



(51) МПК
E21B 43/20 (2006.01)
E21B 43/22 (2006.01)
E21B 43/32 (2006.01)

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
 ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21)(22) Заявка: 2015146429/03, 29.10.2015

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
 29.10.2015

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 29.10.2015

(45) Опубликовано: 10.09.2016 Бюл. № 25

(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: RU 2515675 C1, 20.05.2014. RU 2244812 C1, 20.01.2005. RU 2285785 C1, 20.10.2006. RU 2535545 C1, 20.12.2014. RU 2339801 C2, 27.11.2008. RU 2387815 C1, 27.04.2010. EP 2602425 A1, 12.06.2013.

Адрес для переписки:

423330, Респ. Татарстан, г. Азнакаево, ул.
 Нефтяников, 22, НГДУ "Азнакаевскнефть", нач.
 тех. отд.

(72) Автор(ы):

**Хисамов Раис Салихович (RU),
 Ахметгареев Вадим Валерьевич (RU),
 Таипова Венера Асгатовна (RU)**

(73) Патентообладатель(и):

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

(54) СПОСОБ РАВНОМЕРНОЙ ВЫРАБОТКИ СЛОИСТОГО КОЛЛЕКТОРА

(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтяной промышленности и может найти применение при разработке неоднородных слоистых коллекторов. Технический результат - повышение равномерности выработки запасов нефти, увеличение коэффициентов охвата и нефтеизвлечения слоистых нефтяных залежей. Способ включает выбор добывающей скважины и ближайшей к ней нагнетательной скважины, являющейся причиной обводнения добывающей скважины. Осуществляют закачку в скважины состава для ограничения водопритока для ликвидации зон прорыва воды. Закачивают воду в нагнетательную скважину и отбирают продукцию из добывающей скважины. В качестве состава для ограничения водопритока используют модифицированную воду - воду, концентрацию и ионный состав растворенных солей которой определяют по лабораторным исследованиям снижения проницаемости керна данного пропластка не менее чем в 10 раз при прокачке одного порового объема керна при пластовой

температуре и скорости прокачки не менее 5 мл/мин. При этом снижение проницаемости является результатом выпадения солей в призабойной зоне добывающей скважины при реакции модифицированной воды со сточной водой пропластка. В добывающей скважине определяют обводненность каждого пропластка. В нагнетательную и добывающую скважины спускают колонну труб с пакерами и изолируют данными пакерами пропласток с максимальной обводненностью от остальных пропластков. Закачивают в изолированный пропласток через нагнетательную скважину модифицированную воду с расходом 0,5-1,0 от максимальной проницаемости пропластка. При этом забойное давление в добывающей скважине снижают до 0,9-1,0 от давления насыщения. Закачку ведут до снижения обводненности пропластка до 0,8-1,2 от обводненности пропластка с минимальной обводненностью. После этого через нагнетательную скважину в рассматриваемый пропласток закачивают водный раствор хлора

из расчета 20-100 м³ на 1 м эффективной толщины пропластка. В первые 10-50 м³ закачиваемой модифицированной воды добавляют ингибиторы отложения солей. Аналогичную операцию по последовательной закачке модифицированной воды и водного раствора хлора проводят на

остальных пропластках кроме пропластка с минимальной обводненностью. После этого скважины переводят в обычный режим эксплуатации. Вышеупомянутые мероприятия повторяют с периодичностью 0,5-2 года. 2 пр., 1 табл., 1 ил.

RU 2597596 C1

RU 2597596 C1



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(51) Int. Cl.

