



(19) **RU** ⁽¹¹⁾ **2 172 811** ⁽¹³⁾ **C2**
(51) МПК⁷ **E 21 B 33/13, 33/138**

РОССИЙСКОЕ АГЕНТСТВО
ПО ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

(21), (22) Заявка: 99122807/03, 01.11.1999

(24) Дата начала действия патента: 01.11.1999

(46) Дата публикации: 27.08.2001

(56) Ссылки: US 5101901 A, 07.04.1992. SU 1689589 A1, 07.11.1991. RU 2087698 C1, 20.08.1997. RU 2096602 C1, 20.11.1997. US 4945991 A, 07.08.1990. US 4521136 A, 04.06.1985. US 4081029 A, 28.06.1978.

(98) Адрес для переписки:
355000, г.Ставрополь, ул. Ленина, 419, ОАО
"Газпром", ОАО "СевКавНИПИгаз"

(71) Заявитель:

Открытое акционерное общество
"Северо-Кавказский научно-исследовательский
проектный институт природных газов"
Открытого акционерного общества "Газпром"

(72) Изобретатель: Мосиенко В.Г.,
Гасумов Рамиз Алиджавад Оглы, Нерсесов
С.В., Остапов О.С., Минликаев В.З.

(73) Патентообладатель:

Открытое акционерное общество
"Северо-Кавказский научно-исследовательский
проектный институт природных газов"
Открытого акционерного общества "Газпром"

(54) СПОСОБ КРЕПЛЕНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

(57)

Изобретение относится к нефтегазовой промышленности, в частности к способам крепления призабойной зоны продуктивного пласта. Технический результат - повышение эффективности крепления за счет создания прочного песчаного проницаемого барьера при одновременном сохранении емкостных и фильтрационных характеристик призабойной зоны продуктивного пласта. Способ крепления призабойной зоны продуктивного пласта включает перфорацию обсадной колонны в размытом интервале призабойной зоны, создание песчаного проницаемого барьера путем нагнетания в заколонное пространство через перфорационные отверстия кварцевого песка в жидкости-носителе с водным раствором силиката натрия с последующим закачиванием спиртового раствора хлорида кальция в объеме порового пространства

созданного барьера, причем дополнительно перед созданием последнего нагнетают водный раствор силиката натрия, $\rho = 1250-1300 \text{ кг/м}^3$, в количестве, обеспечивающем полное заполнение порового заколонного пространства продуктивного пласта на расстоянии 0,45-0,60 м от скважины, а перед закачиванием спиртового раствора хлорида кальция - эмульсионный раствор следующего состава, мас. %: флотореагент - оксаль Т-80 40-60, неонол Аф 9-12 0,10-0,15, углеводородная жидкость 39,85-59,90, в объеме порового пространства созданного песчаного проницаемого барьера, при этом в качестве водного раствора силиката натрия используют жидкое натриевое стекло с $\rho = 1400 \text{ кг/м}^3$, которым обрабатывают перед закачиванием на устье скважины кварцевый песок в соотношении 0,20-0,30:1,00 мас.ч. соответственно.



(19) **RU** ⁽¹¹⁾ **2 172 811** ⁽¹³⁾ **C2**
(51) Int. Cl.⁷ **E 21 B 33/13, 33/138**

RUSSIAN AGENCY
FOR PATENTS AND TRADEMARKS

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(21), (22) Application: 99122807/03, 01.11.1999

(24) Effective date for property rights: 01.11.1999

(46) Date of publication: 27.08.2001

(98) Mail address:
355000, g.Stavropol', ul. Lenina, 419, OAO
"Gazprom", OAO "SevKavNIPlgaz"

(71) Applicant:
Otkrytoe aktsionernoe obshchestvo
"Severo-Kavkazskij nauchno-issledovatel'skij
proektnyj institut prirodnkh gazov"
Otkrytogo aktsionernogo obshchestva "Gazprom"

(72) Inventor: Mosienko V.G.,
Gasumov Ramiz Alidzhavad Ogly, Nersesov
S.V., Ostapov O.S., Minlikaev V.Z.

(73) Proprietor:
Otkrytoe aktsionernoe obshchestvo
"Severo-Kavkazskij nauchno-issledovatel'skij
proektnyj institut prirodnkh gazov"
Otkrytogo aktsionernogo obshchestva "Gazprom"

(54) **METHOD OF STABILIZATION OF BOTTOM-HOLE PRODUCING FORMATION ZONES**

(57) Abstract:

FIELD: oil and gas producing industry.
SUBSTANCE: method includes perforation of casing string in washed out interval of bottom-hole zone, formation of sand permeable barrier by injection into annular space, through perforations, of quartz sand in liquid carrier with aqueous solution of sodium silicate with subsequent injection of alcohol solution of calcium chloride in volume of pore space of formed barrier. In this case, additionally, before formation of barrier, aqueous solution of sodium silicate is injected with density of 1250-1300 kg/cu.m in amount ensuring full filling of pre space of annular space of producing formation at distance of 0.45-0.60 m from well. Before injection of alcohol solution

of calcium chloride, emulsion solution of the following composition is injected, wt. %: flotoreagent oxal T-80 40-60; neonol AF9-2 0.10-0.15; hydrocarbon fluid 39.85-59.90, in volume of pore space of formed sand permeable barrier. Aqueous solution of sodium silicated is used in form of water glass with density of 1400 kg/cu. m, which is used for treatment of quartz sand at wellhead before injection into well in weight ratio of (0.20- 0.30):1.00, respectively. EFFECT: higher efficiency of stabilization due to formation of strong sand permeable barrier with simultaneous preservation of intake and filtration characteristics of bottom-hole formation zone. 3 ex

Изобретение относится к нефтегазодобывающей промышленности, в частности к способам крепления призабойной зоны продуктивного пласта.

Анализ существующего уровня техники показал следующее.

Известен способ крепления призабойной зоны пласта путем закачки наполнителя и связывающего агента (см. а.с. N 1168700 от 27.08.81 г. по кл. E 21 B 33/13, опублик. в ОБ N 27, 1985 г.). В качестве наполнителя в призабойную зону закачивают битуминозный песчаник, а в качестве связывающего агента - дизельные или масляные щелочные отходы и водный раствор хлористого кальция. Битуминозный песчаник предварительно обрабатывают и закачивают в пласт в смеси с дизельными или масляными щелочными отходами при соотношении их объемов соответственно 1 : 3, после чего последовательно закачивают разделительную жидкость - воду в объеме 0,25 - 0,5 м³, 10%-ный водный раствор хлористого кальция в объеме, равном объему щелочных отходов, и продавочную жидкость - воду в объеме насосно-компрессорных труб, а предварительную обработку битуминозного песчаника осуществляют путем смешения породы с дизельными или масляными щелочными отходами с последующим сливом и добавлением 0,5 - 1%-ного водного раствора хлористого кальция, перемешиванием смеси в течение 2 - 3 мин, после чего раствор хлористого кальция сливают и породу промывают водой.

