



(51) МПК
E21B 43/12 (2006.01)
E21B 43/14 (2006.01)
E21B 43/08 (2006.01)

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
 ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21)(22) Заявка: 2013148603/03, 31.10.2013

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
 31.10.2013

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 31.10.2013

(45) Опубликовано: 27.08.2014 Бюл. № 24

(56) Список документов, цитированных в отчете о
 поиске: RU 2488686 C1, 27.07.2013. RU 94628
 U1, 27.05.2010. RU 2485290 C1, 20.06.2013. ЕА
 200601668 A1, 27.02.2007. US 6152218 A,
 28.11.2000. US 2011036578 A1, 17.02.2011

Адрес для переписки:

423250, Республика Татарстан, г. Лениногорск,
 ул. Ленинградская, 12, НГДУ
 "Лениногорскнефть", технический отдел,
 Мансуровой А.Р.

(72) Автор(ы):

**Хисамов Раис Салихович (RU),
 Ахметгареев Вадим Валерьевич (RU),
 Галимов Илья Фанузович (RU)**

(73) Патентообладатель(и):

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

(54) СПОСОБ СНИЖЕНИЯ ВОДОПРИТОКА В ГОРИЗОНТАЛЬНЫЙ СТВОЛ СКВАЖИНЫ
 ТРЕЩИННО-ПОРОВОГО КОЛЛЕКТОРА

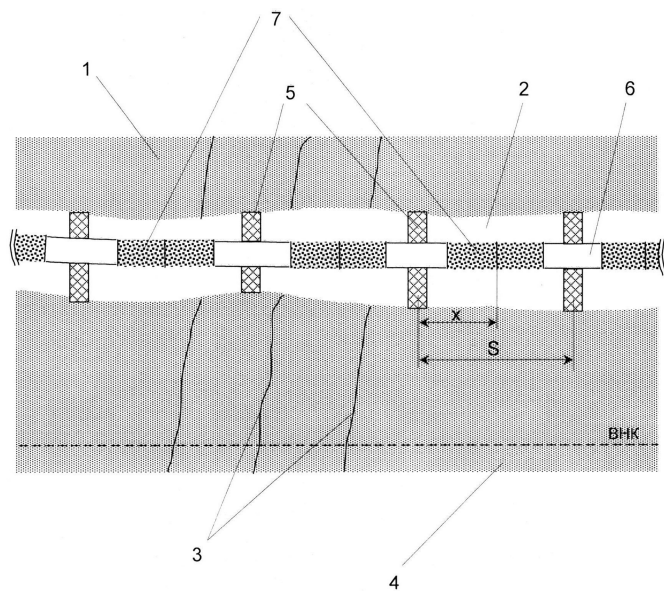
(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности и может быть применено для снижения водопритока в горизонтальные скважины при разработке трещинно-порового коллектора нефтяной залежи. Способ включает определение среднего расстояния между трещинами, разделение горизонтального ствола скважины на секции пакерами, спуск на насосно-компрессорных трубах устройств для контроля притока в горизонтальный ствол скважины, отбор продукции из горизонтальной скважины. При этом горизонтальный ствол скважины разделяют водонабухающими пакерами на секции, с длиной каждой секции от 20 м до 50 м в зависимости от расстояния между трещинами и длины горизонтального ствола. Устройства контроля притока в горизонтальный ствол скважины выполняют с диаметром d отверстий в стенках, сопоставимым с размерами

капиллярных трубок для нефти данного коллектора, а сами отверстия выполняют из гидрофобного материала. Длину каждого устройства контроля притока выполняют длиной от 5 м до 12 м и устанавливают в количестве не более 5 штук в каждой секции между пакерами, общее количество отверстий N в устройствах контроля притока во всем горизонтальном стволе, депрессии и диаметром d отверстий определяют по соотношению. Добычу продукции скважины ведут при условии, чтобы гидродинамические силы, создаваемые забойным давлением, не превышали капиллярные силы продвижения нефти через отверстия устройств контроля притока, т.е. чтобы депрессия в скважине удовлетворяла упомянутому соотношению. Технический результат заключается в повышении коэффициента нефтеизвлечения. 1 ил.

