

(19)



Евразийское
патентное
ведомство

(21) 201591592 (13) A1

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОЙ ЗАЯВКЕ

(43) Дата публикации заявки
2016.03.31

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

(22) Дата подачи заявки
2014.02.18

(54) УСТРОЙСТВО ДЛЯ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ГАЗА ИЗ ЗАЛЕЖИ (ВАРИАНТЫ) И
СООТВЕТСТВУЮЩИЙ СПОСОБ (ВАРИАНТЫ)

(31) 13/791,138

(32) 2013.03.08

(33) US

(86) PCT/US2014/016782

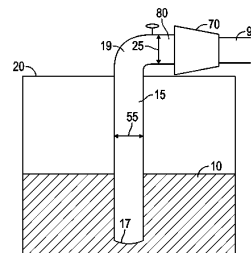
(87) WO 2014/137579 2014.09.12

(88) 2015.03.26

(71)(72) Заявитель и изобретатель:
КАРЛТОН КУРТ (US)

(74) Представитель:
Рыбаков В.М., Новоселова С.В.,
Липатова И.И., Хмара М.В.,
Пантелеев А.С., Ильмер Е.Г., Осипов
К.В. (RU)

(57) Устройство (варианты) и способ (варианты) для извлечения газа из залежи, содержащее ствол скважины, имеющий большую площадь поперечного сечения, которая может быть определена делением целевой производительности скважины на фактическую поддерживаемую производительность и умножением результата на площадь потока для фактической поддерживаемой производительности. Также предложен способ преобразования скважины залежи газа низкого давления.



A1

201591592

201591592

A1

УСТРОЙСТВО ДЛЯ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ГАЗА ИЗ ЗАЛЕЖИ (ВАРИАНТЫ) И СООТВЕТСТВУЮЩИЙ СПОСОБ (ВАРИАНТЫ)

Перекрестная ссылка на родственные заявки

Настоящая заявка заявляет приоритет обычной патентной заявки США 13/791 138, поданной 8 марта 2013, полное содержание которой включено в настоящий документ посредством ссылки.

Область техники, к которой относится изобретение

Настоящее изобретение относится к устройствам и способам для извлечения газа из залежи и к частным, но неограничивающим вариантам осуществления устройств и способов использования больших скважинных потоков для увеличения извлечения газа из больших газовых залежей.

Уровень техники

Углеводородные залежи формируются при преобразовании органического материала в углеводороды, включающие в себя угли, смолы, нефти, воски и природный газ. Залежи формируются при проникновении более легких углеводородных молекул по направлению к поверхности до тех пор, пока последние не будут заперты под относительно непроницаемым слоем породы. Более легкие углеводородные молекулы продолжают накапливаться под непроницаемым слоем в подземных коллекторах-залежах. Залежи, находящиеся под землей на различной глубине, могут находиться под значительным геостатическим давлением.

В общем, газ извлекают из залежей путем бурения ствола скважины в подземный газоносный пласт. Изначально залежи находятся под высоким давлением. Что естественным образом создает давление, позволяющее газу подниматься вверх через ствол скважины в начальный период добычи. Начальные давления в газовых залежах обычно значительно выше, чем давление газа в трубопроводе, идущем к потребителю (поверхностном трубопроводе для доставки газа), что зачастую требует установки дросселя для регулирования или сдерживания давления для обеспечения производительности скважины, главным образом, определяемой, типом залежи, рынком и параметрами оборудования.

По мере извлечения газа из газовой залежи, давление в ней в конечном итоге становится ниже давления в трубопроводе, направляющем газ к потребителю, что существенно уменьшает производительность добычи. Кроме того, из-за того что давление в залежи уменьшается, газ в залежи увеличивает свою способность удерживать больше водяного пара, увеличивая соотношения воды к газу в извлеченном продукте. В конечном итоге, естественное давление настолько уменьшается, что извлечение природного газа из залежи под действием собственного давления газа становится невозможным.

Когда естественное давление газа в залежи опускается до точки, когда естественное давление не обеспечивает извлечение или экономически целесообразное извлечение газа, могут быть применены вторичные операции по извлечению дополнительного количества газа из залежи. Первым способом поддержания экономически целесообразной добычи после падения давления в стволе скважины ниже значения давления в поверхностных трубопроводах является компримирование. Компримирование может быть как одноступенчатым, так и многоступенчатым в случае более низкого давления в устье скважины.