Недостатком указанного способа является неэффективность крепления из-за невысокой прочности сформированного песчаного барьера и снижение емкостных и фильтрационных характеристик призабойной зоны продуктивного пласта. Обусловлено это тем, что прочность созданного песчаного барьера обеспечивается связующим материалом из битума и продуктов реакции между дизельными или масляными щелочными отходами и хлористым кальцием. Битум и кальциевые мыла, получаемые в результате этой реакции, являются термопластичными материалами и не связывают песок в прочный конгломерат. К тому же при температурах выше 30°C эта связка размягчается и не обеспечивает надежного закрепления призабойной зоны пласта. При кислотных обработках пласта во время проведения ремонтных работ в скважине вязущий материал теряет свои свойства, так как кальциевые мыла с соляной кислотой превращаются в хлористый кальций и в нафтеновые кислоты. Вследствие этого намытый песчаный барьер остается незакрепленным и может легко разрушиться добываемыми из пласта флюидами. По данному способу в призабойную зону закачивают битуминозный песчаник и дизельные или масляные щелочные отходы при соотношении их объемов 1 : 3 соответственно. Объем закачиваемого 10%-ного водного раствора хлорида кальция равен объему щелочных отходов. Если принять в расчет, что объем пор намываемого песчаного барьера будет меньше 50% объема намытого песка, то количество вышеперечисленных жидкостей, оттесняемых в продуктивный пласт, будет превышать 80% от закачанного объема. В поровом

пространстве продуктивного пласта эти жидкости будут реагировать между собой с образованием вязкого осадка, закупоривающего поры, что снижает емкостные и фильтрационные характеристики продуктивного пласта.

Известен способ крепления призабойной зоны пласта, включающий последовательное закачивание в пласт суспензии песка и наполнителя в дизельных или масляных щелочных отходах и водного раствора хлорида кальция с последующим растворением наполнителя (см. а.с. N 1689589 от 16.12.88 г. по кл. E 21 B 33/138, опублик. в ОБ N 41, 1991 г.). В суспензию наполнителя в дизельные или масляные отходы вводят цемент, а в качестве наполнителя используют порошкообразный карбонат кальция. При этом дизельные или масляные щелочные отходы, песок, цемент и порошкообразный карбонат кальция используют при следующем соотношении, мас.ч.:

Дизельные или масляные щелочные отходы - 28 - 33

Цемент - 3 - 7

Песок - 29 - 14

Порошкообразный карбонат кальция - 1 - 5

Растворение наполнителя производят прокачиванием водного раствора соляной кислоты в период ожидания затвердевания закрепляющего материала. В водный раствор хлорида кальция дополнительно вводят карбоксиметилцеллюлозу.

Недостатком указанного способа является неэффективность крепления из-за невысокой прочности сформированного песчаного барьера и снижение емкостных и фильтрационных характеристик призабойной зоны продуктивного пласта. Обусловлено это тем, что вязущими веществами создаваемого барьера являются кальциевые мыла, получаемые при реакции нафтенных кислот, содержащихся в щелочных отходах, и хлористого кальция. Этот термопластичный материал не обеспечивает образования прочного песчаного барьера и резко снижает свои вязущие свойства при повышенных температурах призабойной зоны пласта (выше 30°C). Добавка цемента мало влияет на прочностные показатели песчаного барьера, так как продукты его твердения практически полностью разрушаются при кислотном растворении карбонатного наполнителя. При этом разрушаются также и вязущие вещества песчаного барьера, так как при взаимодействии соляной кислоты и кальциевого мыла образуются снова нафтенные кислоты и хлористый кальций, который легко вымывается жидкостью, находящейся в скважине. При формировании песчаного барьера значительные объемы дизельных или масляных отходов, водного раствора хлористого кальция с добавкой КМЦ и фильтрат цемента попадают в продуктивный пласт и загрязняют его продуктами своего взаимодействия, что снижает его емкостные и фильтрационные характеристики. Удаление карбонатного наполнителя из песчаного барьера требует проведения кислотной обработки, что усложняет технологию проведения работ.

В качестве прототипа взят способ крепления призабойной зоны пласта, согласно которому производят перфорацию

обсадной колонны в размытом интервале призабойной зоны, закачивают в заколонное пространство через перфорационные отверстия кварцевый песок, затем силикат щелочного металла (натрия, калия и др.) и спиртовой раствор соли кальция (гидрат хлорида кальция, хелатный кальций и другие соли кальция, растворимые в спирте) для создания сохраняющего проницаемость цемента, который связывает песок (см. патент США N 5101901 от 03.12.90 г. по кл. E 21 B 33/13, 43/04, 43/12, опубл. 07.04.92 г.). Используют силикат щелочного металла с молярным соотношением $\text{SiO}_2/\text{M}_2\text{O}$ 0,5-2 и содержанием в растворе в количестве 10 - 60 вес.%, соль кальция с содержанием в растворе в количестве 10 - 40 вес.%.

Недостатком указанного способа является недостаточная эффективность крепления из-за невысокой прочности сформированного песчаного барьера и снижение емкостных и фильтрационных характеристик призабойной зоны продуктивного пласта. Это обусловлено следующим: после намыва песка в контактных зонах между частицами остается жидкость-носитель в виде пленок и тонких прослоек. При закачивании водного раствора силиката щелочного металла он идет по пути наименьшего сопротивления, заполняет в первую очередь крупные поры и не может заполнить капиллярные зоны и вытеснить эти пленки из-за их прочной связи с поверхностью песка. Снижается число контактных связей, из-за чего сформированный песчаный барьер имеет небольшую прочность. При этом водный раствор силиката щелочного металла может вымываться последующими технологическими жидкостями в начале его ввода. При закачивании в песчаный барьер спиртового раствора хлорида кальция происходит его быстрое взаимодействие с находящимся в порах водным раствором силиката натрия/калия. Это приводит к образованию впереди раствора хлорида кальция довольно вязкого экрана, который по мере продавки продвигается в сторону продуктивного пласта, входит в него и закупоривает часть порового пространства, снижая его емкостные и фильтрационные свойства. Это особенно усугубляется, если продуктивный пласт сложен из мелкозернистого песчаника.