RU 2 527 413 C1

RU 2 527 413 C1



Фиг. 1

RU 2527252 C1 3147252 C1

RU 2527413 C1



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(51) Int. Cl.
E21B 43/12 (2006.01)
E21B 43/14 (2006.01)
E21B 43/08 (2006.01)

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(21)(22) Application: 2013148603/03, 31.10.2013

(24) Effective date for property rights:
31.10.2013

Priority:

(22) Date of filing: 31.10.2013

(45) Date of publication: 27.08.2014 Bull. № 24

Mail address:

423250, Respublika Tatarstan, g. Leninogorsk, ul.
Leningradskaia, 12, NGDU "Leninogorskneft",
tekhnicheskij otdel, Mansurovoj A.R.

(72) Inventor(s):

**Khislamov Rais Salikhovich (RU),
Akhmetgareev Vadim Valer'evich (RU),
Galimov Il'ja Fanuzovich (RU)**

(73) Proprietor(s):

**Otkrytoe aktsionernoe obshchestvo "Tatneft"
im. V.D. Shashina (RU)**

(54) **METHOD FOR REDUCTION OF WATER INFLUX TO HORIZONTAL HOLE IN FRACTURED-POROUS TYPE RESERVOIR**

(57) Abstract:

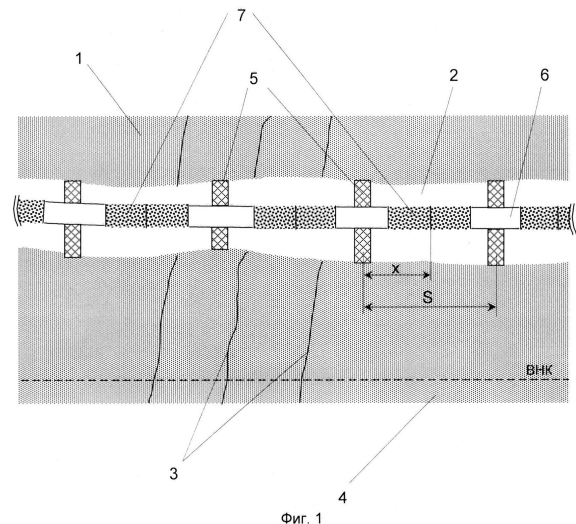
FIELD: oil and gas industry.

SUBSTANCE: method includes determination of an average distance between fractures, division of the horizontal hole in sections by packers, running in of devices for water influx control at the tubing string to the horizontal hole, product withdrawal from the horizontal well. At that the horizontal hole is divided by water-swellable packers into sections with length of each section from 20 m up to 50 m depending on the distance between fractures and length of the horizontal hole. The devices for water influx control in the horizontal hole have openings in walls with diameter d , which is comparable to the size of oil capillary tubes for this reservoir and the openings are made of water-repellent material. Length of each device for water influx control is from 5 m up to 12 m, and total number of devices does not exceed 5 pieces between packers in each section, total number of the openings N in devices for water influx control in the whole horizontal hole, depression and diameter d of the openings is determined by the ratio. Product from the well is produced provided that hydrodynamic forces created

by bottomhole pressure do not exceed capillary forces of oil movement through openings in the devices for water influx control, i.e. depression in the well meets the above ratio.

EFFECT: increase in oil recovery factor.

1 dwg



RU 2 527 413 C1

RU 2 527 413 C1

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности и может найти применение для снижения водопритока в горизонтальные скважины при разработке трещинно-порового коллектора нефтяной залежи.