Дополнительно к компримированию могут быть применены другие широко используемые стимулирующие способы, способствующие непрерывной разработке залежи. Эти способы реализуют для уменьшения или опережения скопления жидкости, что является первой причиной прекращения разработки газовых скважин. Скопление жидкости возникает, когда скорость поднимающегося вертикально из пласта на поверхность газа становится ниже скорости, необходимой для выноса производимой залежью текучей среды. В случае залежей сухого газа, скопление жидкости может привести к конденсации водяного пара при движении газа вертикально вверх по направлению к поверхности. Формирование углеводородного конденсата в скважине может также способствовать заполнению жидкостью сухих газовых залежей.

Для поддержания извлечения газа при снижении давления в залежи до значения давления прекращения разработки залежи используются различные дополнительные вторичные методы извлечения, включающие в себя, не ограничиваясь этим, плунжерный лифт, непрерывный или перемежающийся газлифт, впрыскивание мыла или твердых поверхностно-активных веществ,

попеременное закрытие и добыча, попеременная добыча из двух или более разных потоков и внутрискважинный механический или струйный насосы. Несмотря на применение вторичных операций по извлечению, залежи обычно не могут подвергаться дальнейшей разработке при падении давления ниже экономически целесообразного значения, обычно составляющего приблизительно 200 фунт/кв.дюйм.

При понижении естественного давления во время извлечения газа, газ, идущий от залежи к поверхности через лифтовую колонну, сталкивается с более высокими потерями давления на трение ввиду пониженного давления потока, что увеличивает соотношение воды к газу и уменьшает давление в залежи. В результате экономически целесообразное извлечение или согласующаяся производительность лифтовой колонны становится неосуществимы при более низких давлениях, даже если залежь все еще содержит большое количество газа. Скважина достигает своего лимита с экономической точки зрения, когда ее наиболее эффективная норма газоотдачи не покрывает эксплуатационных затрат по извлечению и доставке извлеченного продукта. Обычно для газовых скважин сниженные давления потоков и увеличенные отношения воды к газу приводят к достижению скважиной ее экономического лимита, когда давление в залежи достигает 200 фунт/кв.дюйм или меньше. В условиях существующих технологий извлечение газа из таких скважин больше не может покрывать затраты на его извлечение/добычу. В конечном счете, такие скважины ликвидируют ввиду экономической нецелесообразности их дальнейшей разработки, несмотря на то, что залежи потенциально содержат существенные объемы газа, доступные для извлечения.

Следовательно, существует необходимость в новых устройствах и способах извлечения газа для увеличения нормы газоотдачи и количества извлекаемого из скважин с низким давлением газа.

Краткое описание графических материалов

На фиг. 1 показано изображение обычной газовой скважины.

На фиг. 2 показано изображение широкого ствола скважины согласно одному из вариантов осуществления настоящего изобретения.

На фиг. 3 показано изображение широкого ствола скважины согласно одному из вариантов осуществления настоящего изобретения.

На фиг. 4 показано изображение широкого ствола скважины согласно одному из вариантов осуществления настоящего изобретения.

Сущность изобретения

В приведенном в качестве примера варианте осуществления настоящего изобретения предложено устройство для извлечения газа из залежи, содержащее: полый ствол скважины, имеющий дальний конец, находящийся в контакте с газовой залежью, ближний конец над поверхностью земли, длину и площадь поперечного сечения; поверхностный трубопровод, соединенный с ближним концом ствола скважины и отходящий вдаль от ствола скважины; и по меньшей мере одну ступень компримирования, соединенную с поверхностным трубопроводом и предназначенную для сжатия содержимого поверхностного трубопровода при прохождении содержимого дистально от ствола скважины. Залежь имеет внутреннее давление, составляющее меньше 200 фунт/кв.дюйм. Размер площади поперечного сечения ствола скважины приблизительно равен значению, определенному делением целевой производительности скважины на фактическую поддерживаемую производительность и умножением результата на площадь потока для фактической поддерживаемой производительности. Площадь поперечного сечения поверхностного трубопровода больше площади поперечного сечения ствола скважины. По меньшей мере одна ступень компримирования имеет такие размеры, что входное давление меньше давления потока в стволе скважины на его ближнем конце на величину приблизительно от 0 фунт/кв.дюйм до приблизительно 10 фунт/кв.дюйм.