E21B 43/20 (2006.01)*E21B 43/22* (2006.01)*E21B 43/32* (2006.01)(12) **ABSTRACT OF INVENTION**(21)(22) Application: **2015146429/03, 29.10.2015**(24) Effective date for property rights:
29.10.2015

Priority:

(22) Date of filing: **29.10.2015**(45) Date of publication: **10.09.2016** Bull. № **25**

Mail address:

**423330, Resp. Tatarstan, g. Aznakaevo, ul.
Neftjanikov, 22, NGDU "Aznakaevskneft", nach.
tekh. otd.**

(72) Inventor(s):

**KHisamov Rais Salikhovich (RU),
Akhmetgareev Vadim Valerevich (RU),
Taipova Venera Asgatovna (RU)**

(73) Proprietor(s):

**Otkrytoe aktsionernoe obshshestvo "Tatneft"
im. V.D. SHashina (RU)**

(54) **METHOD FOR UNIFORM EXTRACTION STRATIFIED RESERVOIR**

(57) Abstract:

FIELD: oil and gas industry.

SUBSTANCE: invention can be used in developing heterogenous layered reservoirs. Method involves selection of producer and nearest injection well, which is reason of flooding of production well. Method includes pumping into well a composition for limiting water influx to eliminate water inrush zones. Water is pumped into injection well and product is extracted from production well. Composition for limiting water inflow is modified with water-water, concentration and ion composition of dissolved salts which is determined by laboratory research of reduction of permeability of core of given interlayer by not less than 10 times while pumping one porous volume of core at formation temperature and pumping rate of not less than 5 ml/min. Reduction of permeability is a result of precipitation of salts in bottomhole zone of production well during reaction of modified water with waste water of interlayer. Water cut of each interlayer is determined in production well. In injection and production well a string is lowered, having packers and said packers isolate interlayer with maximum water content from

rest of interlayers. Modified water is pumped into isolated interlayer through injection well at a rate of 0.5-1.0 of maximum intake rate of interlayer. Bottom-hole pressure in production well is reduced to 0.9-1.0 of saturation pressure. Pumping is performed until water cut of interlayer is 0.8-1.2 of water cut of interlayer with minimum water cut. After that, through injection well in analysed interlayer aqueous solution of chlorine is pumped in amount of 20-100 m³ per 1 m effective thickness of interlayer. In first 10-50 m³ of injected modified water saline deposit inhibitors are added. Similar operation for successive pumping of modified water and aqueous chlorine solution is carried out on other interlayers except interlayer with minimum water cut. After that, wells are converted to normal operating mode. Said operations are repeated with periodicity of 0.5-2 year.

EFFECT: high uniformity of recovery of oil reserves, increasing sweep efficiency and oil recovery of layered oil deposits.

1 cl, 2 ex, 1 tbl, 1 dwg

Изобретение относится к нефтяной промышленности и может найти применение при разработке неоднородных слоистых коллекторов.

Известен способ блокирования водопритока из пластов, включающий циклическую закачку в пласт блокирующего состава на жидкофазной полимерной основе, не вызывающей набухание жидкости, с последующей остановкой закачки. В начале каждого цикла закачивают оторочку воды в объеме 5-20% от объема блокирующего состава, закачку производят при давлении выше пластового в 1,1-2,1 раза, в конце каждого цикла снижают давление до пластового и производят временную выдержку, равную предварительно установленному времени гелеобразования блокирующего состава в пластовых условиях (патент РФ №2391490, кл. E21B 33/138, опубл. 10.06.2010).

Недостатком известного способа является невысокая эффективность водоограничения. Гелевые составы работают, согласно промышленному опыту, в среднем один месяц, после чего вода прорывается по ранее изолированному каналу. Соответственно, это приводит к неравномерной выработке запасов, низким коэффициентам охвата и нефтеизвлечения при разработке.