Последовательное нагнетание в песчаный барьер вслед за силикатом щелочного металла спиртового раствора хлорида кальция приводит к тому, что из-за быстрой реакции этих компонентов между собой происходит неравномерное закрепление песчаного барьера по объему, что приводит к вымыванию вяжущего материала из места ввода реагентов в песок и ослаблению прочности на некотором расстоянии от места ввода этих реагентов. Происходит загрязнение призабойной зоны пласта продуктами взаимодействия вышеуказанных реагентов, вытесненных из песчаного барьера.

Технический результат, который может быть получен при осуществлении предлагаемого изобретения, сводится к следующему: повышается эффективность крепления за счет создания прочного песчаного проницаемого барьера при одновременном сохранении емкостных и фильтрационных характеристик призабойной

зоны продуктивного пласта.

Технический результат достигается с помощью известного способа, включающего перфорацию обсадной колонны в размытом интервале призабойной зоны, создание песчаного проницаемого барьера путем нагнетания в заколонное пространство через перфорационные отверстия кварцевого песка в жидкости-носителе с водным раствором силиката натрия с последующим закачиванием спиртового раствора хлорида кальция в объеме порового пространства созданного барьера. Перед созданием последнего нагнетают водный раствор силиката натрия, $\rho = 1250-1300 \text{ кг/м}^3$, в количестве, обеспечивающем полное заполнение порового заколонного пространства продуктивного пласта на расстоянии 0,45 - 0,60 м от скважины, а перед закачиванием спиртового раствора хлорида кальция - эмульсионный раствор следующего состава, мас. %:

Флотореагент - оксаль Т-80 - 40 - 60

Неонол АФ 9-12 - 0,10 - 0,15

Углеводородная жидкость - 39,85 - 59,90

в объеме порового пространства созданного песчаного проницаемого барьера. В качестве водного раствора силиката натрия используют жидкое натриевое стекло, $\rho = 1400 \text{ кг/м}^3$, которым обрабатывают перед закачиванием на устье скважины кварцевый песок в соотношении 0,20 - 0,30 : 1,00 мас.ч. соответственно.

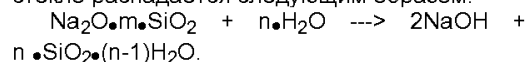
Кварцевый песок используют с размером зерен 0,05 - 0,14 мм, 0,14 - 1,25 мм в зависимости от размера выносимых из пласта частиц и фракционного состава песка продуктивного пласта; силикат натрия - по ГОСТ 13078-81 в виде жидкого натриевого стекла, $\rho = 1400 \text{ кг/м}^3$ (что соответствует 40%-му водному раствору), изготовитель ЗАО "Завод Спектр", г. Пятигорск; водный раствор силиката натрия, $\rho = 1250 - 1300 \text{ кг/м}^3$, получают путем разбавления водой вышеуказанного жидкого натриевого стекла, $\rho = 1400 \text{ кг/м}^3$; флотореагент - оксаль Т-80 - по ТУ 38.103429-80, является побочным продуктом производства диметилдиоксана при получении изопрена из изобутилена и формальдегида; неонол АФ 9-12 - по ТУ 38.507-63-300-93 - моноалкиловые эфиры полиэтиленгликоля на основе вторичных жирных спиртов; дизельное топливо, газовый конденсат - по ГОСТ 305-82; хлорид кальция - по ГОСТ 4460-87; спирт метиловый - по ГОСТ 6995-77; спирт этиловый - по ГОСТ 7299-78.

При строительстве скважины, а также в процессе эксплуатации приствольная зона продуктивного пласта испытывает гидродинамические и механические воздействия при содействии этому горного давления. Поэтому вокруг ствола скважины на расстоянии 0,45 - 0,60 м от обсадной колонны возникают дефекты структуры и трещины. При слабом цементирующем веществе (глина, гипс) песчаник в этой зоне в процессе эксплуатации скважины разрушается с выносом песка вместе с газом в скважину.

Поэтому в предлагаемом способе крепления призабойной зоны продуктивного пласта этот интервал закрепляют водным раствором силиката натрия, $\rho = 1250-1300$

кг/м³. За счет флокуляции этот раствор закрепляет мелкодисперсные (пылевидные) частицы песка. Дополнительно цементируется силикатной связкой песчаник, что исключает вынос песка в скважину и в том интервале продуктивного пласта, где не создается песчаный барьер. Закрепление происходит по следующей схеме.

При разбавлении водой жидкое натриевое стекло распадается следующим образом:



В продуктивном пласте, куда закачали водный раствор силиката натрия, образовавшийся кремнегель связывает пылевидные частицы в агрегаты и при прохождении газа через этот интервал в процессе работы скважины вода из кремнегеля будет удалена и закрепленный участок, оставаясь проницаемым, превратится в твердый и прочный конгломерат.

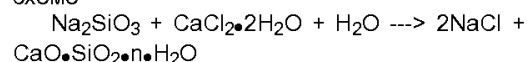
В дальнейшем при создании песчаного проницаемого барьера это позволит связать в одно целое по прочности и проницаемости продуктивный пласт и созданный песчаный проницаемый барьер, что повышает качество и надежность крепления неустойчивых пород продуктивного пласта.

Таким образом, закрепление призабойной зоны продуктивного пласта предотвращает его разрушение, устраняет дефекты и тем самым повышает прочность крепи в месте создания песчаного барьера. Обработка песка на устье жидким натриевым стеклом, $\rho = 1400 \text{ кг/м}^3$, обеспечивает его качественное и равномерное распределение (смачивание) по поверхности песка. При этом соотношение между песком и жидким натриевым стеклом 1,00 - 0,20 : 0,30 мас.ч. соответственно является оптимальным, т.к. позволяет смочить поверхность песка тонким слоем без излишков. В дальнейшем это обеспечивает высокую прочность песчаного проницаемого барьера и исключает образование сплошного вязкотекучего экрана при продавливании спиртового раствора хлорида кальция и попадание его в продуктивный пласт. Благодаря этому продуктивный пласт при выполнении предлагаемого способа дополнительно не загрязняется и сохраняет свои емкостные и фильтрационные свойства. В пескосмесительной установке песок, обработанный жидким натриевым стеклом, смешивают с жидкостью-носителем (дизельным топливом) и закачивают в перфорационные отверстия обсадной колонны для создания песчаного проницаемого барьера. Концентрация песка в жидкости-носителе не превышает 20 мас.%. Гидрофобный носитель (дизельное топливо) выбран из условия, чтобы не смыть жидкое стекло с песка. В созданный песчаный барьер закачивают эмульсионный раствор.

