

(19)



Евразийское
патентное
ведомство

(11) 020039

(13) B1

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ

(45) Дата публикации и выдачи патента
2014.08.29

(21) Номер заявки
201171051

(22) Дата подачи заявки
2010.02.10

(51) Int. Cl. E21B 43/24 (2006.01)
E21B 43/30 (2006.01)

(54) ГРАВИТАЦИОННОЕ ДРЕНИРОВАНИЕ ПРИ ЗАКАЧКЕ ПАРА В ОДНОЙ СКВАЖИНЕ

(31) 0902476.1

(32) 2009.02.13

(33) GB

(43) 2012.01.30

(86) PCT/GB2010/000241

(87) WO 2010/092338 2010.08.19

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
СТАТОЙЛ АСА (NO)

(72) Изобретатель:
Кьёрхольт Хальвор (NO)

(74) Представитель:
Медведев В.Н. (RU)

(56) US-A-4577691
US-A-5148869
US-A-6015015

(57) В изобретении представлен способ извлечения углеводородов из подземного коллектора с находящимся в нем стволом скважины, в котором установлены эксплуатационный трубопровод и нагнетательный трубопровод, причем способ содержит закачку нагревающей текучей среды в коллектор по нагнетательному трубопроводу, отличающийся тем, что нагревающую текучую среду выпускают через множество отдельных проницаемых секций закачки, расположенных вдоль отрезка длины нагнетательного трубопровода, и добываемые углеводороды собирают во множество отдельных проницаемых секций добычи, расположенных вдоль отрезка длины эксплуатационного трубопровода.

020039

B1

020039

B1

Настоящее изобретение относится к способам и скважинам для добычи углеводородов из коллекторов тяжелой нефти.

Коллектор тяжелой нефти, например битуминозные пески, содержит отложения плотных углеводородов (общеизвестных как битум). Данные плотные углеводороды обычно неподвижны или весьма малоподвижны при температурах коллектора. Обычные температуры для низкотемпературных нефтеносных песков находятся в диапазоне 5-15°C, вместе с тем некоторые площади имеют углеводороды низкой подвижности даже при более высоких температурах. Коллектор тяжелой нефти является обычно относительно неглубоким, и обычно используют горизонтальные скважины для расположения большей части скважины в нефтегазоносном пласте.

Для извлечения тяжелой нефти из пластов необходимо решать проблемы высокой вязкости и, как следствие, низкой подвижности углеводородов. Обычные способы обработки пристволенной зоны для интенсификации притока углеводородов включают в себя закачку составов для обработки скважины, таких как кислоты или растворители, и нагрев пласта на месте добычи, например, паром для уменьшения вязкости углеводородов и, таким образом, обработки пристволенной зоны для интенсификации добычи углеводородов.

К наиболее часто используемым технологиям добычи углеводородов из низкотемпературных нефтеносных песков относится гравитационное дренирование при закачке пара. Такая технология показана на фиг. 1А и 1В, при этом фиг. 1В является сечением пары скважин по линии А-А, фиг. 1А и соседних аналогичных пар скважин. В обычном способе гравитационного дренирования при закачке пара горизонтальные пары скважин бурят в коллекторе с боковым разномом (между парами), составляющими приблизительно 100 м (см. 1.6 на фиг. 1В). Каждая пара скважин состоит из нагнетательной скважины 1.1 и добывающей скважины 1.2. Добывающую скважину бурят близко к основанию коллектора и нагнетательную скважину параллельно ей и на около 5 м выше (см. 1.5 на фиг. 1В). Когда скважины закончены, осуществляют циркуляцию пара в обеих скважинах для "расплавления" и, таким образом, увеличения подвижности чрезмерно вязких углеводородов, располагающихся вокруг двух скважин. Когда устанавливается сообщение между скважинами (на это обычно требуется несколько недель), добывающую скважину переоборудуют для выполнения основного предназначения в нефтедобывающую скважину. Верхняя нагнетательная скважина продолжает нагнетать пар для расплавления большего объема углеводородов в окрестности скважин. Получившие подвижность углеводороды проходят вниз к добывающей скважине и откуда перекачиваются на поверхность. Дренируемая площадь 1.3 показана на фиг. 1В.

Пара скважин данного типа обычно производит один-два миллиона баррелей (160000-320000 м³) нефти в течение жизненного цикла, составляющего около пяти-десяти лет. Вместе с тем, поскольку требуется две скважины, обычное гравитационное дренирование при закачке пара является экономически обоснованным только для некоторой толщины песчаного слоя в зависимости от цены нефти. Это является проблемой, поскольку большая доля запасов углеводородов находится в тонких слоях, и, следовательно, добыча углеводородов таких запасов не может являться экономически оправданной при существующей технологии. Кроме того, использование пар скважин дает в результате клинья остающихся недренированными углеводородов между парами скважин традиционного гравитационного дренирования при закачке пара (см., например, поз. 1.4 на фиг. 1В).

По данным причинам предложены альтернативные версии гравитационного дренирования при закачке пара, например версии с одной скважиной, в которых закачка пара происходит на забойном конце нагнетательной трубы в скважине, в которой также находится эксплуатационная труба. Для предотвращения входа пара в эксплуатационную трубу или входа нефти в нагнетательную трубу (нежелательная ситуация, общеизвестная как "закорачивание") добычу дистанцируют от закачки в такой конфигурации скважины, т.е. добыча имеет место на устьевом конце скважины, а закачка на забойном конце. Хотя такая закачка на забойном конце не распределяет пар равномерно по всей длине коллектора и добыча только на устьевом конце не является идеальной, данные конфигурации используют для предотвращения закорачивания.

Как отмечено выше, используемые в настоящее время способы имеют ряд недостатков и, следовательно, необходимо создание альтернатив для добычи углеводородов из коллекторов тяжелой нефти, в частности способов и скважин, решающих вышеупомянутые проблемы. Для улучшения производительности добычи углеводородов существует необходимость создания способа, увеличивающего добычу по всему отрезку длины (например, отрезку длины горизонтальной части) одной скважины.