Известен способ изготовления устройства регулирования потока, при выполнении которого обеспечивают материал с приспособляющейся формой; формируют элемент регулирования потока путем добавления к материалу с приспособляющейся формой гидрофильного полимера в количестве, достаточном, чтобы элемент регулирования потока ограничивал поток протекающей через него воды. Дополнительно нагревают материал с приспособляющейся формой для придания ему первой формы, перед добавлением гидрофильного материала и сжимают и охлаждают элемент регулирования потока после добавления гидрофильного материала, чтобы придать элементу регулирования потока вторую форму. Размещают элемент регулирования потока снаружи трубчатого элемента, в котором имеются каналы, обеспечивают проход для потока текучей среды между трубчатым элементом и элементом регулирования потока. Гидрофильный полимер расширяется внутри элемента регулирования потока в результате воздействия на него некоторого количества воды. Сжимают элемент регулирования потока и добавляют гидрофильный материал в элемент регулирования потока после его сжатия. При обеспечении материала с приспособляющейся формой используют пеноматериал, обладающий существенной проницаемостью. Устройство регулирования потока, содержащее элемент регулирования потока, сформированный из материала с приспособляющейся формой и гидрофильного полимера, размещенного внутри материала с приспособляющейся формой в количестве, достаточном, чтобы элемент регулирования потока ограничивал поток протекающей через него воды. Устройство регулирования потока, содержащее трубчатый элемент, в котором имеется по меньшей мере один канал для текучей среды. Устройство регулирования потока, содержащее металлическую сетку между трубчатым элементом и элементом регулирования потока. Устройство регулирования потока, содержащее проход для потока текучей среды между трубчатым элементом и элементом регулирования потока. Устройство регулирования потока, в котором гидрофильный полимер способен ограничивать поток воды в результате воздействия на него некоторого количества воды. Устройство регулирования потока, в котором элемент регулирования потока выполнен таким образом, чтобы при его помещении в скважину он расширялся до контакта со стенкой скважины. Способ получения текучей среды из пласта в скважину, при выполнении которого: обеспечивают устройство регулирования потока, содержащее элемент регулирования потока, сформированный из материала с приспособляющейся формой и заданного количества гидрофильного полимера, размещенного внутри материала с приспособляющейся формой в количестве, достаточном, чтобы элемент регулирования потока ограничивал поток протекающей через него воды; устанавливают устройство регулирования потока с элементом регулирования потока, находящимся в первом, сжатом, состоянии, в заданном месте в скважине; обеспечивают элементу регулирования потока возможность принять вторую, расширенную, форму; и выводят текучую среду из пласта в скважину путем направления потока текучей среды через устройство регулирования потока. Дополнительно обеспечивают элемент регулирования потока снаружи трубчатого элемента, имеющего по меньшей мере один канал, выполненный с возможностью поступления через него текучей среды в трубчатый элемент. При обеспечении устройства регулирования потока обеспечивают проход для потока текучей среды между трубчатым элементом и элементом регулирования потока. При обеспечении устройства регулирования потока размещают металлическую сетку

между трубчатым элементом и элементом регулирования потока или снаружи элемента регулирования потока. Гидрофильный полимер расширяется внутри элемента регулирования потока в результате воздействия некоторого количества воды для ограничения потока протекающей через него воды. Материал с приспособляющейся 5 формой включает пеноматериал, обладающий существенной проницаемостью. Для обеспечения возможности принятия элементом регулирования потока второй, расширенной, формы нагревают материал с приспособляющейся формой до температуры, превышающей температуру его стеклования (заявка РФ №2012109103, кл. E21B 43/12, опубл. 20.09.2013).

10 Недостатком способа является невысокая степень снижения водопритока в скважину и, как следствие, невысокая нефтеотдача.