Флотореагент - оксаль Т-80 - это высоковязкая жидкость и в чистом виде она трудно будет заполнять мелкие поры песчаного барьера. Поэтому его эмульгируют в углеводородной жидкости (дизельном топливе или газоконденсате), что позволяет существенно снизить вязкость (см. акт испытаний табл. 2). При продавливании эмульсионного раствора в песчаный барьер он равномерно заполняет межзерновое

пространство песчаного барьера, вытесняет из него жидкость-носитель, отмывает от нее песок и закрепляет жидкое натриевое стекло на его поверхности, предотвращая его смывание. Происходит это по следующей схеме. Известно, что адгезионная способность состава к гидрофильным поверхностям песка определяется присутствием в его структуре высокоактивных и реакционноспособных гидроксильных групп. Флотореагент - оксаль Т-80 - содержит до 50% диоксановых спиртов, молекулы которых имеют от одной до четырех гидроксильных групп. Поэтому они хорошо смачивают поверхность песка, отнимают воду из жидкого натриевого стекла, что приводит к его коагуляции и быстрому закреплению на поверхности песка, предотвращая его вымывание при закачивании технологических жидкостей. Эмульсионный раствор после продавливания в песчаный барьер дополнительно открывает сквозные поры в межзерновом пространстве, которые были перекрыты жидким натриевым стеклом, что увеличивает проницаемость песчаного барьера.

Закрепление флотореагентом - оксаль Т-80 - жидкого натриевого стекла предотвращает его попадание в продуктивный пласт, что позволяет сохранить его емкостные и фильтрационные характеристики. Отжатие жидкого натриевого стекла в контактные зоны между зернами песка и последующее его отверждение обеспечивает высокую прочность песчаного барьера. Затем в песчаный барьер закачивают и продавливают 30%-й раствор хлорида кальция в этиловом спирте. При этом спирт дополнительно отнимает воду у жидкого натриевого стекла, находящегося в виде пленки на зернах песка, а хлорид кальция вступает с ним во взаимодействие по схеме



Образовавшийся гидросиликат кальция обеспечивает высокую прочность созданному песчаному проницаемому барьеру. Практически все количество флотореагента - оксаль Т-80 - и хлорида кальция, находящееся в поровом пространстве песчаного барьера, расходуется на взаимодействие с жидким натриевым стеклом, находящимся на зернах песка, и в продуктивный пласт они не попадают.

При продавливании спиртового раствора хлорида кальция в песчаный барьер из его порового пространства в продуктивный пласт отжимается дизельное топливо, входившее в состав эмульсионного раствора. Однако эта жидкость не загрязняет продуктивный пласт, т.к. при освоении скважины будет вынесена вместе с газом. Благодаря этому сохраняются емкостные и фильтрационные характеристики продуктивного пласта.

Характеристикой продуктивного пласта является газопроницаемость. Критерием для оценки служит коэффициент пропорциональности между значениями газопроницаемости до и после создания песчаного проницаемого барьера. Коэффициент сохранения газопроницаемости продуктивного пласта K_r рассчитывают по формуле

$$K_r = K_{2гпп} / K_{1гпп}.$$

где $K_{1гпп}$ - газопроницаемость продуктивного пласта до создания песчаного проницаемого барьера, мкм^2 ;

$K_{2гпп}$ - газопроницаемость продуктивного пласта после создания песчаного проницаемого барьера, мкм^2 .

Чем больше значение K_r , тем лучше сохранены фильтрационные свойства пласта после проведения работ по креплению. Использование водного раствора силиката натрия, ρ меньше 1250 кг/м^3 , нецелесообразно, т.к. низкая концентрация данного раствора не обеспечивает качественное закрепление мелкой фракции продуктивного пласта.

Использование водного раствора силиката натрия, ρ более 1300 кг/м^3 , приводит к резкому возрастанию вязкости раствора, что не обеспечивает полного заполнения порового заколонного пространства продуктивного пласта.

Глубина обработки пласта водным раствором силиката натрия, $\rho = 1250\text{-}1300 \text{ кг/м}^3$, на расстоянии меньше $0,45 \text{ м}$ от скважины не обеспечивает необходимой устойчивости призабойной зоны продуктивного пласта к выносу песка, а на расстоянии больше $0,60 \text{ м}$ закрепления не требуется, т.к. призабойная зона не разрушена.

Соотношение между песком и водным раствором силиката натрия менее $1,00 : 0,20 \text{ мас.ч.}$ соответственно нецелесообразно, т.к. снижается коэффициент сохранения газопроницаемости продуктивного пласта.

Соотношение между песком и водным раствором силиката натрия более $1,00 : 0,30 \text{ мас. ч.}$ соответственно нецелесообразно, т.к. улучшения показателей не происходит.

Содержание в составе эмульсионного раствора флотореагента - оксаль Т-80 - в количестве менее $40 \text{ мас.}\%$ и углеводородной жидкости в количестве более $59,90 \text{ мас.}\%$ приводит к снижению времени распада эмульсионного раствора и не позволяет произвести его нагнетание, что отрицательно влияет на коэффициент сохранения газопроницаемости продуктивного пласта.

Содержание в составе эмульсионного раствора флотореагента - оксаль Т-80 - в количестве более $60 \text{ мас.}\%$ и углеводородной жидкости в количестве менее $39,85 \text{ мас.}\%$ нецелесообразно, т.к. улучшения показателей не происходит. Одновременно это приводит к увеличению показателей пластической вязкости, тем самым снижается проникающая способность эмульсионного раствора в пласт.

Содержание в составе эмульсионного раствора неолола АФ 9-12 в количестве менее $0,10 \text{ мас.}\%$ приводит к неработоспособности эмульсионного раствора (время распада меньше 30 минут), что не позволяет произвести его нагнетание.

Содержание в составе эмульсионного раствора неолола АФ 9-12 в количестве более $0,15 \text{ мас.}\%$ нецелесообразно, т.к. уже достигнуто превышение времени распада эмульсионного раствора над расчетным временем проведения работ по нагнетанию.

