



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ,
ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21) (22) Заявка 2005129017/03, 16.09.2005

(24) Дата начала отсчета действия патента:
16.09.2005

(43) Дата публикации заявки: 27.03.2007

(45) Опубликовано: 27.09.2007, Бюл. № 26

(56) Список документов, цитированных в отчете о
поиске SU 1035194 A, 15.08.1983. RU 2190753
C1, 10.10.2002. RU 2004116889 A, 01.01.2000. RU
2079648 C1, 20.05.1997. US 6561273 B2,
13.05.2003.

Адрес для переписки:

628606, Тюменская обл., г. Нижневартовск, ул.
60 лет Октября, 4, кв.136, С.Г. Канзафаровой

(72) Автор(ы):

Канзафарова Светлана Геннадьевна (RU),
Леонов Василий Александрович (RU),
Майоров Анатолий Кириллович (RU),
Стрилец Сабина Фидратовна (RU),
Канзафарова Руфина Фидратовна (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Канзафарова Светлана Геннадьевна (RU)

(54) СПОСОБ ВРЕМЕННОЙ ИЗОЛЯЦИИ ИНТЕРВАЛА ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтегазодобывающей промышленности, в частности к способам временной изоляции интервалов продуктивных пластов, глушения скважин с аномально низким пластовым давлением при ремонте скважин, и может быть использовано при разобщении газового и нефтяного интервалов, при разобщении совместно эксплуатируемых пластов, изоляции зон поглощения при бурении скважин. В способе временной изоляции интервала продуктивного пласта, включающем создание пористого пакера путем закачки в скважину двух композиций - полимерного раствора, содержащего водорастворимый полимер, сшиватель, вспениватель и воду, и разобщающей жидкости, полимерный раствор в качестве водорастворимого полимера содержит полиакриламид и/или карбоксиметилцеллюлозу КМЦ, и/или натрия стиромалеат при следующем соотношении компонентов, мас. %: водорастворимый полимер - 0,1-10, сшиватель - $\text{Cr}_2(\text{SO}_4)_3$, $\text{Cr}(\text{C}_2\text{H}_3\text{O}_2)_3$, CrCl_3 - 0,05-10, вспениватель - алкилбензолсульфонат натрия, Неонол, Сульфанол, Нефтенол ВВД - 0,1-5,0, вода - остальное, и дополнительно газообразный агент - азот, углекислый газ, природный газ при кратности увеличения объема полимерного раствора 1,28-3,0, а в качестве разобщающей жидкости используют обратную

эмульсию на основе углеводородной фазы - нефти и/или углеводородного растворителя, водной фазы - воды и/или солевого раствора CaCl_2 или NaCl , или MgCl_2 , или BaCl_2 в присутствии эмульгатора Эмультала или Нефтенола НЗ, при следующем соотношении компонентов, мас. %: углеводородная фаза - 15-18, водная фаза - 72-82, эмульгатор - 3-10, закачку осуществляют последовательно, а после нее осуществляют закачку жидкости глушения. Предельное динамическое напряжение сдвига полимерного раствора 25-110 Па, статическое напряжение сдвига пористого пакера 50-410 Па. Композиции получают на поверхности с применением цементировочного агрегата, а закачку осуществляют в ламинарном режиме. Пористость пакера 10-50%. Объем разобщающей жидкости 2-4 м³, ее плотность больше плотности жидкости глушения. Закачку осуществляют в 2 этапа с перерывом не менее 30 мин при давлении закачки не больше, чем давление опрессовки. В зимних условиях полимерный раствор содержит незамерзающую жидкость. Плотность пакера регулируют добавлением утяжелителей - растворов солей металлов CaCl_2 , KCl , MgCl_2 , BaCl_2 . Пакер дополнительно используют для создания вязкоупругого фильтра от мехпримесей, выносимых из эксплуатируемого пласта, или для разобщения пластов при одновременно

(раздельной и/или поочередной их эксплуатации.
Его сохраняют на заданный период времени.
Технический результат-сохранение коллекторских

свойств пласта при текущем и капитальном
ремонте скважин. 19 з.п. ф-лы, 3 табл.