В настоящем изобретении реализована возможность осуществления одной скважиной закачки и добычи по всей длине отрезка в коллекторе. Настоящим изобретением создан способ, включающий в себя закачку нагревающей текучей среды (предпочтительно пар, растворитель или их комбинация) в скважину через множество точек закачки (например, отдельных секций в нагнетательном трубопроводе) и добычу через множество точек добычи (например, отдельных секций в эксплуатационном трубопроводе). Выполнение добычи и закачки в множестве мест по всему коллектору может приводить к увеличению производительности, и способ настоящего изобретения осуществляет одновременную закачку и добычу по всему отрезку длины (например, отрезку длины горизонтальной части) одной скважины.

Таким образом, в первом аспекте настоящим изобретением создан способ извлечения углеводоро-

дов из подземного коллектора с находящимся в нем стволом скважины, в котором установлены эксплуатационный трубопровод и нагнетательный трубопровод, причем способ содержит закачку нагревающей текучей среды в коллектор по нагнетательному трубопроводу, отличающийся тем, что нагревающую текучую среду выпускают через множество отдельных проницаемых секций закачки, расположенных вдоль отрезка длины нагнетательного трубопровода, и добываемые углеводороды собираются в множество отдельных проницаемых секций добычи, расположенных вдоль отрезка длины эксплуатационного трубопровода, предпочтительно при этом секции добычи и секции закачки смещены по длине относительно друг друга.

Настоящим изобретением также создана скважина для использования в способе, описанном выше. Таким образом, в дополнительном аспекте настоящего изобретения создана скважина для извлечения углеводородов из подземного коллектора, содержащая ствол скважины, в котором установлены эксплуатационный трубопровод и нагнетательный трубопровод, отличающаяся тем, что каждый из трубопроводов содержит множество отдельных проницаемых секций для пропуска текучих сред, при этом предпочтительно проницаемые секции в трубопроводах расположены со смещением по длине относительно друг друга так, что проницаемые секции закачки расположены в нагнетательном трубопроводе, смещены в продольном направлении от проницаемых секций добычи, установленных в эксплуатационном трубопроводе.

Как в способе, так и в скважине согласно изобретению соседние секции закачки разделены непроницаемыми секциями трубопровода и соседние секции добычи разделены непроницаемыми секциями трубопровода, т.е. каждый трубопровод содержит чередующиеся проницаемые и непроницаемые секции.

Предпочтительно часть скважины, в которой установлены проницаемые секции трубопровода, является горизонтальной, т.е. по существу горизонтальной. Проницаемые секции трубопровода предпочтительно расположены по всему отрезку длины, по существу, горизонтальной части скважины, т.е. так, что, по существу, расположены с равными интервалами (интервалы между проницаемыми секциями являются непроницаемыми секциями трубопровода), и так, что несколько проницаемых секций расположены в каждом трубопроводе. Обычно трубопровод должен содержать 2-600 проницаемых секций, предпочтительно 5-450, особенно предпочтительно 10-250, например 15-50 или около 20. Нагнетательные и эксплуатационные трубопроводы не обязательно должны иметь одинаковое число проницаемых секций соответственно, но должны предпочтительно иметь аналогичное число проницаемых секций.

Конкретной проблемой, связанной с известными системами с одной скважиной, является "закорачивание" вследствие близости нагнетательных и эксплуатационных трубопроводов друг к другу. Известные системы обычно содержат два трубопровода в щелевом скважинном хвостовике, при этом кольцевое пространство является незаполненной полостью. Закачиваемые и добываемые текучие среды следуют по пути наименьшего сопротивления, и, таким образом, некоторая часть нагревающей текучей среды из нагнетательного трубопровода стремится войти в эксплуатационный трубопровод (т.е. нагревающая текучая среда "закорачивается"), вместо выхода из скважины, оборудованной хвостовиком, и входа в окружающий пласт и его нагрева. Данное приводит к неравномерному распределению тепла и трудностям регулирования процесса.

Для уменьшения закорачивания в способе и скважине согласно изобретению и, таким образом, увеличения производительности извлечения осуществлением одновременной закачки и добычи, обеспечением распределения тепла в пласте секции закачки и добычи предпочтительно отделены друг от друга некоторым способом. Данное можно получить установкой со смещением секций закачки и добычи (которые, как описано в данном документе, являются предпочтительно песчаными фильтрами или щелевыми секциями), через которые нагревающая текучая среда выходит и нефть, конденсированная и неконденсированная нагревающая текучая среда входит в нагнетательные и эксплуатационные трубопроводы соответственно.

Поэтому в способе согласно изобретению секции добычи и секции закачки предпочтительно установлены со смещением по длине относительно друг друга (т.е. секции закачки не установлены напротив секций добычи). Аналогично, скважины согласно изобретению должны предпочтительно содержать секции закачки и секции добычи в форме проницаемых секций в трубопроводах, смещенных по длине относительно друг друга так, что проницаемые секции, установленные на нагнетательном трубопроводе, смещены в продольном направлении от проницаемых секций, установленных на эксплуатационном трубопроводе. То есть в предпочтительном аспекте способов и скважин согласно изобретению, скважина содержит нагнетательный трубопровод с множеством проницаемых секций, разнесенных по длине трубопровода и отделенных друг от друга непроницаемыми секциями, при этом проницаемые секции нагнетательного трубопровода установлены со смещением относительно проницаемых секций эксплуатационного трубопровода так, что проницаемые секции соседних трубопроводов никогда не устанавливаются примыкающими (т.е. непосредственно над/под или сбоку) друг к другу.

На фиг. 2А показана одна скважина согласно изобретению, в которой секции закачки и секции добычи смещены по длине друг от друга. На фиг. 2В показано сечение по линии А-А фиг. 2А. Показанный на фиг. 2А эксплуатационный трубопровод 2.3 может содержать насос 2.1, если требуется. Эксплуатационный трубопровод 2.3 и нагнетательный трубопровод 2.2 установлены в стволе скважины, поверхность

2.6 раздела между стволом скважины и пластом может включать в себя крепление ствола или, в случае ствола скважины без крепления, может просто являться поверхностью раздела ствол скважины/пласт. Если необходимо, в кольцевом пространстве между поверхностью 2.6 раздела и трубопроводами может быть установлен гравийный фильтр 2.7, в других случаях кольцевое пространство может быть открытым. На фиг. 2А показаны секции 2.4 закачки, установленные со смещением относительно секций 2.5 добычи так, что секция закачки никогда не располагается непосредственно над секцией добычи.