Наиболее близким к предложенному изобретению по технической сущности является способ изоляции водопритока в нефтедобывающую скважину, включающий циклическую закачку в обводнившийся продуктивный пласт через скважину водоизоляционного состава и технологическую выдержку. Согласно известному способу, каждый последующий цикл закачки водоизоляционного состава относительно предыдущего осуществляют с увеличением давления закачки и увеличением объема водоизоляционного состава при соотношении давлений и объемов как 1:1, 2:2, 3:3, 4:4 и т.д. соответственно в циклах 1, 2, 3, 4 и т.д., а время технологической выдержки в циклах выбирают из расчета наступления полного гелеобразования водоизоляционного состава, закаченного в первом цикле, не ранее завершения закачки водоизоляционного состава в последнем цикле, при этом продавку водоизоляционного состава в каждом цикле осуществляют технической водой с водородным показателем pH=6,0-6,5, а после технологической выдержки в последнем цикле проводят стравливание давления до атмосферного. Дополнительно водоизоляционные составы закачивают разные, либо чередуют одинаковые. Во время технологической выдержки предусматривают подкачку, если естественное стравливание давления в пласт происходит значительно быстрее времени запланированной технологической выдержки. В зависимости от фильтрационных характеристик пласта для предотвращения полного закупоривания пор технологическую выдержку в последнем цикле завершают за 1-5 часов до полного гелеобразования водоизоляционного состава, закаченного в последнем цикле (патент РФ №2515675, кл. E21B 33/138, опубл. 20.05.2014 - прототип).

Известный способ позволяет повысить эффективность водоизоляции, однако в слоистых коллекторах выработка остается неравномерной, что снижает охват залежи и приводит к невысокой нефтеотдаче.

В предложенном изобретении решается задача повышения равномерности выработки запасов нефти, увеличения коэффициентов охвата и нефтеизвлечения слоистых нефтяных залежей.

Задача решается тем, что в способе равномерной выработки слоистого коллектора, включающем выбор добывающей скважины и ближайшей к ней нагнетательной скважины, являющейся причиной обводнения добывающей, закачку в скважины состава для ограничения водопритока для ликвидации зон прорыва воды, отбор продукции из добывающей скважины и закачку воды в нагнетательную скважину, согласно изобретению в качестве состава для ограничения водопритока используют

модифицированную воду - воду, концентрацию и ионный состав растворенных солей которой определяют по лабораторным исследованиям снижения проницаемости керна данного пропластка не менее чем в 10 раз при прокачке одного порового объема керна при пластовой температуре и скорости прокачки не менее 5 мл/мин, при этом снижение проницаемости является результатом выпадения солей в призабойной зоне добывающей скважины при реакции модифицированной воды со сточной водой пропластка, в добывающей скважине определяют обводненность каждого пропластка, в нагнетательную и добывающую скважины спускают колонну труб с пакерами и изолируют данными пакерами пропласток с максимальной обводненностью от остальных пропластков, закачивают в изолированный пропласток через нагнетательную скважину модифицированную воду с расходом 0,5-1,0 от максимальной приемистости пропластка, при этом забойное давление в добывающей скважине снижают до 0,9-1,0 от давления насыщения, закачку ведут до снижения обводненности пропластка до 0,8-1,2 от обводненности пропластка с минимальной обводненностью, после чего через нагнетательную скважину в рассматриваемый пропласток закачивают водный раствор хлора из расчета 20-100 м³ на 1 м эффективной толщины пропластка, в первые 10-50 м³ закачиваемой модифицированной воды добавляют ингибиторы, аналогичную операцию по последовательной закачке модифицированной воды и водного раствора хлора проводят на остальных пропластках кроме пропластка с минимальной обводненностью, после чего скважины переводят в обычный режим эксплуатации, мероприятия повторяют с периодичностью 0,5-2 года.

Сущность изобретения

На эффективность равномерной выработки запасов неоднородного слоистого коллектора существенное влияние оказывает скорость продвижения нагнетаемой воды от нагнетательных скважин к добывающим по каждому из пропластков. Разная проницаемость пропластков приводит к разным скоростям продвижения закачиваемой воды. Поэтому необходимо проводить мероприятия по выравниванию обводненности пропластков. Существующие технические решения не в полной мере позволяют выполнить данную задачу. В предложенном изобретении решается задача повышения равномерности выработки запасов нефти, увеличения коэффициентов охвата и нефтеизвлечения слоистых нефтяных залежей. Задача решается следующим образом.