R U 2 3 0 6 4 1 4 C 2

R U 2 3 0 6 4 1 4 C 2



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY,
PATENTS AND TRADEMARKS

(12) ABSTRACT OF INVENTION(21), (22) Application: **2005129017/03, 16.09.2005**(24) Effective date for property rights: **16.09.2005**(43) Application published: **27.03.2007**(45) Date of publication: **20.09.2007 Bull. 26**

Mail address:

**628606, Tjumenskaja obl., g. Nizhnevartovsk,
ul. 60 let Oktjabrja, 4, kv.136, S.G. Kanzafarovoj**

(72) Inventor(s):

**Kanzafarova Svetlana Gennad'evna (RU),
Leonov Vasilij Aleksandrovich (RU),
Majorov Anatolij Kirillovich (RU),
Strilets Sabina Fidratovna (RU),
Kanzafarova Rufina Fidratovna (RU)**

(73) Proprietor(s):

Kanzafarova Svetlana Gennad'evna (RU)

(54) METHOD FOR TEMPORARY PRODUCTIVE RESERVOIR INTERVAL PLUGGING

(57) Abstract:

FIELD: oil and gas industry, particularly temporary plugging of productive reservoir intervals, killing of wells having abnormally low reservoir pressure during well repair and to separate gas and oil intervals during plugging of multizone reservoir under combined development thereof and lost-circulation zone isolation during well drilling.

SUBSTANCE: method involves creating porous packer by injection of two compositions, namely polymeric solution and plugging liquid in well, wherein polymeric composition includes water-soluble polymer, cross-linking agent, foaming agent and water. The water-soluble polymer is polyacrylamide and/or carboxymethylcellulose and/or styromaleate. Above components are taken in the following amounts (% by weight): water-soluble polymer - 0.1-10, cross-linking agent, namely $\text{Cr}_2(\text{SO}_4)_3$, $\text{Cr}(\text{C}_2\text{H}_3\text{O}_2)_3$, CrCl_3 , - 0.05-10, foaming agent, namely sodium alkyl benzene sulfonate, Neonol, sulfanole, Neftenol, - 0.1-5.0, remainder is water. The composition may additionally have gaseous agent, namely nitrogen, carbon dioxide, natural gas so that expansion ratio of the composition is 1.28-3.0. The plugging liquid is invert emulsion based on hydrocarbon phase, namely oil and/or hydrocarbon solvent, aqueous phase, namely water and/or salt solution of CaCl_2 or NaCl_2 or MgCl_2 or BaCl_2 in

emulsifier presence. Above components are taken in the following amounts (% by weight) - hydrocarbon phase 15-18, aqueous phase - 72-82, emulsifier is 3-10. The composition is serially injected in well and followed by well killing liquid injection. Extreme dynamic shearing stress of polymeric solution is 25-110 Pa. Static shearing stress of porous packer is 50-410 Pa. Composition is formed on surface with cementing agent usage. The compositions are injected in laminar flow regime. Packer porosity is 10-50%. Plugging liquid volume is 2-4 m_3 , density thereof exceeds that of well killing liquid. The injection is carried out in two stages and time interval between the stages is not less than 30 min. Injection pressure is not higher than proof-test pressure. In winter unfreezing liquid is added to polymeric composition. Packer density is changed by heaving agent, namely metal salt CaCl_2 , KCl , MgCl_2 , BaCl_2 solution addition. Packer is also used to create elastico-viscous screen to protect against mechanical impurities entering from exploitable reservoir or to isolate reservoirs during simultaneous or serial reservoir exploitation. Packer is retained for predetermined time interval.

EFFECT: possibility to maintain collecting properties of reservoir during current well repair and well workover.

20 cl, 5 ex, 3 tbl

и дополнительно газообразный агент при кратности увеличения объема указанного полимерного раствора 1,28-3,0,

а в качестве разобщающей жидкости используют обратную эмульсию на основе углеводородной фазы - нефти и/или углеводородного растворителя, водной фазы - воды и/или солевого раствора CaCl_2 или NaCl , или MgCl_2 , или BaCl_2 в присутствии эмульгатора Эмультала или Нефтенола НЗ, при следующем соотношении компонентов, мас. %:

Углеводородная фаза	15-18
Водная фаза	72-82
Эмульгатор	3-10,

закачку указанных композиций осуществляют последовательно в заданном объеме и при заданном режиме закачки, а после указанной закачки осуществляют закачку жидкости глушения.

Предельное динамическое напряжение сдвига указанного полимерного раствора 25-110 Па, статическое напряжение сдвига пористого пакера после структурирования полимерного раствора 50-410 Па. Композиции с заданными свойствами получают на поверхности с применением цементировочного агрегата, а закачку осуществляют в ламинарном режиме.