Установка со смещением секций закачки и добычи способствует разделению нагревающей текучей среды, направляя текучую среду вдоль отрезка длины скважины и в коллектор для эффективного нагрева пласта. Без установки указанных секций со смещением, т.е. в случаях, где соответствующие секции являются смежными друг с другом, нагревающая текучая среда может стремиться проходить напрямую из секции закачки в соседние секции добычи, таким образом впустую растрачивая энергию.

На фиг. 3 показаны схемы потоков. Стрелки показывают поток закачки вверх и поток добычи вниз (при плавлении вязких углеводородов в пласте и перемещении вниз к эксплуатационному трубопроводу под действием силы тяжести). Высота притока увеличивается со временем, т.е. от высоты 3.1 к высоте 3.2 и к высоте 3.3 в процессе нагрева пласта. На фиг. 3 показано, как смещенное расположение секций 3.4 закачки и секций 3.5 добычи предотвращает закорачивание. Модели потока или измерения можно использовать для определения идеальных положений секций закачки и добычи.

Установка со смещением относительно друг друга секций закачки и секций добычи таким образом обеспечивает закачку и добычу вдоль всего отрезка длины горизонтальной части скважины (предпочтительно одновременно), в свою очередь, обеспечивая добычу углеводородов вдоль всего отрезка длины коллектора. Кроме того, предотвращая закорачивание, смещенное расположение заставляет нагревающую текучую среду проходить в коллектор вместо прохода по скважине, как происходит в известных способах.

Таким образом, согласно дополнительному аспекту настоящим изобретением создан способ извлечения углеводородов из подземного коллектора с находящимся в нем стволом скважины, в котором установлены эксплуатационный трубопровод и нагнетательный трубопровод, причем способ содержит закачку нагревающей текучей среды в коллектор по нагнетательному трубопроводу, отличающийся тем, что нагревающую текучую среду выпускают через множество отдельных проницаемых секций закачки, расположенных вдоль отрезка длины нагнетательного трубопровода, и добываемые углеводороды собирают в множество отдельных проницаемых секций добычи, расположенных вдоль отрезка длины эксплуатационного трубопровода, при этом секции добычи и секции закачки смещены по длине относительно друг друга.

В дополнительном аспекте настоящим изобретением создана скважина для извлечения углеводородов из подземного коллектора, содержащая ствол скважины, в котором установлены эксплуатационный трубопровод и нагнетательный трубопровод, отличающаяся тем, что каждый из трубопроводов содержит множество отдельных проницаемых секций для прохождения текучих сред, при этом проницаемые секции в трубопроводах смещены по длине относительно друг друга так, что проницаемые секции закачки, установленные в нагнетательном трубопроводе, смещены в продольном направлении от проницаемых секций добычи, установленных в эксплуатационном трубопроводе.

В отличие от традиционного гравитационного дренирования при закачке пара с использованием двух скважин согласно изобретению требуется только один ствол скважины, содержащий два трубопровода, подлежащих размещению в коллекторе. Это обеспечивает использование более компактного устройства извлечения, поэтому способ изобретения, очевидно, является применимым для более тонких коллекторов, чем известные способы с использованием двух скважин. Кроме того, поскольку настоящее изобретение не требует обязательной установки обсадной колонны или гравийного фильтра в горизонтальной секции скважины, можно исключить соответствующие затраты.

Предпочтительно нагнетательный трубопровод должен быть установлен над эксплуатационным трубопроводом в стволе скважины, но возможны и другие конфигурации. Например, нагнетательный трубопровод не должен обязательно находиться непосредственно над эксплуатационным трубопроводом и может находиться сбоку над ним. Альтернативно, трубопроводы могут находиться сбоку друг от друга, например проходить, по существу, параллельно в одной горизонтальной плоскости. Предпочтительно во всех данных конфигурациях смещение секций закачки относительно секций добычи.

Ствол скважины согласно изобретению может содержать несколько нагнетательных трубопроводов и/или несколько эксплуатационных трубопроводов. Например, в одном стволе скважины можно установить два верхних нагнетательных трубопровода над нижним эксплуатационным трубопроводом, при этом эксплуатационный трубопровод установлен горизонтально на равном расстоянии от верхних нагнетательных трубопроводов. Предпочтительно во всех устройствах, описанных в данном документе, все соседние секции смещены относительно друг друга, т.е. в упомянутом варианте осуществления секции закачки нагнетательных трубопроводов, смежные друг с другом в горизонтальной плоскости, должны предпочтительно быть смещены относительно друг друга и секции добычи на нижнем трубопроводе должны быть смещены относительно секций закачки обоих верхних нагнетательных трубопроводов.

Аналогично, один ствол скважины может содержать один верхний нагнетательный трубопровод,

установленный над двумя нижними эксплуатационными трубопроводами, при этом нагнетательный трубопровод установлен горизонтально на равном расстоянии от нижних эксплуатационных трубопроводов. Альтернативно, один ствол скважины может содержать несколько нагнетательных трубопроводов и несколько эксплуатационных трубопроводов в любой конфигурации, вместе с тем, установка нагнетательных трубопроводов над (не обязательно непосредственно над, возможно их смещение в горизонтальной плоскости) эксплуатационными трубопроводами является предпочтительной.

