченно набухающего полимера на основе полиакриламида, сшитого ковалентными полярными связями. Состав и свойства такого полимера позволяют установить его абсорбционную емкость в пределах 35 – 42 г воды на 1 г полимера для пластовой жидкости любой степени минерализации. Использование пластовой жидкости, подаваемой в нагнетательную скважину, позволяет получить суспензию с оптимальными для разрабатываемого пласта свойствами. Абсорбционная емкость может регулироваться степенью помола сухого полимера и дополнительно может регулироваться введением регуляторов абсорбционной емкости, например, поверхностно-активных веществ, которые гидрофобизируют поверхность частиц. Оптимально подобранная абсорбционная емкость позволяет при закачке суспензии полимера с указанными свойствами обеспечивать эффективное выравнивание профилей приёмистости пласта и увеличить долю добываемой нефти в продукции скважины. Это происходит за счет блокировки высокопроницаемых промытых интервалов пласта дисперсной средой суспензии, и за счет промывки низкопроницаемых интервалов дисперсионной жидкостью. Установка закачки полимера состоит из конструктивных элементов, необходимых для приготовления суспензии. Использование установки закачки полимера, у которой входной и выходной патрубки соединены с трубопроводом, подающим пластовую жидкость в нагнетательную скважину, позволяет обеспечить отбор пластовой жидкости для приготовления необходимого количества суспензии, обладающей требуемыми свойствами для увеличения нефтеотдачи пласта. Регулирование концентрации суспензии позволяет сохранять стабильность ее свойств в течение всего времени воздействия на обрабатываемый пласт. Регулирование концентрации частиц полимера в пластовой воде производят в зависимости от количества жидкости, поступающей в нагнетательную скважину. Измерение расхода жидкости, поступающей в нагнетательную скважину и расхода жидкости проходящей через установку закачки полимера, в емкости которой готовят суспензию, позволяет учесть разницу в объемах жидкости, проходящих по этим участкам. Это дает возможность скорректировать концентрацию суспензии в емкости установки таким образом, чтобы в нагнетательную скважину попадала пластовая жидкость с количеством полимера необходимым для эффективной обработки именно выбранного пласта. Передача значений измеренного расхода жидкости на управляющее устройство позволяет отслеживать изменение расхода и своевременно регулировать концентрацию готовящейся в емкости суспензии. Для поддержания необходимой концентрации в емкости установки уровень жидкости в ней поддерживают постоянным, а изменение концентрации в зависимости от изменения расхода осуществляют количеством подаваемого в емкость сухого полимера. Для этого регулируют частоту вращения шнекового дозатора. Изменение расхода жидкости на входе в установку корректируют путем регулирования частоты вращения валов электродвигателей насосов, подающих суспензию из емкости в трубопровод нагнетательной скважины. Таким образом, осуществляя автоматическое регулирование работы установки закачки

полимера, обеспечивают стабильность свойств и характеристик ограниченно набухающего полимера на основе полиакриламида,, подаваемого в разрабатываемый пласт, что способствует его эффективному воздействию как на высокопроницаемый промытый интервал пласта, так и на низкопроницаемые интервалы. Использование в

5 установке закачки насосов объемного вытеснения исключает повреждение частиц полимера и изменение свойств суспензии.

На фигуре 1 представлена схема установки закачки полимера.

На фигуре 2 представлен график изменения давления и проницаемости керна при прокачке модели пластовой воды.

10 На фигуре 3 представлен график изменения давления при закачке суспензии.

На фигуре 4 представлен график изменения давления закачки и проницаемости керна после его обработки суспензией Сезам.

На фигуре 5 представлен график изменения давления при закачке суспензии в скважину.

15 Пластовая жидкость поступает по трубопроводу 1 в нагнетательную скважину 2, с трубопроводом 1 соединена установка закачки полимера 3 при помощи входной линии 4 и выходной линии 5. На трубопроводе 1 установлен расходомер 6, на выходной линии 5 установлен расходомер 7. Входная линия 4 соединяет трубопровод 1 с напорной частью 8 емкости 9. Напорная часть 8 емкости 9 сообщается с частью дозревания 10.