В качестве сшивателя применяют растворимые трехвалентные соли хрома $\text{Cr}_2(\text{SO}_4)_3$; $\text{Cr}(\text{C}_2\text{H}_3\text{O}_2)_3$; CrCl_3 . В качестве вспенивателя можно использовать алкилбензолсульфонат натрия, Неонол, Сульфанол, Нефтенол ВВД, в качестве газообразного агента можно использовать азот, углекислый газ, природный газ.

Пристость пористого пакера составляет 10-50%, указанную разобщающую жидкость приготавливают с плотностью, превышающей плотность жидкости глушения, объемом закачки указанной разобщающей жидкости - 2-4 м³. Закачку указанного полимерного раствора и указанной разобщающей жидкости осуществляют в 2 этапа с перерывом не менее 30 минут для структурирования пористого пакера.

Закачку указанного полимерного раствора осуществляют через трубное пространство и/или через затрубное пространство, давление закачки указанных композиций не превышает давления опрессовки.

В зимних условиях указанный полимерный раствор дополнительно содержит незамерзающую жидкость (спирты: изопропиловый или метиловый, или этиловый, или этиленгликоль, или триэтиленгликоль - ТЭГ) в количестве 10-15 мас. %.

Плотность пористого пакера регулируют добавлением утяжелителей - растворов солей металлов CaCl_2 или KCl , или MgCl_2 , или BaCl_2 .

Пористый пакер создают над уровнем и/или на уровне и/или под уровнем интервала изоляции в трубном и/или в затрубном пространстве.

Пористый пакер сохраняют на заданный период времени - время глушения скважины и/или время изоляции водопритока, и/или время предупреждения межпластовых перетоков, и/или время эксплуатации скважиной установки, и/или время эксплуатации пласта, и/или время эксплуатации скважины.

Пористый пакер могут дополнительно использовать для создания вязкоупругого фильтра от мехпримесей, выносимых из эксплуатируемого пласта или для разобщения пластов при одновременно отдельной и/или поочередной их эксплуатации - добыче из них пластовых флюидов и/или закачке в них рабочего агента.

Суть предлагаемого способа заключается в следующем. Для сохранения коллекторских свойств призабойной зоны пласта при текущем и капитальном ремонте скважины в остановленную скважину перед закачиванием обратной эмульсии и жидкости глушения - создают пористый пакер из пористого полимерного материала. Для этого предварительно готовят раствор водорастворимого полимерного материала, сшивателя и вспенивателя с газообразным агентом в объеме, необходимом для заполнения части эксплуатационной колонны напротив изолируемого интервала.

Для исключения проникновения легко фильтрующейся жидкости глушения в пористый материал пакера во время структурирования над ним размещается разобщающая жидкость - обратная эмульсия, которая характеризуется высокими значениями

пластической вязкости и предельного динамического напряжения сдвига, что исключает проникновение разобщающей жидкости в пористый материал пакера, с одной стороны. С другой стороны, обратная эмульсия - дисперсная двухфазная система с внешней углеводородной фазой, то есть не растворимой в воде и солевых растворах, которые представляют собой жидкости глушения.

Для исключения гравитационных и седиментационных процессов между композицией пакера и нефтью, газом и водой пористый материал обладает пониженной плотностью в условиях всестороннего сжатия.

Пористый пакер по своим физико-химическим свойствам является двухфазной дисперсной системой - полимерный раствор и газ. Стабильность такого раствора определяется способностью удерживать частицы дисперсной фазы - газовые пузырьки - во взвешенном состоянии, что характеризуется значением статического напряжения сдвига. Статическое напряжение сдвига определяет прочность структурной сетки, то есть устойчивость дисперсной системы к слиянию газовых пузырьков.

Для предотвращения всплытия газовых пузырьков пористый пакер приготавливается с повышенным значением статического напряжения сдвига.

Физико-химические свойства при различном содержании компонентов пористого пакера и вязкоупругого состава (прототип) через 5 минут после приготовления приведены в таблице 1.