На фиг. 1 представлено схематическое изображение добывающей и нагнетательной скважины, вскрывающих три пропластка слоистой залежи. Обозначения: 1, 2, 3 - нефтенасыщенные пропластки, 4 - неколлектор, 5 - добывающая скважина, 6 - нагнетательная скважина, 7 - колонна труб, 8 - пакер, 9 - перфорационные отверстия.

Способ реализуют следующим образом.

На участке залежи, представленным тремя нефтенасыщенными пропластками 1, 2, 3, разделенных между собой прослоями неколлектора 4, пробурены добывающая 5 и нагнетательная 6 скважины (фиг. 1). После определенного периода разработки скважина 5 обводняется до значения, при котором экономическая эффективность ее эксплуатации низка. Причиной обводнения добывающей скважины 5 является нагнетательная скважина 6. В добывающей скважине 5 определяют обводненности V_1 , V_2 , V_3 соответственно пропластков 1, 2, 3. Допустим обводненность V_1 пропластка 1 максимальная, тогда как обводненность V_2 пропластка 2 минимальна.

Предварительно проводят лабораторные исследования на керне пропластков 1-3 при пластовой температуре и скорости прокачки не менее 5 мл/мин на несовместимость сточной и предполагаемой для закачки воды. При этом подбирают воду (условно назовем

ее модифицированной) с отличным от сточной воды ионным составом и/или концентрацией солей, такую, при смешивании которой со сточной водой пропластков 1-3 происходит выпадение солей. Объем выпадаемого осадка должен быть достаточным для снижения проницаемости пропластков 1-3 не менее чем в 10 раз при прокачке одного порового объема керна. Опыт показывает, что в большинстве случаев этого позволяет добиться сульфатная вода. Согласно исследованиям, при уменьшении проницаемости менее чем в 10 раз, эффективность водоограничения практически отсутствует, т.к. приток воды из пропластка остается достаточно высоким по сравнению с притоком нефти.

После подбора состава такой модифицированной воды в нагнетательную 6 и добывающую 5 скважины спускают колонну труб 7 с пакерами 8 и изолируют данными пакерами 8 пропласток 1 с максимальной обводненностью V_1 от остальных пропластков 2 и 3. Закачивают в изолированный пропласток 1 через нагнетательную скважину 6 модифицированную воду с расходом 0,5-1,0 от максимальной приемистости пропластка 1, при этом забойное давление в добывающей скважине 5 снижают до 0,9-1,0 от давления насыщения нефти газом пропластка 1. Согласно расчетам высокие дебиты добывающей скважины позволяют повысить скорость потока в призабойной зоне пласта и увеличить степень выпадения солей. Поэтому наиболее оптимальное забойное давление задано в районе давления насыщения. При расходе модифицированной воды менее чем 0,5 от максимальной приемистости пропластка компенсация отбора жидкости закачкой значительно снижается, что уменьшает эффективность водоизоляции. При превышении максимальной приемистости пропластка возможны нарушения как скважины, так и пропластков (например, гидроразрыв).

Закачку модифицированной воды ведут до снижения обводненности пропластка 1 до 0,8-1,2 от обводненности пропластка 2 с минимальной обводненностью V_2 . Расчеты показывают, что более одинаковые значения обводненности каждого пропластка 1, 2, 3 повышают равномерность выработки запасов неоднородного слоистого коллектора, поэтому закачку ведут до снижения обводненности до уровня пропластка 2 с минимальной обводненностью V_2 с запасом $\pm 20\%$ (или 0,8-1,2 от обводненности пропластка с минимальной обводненностью). Превышение данного запаса приводит к неравномерности выработки запасов.