Наиболее близким к предложенному изобретению по технической сущности является способ разобщения и управления выработкой запасов, дренируемых горизонтальной скважиной и устройство для его осуществления, включающий спуск в скважину колонны 15 труб с кабелем, регулирующими устройствами в виде электрических клапанов, измерительными датчиками давления и температуры и с одним или несколькими пакерами, разобщающими внутрискважинное пространство. Применяют датчики, информацию с которых подают на блок измерения, установленный на устье скважины. Сигналы на открывание и закрывание регулирующих устройств подают по кабелю с 20 устьевого блока управления. Подъем продукции на поверхность осуществляют насосом по внутритрубному пространству. При этом скважину строят с горизонтальным участком, проходящим по пласту с различными зонами проницаемости. Пакеры устанавливают в горизонтальном участке скважины, разделяя зоны пласта с различной проницаемостью. Внутритрубное пространство разобщают заглушкой, выше которой 25 размещают друг над другом верхнее и нижнее регулирующие устройства, размещенные в вертикальном стволе и оснащенные измерительными датчиками. Зоны с одинаковой или близкой проницаемостью сообщают между собой, группируя в два потока, сообщенные с внутрискважинным пространством и входом верхнего регулирующего устройства или внутритрубным пространством и входом нижнего регулирующего 30 устройства. Выходы регулирующих устройств сообщены с входом насоса, а величину открывания регулирующих устройств производят с частотным разделением по одному кабелю, по которому производят и снятие параметров с измерительных датчиков, по показаниям которых определяют величину открывания каждого из регулирующих устройств. Каждое регулирующее устройство выполнено в виде размещенных в корпусе 35 электродвигателя с редуктором, вращающий вал которых соединен посредством соединения «винт-гайка» с толкателем и клапаном, выполненным с возможностью герметичного взаимодействия с седлом, ниже которого размещен стакан с входом в виде каналов, в котором размещена компенсационная камера с эластичными стенками, заполненная смазочной жидкостью и сообщенная с внутренним пространством 40 толкателя и герметизированным пространством, расположенным выше толкателя (патент РФ №2488686, кл. E21B 43/12, E21B 43/14, опубл. 27.07.2013 - прототип).

Недостатком способа является сложность проведения мероприятия и большие капитальные затраты, а также невысокая степень снижения водопритока в скважину и, как следствие, невысокая нефтеотдача.

45 В предложенном изобретении решается задача снижения водопритока в горизонтальные скважины и, как следствие, повышение коэффициента нефтеизвлечения.

Задача решается тем, что в способе снижения водопритока в горизонтальный ствол скважины трещинно-порового коллектора, включающем определение среднего

расстояния между трещинами, разделение горизонтального ствола скважины на секции пакерами, спуск на насосно-компрессорных трубах устройств для контроля притока в горизонтальный ствол скважины, отбор продукции из горизонтальной скважины, согласно изобретению горизонтальный ствол скважины разделяют водонабухающими пакерами на секции, с длиной каждой секции от 20 м до 50 м в зависимости от расстояния между трещинами и длины горизонтального ствола, устройства контроля притока в горизонтальный ствол скважины выполняют с диаметром d отверстий в стенках, сопоставимым с размерами капиллярных трубок для нефти данного коллектора, а сами отверстия выполняют из гидрофобного материала, длину каждого устройства контроля притока выполняют длиной от 5 м до 12 м и устанавливают в количестве не более 5 штук в каждой секции между пакерами, общее количество отверстий N в устройствах контроля притока во всем горизонтальном стволе, депрессии и диаметром d отверстий определяют из условия

$$N \geq \frac{d \cdot (P_{пл} - P_з)}{4 \cdot \sigma \cdot \cos \theta}, \quad (1)$$

где $P_{пл}$ - пластовое давление, Па,

$P_з$ - забойное давление в горизонтальной скважине, Па,

σ - коэффициент поверхностного натяжения на границе отбираемая вода - поверхность устройства контроля притока, Па·м,

θ - краевой угол смачивания воды с поверхностью устройства контроля притока, градусы,

добычу продукции скважины ведут при условии, чтобы гидродинамические силы, создаваемые забойным давлением, не превышали капиллярные силы продвижения нефти через отверстия устройств контроля притока, т.е. чтобы депрессия в скважине удовлетворяла соотношению (1).