Нагнетание эмульсионного раствора в объеме больше объема порового пространства созданного песчаного проницаемого барьера приводит к загрязнению продуктивного пласта, т.е. к

снижению проницаемости продуктивного пласта.

Нагнетание эмульсионного раствора в объеме меньше объема порового пространства созданного песчаного проницаемого барьера приводит к вымыванию жидкого натриевого стекла с поверхности песчаного барьера.

Закачивание спиртового раствора хлорида кальция в объеме больше объема порового пространства созданного барьера приводит к продавливанию его излишков в продуктивный пласт, снижению проницаемости продуктивного пласта.

Нагнетание спиртового раствора хлорида кальция в объеме меньше объема порового пространства созданного барьера не обеспечивает полного отверждения жидкого натриевого стекла.

Известен в способе создания гравийно-щелевого фильтра намыв кварцевого песка в расширенную часть пласта за обсадную колонну с перфорированным участком с целью повышения эффективности создания гравийной набивки при одновременном обеспечении извлечения щелевого фильтра (см. а.с. N 1712590 от 27.06.89 г. по кл. Е 21 В 43/04, опубли. в ОБ N 6, 1992 г.); известна в способе укрепления призабойной зоны скважин пластмассами обработка песка пластмассами на дневной поверхности в желаемых соотношениях и закачивание в призабойную зону скважины с помощью вязкой жидкости песконосителя с целью улучшения смачиваемости и обеспечения желаемой проницаемости обработанного пластмассой песка (см. а.с. N 112706 от 20.07.57 г. по кл. Е 21 В 33/138); в тампонажном растворе сухую смесь кварцевого песка и цемента на устье скважины затворяют на водном растворе силиката натрия с целью получения камня, непроницаемого для жестких пластовых вод и проницаемого для нефти (см. а.с. N 1726731 от 12.06.89 г. по кл. Е 21 В 33/138, 43/02, опубли. в ОБ N 14, 1992 г.); известно использование: в способе восстановления герметичности эксплуатационных колонн в качестве минерального вяжущего жидкого стекла, в качестве жидкости отверждения водного раствора хлористого кальция с целью повышения эффективности и снижения сроков ремонтно-изоляционных работ в коллекторах, сложенных водоносными песчаниками, путем создания непроницаемой блокады в зоне негерметичности обсадных колонн (см. патент РФ N 2116432 от 28.08.97 г. по кл. Е 21 В 33/13, опубли. в ОБ N 21, 1998 г.); в способе образования фильтрующей массы в затрубном пространстве скважины, содержащем слабоустойчивую породу, силиката натрия и хлористого кальция, вводимых раздельно, с целью уменьшения опасности закупорки пор фильтрующей массы частицами мелкозернистого песка при образовании фильтрующей массы в затрубном пространстве скважины, содержащем слабоустойчивую породу, уменьшения отложения различных веществ в фильтрующей массе (см. патент РФ N 2059797 от 14.05.92 г. по кл. Е 21 В 43/02, опубли. в ОБ N 13, 1996 г.); в способе закрепления пескопроявляющего пласта в скважине насыщенного водного раствора

минеральной соли - хлористого кальция - с целью снижения трудоемкости способа и ускорения процесса закрепления при одновременном сохранении проницаемости пласта (см. а. с. N 1633091 от 20.06.88 г. по кл. Е 21 В 33/13, опубл. в ОБ N 9, 1991 г.); известно использование: флотореагента Т-80 - побочного продукта производства диметилдиоксиана в составе для создания фильтра, предотвращающего вынос песка из продуктивного пласта при добыче нефти и газа из скважины с целью достижения прочностных механических свойств состава, обеспечивающих сохранение первоначальной проницаемости фильтра в процессе всего периода его работы, а также обеспечения экологичности состава (см. патент РФ N 2029075 от 14.07.92 г. по кл. Е 21 В 43/08, 33/138, опубл. в ОБ N 5, 1995 г.); флотореагента Т-80 в составе для изоляции кавернозной части ствола скважины с целью повышения изолирующих свойств состава за счет снижения ее водопроницаемости, усадки в минерализованной воде и уменьшения коэффициента водоотделения при одновременном улучшении его прокачиваемости (см. а. с. N 1723307 от 21.05.90 г. по кл. Е 21 В 33/138, опубл. в ОБ N 12, 1992 г.); отхода производства 4,4-диметилдиоксиана-1,3 в тампонажном растворе с целью снижения вязкости во времени при сохранении фильтрационных и прочностных свойств раствора и камня (см. а.с. N 834329 от 21.11.79 г. по кл. Е 21 В 33/138, опубл. в ОБ N 20, 1981 г.); флотореагента - оксаль Т-80 - в составе для обработки призабойной зоны карбонатного пласта в качестве замедлителя реакции растворения породы с целью повышения эффективности обработки призабойной зоны пласта за счет снижения скорости реакции породы с кислотой (см. патент РФ N 2068085 от 07.08.90 г. по кл. Е 21 В 43/27, опубл. в ОБ N 29, 1996 г.); в буровом растворе побочного продукта производства диметилдиоксиана при получении изопрена из изобутилена и формальдегида с целью улучшения кинетики фильтрации при одновременном снижении коррозионной активности и повышения прокачиваемости раствора (см. а.с. N 1828870 от 12.01.90 г. по кл. С 09 К 7/02, опубл. в ОБ N 27, 1993 г.); фракции 4,4-диметил-1,3-диоксиана, оксиэтилированного алкилфенола в микроэмульсии для вытеснения нефти с целью повышения эффективности вытеснения нефти из пласта (а.с. N 1609980 от 11.08.88 г. по кл. Е 21 В 43/27, опубл. в ОБ N 44, 1990 г.); известно использование в тампонажном растворе на основе фенолформальдегидной смолы в качестве добавок гидрофобной кремнийорганической жидкости, смеси диоксаноновых спиртов и эфиров, углеводородной жидкости и поверхностно-активного вещества с целью улучшения качества цементирования рыхлых песчаных пород (см. а.с. N 726311 от 23.05.78 г. по кл. Е 21 В 33/138, опубл. в ОБ N 13, 1980 г.); известно использование оксиэтилированного алкилфенола в составе для крепления призабойной зоны газовой скважины с целью повышения укрепляющих свойств состава при сохранении проницаемости пород (см. а.с. N 1170120 от 31.10.83 г. по кл. Е 21 В 33/138, опубл. в

ОБ N 28, 1985 г.); известно использование в композиции для приготовления азрированного тампонажного раствора в качестве пенообразователя неионогенных ПАВ -неонола АФ 9-12 (оксиэтилированные моноалкилфенолы тримеров пропиленна со степенью оксиэтилирования 12) с целью расширения диапазона плотностей, упрощения технологии приготовления раствора и повышения успешности цементирования скважин (см. а. с. N 1745893 от 07.12.89 г. по кл. Е 21 В 33/138, опубл. в ОБ N 25, 1992 г.).