Далее через нагнетательную скважину 6 в рассматриваемый пропласток 1 закачивают водный раствор хлора (хлорная вода) из расчета 20-100 м³ на 1 м эффективной толщины пропластка 1. Концентрацию хлорной воды определяют предварительно в лабораторных условиях по растворению солей сульфатов бария, стронция и прочих малорастворимых солей, выпадающих в осадок. Расчеты показывают, что объем 20-100 м³ на 1 м обеспечивает очистку оборудования нагнетательной скважины 6 и ее призабойной зоны от возможно выпавших солей в данной области. Объем менее 20 м³ в большинстве случаев не обеспечивает должной очистки, а более 100 м³ приводит к растворению солей в призабойной зоне добывающей скважины 5 при последующей закачке сточной воды в нагнетательную скважину 6 и соответственно проталкиванию оторочки хлорной воды к забою добывающей скважины 5.

При необходимости предотвращения выпадения солей в насосном оборудовании, трубах 7 и перфорационных отверстиях 9, в первые 10-50 м³ закачиваемой модифицированной воды также добавляют ингибиторы (например, дифонат). Согласно промышленному опыту менее 10 м³ модифицированной воды с ингибитором может быть

недостаточно для предотвращения преждевременного выпадения солей при замещении отбираемой воды модифицированной. Тогда как более 50 м³ приводит к отсутствию выпадения солей, что снижает эффективность водоизоляции.

Аналогичную операцию по последовательной закачке модифицированной воды и водного раствора хлора проводят на пропластке 3, но не проводят на пропластке 2 с минимальной обводненностью В₂.

Затем пакеры 8 распакеровывают и ведут закачку сточной воды одновременно в пропластки 1-3 через нагнетательную скважину 6 и одновременный отбор продукции пропластков 1-3 через добывающую скважину 5.

Мероприятия повторяют с периодичностью 0,5-2 года, в т.ч. и в пропластке 2 в зависимости от его обводненности. После выпадения солей в промытых участках призабойной зоны добывающей скважины 5 происходит перераспределение потока закачиваемой сточной воды, которая начинает «обходить» закольматированные участки. Исследования показывают, что для большинства коллекторов через 0,5-2 года закачиваемая вода полностью «обходит» закольматированную зону и обводненность вновь повышается до значения до закачки модифицированной воды.

Разработку ведут до полной экономически рентабельной выработки участка залежи.

Результатом внедрения данного способа является повышение равномерности выработки запасов нефти, увеличение коэффициентов охвата и нефтеизвлечения слоистых нефтяных залежей.

Примеры конкретного выполнения способа.

Пример 1. На участке залежи, представленным тремя нефтенасыщенными карбонатными пропластками 1, 2, 3, разделенными между собой прослоями неколлектора 4, пробурены добывающая 5 и нагнетательная 6 скважины на расстоянии друг от друга 300 м (фиг. 1). Кровля пропластка 1 залегает на глубине 860 м, начальное пластовое давление составляет 9,0 МПа, давление насыщения нефти газом 1,5 МПа, пластовая температура 25°С, вязкость нефти в пластовых условиях 35,0 мПа·с. Толщины пропластков 1, 2, 3 составляют соответственно 2 м, 4 м, 3 м, проницаемости соответственно 300 мД, 100 мД, 180 мД.

После бурения скважин 5 и 6 и 12 лет разработки скважина 5 обводняется до 95,8%, при этом экономическая эффективность ее эксплуатации низка. Причиной обводнения добывающей скважины 5 является нагнетательная скважина 6. В добывающей скважине 5 определяют распределение дебитов и обводненности по пропласткам 1, 2, 3 (таблица 1). Исследования состава солей в отбираемой скважиной 5 сточной воде к указанному времени показали следующее: общая минерализация сточной воды - 182,5 г/л, из которых 152,8 г/л приходится на соли NaCl, 6,1 г/л - MgCl₂, 1,9 г/л - KCl, 2,7 г/л - MgSO₄, 12,5 г/л - CaCl₂, 6,3 г/л - CaSO₄, 0,2 г/л - NaHCO₃, плотность сточной воды - 1100 кг/м³.