Сущность изобретения

На нефтеотдачу трещинно-порового коллектора нефтяной залежи существенное влияние оказывает время работы горизонтальных скважин до полного обводнения. Вода прорывается по трещинам либо из водоносной части пласта, либо от нагнетательной скважины, либо в совокупности, что приводит к быстрому обводнению горизонтальных скважин. В связи с разницей в вязкостях нефти и воды преимущественным потоком в скважине оказывается вода. Особенно это характерно для коллекторов с высоковязкой нефтью. Применение устройств контроля притока позволяет частично снизить долю воды в потоке по горизонтальному стволу скважины. Однако существующие технические решения не в полной мере позволяют выполнить данную задачу в полном объеме. В предложенном изобретении решается задача снижения водопитока в горизонтальные скважины и, как следствие, повышения коэффициента нефтеизвлечения. Задача решается следующим образом.

На фиг.1 приведена схема участка расположения добывающей горизонтальной скважины в продуктивном пласте с установленными устройствами контроля притока. Принятые обозначения: 1 - продуктивный пласт нефтяной залежи, 2 - открытый горизонтальный ствол скважины, 3 - вертикальные трещины, 4 - водоносная часть пласта, 5 - водонабухающие пакеры, 6 - насосно-компрессорная труба, 7 - устройства контроля притока, S - длина одной секции между пакерами, x - длина одного устройства контроля притока, ВНК - водонефтяной контакт.

Способ реализуют следующим образом.

На массивной нефтяной залежи, продуктивные пласты которой представлены порово-

трещинными карбонатными отложениями, проводят 3Д сейсмические исследования. По результатам устанавливается распределение макротрещин в пласте. В зависимости от преследуемых целей проектируют горизонтальную скважину. Согласно проекту участок залежи 1 (фиг.1) вскрывают горизонтальной скважиной длиной L с отбором ориентированного керна. Конструкцию горизонтального ствола 2 выполняют открытой, т.к. породы данного коллектора устойчивы к осыпанию. По результатам исследования керна определяют густоту трещин и их ориентацию, устанавливают, что трещины 3 имеют преимущественно вертикальное направление.

Работы ведут в необсаженной скважине, обводнившейся в результате эксплуатации, причем обводненность данной скважины значительно опережает выработанность данного участка, что свидетельствует о прорыве воды по трещинам. Проводят в данной скважине гидродинамические исследования, определяют расстояние между трещинами или размер блоков породы.

В процессе эксплуатации скважины вода будет проникать по вертикальным трещинам к горизонтальному стволу 2 либо из водоносной части 4 пласта, либо от нагнетательной скважины, либо и то, и другое вместе. Для предотвращения обводнения в открытом горизонтальном стволе 2 предусматривают размещение водонабухающих пакеров 5.

В зависимости от расстояния между трещинами и длины горизонтального ствола L принимают решение о разделении горизонтального ствола 5 на m секций с длиной каждой секции S от 20 м до 50 м. Расчетами установлено, что в связи с длиной стволов большинства горизонтальных скважин более 200 м при длине секции менее 20 м возникает необходимость установки большого количества водонабухающих пакеров, что приводит к экономической нерентабельности таких скважин. При длине секции более 50 м, нефтеотдача значительно снижается, т.к. уменьшается эффективность применяемых устройств контроля притока. Также расчеты показали, что максимальная нефтеотдача достигается, если при расстояниях между трещинами менее 1 м, длина секций S составляет от 20 м до 30 м, при расстояниях между трещинами более 1 м - длина секций S от 30 м до 50 м. В целом, расстояния между трещинами для большинства трещинно-поровых, порово-трещинных и трещинных карбонатных отложений составляет, как показывают результаты исследований, от нескольких сантиметров до 5-6 м.

Водонабухающие пакеры 5 спускают на гибкой насосно-компрессорной трубе 6 с установленными на ней устройствами контроля притока 7. Данные устройства 7 представляют собой перфорированные насосно-компрессорные трубы, изготовленные из гидрофобного материала. Перфорационные отверстия выполняют диаметром d, сопоставимым с размерами капиллярных трубок для нефти данного коллектора, т.е. в пределах нескольких миллиметров.