Проанализировав вышеприведенные источники информации, экспертиза может сделать вывод о соответствии решения условию "изобретательский уровень".

Более подробно сущность заявляемого способа описывается следующими примерами.

Пример 1 (промысловый).

Проводят технологию крепления призабойной зоны продуктивного пласта скважины, отвечающей условиям сеноманской залежи Уренгойского газоконденсатного месторождения. Продуктивный пласт представлен мелкозернистым песчаником, сцементированным глиной.

Исходные данные

Диаметр обсадной колонны - 0,168 м

Толщина стенки - 0,007 м

Интервал перфорации - 1189-1225 м

Диаметр насосно-компрессорных труб (НКТ) - 0,114 м

Глубина спуска НКТ - 1223 м

Пластовое давление - 4,5 МПа

Глубина установки пакера - 1180 м

Искусственный забой - 1260 м

Текущий забой - 1226 м

Размытый интервал призабойной зоны - 1225-1240 м

Объем вымытых песчаных пробок за три ремонта - 3,2 м³

Перед проведением технологии крепления производят глушение скважины путем задавливания в пласт газового конденсата.

1. Производят пескоструйную перфорацию обсадной колонны в размытом интервале призабойной зоны.

2. Спускают НКТ на глубину 1223 м с установкой пакера ПД-ЯГ-136-500 на глубине 1180 м.

3. Приготавливают водный раствор силиката натрия с $\rho = 1300 \text{ кг/м}^3$ для заполнения порового заколонного пространства продуктивного пласта на расстоянии 0,45 м от скважины. Для этого разбавляют водой жидкое натриевое стекло, $\rho = 1400 \text{ кг/м}^3$, количество которого рассчитывают по формуле

$$V_{\text{жнс}} = \frac{V \cdot (\rho - 1000)}{\rho - 1000},$$

где $V_{\text{жнс}}$ - объем жидкого натриевого стекла, м³;

V_p - объем водного раствора силиката натрия, м³;

ρ_p - плотность водного раствора силиката натрия, кг/м³;

$\rho_{\text{жнс}}$ - плотность жидкого натриевого стекла, кг/м³.

Объем водного раствора силиката

натрия, $\rho = 1300 \text{ кг/м}^3$, определяют по формуле

$$V_p = \frac{\pi(D_3^2 - D_n^2)}{4} \cdot h \cdot m \cdot K,$$

где D_3 - диаметр вокруг скважины, куда будет закачан водный раствор силиката натрия, м;

D_n - наружный диаметр обсадной колонны, м;

h - интервал перфорации обсадной колонны, м;

m - пористость продуктивного пласта в долях от единицы;

K - коэффициент заполнения порового пространства.

$$D_3 = 0,168 + 0,45 \cdot 2 = 1,1 \text{ м};$$

$$D_n = 0,168 \text{ м};$$

$$h = 1240 - 1189 = 51 \text{ м};$$

$$m = 0,365;$$

$$K = 0,45.$$

Следовательно,

$$V_p = \frac{3,14}{4} (1,1^2 - 0,168^2) \cdot 51 \cdot 0,365 \cdot 0,45 = 7,76 \text{ м}^3;$$

$$V_{\text{жнс}} = \frac{7,76 \cdot (1300 - 1000)}{1400 - 1000} = 5,82 \text{ м}^3.$$

Объем воды, необходимый для разбавления

$$V_{H_2O} = 7,76 - 5,82 = 1,94 \text{ м}^3.$$

4. Пескосмесительную установку УСП-50 и цементировочный агрегат ЦА-320М обвязывают жесткой линией со скважиной.

5. В установку УСП-50 загружают кварцевый песок фракции 0,05 - 0,14 мм, что соответствует основному фракционному составу песка продуктивного пласта в объеме вымытых песчаных пробок $V_{\text{пр}} = 3,2 \text{ м}^3$. Объемную насыпную массу песка определяют согласно В. И. Костырину (Тампонажные материалы и химреагенты. Справочное пособие для рабочих, М., Недра, 1989, с. 116). При объемной насыпной массе песка 1680 кг/м^3 его количество составляет $Q_n = 3,2 \cdot 1680 = 5380 \text{ кг}$.

6. Приготавливают жидкость-носитель (дизельное топливо) в объеме $V_{\text{дт}} = 12,8 \text{ м}^3$, что соответствует 20%-ой концентрации песка в жидкости-носителе.

7. Водный раствор силиката натрия, $\rho = 1300 \text{ кг/м}^3$, нагнетают в НКТ и продавливают в призабойную зону пласта цементировочным агрегатом ЦА-320М продавочной жидкостью - газовым конденсатом, объем которого определяют следующим образом

$$V_{\text{пж}} = V_{\text{нкт}} + V_{\text{зп}},$$

где $V_{\text{нкт}}$ - внутренний объем труб НКТ, м^3 ;

$V_{\text{зп}}$ - объем заколонного пространства (за НКТ) от забоя до пакера, м^3 .

Наружный диаметр труб НКТ 0,114 м, толщина стенок труб 0,005 м; внутренний диаметр $d = 0,104 \text{ м}$.

$$V_{\text{нкт}} = \frac{\pi}{4} \cdot d^2 \cdot H,$$

где H - глубина спуска НКТ.

$$H = 1223 \text{ м}.$$

$$V_{\text{нкт}} = \frac{3,14}{4} \cdot 0,104^2 \cdot 1223 \approx 10,4 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{зп}} = \frac{\pi(D_B^2 - d^2)}{4} \cdot H_1 = \frac{3,14}{4} (0,154^2 - 0,104^2) \cdot 80 = 0,81 \text{ м}^3,$$

где D_B - внутренний диаметр обсадной колонны, м;

H_1 - интервал заколонного пространства от забоя до пакера.

$$D_B = 0,168 - 0,014 = 0,154 \text{ м};$$

$$H_1 = 1260 - 1180 = 80 \text{ м}.$$

Следовательно,

$$V_{\text{пж}} = 10,4 + 0,81 = 11,21 \text{ м}^3.$$

8. Обработывают на устье скважины путем механического перемешивания в УСП-50 кварцевый песок жидким натриевым

стеклом, $\rho = 1400 \text{ кг/м}^3$, в соотношении 1,00 : 0,20 мас.ч. соответственно.