В течение 20-30 минут в пластовых условиях при повышенной температуре и давлении упрочняется структура пористого пакера. Это объясняется следующим. Предлагаемый пористый пакер образует прочную единую структурную систему, которую условно можно представить в виде двух иерархических структур. Первая структура - вода, водорастворимый полимер и сшиватель, вторая структура - вода, вспениватель и газовые пузырьки, что приводит к увеличению прочности структурной сетки и повышению термостабильности. В лабораторных условиях пористый пакер начинает разрушаться при температуре более 90°C. Такое увеличение термостабильности можно объяснить строением полученного пористого пакера. Повышение температуры и давления способствуют образованию прочной структурной сетки газообразного агента в присутствии вспенивателя и воды за счет расширения газовых пузырьков, а водорастворимый полимер и сшиватель структурируются, образуя поперечные связи, не давая возможности выхода газовым пузырькам. Таким образом, формируется вязкоупругий пористый пакер с пониженной плотностью и гравитационно-седиментационно устойчивый, не фильтрующийся в продуктивный пласт.

Разобщающая жидкость не позволяет жидкости глушения нарушать равновесие полученной системы, блокируя пакер.

Физико-химические свойства при различном содержании компонентов разобщающей жидкости приведены в таблице 2.

Минимальный объем пористого материала определяется с учетом пластового давления, места расположения пакера и структурно-механических свойств пористого материала (в данном случае предельного динамического напряжения сдвига) и вычисляются по формуле:

$$N_{\text{пакера}} \cong \frac{K \cdot F_{\text{сكب}} \cdot (\gamma_{\text{р.ж.}} - \gamma_{\text{ж.}}) \cdot H_{\text{р.ж.}}}{2\pi r \cdot \tau}$$

Результаты расчета объема пористого пакера приведены в таблице 3.

После проведения ремонтных работ пористый пакер и разобщающая жидкость выносятся при освоении скважины беспрепятственно.

Для проведения процесса глушения скважины последовательно выполняют следующие операции.

Раствор первой композиции пористого пакера или «Аэрогель» готовят следующим образом: в половине расчетного количества воды расчетное количество водорастворимого полимера и вспенивателя. Во второй емкости готовят раствор сшивателя. Для этого в оставшуюся часть воды добавляют расчетное количество сшивателя. Затем оба раствора соединяют в емкости цементировочного агрегата и перемешивают до полного смешения

прямо из емкости агрегата ЦА-320 закачивают в скважину с помощью компрессора.

Последовательно приготавливают вторую композицию - композицию разобщающей жидкости. Обратную эмульсию готовят в агрегате цементировочном перемешиванием компонентов и закачивают предварительно приготовленный раствор в скважину, располагая над пористым пакером. Заполняют скважину жидкостью глушения. После проведения ремонтных работ разобщающая жидкость и пористый пакер выносятся при освоении скважины беспрепятственно.

Предлагаемый способ временной изоляции интервала продуктивного пласта, включающий создание пористого полимерного пакера перед закачкой разобщающей жидкости и жидкости глушения с последующим освоением скважины, дает возможность сохранить коллекторские свойства призабойной зоны пласта, значительно сокращает время запуска скважины в эксплуатацию после проведения текущего и капитального ремонта скважин в условиях аномально низких и высоких значений пластового давления.

Конкретные примеры реализации предлагаемого способа.

Способ был опробован в промысловых условиях на Ван-Еганском месторождении Западной Сибири.

Пример 1. Осложненное глушение.

Работы были проведены на скважине №3654 куст 1043. Цель ремонта - осложненное глушение. При четырехкратном проведении работ по прототипу скважина поглощала. Скважина была остановлена, при этом на выходе устья - газ. Закачали в межколонное пространство 12 м^3 раствора с плотностью 1020 кг/м^3 , заглушить не удалось (на выходе газ). Закачали раствор повторно (35 м^3 раствора с большей плотностью - 1050 кг/м^3). Циркуляции нет - скважина поглощает, заглушить не удалось.

Приняли решение применить предлагаемый способ. Приготовили первую композицию. Растворили в мернике цементировочного агрегата ЦА-320 $33,2 \text{ кг}$ КМЦ в $231,9$ литрах воды. В промежуточной емкости на 500 л растворили вспениватель алкилбензолсульфонат натрия - $0,3 \text{ кг}$ в 100 л воды. С помощью компрессора произвели барбатирование азота в растворе вспенивателя до достижения пены объема 200 л . Осуществили подачу из мерника цементировочного агрегата приготовленного раствора полимера в полученный раствор пены. Перемешивая растворы, добавили швиватель ($16,6 \text{ кг}$) $\text{Cr}_2(\text{SO}_4)_3$. Полученную композицию - $0,52 \text{ м}^3$ пористого пакера (с кратностью увеличения объема $1,3$) закачали при давлении 5 МПа (что в три раза меньше давления опрессовки) по технологической колонне труб (НКТ) к интервалу изоляции. При этом расчетная высота столба составила 31 м , т.е. пакер был создан на уровне интервала изоляции. Для структурирования пакера выдержали 35 минут. Расчетная пористость полученного пакера составляет 30% . Время стабильности пакера - 48 часов.