Согласно капиллярным эффектам, проявляющимся на границе раздела двух фаз, чтобы капля воды не прошла через перфорационное отверстие диаметром d, необходимо, чтобы гидродинамические силы, создаваемые перепадом давления между пластовым и забойным давлениями, не превышали капиллярные силы.

Масса капли воды или слоя воды создает давление в верхней точке круглого устройства контроля притока $P_b = \rho gh$, где ρ - плотность воды, g - ускорение свободного падения, h - высота капли воды или слоя воды. В нижней точке данное давление отрицательно, поэтому в целом для круглого сечения давлением P_b можно пренебречь.

Для каждого перфорационного отверстия вдоль горизонтального ствола можно записать условие, при котором капля или слой воды не будет проходить через перфорационное отверстие:

$$\frac{P_{\text{пл}} - P_3}{N} \leq \frac{4 \cdot \sigma \cdot \cos \theta}{d},$$

или

$$N \geq \frac{d \cdot (P_{\text{пл}} - P_3)}{4 \cdot \sigma \cdot \cos \theta}, \quad (1)$$

где $P_{\text{пл}}$ - пластовое давление, Па,

P_3 - забойное давление в горизонтальной скважине, Па,

σ - коэффициент поверхностного натяжения на границе отбираемая вода - поверхность устройства контроля притока, Па·м,

θ - краевой угол смачивания воды с поверхностью устройства контроля притока, градусы,

d - диаметр перфорационного отверстия, м,

N - общее количество перфорационных отверстий вдоль горизонтального ствола, шт.

Задавшись диаметром перфорационных отверстий d , забойным давлением P_3 , поверхностным натяжением σ и косинусом угла смачивания для гидрофобной поверхности $\cos \theta$, рассчитывают количество перфорационных отверстий N из соотношения (1).

Согласно уравнению Пуазейля, дебит нефти из одного перфорационного отверстия составит:

$$q = \frac{\pi \cdot d^4 \cdot (P_{\text{пл}} - P_3)}{128 \cdot \mu_{\text{н}} \cdot L}, \quad (2)$$

где $\mu_{\text{н}}$ - вязкость нефти в пластовых условиях, Па·с,

L - длина горизонтального ствола, м.

Дебит нефти всей горизонтальной скважины:

$$Q = q \cdot N. \quad (3)$$

Таким образом, варьируя значениями d и N , подбирают их оптимальные значения, чтобы дебит нефти Q горизонтальной скважины был сопоставим с дебитом горизонтальной скважины без применения устройств контроля притока.

Если длина одного устройства контроля притока x от 5 м до 12 м, то всего таких устройств в одной секции длиной S от 20 м до 50 м между пакерами 5 составит не более 5 шт. Выбор длины x обусловлен стандартным набором насосно-компрессорных труб для снижения издержек на производство, а их количество - тем, что длина устройств контроля притока не может превышать длину секции S .

Всего вдоль горизонтального ствола количество данных устройств составит $M = m \cdot x$ шт. Тогда на одном устройстве контроля притока требуется размещать N/m отверстий диаметром d или плотность отверстий на каждом устройстве должна составлять $N/(m \cdot x)$ отв./м.

После проведения данных мероприятий скважину пускают в работу. Разработку ведут до полной экономически рентабельной выработки участка.

Результатом внедрения данного способа является снижение обводненности добываемой продукции горизонтальной скважины и, как следствие, повышение нефтеотдачи.