Нагревающая текучая среда, используемая в изобретении, может быть любой текучей средой, подходящей для такого нагрева пласта, что вязкие углеводороды становятся подвижными. Предпочтительно текучая среда является газообразной в скважинных условиях и растворимой в углеводородах. Нагревающая текучая среда предпочтительно содержит одно или несколько из следующего: пар, двуокись углерода, азот, дымовые газы или углеводороды C_{1-6} (например, углеводороды C_{1-4} , такие как метан). Особенно предпочтительной нагревающей текучей средой является пар, если необходимо, в объединении с одним или несколькими из следующего: двуокись углерода, азот, дымовые газы и углеводороды C_{1-6} (например, углеводороды C_{1-4} , такие как метан). Также предпочтительными в качестве нагревающей текучей среды являются углеводороды C_{1-6} , если необходимо, в объединении с одним или несколькими из следующего: двуокись углерода, азот, дымовые газы и пар.

Как и для любого способа и скважины гравитационного дренирования при закачке пара, нагнетательные и эксплуатационные трубопроводы содержат площадки, обеспечивающие проход текучих сред, например выпуск нагревающей текучей среды в пласт из нагнетательного трубопровода и проход высвобожденных углеводородов в эксплуатационный трубопровод (приток). В настоящем изобретении данные площадки являются проницаемыми секциями, предотвращающими проход нежелательных компонентов, таких как рыхлые пески или гравий в ствол скважины из окружающего пласта, но обеспечивающими выход/вход необходимых текучих сред (например, пара, конденсированной воды и углеводородов). В любом одном трубопроводе проницаемые секции не являются непрерывными, они отделены друг от друга непроницаемыми секциями. Секции фильтров или фильтрующие секции, такие как песчаные фильтры или щелевые хвостовики (т.е. щелевые секции трубопровода) являются предпочтительным средством получения необходимого уровня проницаемости, т.е. в предпочтительном варианте осуществления проницаемые секции являются песчаными фильтрами. Термин "проницаемый" означает, что рассматриваемая секция трубопровода является проницаемой для нагревающей текучей среды и/или углеводородов.

Секции фильтров (например, песчаных фильтров), предпочтительные для использования в качестве проницаемых секций трубопроводов изобретения, могут являться любыми подходящими для данной цели и хорошо известны специалисту в данной области техники. Фильтры являются обычными трубными фильтрами, обеспечивающими проход потока углеводородов и пара, но препятствующими проходу гравия и пластового песка. Можно использовать автономные фильтры или (или внешние) гравийные фильтры для необсаженных стволов скважин, содержащие песок заданной крупности, помещенный в кольцевое устройство вокруг фильтра. Фильтры обычно содержат проволочные сетки, тканый металлический материал и т.п.

Обычно трубопроводные фильтры выполнены из металла, такого как углеродистая сталь, высококачественная сталь (например, 316L) или сплавы на основе никеля (например, инконель), ограничивающие коррозию. Обычный размер пор (диаметр) или размер щели (отверстие или ширина) находится в диапазоне 0,05-2,0 мм, особенно предпочтительно 0,1-1,0 мм, наиболее предпочтительно 0,2-0,5 мм. Фильтры могут содержать щели, поры, так называемую проволочную намотку, тканый металлический материал, спеченные металлические волокна или трубу с пропиленными щелями, т.е. так называемый щелевой хвостовик или любой другой подходящий фильтр из фильтрующего материала.

Проницаемость секций закачки и/или секций добычи можно регулировать с использованием наружного гравийного фильтра. Обычные величины проницаемости таких гравийных фильтров находятся в диапазоне 10-300 Д, особенно предпочтительно 20-200 Д, наиболее предпочтительно 50-150 Д. Примеры предпочтительных проницаемых секций включают в себя секции, окруженные карболитом в 12/20 меш (число отверстий на линейный дюйм (25 мм)) с проницаемостью 200 Д или оттавским песком в 20/30 меш (число отверстий на линейный дюйм (25 мм)) с проницаемостью около 30 Д. Предпочтительные величины проницаемости таких гравийных фильтров находятся в диапазоне 10-2000 Д, особенно предпочтительно 50-1000 Д, наиболее предпочтительно 100-800 Д. Примеры наиболее предпочтительных проницаемых секций включают в себя окруженные карболитом в 16/20 меш (число отверстий на линейный дюйм (25 мм)) с проницаемостью 500-1000 Д или оттавским песком в 20/30 меш (число отверстий на линейный дюйм (25 мм)) с проницаемостью около 200 Д.

Нагнетательные и эксплуатационные трубопроводы могут быть выполнены и спущены в скважину способами, известными в технике. Вместе с тем, для осуществления установки со смещением секций добычи и секций закачки на соответствующих трубопроводах проницаемые секции трубопроводов предпочтительно включают в состав (в трубопроводы) до спуска трубопроводов в подземные скважины. Как упомянуто выше, наиболее предпочтительно секции имеют форму песчаных фильтров, включаемых в состав трубопроводов до спуска трубопроводов в ствол скважины. Данное обеспечивают, определяя точную схему проницаемой секции, для получения предпочтительной ориентации смещения. Поскольку

трудно корректировать конфигурацию секций закачки и добычи после заканчивания скважины, установку, местоположение, длину и т.д. можно задавать заранее на основании цифрового моделирования прогнозируемого потока.

Нагнетательным и эксплуатационным трубопроводам нет необходимости иметь идентичные размеры. Обычные диаметры для трубопроводов находятся в диапазоне 1-30 см, предпочтительно 5-15 см, например 7-12 см. Два трубопровода могут существовать как две отдельные трубы или как одна труба, содержащая два отдельных канала. Данные каналы считаются трубопроводами для целей настоящего изобретения. Коаксиальные устройства трубопроводов, например, где один трубопровод помещен в другой, являются менее предпочтительными. Предпочтительно трубопроводы физически не соединены друг с другом, т.е. являются двумя отдельными трубами.

Эксплуатационный трубопровод должен обычно быть оборудован насосом вблизи устьевого конца в скважине.

Нагнетательный трубопровод используют в основном для закачки нагревающей текучей среды, и эксплуатационный трубопровод используют в основном для добычи получивших подвижность углеводородов, вместе с тем, любой из трубопроводов может выполнять обе функции (т.е. закачку и добычу) на разных этапах технологического процесса.