20 В напорной части 8 емкости 9 установлен датчик уровня 11, связанный через управляющее устройство, которым является контроллер (на чертеже не показан), с регулирующим клапаном 12. В части дозревания 10 емкости 9 установлены перегородки 13 и мешалки 14. Емкость 9 соединена с насосами объемного вытеснения 15, которые снабжены электродвигателями с регуляторами частоты вращения вала. На выходе

25 каждого насоса 15 установлен датчик давления 16, связанный с предохранительным клапаном 17, перепускающим избыточную жидкость в емкость 9. Напорная часть 8 емкости 9 снабжена загрузочным устройством 18 для подачи сухого полимера из шнека-дозатора 19. Шнек-дозатор 19, регуляторы частоты электродвигателей насосов 15, клапаны 12, 17, датчики давления 16 связаны с контроллером.

30 Способ разработки нефтяного пласта осуществляют следующим образом.

Выбирают нагнетательную скважину, подходящую для обработки предварительно сшитым полимером на основе полиакриламида. Такой скважиной может являться скважина с удовлетворительным техническим состоянием обсадной колонны и цемента в заколонном пространстве. Такая скважина должна иметь влияние на ближайшие

35 добывающие скважины, находящиеся в зоне с остаточными извлекаемыми запасами. Влияние на ближайшие добывающие скважины можно проследить по трассерным исследованиям и/или исследованиям минерализации воды в добываемой продукции. По результатам анализа данных по залежи, определяют необходимые для оценки потенциала скважины параметры. Такими параметрами являются приёмистость,

40 давление закачки нагнетательной скважины, коэффициенты продуктивности добывающих скважин, подверженных влиянию. Фиксируют средние значения параметров по участку залежи. При отклонении приёмистости в большую сторону и/или давления закачки в меньшую сторону, и/или коэффициентов продуктивности ближайших добывающих скважин в большую сторону, принимают решение о

45 возможности закачки предварительно сшитого полимера на основе полиакриламида в данную нагнетательную скважину. Кроме того, критериями выбора скважины может являться зональная и слоистая неоднородность по проницаемости, что характерно для трещиноватого коллектора. Критерием выбора скважины также может служить

неоднородность профиля приёмистости нагнетательной скважины и неоднородность профилей притока, связанных с ней добывающих скважин.

На основании проницаемости и приёмистости скважины, а также результатов проведения трассерных исследований подбирают минимальную фракцию полимера марки «Сезам». Также могут использоваться полимеры «Темпоскрин», «Ретин-10», «Поликар», АК-639 и другие. Полимер «Сезам» является ограниченно набухающим полимером на основе полиакриламида, сшитого ковалентными полярными связями. Стандартная рецептура полимера «Сезам» предназначена для изготовления суспензии на основе воды различной минерализации. В таблице 1 приведен состав для стандартной рецептуры полимера «Сезам».

Таблица 1

Реагент	Плотность реагента, г/см ³	Масса на тонну реакционной смеси, кг
Акриламид	1,13	430,5
Акриловая кислота, 99,8%	1,05	138,6
Гидроксид калия	2,12	107,6
Пероксидисульфат аммония (ПРСФТ)	1,98	0,29
Сульфит натрия (СФТ)	2,63	0,16
Вода	1,00	322,8

Абсорбционную ёмкость полимера регулируют в зависимости от горно-геологических условий и в среднем она составляет около 40 г воды на 1 г полимера. Данный полимер может проникать в трещины и каналы с диаметром в 20 раз меньше диаметра набухшей частицы полимера. Плотность набухших частиц в модели пластовой воды (4 М раствор хлорида натрия) находится в диапазоне от 1,16 до 1,25 г/см³. Относительно небольшая скорость седиментации частиц увеличивает период стабильности суспензии в большом объеме. Фильтрационные испытания на керне показали, что полимер способен рваться на мелкие части, проходя через каналы керна.

В таблице 2 представлена информация о размерах фракций полимера «Сезам» в сухом и набухшем виде:

Таблица 2

Фракция сухого полимера, м	Размер частиц в набухшем виде, м	Диапазон расчётной скорости седиментации по уравнению Стокса, м/с
Менее 250 *10 ⁻⁶	650±250 *10 ⁻⁶	0,0015-0,0097
250-500 *10 ⁻⁶	1700±400 *10 ⁻⁶	0,01-0,0664
500-1000 *10 ⁻⁶	4200±800 *10 ⁻⁶	0,06-0,38

При необходимости степень помола могут менять в соответствии с геологическими характеристиками скважины-кандидата и коллектора. Полимер устойчив в температурном диапазоне до 120°С.