В мернике цементировочного агрегата ЦА-320 циркуляцией в течение 30 минут приготовили вторую композицию в объеме 2 м^3 , перемешивая нефть $419,3$ литров в присутствии эмульгатора Нефтенол НЗ (в количестве 200 л) с $1580,7$ литрами водного раствора, содержащего 100 кг CaCl_2 . Плотность полученного раствора - разобщающей жидкости - 1138 кг/м^3 ; статическое напряжение сдвига - $12,0 \text{ Па}$; вязкость пластическая - $343 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Закачали разобщающую жидкость последовательно за пористым пакером, затем задавили жидкостью глушения с удельным весом 1080 кг/м^3 .

Закачку производили в течение 20 минут с расходом $290 \text{ м}^3/\text{сут}$, через колонну НКТ диаметром 73 мм . При этом скорость раствора вязкостью $4 \text{ Па}\cdot\text{с}$ составила $0,8 \text{ м/с}$, $\text{Re}=7,3$, что характеризует режим закачки как ламинарный.

Скважина была остановлена. Произвели замену насоса. Через 48 часов освоили скважину. Сразу получили приток нефти.

Пример 2. Создание вязкоупругого фильтра от мехпримесей.

Работы выполнялись на скважине №900, где из пласта ПК 1 Мегионского месторождения выносились мехпримеси (содержание в добываемой продукции 853 мг/л).

Аналогично примеру 1 приготовили 2 композиции.

RU 2 306 414 C2

Первая композиция в количестве 193, 2 л содержит: водорастворимый полимер - полиакриламид (ПАА) - 11,6 кг; сшиватель CrCl_3 - 1,2 кг; вспениватель - нефтенол ВВД - 4,8 кг; вода - 193,2 л, объем газообразного агента - природного газа - 200 литров, что обеспечивает 50%-ную пористость. Высота пакера - 112 м. Время стабильности полученного пакера 3 месяца.

Закачали ее через технологические трубы с задавливанием 80-90 л частично в продуктивный пласт.

Вторая композиция объемом 2 м³ содержит: гексан (углеводородный растворитель) с эмульгатором эмультап (140 л) - 487,9 литров; водная фаза 1512,1 л с MgCl_2 (530,6 кг). Свойства полученной разобшающей жидкости: статическое напряжение сдвига - 15,3 Па, вязкость пластическая - 480 МПа·с; плотность - 1286 кг/м³.

Удельный вес жидкости глушения - 1050 кг/м³. Плотность скважинной жидкости 1020 кг/м.

Закачку производили в течение 25 минут с расходом 22,9 м³/сут через колонну НКТ диаметром 73 мм. Давление закачки 3 МПа, что составляет 25% давления опрессовки. При этом скорость раствора вязкостью 6 Па·с составила 0,06 м/с, $\text{Re}=0,374$, что характеризует режим закачки как ламинарный. Скважина была остановлена на структурирование (упрочнение структуры).

Вызвали приток через 24 часа. Содержание мехпримесей снизилось с 853 мг/л до 20 мг/л.

Пример 3. Глушение в зимний период.

Работы проводились на скважине 4449 куст 3 Северо-Покурского месторождения.

Аналогично примеру 1 готовили 2 композиции. Первая композиция содержит: 559 л воды; водорастворимый полимер - натрия стиромалеат - 0,6 кг; сшиватель - $(\text{Cr}(\text{C}_2\text{H}_3\text{O}_2)_3$ - 6 кг; вспениватель - Неонол - 24 кг; утяжелитель MgCl_2 - 37 кг; незамерзающая жидкость (изопропиловый спирт) - 75 кг; объем газообразного агента - углекислого газа - 1100 литров, что обеспечивает 50%-ную пористость. Время стабильности полученного пакера 16 дней. Кратность пенообразования составляет 2,5. Высота столба пористого пакера 112 м.

Вторая композиция объемом 3 м³ содержит: нефть - 908,3 литра; эмульгатор эмультап - 240 л; водная фаза - 2091,7 л. Свойства полученной разобшающей жидкости: статическое напряжение сдвига - 15,3 Па, вязкость пластическая - 480 МПа·с; плотность - 1480 кг/м³.