Каждая индивидуальная проницаемая секция (например, фильтр) предпочтительно имеет длину 1-30 м, более предпочтительно 5-20 м. Проницаемым секциям, установленным в нагнетательном трубопроводе как не обязательно иметь диаметр, одинаковый с эксплуатационным трубопроводом, так не обязательно всем проницаемым секциям на одном трубопроводе иметь одинаковый диаметр. Для упрощения конструкции все проницаемые секции имеют предпочтительно аналогичные размеры, вместе с тем размеры можно изменять, если требуется.

Аналогично, интервал между смежными проницаемыми секциями можно изменять в трубопроводах и между трубопроводами, но предпочтителен постоянный интервал. Обычно значения расстояний между соответствующими секциями в трубопроводе находятся в диапазоне 10-150 м, например 20-100 м, более предпочтительно 40-80 м, например около 50 м.

Обычно диаметры ствола скважины составляют 5-50 см, главным образом 10-30 см, предпочтительно 15-25 см. Глубина нефтегазовых скважин может являться любой глубиной, подходящей для традиционного гравитационного дренирования при закачке пара. Обычные значения составляют 70-1000 м. Горизонтальная секция скважины может проходить на необходимую дальность, например до 5000 м, например на 200-3000 м, предпочтительно на 500-2000 м в коллектор.

Настоящее изобретение обеспечивает одновременную закачку и добычу в одной скважине. В отличие от этого многие известные способы гравитационного дренирования при закачке пара с использованием одной скважины включают в себя чередующуюся добычу и закачку, что может не обеспечивать рентабельности. В настоящем изобретении закачка и добыча может иметь место последовательно, т.е. с чередованием одного и другого, вместе с тем, одновременная закачка и добыча является предпочтительной, по меньшей мере, для некоторой части технологического процесса извлечения.

С осуществлением закачки и добычи в различных местах вдоль отрезка длины горизонтальной части скважины и с предотвращением, при этом, закорачивания способ может являться более эффективным, чем известные способы, включающие в себя закачку пара только на конце добывающей скважины, а не во множестве мест. Например, закачка "на забойном конце" в известном способе дает в результате подачу большей части тепла в части пласта, где происходит закачка пара, постепенно уменьшающуюся с увеличением расстояния от забойного конца скважины. Развитие паровой камеры не будет таким равномерным, как в случае распределения нагревающей текучей среды вдоль коллектора вследствие закачки вдоль отрезка длины нагнетательного трубопровода. Настоящее изобретение, таким образом, улучшает распределение тепла вдоль отрезка длины коллектора.

В предпочтительном аспекте изобретения один или оба трубопровода согласно изобретению (т.е. нагнетательный трубопровод и/или эксплуатационный трубопровод) содержат устройства регулирования притока (например, углеводородов) и расхода (например, нагревающих текучих сред). Такие устройства могут улучшать распределение тепла в пласте. Регулирование расхода может быть осуществлено конструктивным исполнением проницаемых секций с большей проницаемостью вблизи забойного конца скважины, чем вблизи устьевого конца для компенсации потери давления в самих эксплуатационном/нагнетательном трубопроводах. Как альтернатива, или в дополнение, устройства могут иметь форму дроссельного отверстия (такого как сопло), через которое поток должен проходить в одной или нескольких секциях закачки нагнетательной трубной колонны или в один или несколько интервалов притока эксплуатационной трубной колонны. Сечение отверстий можно корректировать для создания некоторого перепада давления на них. Данный перепад давления можно создавать подбором сечения отверстия.

В особенно предпочтительном варианте осуществления настоящего изобретения используют установку гравийных фильтров для модификации потока в стволе скважины. Гравийные фильтры обычно используют в технике только для противодействия транспортировке песка из фазы песка притока в скважине. Вместе с тем, в предпочтительном аспекте настоящего изобретения заполнение гравием выполняют непосредственно в необсаженном стволе скважины, по меньшей мере, для горизонтальной секции

скважины (т.е. отсутствует хвостовик, окружающий гравий), так что он размещается в кольцевом пространстве между трубопроводами и поверхностью раздела ствол скважины/пласт. Гравий не только препятствует транспортировке песка, но также создает путь потока для нагревающей текучей среды и углеводородов.

Не углубляясь в теорию, считаем, что установка гравийных фильтров может помогать обеспечивать ограниченный, но необходимый, путь потока для углеводородов из пласта в эксплуатационный трубопровод и может содействовать предотвращению закорачивания между секциями закачки и добычи. Данное показано на фиг. 3 в виде схемы потоков (поднимающейся нагревающей текучей среды и опускающихся углеводородов) для способа изобретения. Отмечаем, что, когда углеводороды получают больше подвижности и пласт становится более проницаемым, нагревающая текучая среда проникает все дальше и дальше в пласт. На фиг. 3 также показано, как установка со смещением секций закачки и добычи предотвращает значимые случаи закорачивания. Изменением характеристик гравийного фильтра (например, распределения крупности частиц) и секций закачки/добычи (например, проницаемости и разнота) можно регулировать расходы и пути как нагревающей текучей среды, так и добываемых углеводородов.

Гравийный фильтр в стволе скважины может помогать обеспечивать равномерное распределение потока вдоль скважины, особенно в ранних фазах, т.е. до установления достаточно большого канала потока в пласте вследствие плавления нефти вокруг (особенно выше и сбоку) скважины. Когда такой канал потока установлен в пласте, нагревающая текучая среда может проникать глубже в пласт (как показано увеличением отхода стрелок 3.1-3.3 потока на фиг. 3). Гравий может также выполнять функцию борьбы с поступлением песка в скважину, сохраняя ствол скважины устойчивым и останавливая поступление пластового песка. Для получения данной функциональной возможности крупность гравия должна быть выбрана такой, что пластовый песок не может проходить через него. Обычно для этого используют так называемый критерий Saucier, задающий средний диаметр гравия относительно среднего диаметра частиц пластового песка.