Для приготовления суспензии проводят предварительное тестирование полимера с пластовой водой, на основе которой будут готовить суспензию. Тестирование заключается в определении абсорбционной ёмкости полимера при данной степени минерализации воды. На основании данного испытания в состав полимера могут вводить дополнительные регуляторы абсорбционной ёмкости, которые удерживают ее на необходимом уровне. В случае воздействия на коллектор с трещинами и каналами большого диаметра могут проводить армирование полимерных частиц путём ввода на стадии полимеризации бентонита, либо компонентов на основе диоксида кремния. Гранулометрический состав полимера подбирается в соответствии с геологическими характеристиками коллектора.

Далее готовят суспензию и закачивают состав «Сезам» в нагнетательную скважину 2 с помощью установки закачки полимера 3. Необходимую концентрацию полимера так же определяют лабораторным путём в зависимости от геолого-физических характеристик пласта, в который производится закачка, технических и технологических параметров работы скважины. В связи с тем, что на установку поступает часть потока, то устанавливают концентрацию полимера в жидкости на установке закачки 3 выше заданной концентрации пластовой жидкости, закачиваемой в скважину 2. Расход пластовой жидкости, прокачиваемой через установку закачки полимера 3, определяется с одной стороны заданным временем набухания полимера, которое определяют с учётом абсорбционной ёмкости полимера, состава воды, объёма ёмкости, расхода жидкости, а с другой стороны - заданной концентрацией полимера в жидкости, закачиваемой в скважину нагнетания 2. Закачку полимерной суспензии начинают с введения в ёмкость 9 посредством шнека 19 минимальной фракции полимера, выбранной для данной скважины. В ходе закачки осуществляют контроль нагнетательного давления специальными приборами, такими как расходомеры, датчики давления, манометры, вискозиметры и т.д. С помощью расходомера 6 учитывают жидкость, поступающую в скважину 2 в обход установки закачки полимера 3. Информация с расходомера 6 поступает на общий контроллер установки 3 и отображается на мнемосхеме установки, где происходит регистрация поступающих сигналов. Расход жидкости, закачиваемой через установку 3 в скважинный трубопровод 1, замеряют расходомером 7. Информация с расходомера 7 поступает на контроллер и также отображается на мнемосхеме установки 3. Контроллер осуществляет регистрацию поступающих сигналов и автоматическое регулирование частотного регулятора шнекового дозатора 19 по расходу сухого полимера в напорную часть 8 ёмкости 9, одновременно происходит регулирование работы частотного регулятора насосных агрегатов 15 с целью обеспечения заданной концентрации полимера. На вход 4 установки 3 поступает объём пластовой жидкости с расходом, необходимым для поддержания постоянного уровня жидкости в напорной части 8 ёмкости 9. На ёмкости установлен датчик уровня 11. Сигнал с датчика уровня 11 поступает на контроллер, обрабатывается цифровым процессором, и далее в зависимости от величины уровня жидкости в ёмкости 9 подаётся сигнал на регулирующий клапан 12. Клапан 12 по соответствующему алгоритму автоматически устанавливает степень открытия/закрытия и, таким образом, поддерживает уровень жидкости в ёмкости 9 на одном уровне. Далее жидкость с частицами полимера под собственным давлением перетекает из напорной части 8 в часть дозревания 10 ёмкости 9. Происходит перемешивание состава мешалками 14, прохождение его вдоль перегородок 13 и дозревание ограниченно-набухающего полимера в ёмкости 9. После чего поток образованной суспензии поступает на приём насосов 15 объёмного типа. При перекачке данными насосами исключается деформации и разрушение частиц полимера. Частота вращения валов электродвигателей насосов 15 определяется автоматически контроллером установки 3 с целью поддержания расхода жидкости и концентрации ограниченно-набухающего полимера на заданном уровне. Далее поток жидкости направляется по линии 5 в трубопровод 1 для закачки в скважину 2 суперабсорбента, ограниченно набухающего в воде. В скважине и в пласте полимер впитывает воду, при этом не растворяясь в воде. При набухании полимерные частицы увеличиваются в объеме и становятся эластичными. При закачке суспензии в нагнетательную скважину 2 частицы полимера могут сжиматься и рваться, проходя через призабойную зону в удалённую зону пласта по наиболее проницаемым обводнённым пропласткам. В связи со значительным снижением нагнетательного