Таблица 1. Показатели работы скважины до и после закачки модифицированной воды

Пропласток	1		2		3		Скважина в целом	
	до	после	до	после	до	после	до	после
Дебит нефти, q _{нп} , т/сут	0,3	14,7	1,0	4,7	0,6	2,6	1,9	22,0
Дебит жидкости, q _{жп} , т/сут	42,9	18,4	1,2	5,6	1,1	3,3	45,2	27,3
Обводненность, В _п , %	99,3	20,0	16,7	16,7	45,5	13,4	95,8	19,4

Максимальная приемистость пропластков 1, 2, 3 составляет соответственно 150

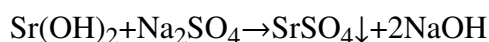
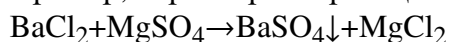
м³/сут, 80 м³/сут, 100 м³/сут. Текущее пластовое давление в зоне отбора 7,5 МПа.

Предварительно проводят при пластовой температуре 25°С лабораторные исследования на керне пропластков 1-3 на несовместимость сточной и предполагаемой для закачки воды - модифицированной. Для этого экстрагированный и
5 отвакуумированный керн насыщают моделью сточной воды по указанному выше солевому составу. После чего заводняют данный керн различной модифицированной водой. Определяют концентрацию солей в модифицированной воде, при смешивании которой с пластовой водой происходит выпадение солей и снижение проницаемости пропластков 1-3 в 10 раз (т.е. до 30 мД, 10 мД и 18 мД соответственно для пропластков
10 1, 2 и 3) при прокачке одного порового объема керна при скорости прокачки 5 мл/мин.

В результате исследований определили, что в качестве такой модифицированной воды подходит вода с девонских пластов, отбираемая с соседних скважин. Общая минерализация модифицированной воды составляет 254,8 г/л, из которых 181,7 г/л приходится на соли NaCl, 6,9 г/л - MgCl₂, 6,4 г/л - KCl, 27,7 г/л - MgSO₄, 10,4 г/л - CaCl₂,
15 19,6 г/л - CaSO₄, 2,1 г/л - NaHCO₃. Плотность пластовой воды составляет 1132 кг/м³.

Основные причины выпадения солей, согласно исследованиям, наличие двухвалентных металлов в породе, реакции модифицированной воды с повышенным содержанием сульфатов с которыми приводят к выпадению практически нерастворимых осадков.

Например, характерные реакции с солями бария и стронция:



В ходе лабораторных исследований также определяют, что 10%-ная концентрация хлорной воды позволяет растворять данные соли, выпавшие в осадок. Расчетами на
25 3Д-гидродинамической модели определяют, что объем хлорной воды 20 м³ на 1 м эффективной толщины пропластков 1 и 3 не приведет к приходу хлорной воды в призабойную зону добывающей скважины 5.

После подбора состава модифицированной воды в нагнетательную 6 и добывающую
30 5 скважины спускают колонну труб 7 с пакерами 8 и изолируют данными пакерами 8 пропласток 1 с максимальной обводненностью $V_1=99,3\%$ от остальных пропластков 2 и 3. Закачивают в изолированный пропласток 1 через нагнетательную скважину 6 модифицированную воду с расходом $0,5 \cdot 150 = 75$ м³/сут, при этом забойное давление в добывающей скважине 5 снижают до $0,9 \cdot 1,5 = 1,35$ МПа.

Для предотвращения выпадения солей в насосном оборудовании, трубах 7 и перфорационных отверстиях 9 в первые 50 м³ закачиваемой модифицированной воды добавляют ингибитор - дифонат.

Через 25 сут закачки модифицированной воды обводненность пропластка 1 снижается
40 до значения $V_1=1,2 \cdot V_2=1,2 \cdot 16,7\%=20,04\%$. Всего было закачено $25 \cdot 75 = 1875$ м³ модифицированной воды. Далее закачивают 10%-ый водный раствор хлора в объеме $20 \cdot 2 = 40$ м³.