Примеры конкретного выполнения способа

Пример 1. На массивной нефтяной залежи, продуктивные пласты которой

представлены порово-трещинными карбонатными отложениями, проводят 3Д сейсмические исследования. По результатам исследований устанавливают распределение макротрещин в пласте. В зависимости от преследуемых целей, проектируют горизонтальную скважину. Так, например, для компромисса между достижением 5 максимальных темпов отбора и максимального значения коэффициента извлечения нефти, было решено горизонтальный ствол проводить под углом 45° к направлению преимущественной трещиноватости. Согласно проекту участок залежи 1 (фиг.1) вскрывают горизонтальной скважиной длиной $L=500$ м с отбором ориентированного 10 керна. Диаметр горизонтального ствола по долоту - 140 мм. Конструкцию горизонтального ствола 2 выполняют открытой, т.к. породы данного коллектора устойчивы к осыпанию.

Начальное пластовое давление залежи 9 МПа, нефтенасыщенная мощность - 10 м, проницаемость 170 мД, пористость - 0,13 д. ед., вязкость нефти в пластовых условиях - 50 мПа·с, плотность нефти в пластовых условиях - 890 кг/м^3 , начальная 15 нефтенасыщенность - 0,810, кровля пласта залегает на глубине 820 м, водонефтяной контакт - на глубине 830 м.

По результатам исследования керна определяют густоту трещин и их ориентацию. Исследования показали, что расстояние между трещинами или размер блоков породы 20 составляет 1 м. Трещины 3 имеют преимущественно вертикальное направление. Т.к. залежь представлена водонефтяной зоной, то с водоносной части 4 пласта в процессе работы скважины вода будет проникать по вертикальным трещинам к горизонтальному стволу 2. Для предотвращения обводнения в открытом горизонтальном стволе 2 предусматривают размещение водонабухающих пакеров 5.

Т.к. расстояние между трещинами небольшое - 1 м, а длина горизонтального ствола 25 $L=500$ м, то принимают решение о разделении горизонтального ствола 5 на $m=20$ секций, с длиной каждой секции $S=L/m=500/20=25$ м.

Водонабухающие пакеры 5 спускают на гибкой насосно-компрессорной трубе 6 диаметром 73 мм с установленными на ней устройствами контроля притока 7. Данные 30 устройства 7 представляют собой перфорированные насосно-компрессорные трубы, изготовленные из гидрофобного материала, например гидрофобного поливинилхлоридного пластиката. Диаметры перфорационных отверстий составляют $d=2$ мм. Задавшись забойным давлением $P_3=7$ МПа, поверхностным натяжением $\sigma=70$ мПа·м и косинусом угла смачивания для гидрофобной поверхности $\cos\theta=1$, 35 рассчитывают количество перфорационных отверстий из соотношения:

$$N \geq \frac{d \cdot (P_{пл} - P_3)}{4 \cdot \sigma \cdot \cos\theta} = \frac{2 \cdot 10^{-3} \cdot (9 - 7) \cdot 10^6}{4 \cdot 0,07 \cdot 1} = 14286 \text{ шт.},$$

Принимают $N=14400$ шт., тогда если длина одного устройства контроля притока $x=$ 40 10 м, то количество таких устройств в одной секции составит 2 шт., т.к. их длина не может превышать длину секции $S=25$ м, а всего вдоль горизонтального ствола количество данных устройств составит $M=m \cdot x=20 \cdot 10=40$ шт. Тогда на одном устройстве контроля притока требуется размещать $N/m=14400/40=360$ отверстий диаметром $d=2$ мм или плотность отверстий на каждом устройстве должна составлять 36 отв./м.

Начальный дебит нефти из одного капиллярного отверстия составит:

$$q = \frac{\pi \cdot d^4 \cdot (P_{пл} - P_3)}{128 \cdot \mu_n \cdot L} = \frac{3,14 \cdot (2 \cdot 10^{-3})^4 \cdot (9 - 7) \cdot 10^6}{128 \cdot 0,05 \cdot 500} = 31,4 \cdot 10^{-9} \text{ м}^3/\text{с} = 2,713 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{сут}$$

Начальный дебит нефти всей горизонтальной скважины:

$$Q=q \cdot N=2,713 \cdot 10^{-3} \cdot 14286=38,8 \text{ м}^3/\text{сут}=34,5 \text{ т/сут.}$$

После проведения данных мероприятий скважину пускают в работу. Разработку ведут до полной экономически рентабельной выработки участка.