Крупность гравия выбирают с учетом характеристик окружающего пласта, т.е. гравий должен быть достаточно проницаемым для обеспечения выпуска пара и притока нефти, но достаточно селективным для предотвращения поступления песка и т.д. из пласта в трубопроводы. Обычная крупность гравия (диаметр) находится в диапазоне от 0,05 до 2,0 мм. Обычные значения проницаемости гравия находятся в диапазоне 10-2000 Д, например 100-1000 Д, в зависимости от распределения крупности гравия и типа гравия. Подходящими примерами являются карболит в 12/20 или 16/20 меш (число отверстий на линейный дюйм (25 мм) с проницаемостью в диапазоне 500-1000 Д или оттавский песок в 20/30 или 20/40 меш (число отверстий на линейный дюйм (25 мм) с проницаемостью около 200 Д).

Как отмечено выше, гравийный фильтр может также выполнять функции поддержки пласта и, таким образом, предотвращения обрушения пласта. Обрушение пласта является нежелательным, поскольку может блокировать поток пара и тем самым обуславливать неравномерное распределение пара вследствие неравномерного сопротивления потоку.

Если необходимо, проницаемые секции можно модифицировать закрыванием (или менее вероятно открыванием) некоторых из них после установки гравийного фильтра. Может также возникать необходимость добавления промежуточной внутренней трубы для обратного потока в один из эксплуатационного и нагнетательного трубопроводов во время установки гравийного фильтра.

Как альтернатива или в дополнение, для использования гравийного фильтра горизонтальная секция скважины, находящаяся в коллекторе, может иметь крепление стенок, аналогичное используемому в обычных способах гравитационного дренирования при закачке пара, например, с использованием фильтра или щелевого хвостовика с эксплуатационными и нагнетательными трубопроводами, размещенными внутри данного хвостовика. В варианте, где хвостовик выполнен в форме фильтра, данный фильтр может быть раздвижным, спускаемым в ствол скважины и раздвигающимся перед спуском нагнетательных и эксплуатационных трубопроводов и перед спуском гравийного фильтра, если его используют. Хвостовик может создавать дополнительное крепление пласта, окружающего скважину, и содействовать борьбе с поступлением песка в скважину. В некоторых случаях сопротивление потоку вдоль ствола скважины для такой конфигурации может быть ограниченным, когда гравийный фильтр не используют, поскольку пар не принуждают к распространению вдоль скважины в той же степени. Использование одного гравийного фильтра или в объединении с хвостовиком может обеспечивать хорошее распределение тепла по всей секции в коллекторе.

В варианте, где скважина имеет крепление, хвостовик может быть выполнен из материалов, упомянутых выше, применительно к проницаемым секциям трубопроводов. Вместе с тем, хотя проницаемые секции трубопроводов не являются непрерывными (т.е. они отделены друг от друга непроницаемыми секциями), хвостовик является предпочтительно, по существу, проницаемым (т.е. степень проницаемости значительно не изменяется, за исключением необходимых сплошных, т.е. непроницаемых, секций по условиям изготовления и установки) по всему отрезку длины горизонтальной секции скважины. Таким путем можно обеспечивать исключение ненужного дросселирования расхода нагревающих текучих сред из секции закачки в пласт и притока добываемых углеводородов из пласта в скважину к секциям добычи. Хвостовик может, при этом, предпочтительно быть выполнен в форме мелко перфорированного

фильтра или (особенно для стабильных пластов) предварительно просверленного хвостовика.

Поскольку одну скважину по настоящему изобретению можно устанавливать в стволах уменьшенного размера и более узких коллекторах, чем при обычных решениях с двумя скважинами, дополнительная стабилизация, которую могут создавать хвостовики и гравийные фильтры, может не требоваться. Хвостовики и гравийные фильтры не являются существенными для настоящего изобретения. Исключение использования хвостовика и/или гравийного фильтра создает значительно более простой и более дешевый способ и скважину. Таким образом, в предпочтительном аспекте ствол скважин не обсажен и не заполнен гравийным фильтром, т.е. эксплуатационный трубопровод и нагнетательный трубопровод находятся в открытом кольцевом пространстве.

Кольцевое пространство между трубопроводами и поверхностью раздела ствол скважины/пласт в настоящем изобретении может быть открытым (т.е., по существу, свободным от пластовых компонентов) или заполненным гравийным фильтром. Независимо от того, свободно кольцевое пространство или заполнено гравийным фильтром, оно может иметь или не иметь крепление ствола скважины.

В известных способах гравитационного дренирования при закачке пара с использованием двух скважин добывающую скважину используют как нагнетательную скважину в фазе плавления для ускорения плавления между скважинами. Добывающая скважина, таким образом, нуждается в повторном заканчивании перед началом добычи. Например, насос, используемый в добывающей скважине для доставки нефти и конденсированного пара на поверхность, может не выдерживать воздействия пара закачки и, следовательно, должен быть установлен после предварительного нагрева, так что должен испытывать воздействие только несколько более холодного обратного потока из скважины. Дополнительным недостатком обычных способов гравитационного дренирования при закачке пара с использованием двух скважин является то, что закачка через неработающий насос может давать дополнительную потерю давления. В случае если эксплуатационный трубопровод нет необходимости использовать для закачки, способ и скважина изобретения имеют преимущество в том, что нет необходимости менять конфигурацию скважины после первоначального заканчивания. Добычу поэтому можно начинать, по существу, в одно время с закачкой.

В способе по настоящему изобретению нефть вблизи скважины должна начинать приобретать подвижность вследствие нагрева, уменьшающего ее вязкость сразу с началом закачки нагревающих текучих сред. Вместе с тем, в ранних фазах площадь поверхности пласта, открытая воздействию нагревающей текучей среды, ограничена, т.е. вначале только части пласта, находящиеся в контакте с краем ствола скважины, открыты воздействию нагревающей текучей среды. Добыча поэтому является относительно низкой вначале и увеличивается со временем до приближения к достижению равновесия между скоростью добычи углеводородов и скоростью закачки нагревающей текучей среды. Для предотвращения чрезмерного возврата нагревающей текучей среды в скважину в ранней фазе добычи, что является пустой тратой энергии, может быть необходимым дросселирование потока нагревающей текучей среды в данный период и увеличение расхода согласно увеличению теплопередачи между текучей средой и пластом, которое увеличивается с увеличением площади поверхности нагревающей текучую среду камеры, когда текучая среда проникает в пласт. Альтернативно, если необходимо начать добычу только когда достигнут некоторый темп добычи, и, если необходимо, можно включать предварительный нагрев в состав способа изобретения.