Удельный вес жидкости глушения 1050 кг/м³. Плотность скважинной жидкости 1020 кг/м³.

Закачку произвели в течение 30 минут с расходом 72 м³/сут. Пакер создают в затрубном пространстве. Давление закачки 3,5 МПа, что составляет 50% давления опрессовки. При этом скорость раствора вязкостью 2 Па·с составила 0,2 м/с, $\text{Re}=3,64$, что характеризует режим закачки как ламинарный. Скважина была остановлена на структурирование 3 часа, затем были произведены работы по ремонту скважины. Через десять дней скважину освоили и получили приток нефти в тот же день.

Пример 4. Глушение скважины с двумя работающими пластами.

Скважина №1079 куст 56 Ватинского месторождения, работают два пласта. Пласт В₈ поглощает жидкость глушения.

Аналогично примеру 1 были приготовлены две композиции.

Первая композиция содержит: водорастворимый полимер - полиакриламид (ПАА) - 45 кг, сшиватель CrCl_3 - 0,5 кг, вспениватель нефтенол ВВД - 48 кг; вода - 972,4 л, незамерзающий агент (триэтиленгликоль) - 150 кг, объем газообразного агента - азота - 2600 литров. Кратность увеличения объема равна 3, что обеспечивает 66%-ную пористость. Высота пакера 232,6 м, т.е. пакер был создан на уровне и выше интервала изоляции. Время стабильности полученного пакера 2 суток.

Вторая композиция 2 м³ содержит: нефть - 1038,5 литра с растворенным эмульгатором эмультапом (200 л); водная фаза - 2961,5 литров воды и 903,5 кг NaCl . Свойства полученной разобшающей жидкости: статическое напряжение сдвига - 12,8 Па, вязкость

пластическая - 356 мПа·с; плотность - 1258 кг/м³.

Для глушения пластов при одновременной эксплуатации двух пластов производили закачку в течение 35 минут с расходом 56 м³/сут, через колонну НКТ диаметром 73 мм. Давление закачки 3 МПа, что составляет 25% давления опрессовки. При этом скорость раствора вязкостью 4 Па·с составила 0,15 м/с, Re=1,4, что характеризует режим закачки как ламинарный. Скважина была заглушена и остановлена на структурирование в течение 5 часов.

После этого был произведен ремонт с заменой погружного насоса. Скважину освоили через 56 часов.

Пример 5. Использование пористого пакера для разделения пластов с целью их исследования.

Скважина №449 куст 3 Аганского месторождения.

Аналогично примеру 1 приготовили 2 композиции.

Первая композиция содержит: водорастворимый полимер - ПАА - 10,1 кг, сшиватель CrCl₃ - 1,63 кг, вспениватель - алкилбензосульфонат натрия - 2,5 кг; вода - 504,6 л, объем газообразного агента - природного газа - 260 литров. Кратность увеличения объема - 1,5, что обеспечивает 33%-ную пористость. Время стабильности пористого пакера 15 дней.

Вторая композиция объемом 2 м³ содержит: раствор нефти с эмульгатором эмульталом (98,2 л) 419,8 литра; водная фаза - вода 1580,2 л с 243,2 кг BaCl₂. Свойства разобщающей жидкости: статическое напряжение сдвига - 14,8 Па, вязкость пластическая - 520 мПа·с; плотность - 1286 кг/м³.

Закачку произвели в течение 25 минут с расходом 29 м³/сут через колонну НКТ диаметром 73 мм. Давление закачки 4 МПа, что составляет 33% давления опрессовки. При этом скорость раствора вязкостью 1,5 Па·с составила 0,08 м/с, Re=1,97, что характеризует режим закачки как ламинарный.

Скважина была остановлена на структурирование.

При этом верхний уровень разобщающей жидкости находился на 10 метров ниже интервала перфорации верхнего пласта.

После этого провели гидродинамические исследования для верхнего пласта. Аналогичным образом после установки пористого пакера между нижним и верхним пластами провели гидродинамические исследования нижнего пласта.

Затем на основе полученных данных о параметрах пластов перевели скважину на одновременно-раздельную их эксплуатацию.