Площадь поперечного сечения ствола скважины может быть, по существу, одинакова по всей длине ствола скважины. Ствол скважины может быть, по существу, круглым. Площадь поперечного сечения ствола скважины может составлять по меньшей мере 20 квадратных дюймов. Площадь поперечного сечения ствола скважины может составлять по меньшей мере 30 квадратных дюймов. Ствол скважины может состоять из эксплуатационной обсадной колонны существующей скважины. Площадь поперечного сечения ствола скважины может быть, по

существу, равна площади поперечного сечения эксплуатационной обсадной колонны. Площадь поперечного сечения ствола скважины может быть, по существу, равна межколонному пространству. Залежь может иметь пропускную способность более 1500 миллидарси-фут. Значение измеренной солёности воды, добытой из залежи, может составлять меньше 1000 ppm (частей на миллион) хлоридов. Значение измеренной плотности воды, добытой из залежи, может составлять приблизительно 8,33 фунтов на галлон. Устройство может также содержать устройство понижения давления, применяемое на ближнем конце ствола скважины, предназначенное для уменьшения давления на ближнем конце ствола скважины. Залежь может быть залежью сухого природного газа.

Согласно приведенному в качестве примера варианту осуществления настоящего изобретения предложено устройство для извлечения газа из залежи, содержащее: полый ствол скважины, имеющий дальний конец, контактирующий с газовой залежью, ближний конец над поверхностью земли, длину и площадь поперечного сечения; и поверхностный трубопровод, соединенный с ближним концом ствола скважины и отходящий вдаль от ствола скважины. Залежь имеет внутреннее давление меньше 200 фунт/кв.дюйм. Размер площади поперечного сечения ствола скважины приблизительно равен значению, определенному делением целевой производительности скважины на фактическую поддерживаемую производительность и умножением результата на площадь потока для фактической поддерживаемой производительности.

Площадь поперечного сечения ствола скважины может быть, по существу, одинакова по всей длине ствола скважины. Площадь поперечного сечения поверхностного трубопровода может быть больше площади поперечного сечения ствола скважины. Устройство может также содержать по меньшей мере одну ступень компримирования, соединенную с поверхностным трубопроводом и предназначенную для сжатия содержимого поверхностного трубопровода при прохождении содержимого дистально от ствола скважины. По меньшей мере, одну ступень компримирования можно выполнить таким образом, чтобы давление на входе было меньше давления потока на ближнем конце ствола скважины на величину от приблизительно 0 фунт/кв.дюйм до приблизительно 10 фунт/кв.дюйм. Ствол скважины может быть, по существу, круглым. Площадь поперечного сечения ствола скважины может составлять по меньшей мере 20 квадратных дюймов.

Площадь поперечного сечения ствола скважины может составлять по меньшей мере 30 квадратных дюймов. Ствол скважины может состоять из эксплуатационной обсадной колонны существующей скважины. Площадь поперечного сечения ствола скважины может быть, по существу, равна площади поперечного сечения эксплуатационной обсадной колонны. Площадь поперечного сечения ствола скважины может быть, по существу, равна межколонному пространству.

Согласно приведенному в качестве примера варианту осуществления настоящего изобретения предложен способ извлечения газа из залежи, содержащий: применение полого ствола скважины, имеющего дальний конец, ближний конец, длину и площадь поперечного сечения, так что дальний конец находится в контакте с газовой залежью, а ближний конец – над поверхностью земли; соединение поверхностного трубопровода с ближним концом ствола скважины; и компримирование газа в поверхностном трубопроводе при прохождении газа дистально от ствола скважины. Залежь имеет внутреннее давление меньше 200 фунт/кв.дюйм. Размер площади поперечного сечения ствола скважины приблизительно равен значению, определенному делением целевой производительности скважины на фактическую поддерживаемую производительность и умножением результата на площадь потока для фактической поддерживаемой производительности. Площадь поперечного сечения поверхностного трубопровода больше площади поперечного сечения ствола скважины. Компримирование газа в поверхностном трубопроводе организовано таким образом, что давление на входе меньше давления в стволе скважины на величину, составляющую от приблизительно 0 фунт/кв.дюйм до приблизительно 10 фунт/кв.дюйм.