Пакеры 8 напротив пропластка 1 распакеровывают, колонну труб 7 спускают ниже
45 и запакеровывают пакеры 8 напротив пропластка 3. Проводят аналогичную операцию по последовательной закачке модифицированной воды и водного раствора хлора в пропласток 3. Закачивают модифицированную воду с расходом $0,5 \cdot 100 = 50$ м³/сут, забойное давление в добывающей скважине 5 также снижают до $0,9 \cdot 1,5 = 1,35$ МПа. В

первые 10 м^3 закачиваемой модифицированной воды добавляют ингибитор - дифонат. Через 19 сут закачки модифицированной воды обводненность пропластка 3 снижается до значения $V_3=1,2 \cdot V_2=0,8 \cdot 16,7\%=13,36\%$. Всего было закачено $19 \cdot 50=950 \text{ м}^3$

5 модифицированной воды. Далее закачивают 10%-ый водный раствор хлора в объеме $20 \cdot 3=60 \text{ м}^3$.

Затем пакеры 8 распаковывают и ведут закачку сточной воды одновременно в пропластки 1-3 через нагнетательную скважину 6 и одновременный отбор продукции пропластков 1-3 через добывающую скважину 5. После мероприятий общий дебит 10 нефти по скважине возрос до $22,0 \text{ т/сут}$, по жидкости снизился до $27,3 \text{ т/сут}$, обводненность уменьшилась до $19,4 \text{ т/сут}$ (таблица 1).

Мероприятия повторяют с промежутком каждые полгода, когда обводненность добывающей скважины 5 возростала до 95-98%.

Разработку ведут до полной экономически рентабельной выработки участка залежи.

15 Пример 2. Выполняют как пример 1. Пласты имеют несколько иные геолого-физические характеристики. Максимальная приемистость пропластков 1, 2, 3 составляет соответственно $240 \text{ м}^3/\text{сут}$, $120 \text{ м}^3/\text{сут}$, $190 \text{ м}^3/\text{сут}$, толщины пропластков - соответственно 1,5 м, 5 м, 3 м, давление насыщения нефти газом составляет 1,3 МПа.

20 Модифицированную воду закачивают в нагнетательную скважину 6 с расходом $1,0 \cdot 240=240 \text{ м}^3/\text{сут}$ в пропласток 1 в течение 20 сут и $1,0 \cdot 190=190 \text{ м}^3/\text{сут}$ в пропласток 3 в течение 15 сут, при этом забойное давление в добывающей скважине 5 снижают до $1,0 \cdot 1,3=1,3 \text{ МПа}$. Водный раствор хлора закачивают в объеме $100 \cdot 1,5=150 \text{ м}^3$ в пропласток 1 и в объеме $100 \cdot 3=300 \text{ м}^3$ в пропласток 3. Мероприятия повторяют с промежутком 25 каждые 2 года.

В результате разработки рассматриваемого участка залежи, которое ограничили условием, когда обводненность всех пропластков не могла быть уменьшена закачкой модифицированной воды менее 98%, было добыто 93,4 тыс. т нефти, коэффициент охвата составил 0,761 д.ед., коэффициент извлечения нефти (КИН) - 0,406 д.ед. По 30 прототипу при прочих равных условиях добыто 79,8 тыс. т нефти, коэффициент охвата составил 0,651 д.ед., КИН - 0,347 д.ед. Прирост КИН по предлагаемому способу - 0,059 д.ед.

Таким образом, предлагаемый способ обеспечивает увеличение нефтеотдачи залежи.

35 Применение предложенного способа позволит решить задачу повышения равномерности выработки запасов нефти, увеличения коэффициентов охвата и нефтеизвлечения слоистых нефтяных залежей.