5 В результате за время разработки, которое ограничили обводнением добывающей скважины до 98% либо достижением минимально рентабельного дебита нефти по скважине 0,5 т/сут, было добыто с рассматриваемой горизонтальной скважины 162,3 тыс. т нефти и 261 тыс. м³ воды, коэффициент извлечения нефти составил 0,314, срок разработки - 36 лет. По прототипу, при прочих равных условиях, было добыто 142,4 тыс. т нефти и 587 тыс. м³ воды, коэффициент извлечения нефти составил 0,275, срок разработки - 30 лет. По предлагаемому способу было добыто в 2,25 раза меньше воды. Прирост коэффициента извлечения нефти по предлагаемому способу составил 0,039.

10 Пример 2. Выполняют как пример 1. Горизонтальная скважина - существующая, обводнившаяся до 98% в результате прорыва воды по трещинам через 4 года после работы. Проводят мероприятия, как в примере 1, после чего обводненность скважины снижается до 12%. Разработку ведут до полной экономически рентабельной выработки участка.

15 В результате за время разработки, которое ограничили обводнением добывающей скважины до 98%, либо достижением минимально рентабельного дебита нефти по скважине 0,5 т/сут, было добыто с рассматриваемой горизонтальной скважины 153,5 тыс. т нефти и 295 тыс. м³ воды, коэффициент извлечения нефти составил 0,297, срок разработки - 34 года. По прототипу, при прочих равных условиях, было добыто 138,2 тыс. т нефти и 604 тыс. м³ воды, коэффициент извлечения нефти составил 0,267, срок разработки - 29 лет. По предлагаемому способу было добыто в 2,05 раза меньше воды. Прирост коэффициента извлечения нефти по предлагаемому способу составил 0,030.

25 Применение предложенного способа позволит снизить обводненность продукции добывающих горизонтальных скважин и, как следствие, повысить коэффициент нефтеизвлечения.

30

Формула изобретения

Способ снижения водопритока в горизонтальный ствол скважины трещинно-порового коллектора, включающий определение среднего расстояния между трещинами, разделение горизонтального ствола скважины на секции пакерами, спуск на насосно-компрессорных трубах устройств для контроля притока в горизонтальный ствол скважины, отбор продукции из горизонтальной скважины, отличающийся тем, что горизонтальный ствол скважины разделяют водонабухающими пакерами на секции, с длиной каждой секции от 20 м до 50 м в зависимости от расстояния между трещинами и длины горизонтального ствола, устройства контроля притока в горизонтальный ствол скважины выполняют с диаметром d отверстий в стенках, сопоставимым с размерами капиллярных трубок для нефти данного коллектора, а сами отверстия выполняют из гидрофобного материала, длину каждого устройства контроля притока выполняют длиной от 5 м до 12 м и устанавливают в количестве не более 5 штук в каждой секции между пакерами, общее количество отверстий N в устройствах контроля притока во всем горизонтальном стволе, депрессии и диаметром d отверстий определяют из условия

45

$$N \geq \frac{d \cdot (P_{пл} - P_з)}{4 \cdot \sigma \cdot \cos \theta}, \quad (1)$$

где $P_{пл}$ - пластовое давление, Па,

P_3 - забойное давление в горизонтальной скважине, Па,

σ - коэффициент поверхностного натяжения на границе отбираемая вода -
поверхность устройства контроля притока, Па·м,

θ - краевой угол смачивания воды с поверхностью устройства контроля притока,
градусы,

добычу продукции скважины ведут при условии, чтобы гидродинамические силы,
создаваемые забойным давлением, не превышали капиллярные силы продвижения
нефти через отверстия устройств контроля притока, т.е. чтобы депрессия в скважине
удовлетворяла соотношению (1).

15

20

25

30

35

40

45