давления в удаленной зоне пласта скорость перемещения частиц по пласту снижается. Частицы полимерного геля собираются и образуют полимерную «пробку», которая перекрывает наиболее проницаемые интервалы и перенаправляет водные потоки в низкопроницаемые нефтяные пропластки. При наличии непроницаемых глинистых перемычек в продуктивном пласте, прослой, отделенный перемычками, либо совсем не принимает воду, либо принимает ее значительно слабее, чем соседние более проницаемые прослои, поэтому его разработка возможна только на режиме естественного истощения и независимо от срока разработки и степени уплотнения скважин нефтеотдача низка. При закачке полимера «Сезам» в высокопроницаемые прослои происходит вовлечение таких прослоев в разработку. Это приводит к росту добычи нефти и более полному охвату запасов процессом вытеснения за счет перераспределения потоков воды и увеличения давления нагнетания. На участках, уже сильно обводненных по другим пластам, закачка полимера «Сезам» также приводит и к снижению общей обводненности за счет дополнительного притока нефти из подключаемых в работу нефтенасыщенных коллекторов. Кроме того, применение данной технологии позволяет увеличить время прохождения водного потока от нагнетательной до добывающей скважины, обеспечив равномерное распределение нагнетаемой воды по профилю пласта. За счёт увеличения времени нахождения воды в пласте данный способ позволяет снизить долю добываемой воды в продукции скважины, промыть нефтяные низкопроницаемые зоны пласта, и, соответственно, увеличить долю добываемой нефти в продукции скважины.

Эффективность применения технологии по заявляемому способу продемонстрировали фильтрационные испытания суспензии. Испытания суспензии проводились на трехфазной установке для исследования керна УИК-5ВГ. К испытанию был принят образец карбонатного трещиноватого керна с раскрытостью трещины 89,7 мкм и исходным коэффициентом проницаемости 2,005 Д. Испытываемая суспензия была приготовлена на основе модели пластовой воды, которая представляет собой 20% раствор хлористого натрия (дисперсионная среда). С целью снижения скорости седиментации частиц в дисперсионную среду был добавлен водорастворимый низкомолекулярный полиакриламид в концентрации 5000 ppm для увеличения вязкости дисперсионной среды. Вязкость полученной дисперсионной среды составляла 37 сПз. По причине отсутствия турбулентного режима закачки в установке, который характерен для реальных условий, данная мера была предпринята в соответствии с уравнением Стокса. В испытании тестировался порошок «Сезам» с гранулометрическим составом 250-500 мкм. Порошок при перемешивании добавлялся в вязкую дисперсионную среду в концентрации 1000 ppm и выстаивался в течение двух часов.

Испытание на керне проводилось в три этапа. На первом этапе в керн закачивали обычный 20% раствор хлористого натрия плотностью 1,145 г/г со скоростью 5 мл/мин. Данный опыт был направлен на определение изначального коэффициента проницаемости. График изменения давления и проницаемости керна при прокачке модели пластовой воды представлен на фигуре 2.. На втором этапе производилась закачка суспензии. На этом этапе особое внимание уделялось изменению давления нагнетания. График изменения давления при закачке суспензии изображен на фигуре 3. На третьем этапе проводили повторное определение проницаемости образца керна и сравнение с изначальным показателем. График изменения давления закачки и проницаемости керна после его обработки суспензией Сезам представлен на фигуре 4.

В таблице 3 представлены параметры, полученные в ходе фильтрационных испытаний суспензии на основе полимера «Сезам»

Таблица 3

Раскрытость трещины (расчетная), мкм	Р _{мах} при закачке химреагента, атм	К _{пр1} /К _{пр2} , мкм ²	Перепад давления при К _{пр1} /К _{пр2} , атм	Р _{мах} при К _{пр2} , атм	К _{восст} , д.ед.
89,70	7,84	2,005/0,120	0,103/1,701	3,40	0,060

Первый этап эксперимента показал, что начальная проницаемость керна (к_{пр1}) составляла 2,01 мкм², при этом давление закачки реагента составило 0,11 атм.

Анализ динамики показателей при закачке суспензии на основе полимера «Сезам», представленной на Фиг.3, показал, что при прокачке 10 см³ суспензии давление закачки достигло 1 атм. Скачкообразные пики графика свидетельствует о кольматации трещины частицами полимера. Далее давление закачки выходит на «полку» с медианой примерно 2,5 атм., при максимальном значении 4 атм.