Обычное строительство скважины для способа изобретения включает в себя первый этап бурения вертикального или наклонного ствола скважины до уровня коллектора тяжелой нефти, за которым следует бурение, по существу, горизонтальной секции, проходящей в коллекторе. Предпочтительно вертикальная секция ствола скважины является обсаженной. Эксплуатационные и нагнетательные трубопроводы затем спускают в скважину, предпочтительно устанавливая секции закачки смещенными относительно интервалов добычи (секций). В стволе скважины затем предпочтительно устанавливают гравийный фильтр, используя стандартные способы, хорошо известные в технике (см., например, пример 2). Если необходимо, внутреннюю трубу можно использовать в эксплуатационной или нагнетательной трубе во время установки гравийного фильтра. Способы строительства таких скважин считают создающими дополнительный аспект настоящего изобретения.

Дополнительное преимущество изобретения состоит в том, что скважины по изобретению, поскольку они являются более экономически эффективными, чем системы с двумя скважинами, можно размещать в областях, иначе не подлежащих эксплуатации, например, по экономическим причинам. Например, одну скважину согласно настоящему изобретению можно использовать в объединении с традиционным гравитационным дренированием при закачке пара с использованием двух скважин, т.е. одну скважину изобретения можно разместить в недренированной площади (см. недренированный клин 1.4 на фиг. 1В). Кроме того, поскольку настоящее изобретение требует только одной скважины для закачки и добычи, она является более экономически эффективной, чем версия с использованием двух скважин. Относительная экономия затрат может делать экономически обоснованным использование большего числа скважин, чем было обосновано ранее, и, таким образом, интервал между соседними скважинами может быть уменьшен по сравнению с версиями с использованием двух скважин. Данное может увеличивать долю дренированного пласта. Такими путями можно уменьшать объем недренированного пласта,

делая добычу более эффективной. Использование скважин по изобретению таким путем и групп скважин, таким образом, образует дополнительный аспект изобретения.

Скважины согласно изобретению можно позиционировать с любым упорядоченным или неупорядоченным расположением относительно других таких скважин или в комбинации с известными скважинами (например, с традиционным расположением гравитационного дренирования при закачке пара или расположением скважин на клиньях). Например, скважины можно позиционировать так, что две верхних скважины установлены, по существу, параллельно друг другу, по существу, в горизонтальной плоскости и нижняя скважина расположена горизонтально на равном расстоянии от верхних скважин. Альтернативно, скважины могут быть разнесены на равные расстояния друг от друга в горизонтальной плоскости, если необходимо, дополнительными рядами горизонтально разнесенных скважин над и/или под ними, при этом скважины соответствующих рядов позиционированы прямо над/под одна с другой или смещены горизонтально друг от друга.

Обычно в любом из вышеупомянутых расположений соседние скважины должны являться, по существу, параллельными друг другу, но они могут занимать любое положение, подходящее для максимизирования добычи из углеводородного коллектора.

Предпочтительно в расположениях, описанных в данном документе, все соседние секции закачки/добычи (как находящиеся в одном стволе скважины, так и в соседних скважинах) смещены относительно друг друга. Смещение означает, что на виде сверху (в варианте вертикально разнесенных трубопроводов или скважин) ни одна секция закачки не должна перекрывать секцию добычи и наоборот.

В особенно предпочтительном варианте осуществления настоящим изобретением созданы группы скважин согласно изобретению, при этом соседние скважины выполнены так, что их секции закачки смещены по длине относительно друг друга.

Поскольку секции добычи в любой скважине должны быть смещены относительно своих секций закачки, секции добычи соседних скважин должны автоматически быть смещены по длине относительно друг друга посредством установки со смещением по длине секций закачки.

Термин "горизонтально" при использовании в данном документе следует понимать охватывающим, по существу, горизонтальную, фактически любую ориентацию скважины, в которой должны работать обычные способы гравитационного дренирования при закачке пара. Например, скважина не должна следовать прямой траектории.

Изобретение дополнительно описано ниже с использованием следующих не ограничивающих примеров.

Пример 1. Строительство скважины и добыча углеводородов.

1. Бурят первую секцию скважины с поверхности до начала секции, находящейся в коллекторе, и обсаживают данную секцию.

2. Бурят горизонтальную (близкую к горизонтальной) секцию в коллекторе.

3. Спускают два трубопровода, один нагнетательный, для пара, и один эксплуатационный. Эксплуатационный трубопровод должен для нормальных условий быть оборудован насосом вблизи устьевого конца скважины. Перед спуском в скважину эксплуатационный трубопровод оборудуют отдельными интервалами песчаных фильтров вдоль секции, устанавливаемой в коллекторе под приток нефти (и конденсата и некоторой части пара). Нагнетательный трубопровод аналогично перед спуском оборудуют отдельными интервалами песчаных фильтров для закачки пара. Интервалы фильтров добычи и интервалы фильтров закачки установлены со смещением для предотвращения закорачивания между нагнетательным трубопроводом и эксплуатационным трубопроводом, как показано, например, на фиг. 2 и 3 на продольных сечениях скважин согласно изобретению.

4. Для дополнительного улучшения распределения тепла по всему пласту на секции в коллекторе, если необходимо, устанавливают гравийный фильтр (заполнение проницаемым песком с использованием процедуры примера 2). Секции фильтров должны быть оптимизированы как по длине, так и по расстоянию между ними как в отношении к ситуации добычи/закачки, так и работы гравийного фильтра, цифровой имитацией потока в скважине и прилегающем коллекторе. Если необходимо, секции фильтров можно модифицировать закрытием (или, менее вероятно, открытием) некоторых из них после установки гравийного фильтра. Может также возникать необходимость добавления промежуточной внутренней трубы для обратного потока в одном из трубопроводов (эксплуатационном или нагнетательном) во время установки гравийного фильтра.