Площадь поперечного сечения ствола скважины может быть, по существу, одинакова по всей длине ствола скважины. Ствол скважины может быть, по существу, круглым. Площадь поперечного сечения ствола скважины может составлять по меньшей мере 20 квадратных дюймов. Площадь поперечного сечения ствола скважины может составлять по меньшей мере 30 квадратных дюймов. Ствол скважины может состоять из эксплуатационной обсадной колонны существующей скважины. Площадь поперечного сечения ствола скважины по существу может быть равна площади поперечного сечения эксплуатационной обсадной колонны.

Площадь поперечного сечения ствола скважины, по существу, может быть равна межколонному пространству.

Согласно приведенному в качестве примера варианту осуществления настоящего изобретения предложен способ преобразования существующей скважины в газовой залежи, давление в которой составляет 200 фунт/кв.дюйм или меньше, содержащий: соединение ближнего конца эксплуатационной обсадной колонны существующей скважины с поверхностным трубопроводом; и компримирование газа в поверхностном трубопроводе при прохождении газа дистально от эксплуатационной обсадной колонны. Эксплуатационная обсадная колонна выполняет функцию ствола скважины, имеющего дальний конец, ближний конец, длину и площадь поперечного сечения. Дальний конец находится в контакте с залежью, а ближний конец – проходит над поверхностью земли. Площадь поперечного сечения поверхностного трубопровода больше площади поперечного сечения эксплуатационной обсадной колонны. Компримирование газа в поверхностном трубопроводе организуют таким образом, чтобы давление на входе было меньше давления в стволе скважины на величину от приблизительно 0 фунт/кв.дюйм до приблизительно 10 фунт/кв.дюйм.

Лифтовая колонна может быть удалена из существующей скважины. Лифтовая колонна существующей скважины может быть оставлена на месте.

Согласно приведенному в качестве примера варианту осуществления настоящего изобретения предложен способ проверки залежи в качестве возможного кандидата на использование раскрытого в п.1 устройства, содержащий: измерение давления в залежи; определение пропускной способности залежи; измерение, по меньшей мере одного из солёности и плотности воды, выходящей из залежи; и определение размера залежи. Измеренное давление составляет менее 200 фунт/кв.дюйм. Пропускная способность составляет больше 1500 миллиардов куб. футов. Солёность воды составляет меньше 1000 частей на миллион, а плотность воды составляет приблизительно 8,33 фунтов/галлон или меньше. Размер залежи является таким, что стоимость половины газа, находящегося в залежи, превышает затраты по применению устройства по п.1.

Раскрытие изобретения

Одинаковые номера позиций обозначают одинаковые элементы в графических материалах.

Согласно приведенным в качестве примера вариантам осуществления настоящего изобретения предложено устройство для извлечения газа, содержащее широкий ствол скважины, повышающий извлечение/добычу газа из залежи. Варианты осуществления настоящего изобретения могут быть использованы для увеличения производительности и/или количества извлеченного из залежи газа. Варианты осуществления настоящего изобретения могут быть использованы для извлечения газа из больших залежей, давление в которых упало в ходе предшествующего извлечения газа. Варианты осуществления могут увеличить количество извлекаемого из залежей газа. Варианты осуществления могут увеличить производительность по извлекаемому газу. Согласно определенным вариантам осуществления настоящее изобретение может увеличить продуктивность газовых залежей и/или сделать рентабельной разработку месторождений, разработка которых нерентабельна при использовании существующих технологий/способов. Варианты осуществления могут быть полезны для извлечения газа из больших газовых залежей, которые могут иметь высокую пропускную способность и/или высокую проницаемость.

Обычно газовые скважины для извлечения газа из залежи включают в себя лифтовую колонну, которая проходит с поверхности вниз в залежь, и которая может проходить внутри обсадной колонны или других компонентов скважины, расположенных внутри ствола скважины. На фиг. 1 представлена типовая газовая скважина, включающая в себя лифтовую колонну 40, проходящую в залежь 10 и выходящую над поверхностью земли 20. Лифтовая колонна 40 проходит в обсадной колонне 30, образующей наружную окружность скважины. Лифтовая колонна имеет внутренний диаметр 50, обычно равный, приблизительно, от 2 до 3 дюймов. Лифтовая колонна 40 проходит в устье 60 скважины и соединяется с поверхностным трубопроводом 80. Устье 60 скважины может содержать дроссель или другой механизм для регулирования потока из лифтовой колонны 40 при прохождении газа в поверхностный трубопровод 80. После того, как начальное давление опустится

ниже давления, требующегося для лифтовой колонны, как это происходит для конечной выдачи или продажи 90, к поверхностному трубопроводу 80 может быть присоединен компрессор 70 для сжатия газа в поверхностном трубопроводе и уменьшения давления в лифтовой колонне 40.