Масса жидкого натриевого стекла $Q_{\text{жнс}} = 0,2 \cdot 5380 = 1076 \text{ кг}$, его объем составляет

$$V_{\text{жнс}} = 1076 : 1400 = 0,77 \text{ м}^3.$$

И далее через установку УСП-50 прокачивают жидкость-носитель - дизельное топливо.

9. Полученную суспензию песка в дизельном топливе нагнетают в заколонное пространство через перфорационные отверстия.

10. Приготавливают эмульсионный раствор в ЦА-320М и в емкости требуемого объема следующего состава, мас. %:

Флотореагент - оксаль Т-80 - 40

Неонол АФ 9-12 - 0,10

Газовый конденсат - 59,90

в объеме порового пространства созданного песчаного барьера.

$$V_{\text{эр}} = 36,5 \cdot 3,2 / 100 = 1,168 \text{ м}^3.$$

Плотность этого эмульсионного раствора 848 кг/м^3 . С учетом этого масса

эмульсионного раствора

$$Q_{\text{эр}} = 1,168 \cdot 848 = 991 \text{ кг}.$$

Для приготовления этого эмульсионного раствора используют:

флотореагент - оксаль Т-80, $\rho = 1075 \text{ кг/м}^3$, $0,4 \cdot 991 = 396 \text{ кг}$ или

$$396 : 1075 = 0,368 \text{ м}^3;$$

газовый конденсат, $\rho = 743 \text{ кг/м}^3$,

$$0,599 \cdot 991 = 593 \text{ кг}$$

$$593 : 743 = 0,798 \text{ м}^3;$$

неонол АФ 9-12

$$1,168 - 0,368 - 0,798 = 0,002 \text{ м}^3 \text{ или } 2 \text{ л}.$$

11. Приготавливают спиртовой раствор хлорида кальция с концентрацией 30 мас. % в объеме порового пространства созданного песчаного барьера, что составляет $1,168 \text{ м}^3$.

В качестве спирта используют метиловый спирт плотностью $803,4 \text{ кг/м}^3$. Плотность 30%-го спиртового раствора хлорида кальция составляет 1051 кг/м^3 .

Масса раствора

$$1,168 \cdot 1051 = 1228 \text{ кг}.$$

Масса хлорида кальция

$$1228 \cdot 0,3 = 368 \text{ кг}.$$

Масса спирта метилового

$$1228 - 368 = 860 \text{ кг}$$

$$860 : 803,4 = 1,07 \text{ м}^3.$$

Концентрацию спиртового раствора хлорида кальция контролируют по плотности раствора, которая должна составлять 1051 кг/м^3 .

12. Эмульсионный раствор через НКТ закачивают в скважину.

13. Затем закачивают спиртовой раствор

хлорида кальция и через разделительную пробку продавливают их в пласт.

14. Скважину закрывают на 24 часа ожидания затвердевания. После освоения скважины выноса песка из призабойной зоны продуктивного пласта вместе с газом по лабораторным анализам не наблюдалось.

Пример 2 (лабораторный).

1. Формируют модель продуктивного пласта в кернодержателе диаметром 2,54 см, длиной 4 см, объемом $20,3 \text{ см}^3$ из смеси песка фракции N 1 с размером 0,05 - 0,14 мм, N 2 с размером 0,14 - 1,25 мм и бентонитовой глины (глинопорошка) в количестве 3 мас.% от смеси, расход которых соответственно 34,1 г и 1,1 г. 170 мл дизельного топлива намыывают смесь в кернодержатель стендовой установки и определяют исходную газопроницаемость продуктивного пласта.

$$K_{1гпп} = 0,992 \text{ мкм}^2.$$

2. Приготавливают водный раствор силиката натрия, $\rho = 1300 \text{ кг/м}^3$, в объеме порового пространства модели продуктивного пласта с учетом пористости продуктивного пласта, $m = 0,365$, и коэффициента заполнения порового пространства, $k = 0,45$.

$$V_p = 20,3 \cdot 0,365 \cdot 0,45 = 3,4 \text{ см}^3 = 3,4 \text{ мл}.$$

Для получения V_p необходимо разбавить 0,85 мл воды жидкое натриевое стекло, $\rho = 1400 \text{ кг/м}^3$, объемом

$$V_{\text{жнс}} = \frac{3,4(1300-1000)}{1400-1000} = 2,55 \text{ см}^3 = 2,55 \text{ мл}.$$

Продавливают водный раствор силиката натрия, $\rho = 1300 \text{ кг/м}^3$, газовым конденсатом объемом 40 мл³ в модель продуктивного пласта.

3. Создают песчаный проницаемый барьер. Для этого обрабатывают кварцевый песок фракции 0,05 - 0,14 мм жидким натриевым стеклом, $\rho = 1400 \text{ кг/м}^3$, в соотношении 1,00 : 0,20 мас.ч. соответственно в объеме песчаного зерна $61,5 \text{ см}^3$ диаметром 2,54 см, длиной 12,15 см. Для этого используют 111,9 г кварцевого песка и 22,4 г (16 мл) жидкого натриевого стекла. Затем данную смесь нагнетают в кернодержатель дизельным топливом, взятом в объеме $V_{\text{дт}} = 61,5 \cdot 4 = 246 \text{ см}^3 = 246 \text{ мл}$, что соответствует 20%-ой концентрации кварцевого песка в суспензии.

4. Приготавливают эмульсионный раствор в объеме порового пространства созданного песчаного барьера, $V_{\text{эп}} = 61,5 \cdot 0,365 = 22,5 \text{ см}^3 = 22,5 \text{ мл}$ или 20,48 г, плотность 910 кг/м^3 .

$$Q_{\text{эп}} = 22,5 \cdot 0,910 = 20,48 \text{ г}.$$

Для приготовления 20,48 г эмульсионного раствора смешивают 8,19 г (40 мас. %) флотореагента - оксаль Т-80, плотность 1075 кг/м^3 (что составляет 7,61 мл), 12,26 г (59,90 мас.%) дизельного топлива, плотность 825 кг/м^3 (что составляет 14,86 мл), 0,026 г (0,10 мас.%) неолола АФ 9-12, плотность 860 кг/м^3 (что составляет 0,03 мл).