Формула изобретения

40 Способ равномерной выработки слоистого коллектора, включающий выбор добывающей скважины и ближайшей к ней нагнетательной скважины, являющейся причиной обводнения добывающей, закачку в скважины состава для ограничения водопритока для ликвидации зон прорыва воды, отбор продукции из добывающей скважины и закачку воды в нагнетательную скважину, отличающийся тем, что в качестве 45 состава для ограничения водопритока используют модифицированную воду - воду, концентрацию и ионный состав растворенных солей которой определяют по лабораторным исследованиям снижения проницаемости керна данного пропластка не менее чем в 10 раз при прокачке одного порового объема керна при пластовой температуре и скорости прокачки не менее 5 мл/мин, при этом снижение проницаемости

является результатом выпадения солей в призабойной зоне добывающей скважины при реакции модифицированной воды со сточной водой пропластка, в добывающей скважине определяют обводненность каждого пропластка, в нагнетательную и добывающую скважины спускают колонну труб с пакерами и изолируют данными пакерами пропласток с максимальной обводненностью от остальных пропластков, закачивают в изолированный пропласток через нагнетательную скважину модифицированную воду с расходом 0,5-1,0 от максимальной приемистости пропластка, при этом забойное давление в добывающей скважине снижают до 0,9-1,0 от давления насыщения, закачку ведут до снижения обводненности пропластка до 0,8-1,2 от обводненности пропластка с минимальной обводненностью, после чего через нагнетательную скважину в рассматриваемый пропласток закачивают водный раствор хлора из расчета 20-100 м³ на 1 м эффективной толщины пропластка, в первые 10-50 м³ закачиваемой модифицированной воды добавляют ингибиторы, аналогичную операцию по последовательной закачке модифицированной воды и водного раствора хлора проводят на остальных пропластках кроме пропластка с минимальной обводненностью, после чего скважины переводят в обычный режим эксплуатации, вышеупомянутые мероприятия повторяют с периодичностью 0,5-2 года.

20

25

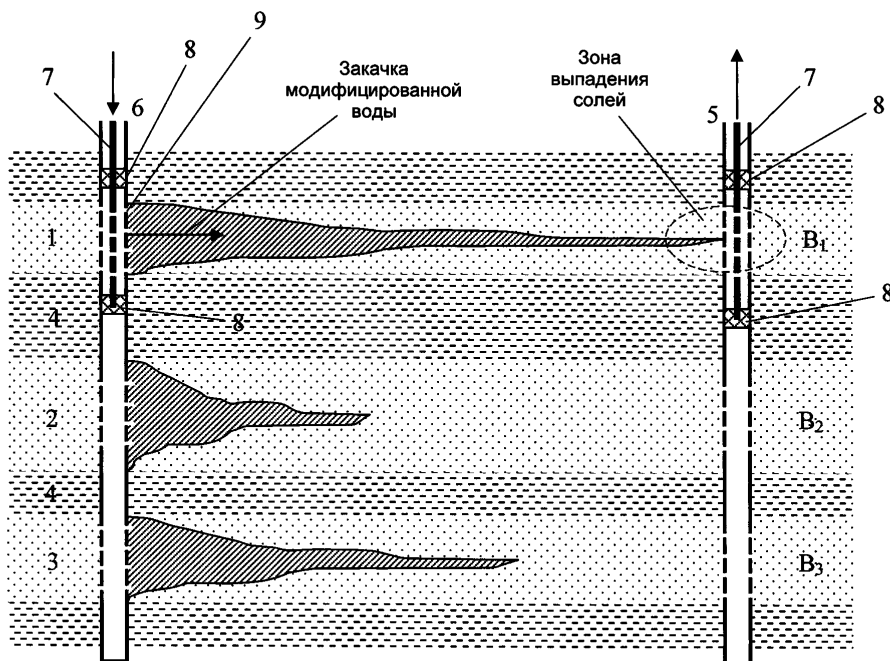
30

35

40

45

Способ равномерной выработки слоистого коллектора



Фиг. 1