Третий этап испытания демонстрирует значительное снижение коэффициента проницаемости (к_{пр2}). Проницаемость трещинной керновой моделикратно снизилась с 2,01 до 0,120 мкм², что сопоставимо с проводимостью поровых каналов со средней проницаемостью. Коэффициент проницаемости после закачки «Сезам» снизился в 16,7 раз.

Для оценки необходимых технологических характеристик процесса закачки полимерного геля, учитывая масштабный эффект, сопоставили условия фильтрационных испытаний с промышленными условиями. При допущении, что длина призабойной зоны пласта (ПЗП) составляет 1 м, а давление закачки - 300 атм., расчетный перепад давления на 1 сантиметр ПЗП составляет 3 атм. Полученное в эксперименте максимальное давление закачки полимера Р_{мах} не превышало 4 атм., что при длине керна 3 см дает перепад давления на 1 сантиметр - 1,3 атм. Соответственно фильтрационные эксперименты показали, что прочностные характеристики полимерных частиц позволяют разработанному полимеру преодолеть призабойную зону пласта и проникать в удаленную зону пласта.

На основании данных эксперимента, сделан вывод, что полимер способен кольматировать высокопроницаемые трещиноватые интервалы пласта и значительно снижать их проницаемость, что безусловно является причиной перераспределения водных потоков в наименее проницаемые интервалы и увеличения нефтеотдачи неоднородных пластов.

Пример осуществления способа:

В нагнетательную скважину № 2137 произвели закачку полимера «Сезам». Характеристики скважины, предшествующие закачке и обработке полимером, представлены в табл.4:

Таблица 4

№ скважины	№2137
Тип коллектора	Терригенный, трещиноватый
Пластовая температура, С	105
Максимальная проницаемость, мД	1350
Общая принимающая толщина	8,5
Минерализация закачиваемой воды, мг/л	3800

Объем сухого вещества составлял 15,5т, полимер вводили в скважину вместе с водой закачки. Закачку проводили в 4 этапа при следующих характеристиках:

1 этап – концентрация 1%, размер частиц 5мм, общий закачанный объем 200 м³

2 этап - концентрация 0,5%, размер частиц 1,5мм, общий закачанный объем 700м³

3 этап - концентрация 0,5%, размер частиц 3мм, общий закачанный объем 1800м³

4 этап - концентрация 0,5%, размер частиц 5мм, общий закачанный объем 800м³

Общий объем закачанной суспензии – 3500м³, давление закачки постепенно

5 увеличивали с 3 МПа на 1 этапе до 10,5 МПа на 4 этапе. График зависимости давления от общего объема закачанной суспензии изображен на фигуре 5.

После применения заявляемого способа по записи профиля приемистости пласта наблюдали увеличение общей принимающей толщины пласта с 8,5 м до обработки полимером до 19м – после обработки полимером «Сезам». Дополнительная добыча по участку влияния скважины №2137 составила 1820 т нефти за 7 месяцев эксплуатации.

10 Таким образом, заявляемое изобретение позволяет увеличить нефтеотдачу из неоднородных пластов.

(57) Формула изобретения

15 Способ разработки нефтяного пласта, включающий геофизические исследования нагнетательной скважины, определение профиля приемистости пласта, приготовление суспензии с частицами предварительно сшитого полимера, закачку суспензии в пласт, регулирование концентрации суспензии, отличающийся тем, что в качестве

20 предварительно сшитого полимера используют полимер на основе полиакриламида, для приготовления суспензии используют пластовую жидкость, подаваемую в нагнетательную скважину, введением регуляторов абсорбционной емкости и/или степенью помола полимера обеспечивают абсорбционную емкость 35–42 г воды на 1 г полимера для данной пластовой жидкости, для приготовления суспензии используют