Предлагаемый способ временной изоляции интервала продуктивного пласта, включающий создание пористого полимерного пакера перед закачкой разобщающей жидкости и жидкости глушения с последующим освоением скважины, дает возможность сохранить коллекторские свойства призабойной зоны пласта, значительно сокращает время запуска скважины в эксплуатацию после проведения текущего и капитального ремонта скважин в условиях аномально низких и высоких значений пластового давления.

Источники информации

1. А.С. 1423726, кл. E21B 33/13, 1988 г.

2. А.С. СССР 1035194, кл. E21B 33/13, 1983 - прототип.

Таблица 1

№№	Состав аэрогеля, мас. %						Реологические свойства							
	Водорастворимый полимер		Сни- ва- тель	Вспениватель				Вода	Крат- ность объема	Плот- ность, г/см ³	Статическое напряжение сдвига, ПА	Предельное динами- ческое напряжение сдвига, ПА	Вязкость пласти- ческая, мПа·с	Филь- трация, см ³
	ПАА	КМЦ		Натрия стиро- малеат	Алкил- бензол- сульфо- нат натрия	Неонол	Нефтенол ВВД							
1	2,00		0,31	0,10				97,59	3,00	0,43	15,00	60,00	2860,00	отс
2	1,00		0,05					98,85	1,40	0,71	4,5,00	25,00	509,00	отс
3		10,00	10,00	0,33			5,00	74,67	4,00	0,32	52,00	110,00	3564,00	отс
4			5,00				3,00	87,00	1,28	0,83	10,00	55,00	755,00	отс
5	1,57		0,18				2,00	96,25	2,00	0,51	18,00	90,00	3154,00	отс
про- тотип	1,00		3,00					95,00	-	1,00	9,00	12,00	39,00	5,00

Таблица 2

№№	Состав разобшающей жидкости, мас. %					Термостабильность при температурах, °С								
	Углеводородная фаза		Соляная кислота	водная фаза			Эмульгатор		60,00	70,00	80,00	90,00	100,00	120,00
	нефть	гексан		вода	CaCl ₂	MgCl ₂	BaCl ₂	NaCl						
1	17,0			71,3	4,5				7,2	стабилен	стабилен	стабилен	стабилен	стабилен
2		15,0		58,7		21,7		4,6		стабилен	стабилен	стабилен	стабилен	стабилен
3	18,0			75,8				6,2		стабилен	стабилен	стабилен	стабилен	стабилен
4	18,0			60,6			18,2	3,2		стабилен	стабилен	стабилен	стабилен	стабилен
5	16,5			69,4		10,7		3,4		стабилен	стабилен	стабилен	стабилен	стабилен
прото-тип			20,0	80,0						стабилен	структура разрушена			

Таблица 3

Расчет минимального объема пористого пакера в зависимости от предельного напряжения сдвига пористого пакера

№№	$F_{скв}$ - площадь поперечного сечения ствола скважины, m^2	$\gamma_{гж}$ плотность разобпа- нущей жидкости, $кг/м^3$;	$\gamma_{ж}$ плотность жидкости, заполняющей скважину, $кг/м^3$;	$H_{рж}$ высота столба разоб- щающей жидко- сти, м;	R , радиус скважины, м	$\tau_{пакера}$ предельное напряжение сдвига пористого пакера, $кг/м^2$	K коэффициент, учитывающий размеры каверн, ($K=1$)	$H_{пурс}$ высота столба пористого пакера, м;	Минимальный объем пористого пакера, m^3	Время структурирован ия, мин
1	0,017	1040	1008	239	0,146	6	1	23,27	0,39	25
2	0,017	1040	1008	239	0,146	9	1	31	0,52	20
3	0,017	1040	1008	239	0,146	2,5	1	112	1,87	50
4	0,017	1040	1008	239	0,146	11	1	25,4	0,43	30
5	0,017	1040	1008	239	0,146	2,4	1	116	1,94	60
6	0,017	1040	1008	239	0,146	12	1	23,3	0,39	10
прото- тип	0,017	1040	1008	239	0,146	1,2	1	232,6	3,89	90

Формула изобретения

1. Способ временной изоляции интервала продуктивного пласта, включающий создание

RU 2 306 414 C2

пористого пакера путем закачки в скважину первой композиции - полимерного раствора, содержащего водорастворимый полимер, сшиватель, вспениватель и воду, закачку в скважину второй композиции - разобшающей жидкости, отличающийся тем, что полимерный раствор в качестве водорастворимого полимера содержит полиакриламид и/или карбоксиметилцеллюлозу КМЦ, и/или натрия стиромалеат при следующем соотношении компонентов, мас. %