На фиг. 2 показано изображение варианта осуществления настоящего изобретения. Как показано, настоящее изобретение содержит ствол 15 скважины, проходящий в залежь 10, содержащую газ. Ствол 15 скважины имеет длину, внутренний диаметр 55, дальний конец 17, находящийся в контакте с залежью 10, и ближний конец 19, проходящий над поверхностью земли 20. Ствол 15 скважины соединен с поверхностным трубопроводом 80, который может быть, по существу, параллельным поверхности земли. В определенных вариантах осуществления ствол 15 скважины и поверхностный трубопровод 80 могут быть соединены через устьевые клапаны и тройники фонтанной арматуры, бóльшие, чем ранее использовавшееся оборудование для добычи через лифтовую колонну 40. Большие устьевые клапаны и тройники фонтанной арматуры могут, по существу, соответствовать по размерам поверхностному трубопроводу 80, имеющему внутренний диаметр 25. Внутренний диаметр 25 может быть больше внутреннего диаметра 55. Длина поверхностного трубопровода 80 может быть минимальной, если условия позволяют уменьшить падение давлений. Варианты осуществления настоящего изобретения могут содержать компрессор 70 и могут содержать одну или несколько ступеней компримирования для увеличения давлений в поверхностном трубопроводе 80, чтобы газ выходил из ствола 15 скважины, и для уменьшения давления на дальнем конце 19 ствола 15 скважины. Варианты осуществления могут содержать устройство понижения давления на ближнем конце ствола 15 скважины или около него для уменьшения давлений в ближнем конце 19. Ствол 15 скважины и поверхностный трубопровод 80 могут быть выполнены из стали или другого материала, пригодного для извлечения газа.

В различных вариантах осуществления ствол 15 скважины может содержать обсадную колонну 40 существующей газовой скважины, извлечение газа из которой больше не осуществляется. Приведенный в качестве примера вариант осуществления, показанный на фиг. 3, показывает ствол 15 скважины, сформированный из обсадной колонны 40, причем лифтовая колонна 40 остается на месте. В таком варианте осуществления ствол 15 скважины содержит кольцевое

пространство между внутренней поверхностью обсадной колонны 30 и внешней поверхностью лифтовой колонны 40. Это кольцевое пространство можно назвать межколонным пространством. Как показано на фиг. 3, варианты осуществления настоящего изобретения могут содержать поверхностный трубопровод 80, имеющий площадь поперечного сечения, превышающую площадь поперечного сечения кольцевого пространства между внутренней поверхностью обсадной колонны 30 и внешней поверхностью лифтовой колонны 40. В альтернативных вариантах осуществления ствол 15 скважины получают путем удаления лифтовой колонны, пакеров и внутрискважинного оборудования существующей газовой скважины. В таких вариантах осуществления ствол 15 скважины может быть сформирован из обсадной колонны 30. В других вариантах осуществления ствол 15 скважины может быть установлен в новую точку бурения залежи, ранее использовавшуюся для извлечения газа.

В приведенном в качестве примера варианте осуществления, показанном на фиг. 4, ствол 15 скважины пересекает залежь 10, или контактирует с ней, горизонтальным участком. В этом приведенном в качестве примера варианте осуществления залежь 10 имеет толщину 11, а горизонтальный участок ствола 15 скважины имеет длину 13. Этот альтернативный вариант осуществления может быть использован для увеличения пропускной способности скважины 15. Пропускную способность для вертикального ствола скважины можно вычислить, как толщину 11 залежи, умноженную на проницаемость залежи 10. В горизонтальных вариантах осуществления пропускную способность можно вычислить как длину 13, умноженную на проницаемость залежи 10. Соответственно, пропускная способность ствола 15 скважины может быть увеличена в случае горизонтальной реализации варианта настоящего изобретения, если длина 13 больше толщины 11 залежи.