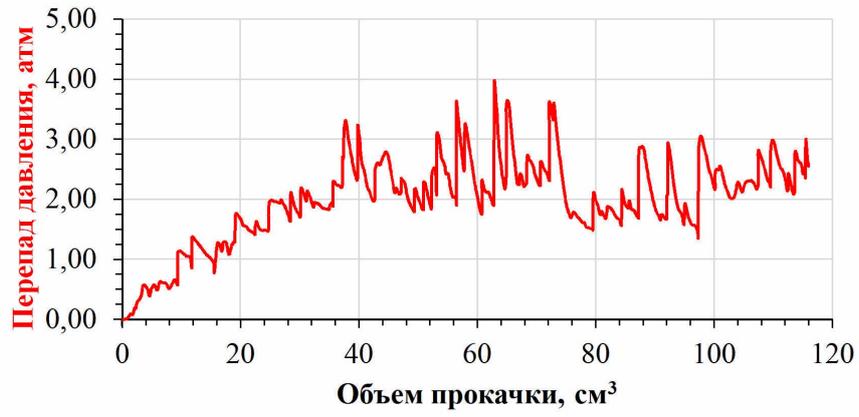
25 установку закачки полимера, у которой входной и выходной патрубки соединены с трубопроводом, подающим пластовую жидкость в нагнетательную скважину, для регулирования концентрации суспензии измеряют расход жидкости, поступающей в нагнетательную скважину, и расход жидкости, проходящей через установку закачки полимера, передают значения расхода на управляющее устройство, автоматически поддерживают уровень жидкости в емкости установки закачки полимера, автоматически

30 регулируют частоту вращения шнекового дозатора, подающего сухой полимер в емкость, автоматически регулируют частоту вращения валов электродвигателей насосов, подающих суспензию из емкости в трубопровод нагнетательной скважины, в качестве насосов в установке закачки полимера используют насосы объемного вытеснения.

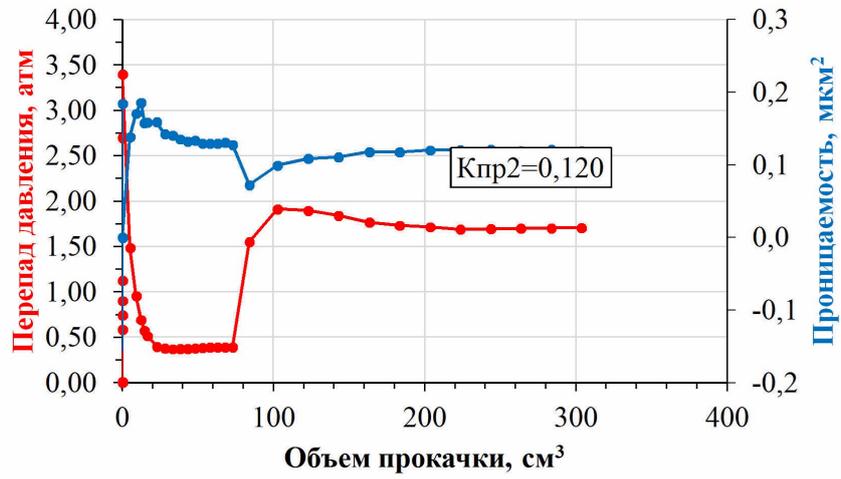
35

40

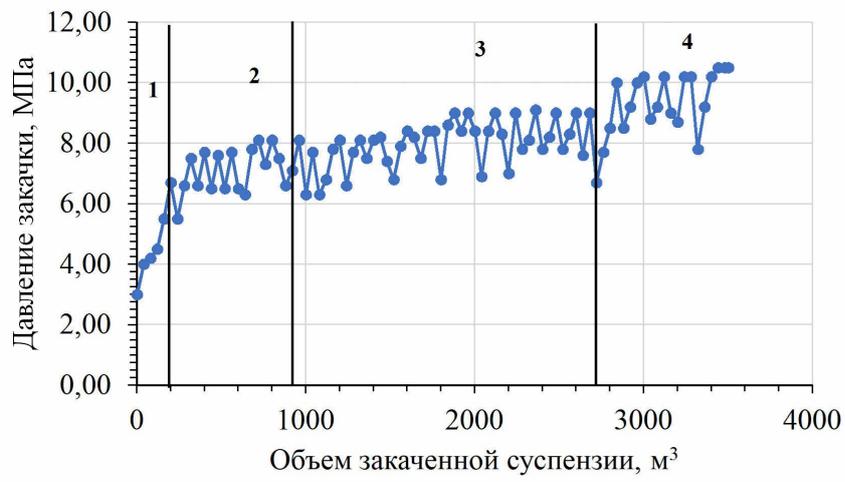
45



Фиг. 3



Фиг. 4



Фиг. 5