Указанный водорастворимый полимер	0,1-10
Сшиватель	0,05-10
Вспениватель	0,1-5,0
Вода	Остальное

и дополнительно газообразный агент при кратности увеличения объема указанного полимерного раствора 1,28-3,0,

а в качестве разобшающей жидкости используют обратную эмульсию на основе углеводородной фазы - нефти и/или углеводородного растворителя, водной фазы - воды и/или солевого раствора CaCl_2 или NaCl , или MgCl_2 , или BaCl_2 в присутствии эмульгатора Эмультала или Нефтенола НЗ при следующем соотношении компонентов, мас. %:

Углеводородная фаза	15-18
Водная фаза	72-82
Эмульгатор	3-10

закачку указанных композиций осуществляют последовательно в заданном объеме и при заданном режиме закачки, а после указанной закачки осуществляют закачку жидкости глушения.

2. Способ по п.1, отличающийся тем, что предельное динамическое напряжение сдвига указанного полимерного раствора 25-110 Па, статическое напряжение сдвига пористого пакера после структурирования полимерного раствора 50-410 Па.

3. Способ по п.1, отличающийся тем, что композиции с заданными свойствами получают на поверхности с применением цементировочного агрегата, а закачку осуществляют в ламинарном режиме.

4. Способ по п.1, отличающийся тем, что в качестве сшивателя применяют растворимые трехвалентные соли хрома $\text{Cr}_2(\text{SO}_4)_3$ или $\text{Cr}(\text{C}_2\text{H}_3\text{O}_2)_3$, или CrCl_3 .

5. Способ по п.1, отличающийся тем, что в качестве вспенивателя используют алкилбензолсульфонат натрия и/или Неонол, и/или Сульфанол, и/или Нефтенол ВВД.

6. Способ по п.1, отличающийся тем, что в качестве газообразного агента используют азот или углекислый газ, или природный газ.

7. Способ по п.1, отличающийся тем, что пористость пористого пакера составляет 10-50%.

8. Способ по п.1, отличающийся тем, что указанную разобшающую жидкость приготавливают с плотностью, превышающей плотность жидкости глушения.

9. Способ по п.1, отличающийся тем, что объем закачки указанной разобшающей жидкости 2-4 м³.

10. Способ по п.1, отличающийся тем, что закачку указанного полимерного раствора и указанной разобшающей жидкости осуществляют в 2 этапа с перерывом не менее 30 мин для структурирования пористого пакера.

11. Способ по п.1, отличающийся тем, что закачку указанного полимерного раствора осуществляют через трубное пространство и/или через затрубное пространство.

12. Способ по п.1, отличающийся тем, что давление закачки указанных композиций не превышает давления опрессовки.

13. Способ по п.1, отличающийся тем, что в зимних условиях указанный полимерный раствор дополнительно содержит незамерзающую жидкость в количестве 10-15 мас. %.

14. Способ по п.13, отличающийся тем, что в качестве незамерзающей жидкости используют спирт: изопропиловый или метиловый, или этиловый, или этиленгликоль, или триэтиленгликоль - ТЭГ.

15. Способ по п. 1, отличающийся тем, что плотность пористого пакера регулируют

добавлением утяжелителей - растворов солей металлов CaCl_2 или KCl , или MgCl_2 , или BaCl_2 .

16. Способ по п.1, отличающийся тем, что пористый пакер создают над уровнем и/или на уровне, и/или под уровнем интервала изоляции.

5 17. Способ по п.1, отличающийся тем, что пористый пакер создают в трубном пространстве и/или в затрубном пространстве.

18. Способ по п.1, отличающийся тем, что пористый пакер сохраняют на заданный период времени - время глушения скважины и/или время изоляции водопритока, и/или время предупреждения межпластовых перетоков, и/или время эксплуатации скважиной установки, и/или время эксплуатации пласта, и/или время эксплуатации скважины.

10 19. Способ по п.1, отличающийся тем, что пористый пакер дополнительно используют для создания вязкоупругого фильтра от мехпримесей, выносимых из эксплуатируемого пласта.

15 20. Способ по п.1, отличающийся тем, что пористый пакер дополнительно используют для разобщения пластов при одновременно отдельной и/или поочередной их эксплуатации - добыче из них пластовых флюидов и/или закачке в них рабочего агента.

20

25

30

35

40

45

50