5. Начинают закачку пара. Пар должен начинать "плавить" нефть в пласте вокруг ствола скважин (особенно в направлении вверх). Пар должен проходить все глубже в пласт при плавлении нефти и делать нефтеносный пласт проницаемым (обычно 1-10 Д). Нефть должна проходить в интервалы добычи в эксплуатационном трубопроводе вместе с конденсированным паром, и, возможно, некоторая часть пара до его конденсации проходит вместе с нефтью в эксплуатационный трубопровод.

6. В случае неполного заполнения гравием кольцевого пространства в секции, находящейся в коллекторе, существует канал потока на верхней стороне. Канал потенциально обуславливает закорачивание подачи пара, но прогнозируют его заполнение в результате обрушения ствола скважины вскоре после начала нагрева.

7. Для дополнительного управления направлением потока в коллекторе можно использовать устройства регулирования притока и расхода, в одной или обеих, секции добычи и секций закачки соответственно.

Пример 2. Установка гравийного фильтра.

Суспензию гравия (частицы природного, тщательно отсортированного песка или искусственные частицы, обычно между 0,3 и 2 мм в диаметре) и жидкости-носителя (вода, нефть или гель) перекачивают по кольцевому пространству скважины (снаружи эксплуатационного и нагнетательного трубопровода).

Жидкость уходит через секции фильтров эксплуатационного и нагнетательного трубопровода и обуславливает осаждение гравия вдоль горизонтальной секции скважины. Так называемая альфа-волна гравия частично заполняет необсаженный ствол скважины, начиная от устьевого конца и перемещаясь к забойному концу. Когда забойный конец достигнут, так называемая бета-волна наполняет доверху гравием ствол скважины, начиная с забойного конца и перемещаясь назад к устьевому концу. Когда вся горизонтальная секция заполнена гравием, перекачку останавливают. В случае если части секции, находящейся в коллекторе, не заполнены гравием, песок коллектора может обрушаться при плавлении нефти в окрестности ствола скважины и заполнять пустоту.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ извлечения углеводородов из подземного коллектора, имеющего расположенный в нем ствол скважины с установленными в нем эксплуатационным трубопроводом и нагнетательным трубопроводом, согласно которому закачивают нагревающую текучую среду в коллектор по нагнетательному трубопроводу, отличающийся тем, что выпускают нагревающую текучую среду через множество отдельных проницаемых секций закачки, расположенных по длине нагнетательного трубопровода, и собирают добываемые углеводороды во множество отдельных проницаемых секций, расположенных по длине эксплуатационного трубопровода, при этом секции добычи и секции закачки смещены по длине относительно друг друга.

2. Способ по п.1, отличающийся тем, что проницаемые секции трубопроводов расположены, по существу, в горизонтальной части ствола скважины.

3. Способ по п.1 или 2, отличающийся тем, что добычу и закачку осуществляют одновременно.

4. Способ по любому из пп.1-3, отличающийся тем, что нагревающая текучая среда содержит одно или несколько из следующего: пар, двуокись углерода, азот, дымовые газы или углеводороды C_{1-6} .

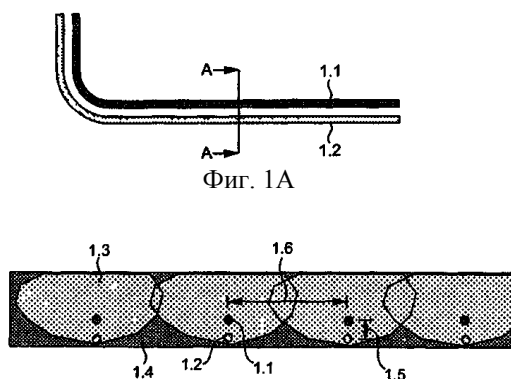
5. Скважина для извлечения углеводородов из подземного коллектора, содержащая ствол скважины с установленным в нем эксплуатационным трубопроводом и нагнетательным трубопроводом, отличающаяся тем, что каждый из трубопроводов содержит множество отдельных проницаемых секций для прохождения текучих сред, при этом проницаемые секции в трубопроводах смещены по длине относительно друг друга так, что проницаемые секции закачки, расположенные в нагнетательном трубопроводе, смещены в продольном направлении от проницаемых секций добычи, расположенных в эксплуатационном трубопроводе.

6. Скважина по п.5, отличающаяся тем, что проницаемые секции трубопроводов расположены, по существу, в горизонтальной части ствола скважины.

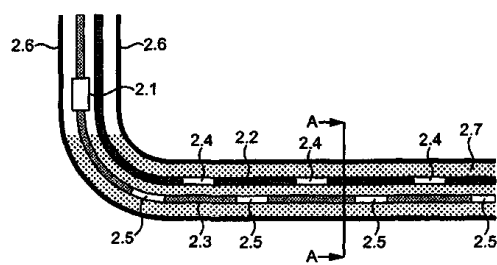
7. Скважина по п.5 или 6, отличающаяся тем, что кольцевое пространство между указанными трубопроводами и поверхностью раздела ствола скважины и пласта содержит гравийный фильтр.

8. Скважина по одному из пп.5-7, отличающаяся тем, что кольцевое пространство между указанными трубопроводами и поверхностью раздела ствола скважины и пласта является необсаженным стволом скважины.

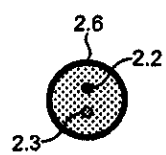
9. Группа скважин, содержащая скважины по любому из пп.5-8, в которой соседние скважины расположены так, что их секции закачки смещены по длине относительно друг друга.



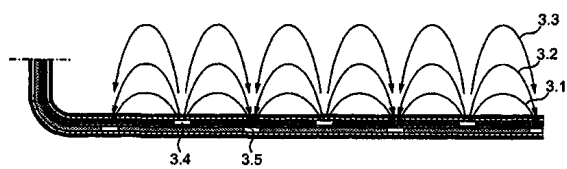
Фиг. 1В



Фиг. 2А



Фиг. 2В



Фиг. 3