Ствол 15 скважины имеет площадь поперечного сечения, сконфигурированную таким образом, чтобы быть приблизительно равной значению, определенному делением целевой производительности залежи на фактическую поддерживаемую производительность, и умножением результата на площадь потока для фактической поддерживаемой производительности. Например, если течение осуществляется через 2-7/8" лифтовую колонну, расположенную внутри 7" обсадной колонны, до последнего времени выдающей 400 тысяч кубических футов в день, а целевая производительность, основанная на внутрискважинном давлении

потока и рабочей характеристике входного потока залежи, составляет 2500 тысяч кубических футов в день, тогда значение, определенное делением целевой производительности залежи на фактическую поддерживаемую производительность, и умножением результата на площадь потока для фактической поддерживаемой производительности, составит $2500/400 \times (3,1416)(2,441)(2,441)/4 = 29,25$ квадратных дюймов. Результат приблизительно равен площади поперечного сечения 7" обсадной колонны. В этом примере обсадная колонна может быть преобразована путем удаления лифтовой колонны, при этом остается широкий ствол скважины, обеспечивающий повышенную производительность и дополнительное извлечение газа. В определенных вариантах осуществления ствол 15 скважины может иметь площадь поперечного сечения, равную приблизительно 20 квадратным дюймам или больше. В определенных вариантах осуществления площадь поперечного сечения ствола скважины может составлять по меньшей мере 30 квадратных дюймов.

В варианте осуществления, показанном на фиг. 2, ствол 15 скважины является, по существу, круглым, а площадь поперечного сечения определена исходя из внутреннего диаметра 55. Вариант осуществления, показанный на фиг. 2, может быть применен для извлечения газа из залежей, предварительно истощенных до такой степени, что дальнейшее извлечение газа становится убыточным или экономически нерентабельным при использовании известных способов. Варианты осуществления настоящего изобретения могут позволить осуществить экономически целесообразное извлечение газа из залежей, давление в которых составляет 200 фунт/кв.дюйм или менее.

В различных вариантах осуществления поверхностный трубопровод 80 выполняют с площадью поперечного сечения, которая больше площади поперечного сечения ствола 15 скважины, что может уменьшить противодавление в стволе скважины. В вариантах осуществления, включающих одну или более ступеней компримирования для сжатия газа в поверхностном трубопроводе, компримирование может быть подобрано таким образом, чтобы давление на входе было приблизительно на 0-10 фунт/кв.дюйм меньше давления в стволе скважины для прогнозируемой производительности. Эта дополнительная производительность будет обеспечивать стабильный поток и, в общем, обеспечивать надлежащее понижение давлений посредством одной или более ступеней компримирования.

В определенных вариантах осуществления настоящего изобретения обеспечивают способ проверки залежей, как возможных кандидатов для извлечения газа через широкий ствол скважины. Залежи могут быть идентифицированы как кандидаты, главным образом, если давление в залежи недостаточно для осуществления экономически целесообразного извлечения газа существующими способами. Обычно, это включает залежи, имеющие давление 200 фунт/кв.дюйм или меньше. В определенных вариантах осуществления пропускная способность кандидата должна быть относительно высокой; обычно больше 1500 миллидарсифут. Если информация о пропускной способности залежи недоступна, низкое значение дифференциала во время предыдущей работы между рабочим давлением и давлением при закрытии в устье свидетельствует о высокой пропускной способности.

В приведенных в качестве примера вариантах осуществления может быть определен продукционный состав залежи с однофазным флюидом, в залежах, в первую очередь, имеющих выработку только газовой фазы, более подходящей в качестве кандидата на извлечения через широкий ствол скважины. Состав продукта залежи с однофазовым флюидом может быть определен путем измерения солености или плотности извлекаемой из залежи воды. Пресная продукционная вода (меньше 1000 частей на миллион (ppm) хлоридов) и плотность, приблизительно, 8,33 фунтов на галлон, оба являются индикаторами того, что продукционный состав залежи 10, в основном, представлен газом, не содержащим жидкой воды.

В различных вариантах осуществления размер залежи может быть большим, так как газ, оставшийся на месте, если давление в залежи меньше 200 фунт/кв.дюйм, обычно составляет меньше 10 процентов от исходного объема газа. Настоящее изобретение позволяет извлечь, приблизительно, половину оставшегося газа или больше. Соответственно, размер залежи должен быть достаточно большим, чтобы стоимость предполагаемого извлекаемого газа превышала экономические затраты на преобразование существующей скважины, организацию широкого ствола скважины или на бурение новой скважины для размещения в ней широкого ствола скважины.

Раскрытые в настоящем документе устройства и способы могут быть использованы вместе с известными вторичными способами/процедурами извлечения, как те, что указаны в предшествующей уровне техники. Вторичные способы/процедуры извлечения могут быть использованы для увеличения производительности широких стволов скважин согласно настоящему изобретению.