5. Приготавливают 30%-й раствор хлорида кальция в этиловом спирте в объеме порового пространства, $V_{\text{сп.р}} = 61,5 \cdot 0,365 = 22,5 \text{ см}^3$. Для этого смешивают 7,1 г хлорида кальция и 16,55 г (что составляет 20,6 мл) этилового спирта плотностью $803,4 \text{ кг/м}^3$.

6. Закачивают и продавливают

последовательно эмульсионный раствор и спиртовой раствор хлорида кальция. В качестве продавочной жидкости используют 40 мл дизельного топлива.

7. После 24 часов твердения при $T = 22^\circ\text{C}$ из кернодержателя извлекают модель продуктивного пласта и созданный песчаный барьер. Проводят испытания. Прочность на сжатие барьера из песка фракции N 1 $R_1 = 3,26 \text{ МПа}$, из песка фракции N 2 $R_2 = 3,32 \text{ МПа}$, газопроницаемость созданного песчаного барьера из песка фракции N 1 $K_{1пб} = 4,262 \text{ мкм}^2$, из песка фракции N 2 $K_{2пб} = 6,130 \text{ мкм}^2$, газопроницаемость продуктивного пласта после создания песчаного барьера $K_{2гпп} = 0,784 \text{ мкм}^2$, коэффициент сохранения газопроницаемости продуктивного пласта $K_r = 0,79$.

Пример 3 (лабораторный).

Проводят все операции, как указано в примере 2.

$$K_{1гпп} = 1,008 \text{ мкм}^2.$$

Обрабатывают кварцевый песок жидким натриевым стеклом в соотношении 1,00 : 0,25 мас.ч. соответственно. Для этого используют 107,44 г кварцевого песка и 26,86 г (19,2 мл) жидкого натриевого стекла. Смесь нагнетают в кернодержатель дизельным топливом в объеме $V_{\text{дт}} = 246 \text{ см}^3$.

Эмульсионный раствор $V_{\text{эп}} = 61,5 \cdot 0,365 = 22,5 \text{ см}^3$ или 21,01 г, плотность 933 кг/м^3 .

$$Q_{\text{эп}} = 22,5 \cdot 0,933 = 21,01 \text{ г}.$$

Для приготовления 21,01 г эмульсионного раствора смешивают 10,51 г (50 мас. %) флотореагента - оксаль Т-80, плотность 1075 кг/м^3 (что составляет 9,78 мл), 10,48 г (49,88 мас.%) дизельного топлива, плотность 825 кг/м^3 (что составляет 12,70 мл), 0,025 г (0,12 мас.%) неолола АФ 9-12, плотность 860 кг/м^3 (что составляет 0,03 мл). Проводят испытания. $R_1 = 3,84 \text{ МПа}$, $R_2 = 3,88 \text{ МПа}$, $K_{1пб} = 3,692 \text{ мкм}^2$, $K_{2пб} = 5,755 \text{ мкм}^2$, $K_{2гпп} = 0,837 \text{ мкм}^2$, $K_r = 0,83$.

Пример 4 (лабораторный).

Проводят все операции, как в примере 2.

$$K_{1гпп} = 0,996 \text{ мкм}^2.$$

Обрабатывают кварцевый песок силикатом натрия в соотношении 1,00 : 0,30 мас. ч. соответственно. Для этого используют 103,3 г кварцевого песка и 31 г (22,1 мл) жидкого натриевого стекла.

Эмульсионный раствор: $V_{\text{эп}} = 61,5 \cdot 0,365 = 22,5 \text{ см}^3$ или 21,58 г, плотность 959 кг/м^3 .

$$Q_{\text{эп}} = 22,5 \cdot 0,959 = 21,58 \text{ г}.$$

Для приготовления 21,58 г эмульсионного раствора смешивают 12,94 г (60 мас. %) флотореагента - оксаль Т-80, плотность 1075 кг/м^3 (что составляет 12,04 мл), 8,6 г (39,85 мас.%) дизельного топлива, плотность 825 кг/м^3 (что составляет 10,41 мл), 0,043 г (0,15 мас.%) неолола АФ 9-12, плотность 860 кг/м^3 (что составляет 0,05 мл). Проводят испытания.

$$R_1 = 4,42 \text{ МПа}, R_2 = 4,56 \text{ МПа},$$

$$K_{1пб} = 3,118 \text{ мкм}^2, K_{2пб} = 5,370 \text{ мкм}^2,$$

$$K_{2гпп} = 0,956 \text{ мкм}^2, K_r = 0,96.$$

По сравнению с прототипом: прочность песчаного барьера увеличилась в 2-3 раза, газопроницаемость - в 2,5-3 раза, коэффициент сохранения газопроницаемости

продуктивного пласта 0,81 - 0,88 (у прототипа 0,79).

Формула изобретения:

Способ крепления призабойной зоны продуктивного пласта, включающий перфорацию обсадной колонны в размытом интервале призабойной зоны, создание песчаного проницаемого барьера путем нагнетания в заколонное пространство через перфорационные отверстия кварцевого песка в жидкости носителя с водным раствором силиката натрия с последующим закачиванием спиртового раствора хлорида кальция в объеме порового пространства созданного барьера, отличающийся тем, что дополнительно перед созданием последнего нагнетают водный раствор силиката натрия, $\rho = 1250-1300\text{кг/м}^3$, в количестве,

обеспечивающем полное заполнение порового заколонного пространства продуктивного пласта на расстоянии 0,45 - 0,60 м от скважины, а перед закачиванием спиртового раствора хлорида кальция - эмульсионный раствор следующего состава, мас. %:

Флотореагент - оксаль Т-80 - 40 - 60

Неонол АФ 9-12 - 0,10 - 0,15

Углеводородная жидкость - 39,85 - 59,90

в объеме порового пространства созданного песчаного проницаемого барьера, причем в качестве водного раствора силиката натрия используют жидкое натриевое стекло с $\rho = 1400\text{кг/м}^3$, которым обрабатывают перед закачиванием на устье скважины кварцевый песок в соотношении 0,20 - 0,30:1,00 мас.ч. соответственно.

RU 2 1 7 2 8 1 1 C 2

RU 2 1 7 2 8 1 1 C 2