Несмотря на то, что варианты осуществления настоящего изобретения раскрыты на основе различных реализаций и применений, понятно, что эти варианты осуществления являются иллюстративными, и что объем изобретения не ограничивается ими. Возможны множественные варианты, модификации, дополнения и улучшения. Более того, любые раскрытые здесь этапы могут быть осуществлены в любом порядке, также могут быть добавлены или исключены любые желаемые этапы.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Устройство для извлечения газа из залежи, содержащее:
 - полый ствол скважины, имеющий дальний конец, контактирующий с газовой залежью, ближний конец над поверхностью земли, длину и площадь поперечного сечения;
 - поверхностный трубопровод, соединенный с ближним концом ствола скважины и отходящий дистально от ствола скважины; и,
 - по меньшей мере одну ступень компримирования, соединенную с поверхностным трубопроводом и предназначенную для сжатия содержимого поверхностного трубопровода при прохождении содержимого дистально от ствола скважины;
 - причем залежь имеет внутреннее давление, составляющее меньше 200 фунт/кв.дюйм;
 - при этом размер площади поперечного сечения ствола скважины приблизительно равен значению, определяемому делением целевой производительности залежи на фактическую поддерживаемую производительность и умножением результата на площадь потока для фактической поддерживаемой производительности;
 - причем площадь поперечного сечения поверхностного трубопровода больше площади поперечного сечения ствола скважины; и
 - при этом по меньшей мере одна ступень компримирования имеет такие размеры, что давление на входе меньше давления потока в стволе скважины на ближнем конце на величину, составляющую от приблизительно 0 фунт/кв.дюйм до приблизительно 10 фунт/кв.дюйм.
2. Устройство по п. 1, в котором площадь поперечного сечения ствола скважины, по существу, одинакова по всей длине ствола скважины.
3. Устройство по п. 1, в котором ствол скважины, по существу, круглый.
4. Устройство по п. 1, в котором площадь поперечного сечения ствола скважины составляет по меньшей мере 20 квадратных дюймов.

5. Устройство по п. 1, в котором площадь поперечного сечения ствола скважины составляет по меньшей мере 30 квадратных дюймов.
6. Устройство по п. 1, в котором ствол скважины содержит эксплуатационную обсадную колонну существующей скважины.
7. Устройство по п. 6, в котором площадь поперечного сечения ствола скважины, по существу, равна площади поперечного сечения эксплуатационной обсадной колонны.
8. Устройство по п. 6, в котором площадь поперечного сечения ствола скважины, по существу, равна межколонному пространству.
9. Устройство по п. 1, в котором залежь имеет пропускную способность, превышающую 1500 миллидарси-фут.
10. Устройство по п. 1, в котором значение солёности воды, выходящей из залежи, составляет меньше 1000 частей на миллион (ppm) хлоридов.
11. Устройство по п. 1, в котором значение плотности воды, выходящей из залежи, составляет приблизительно 8,33 фунтов на галлон.
12. Устройство по п. 1, дополнительно содержащее: устройство понижения давления, применяемое на ближнем конце ствола скважины и предназначенное для уменьшения давления в стволе скважины на его ближнем конце.
13. Устройство по п.1, в котором залежь является залежью сухого природного газа.
14. Устройство для извлечения газа из залежи, содержащее:
 - полый ствол скважины с дальним концом, контактирующим с газовой залежью, ближним концом над поверхностью земли, длиной и площадью поперечного сечения; и
 - поверхностный трубопровод, соединённый с ближним концом ствола скважины и отходящий дистально от ствола скважины;
 - причем залежь имеет внутреннее давление меньше 200 фунт/кв.дюйм; и
 - при этом размер площади поперечного сечения ствола скважины приблизительно равен значению, определенному делением целевой производительности залежи на фактическую поддерживаемую производительность

и умножением результата на площадь потока для фактической поддерживаемой производительности.

15. Устройство по п. 14, в котором площадь поперечного сечения ствола скважины, по существу, одинакова по всей длине ствола скважины.

16. Устройство по п. 14, в котором площадь поперечного сечения поверхностного трубопровода больше площади поперечного сечения ствола скважины.

17. Устройство по п. 14, дополнительно содержащее: по меньшей мере одну ступень компримирования, соединенную с поверхностным трубопроводом и предназначенную для сжатия содержимого поверхностного трубопровода при прохождении содержимого дистально от ствола скважины.

18. Устройство по п. 17, в котором по меньшей мере одна ступень компримирования выполнена таким образом, что давление на входе меньше давления потока на ближнем конце ствола скважины на величину от приблизительно 0 фунт/кв.дюйм до приблизительно 10 фунт/кв.дюйм.

19. Устройство по п. 14, в котором ствол скважины, по существу, круглый.

20. Устройство по п. 14, в котором площадь поперечного сечения ствола скважины составляет по меньшей мере 20 квадратных дюймов.

21. Устройство по п. 14, в котором площадь поперечного сечения ствола скважины составляет по меньшей мере 30 квадратных дюймов.

22. Устройство по п. 14, в котором ствол скважины содержит эксплуатационную обсадную колонну существующей скважины.

23. Устройство по п.22, в котором площадь поперечного сечения ствола скважины, по существу, равна площади поперечного сечения эксплуатационной обсадной колонны.

24. Устройство по п.22, в котором площадь поперечного сечения ствола скважины, по существу, равна межколонному пространству.

25. Способ извлечения газа из залежи, содержащий:

применение полого ствола скважины, имеющего дальний конец, ближний конец, длину и площадь поперечного сечения, таким образом, что дальний конец находится в контакте с газовой залежью, а ближний конец – над поверхностью земли;

соединение поверхностного трубопровода с ближним концом ствола скважины; и

компримирование газа в поверхностном трубопроводе при прохождении газа дистально от ствола скважины;

причем залежь имеет внутреннее давление меньше 200 фунт/кв.дюйм;

при этом размер площади поперечного сечения ствола скважины приблизительно равен значению, определенному делением целевой производительности залежи на фактическую поддерживаемую производительность и умножением результата на площадь потока для фактической поддерживаемой производительности;

причем площадь поперечного сечения поверхностного трубопровода больше площади поперечного сечения ствола скважины; и

при этом компримирование газа в поверхностном трубопроводе выполняют так, чтобы давление на входе было меньше давления в стволе скважины на величину от приблизительно 0 фунт/кв.дюйм до приблизительно 10 фунт/кв.дюйм.

26. Способ по п. 25, в котором площадь поперечного сечения ствола скважины, по существу, одинакова по всей длине ствола скважины.

27. Способ по п. 25, в котором ствол скважины, по существу, круглый.

28. Способ по п. 25, в котором площадь поперечного сечения ствола скважины составляет по меньшей мере 20 квадратных дюймов.

29. Способ по п. 25, в котором площадь поперечного сечения ствола скважины составляет по меньшей мере 30 квадратных дюймов.

30. Способ по п. 25, в котором ствол скважины содержит эксплуатационную обсадную колонну существующей скважины.

31. Способ по п.30, в котором площадь поперечного сечения ствола скважины, по существу, равна площади поперечного сечения эксплуатационной обсадной колонны.

32. Способ по п.30, в котором площадь поперечного сечения ствола скважины, по существу, равна межколонному пространству.

33. Способ преобразования существующей скважины в газовой залежи, давление в которой составляет 200 фунт/кв.дюйм или меньше, содержащий:

соединение ближнего конца эксплуатационной обсадной колонны существующей скважины с поверхностным трубопроводом; и

компримирование газа в поверхностном трубопроводе при прохождении газа дистально от эксплуатационной колонны;

причем эксплуатационная обсадная колонна служит стволом скважины, имеющим дальний конец, ближний конец, длину и площадь поперечного сечения;

при этом дальний конец находится в контакте с залежью, а ближний конец проходит над поверхностью земли;

причем площадь поперечного сечения поверхностного трубопровода больше площади поперечного сечения эксплуатационной обсадной колонны; и

при этом компримирование газа в поверхностном трубопроводе выполняют таким образом, что давление на входе меньше давления в стволе скважины на величину от приблизительно 0 фунт/кв.дюйм до приблизительно 10 фунт/кв.дюйм.

34. Способ по п. 33, в котором из существующей скважины удаляют лифтовую колонну.

35. Способ по п.33, в котором лифтовую колонну существующей скважины оставляют на месте.

36. Способ проверки залежи в качестве возможного кандидата на использование раскрытого в п.1 устройства, содержащий:

измерение давления в залежи;

определение пропускной способности залежи;

измерение по меньшей мере одного из солености и плотности воды, выходящей из залежи; и

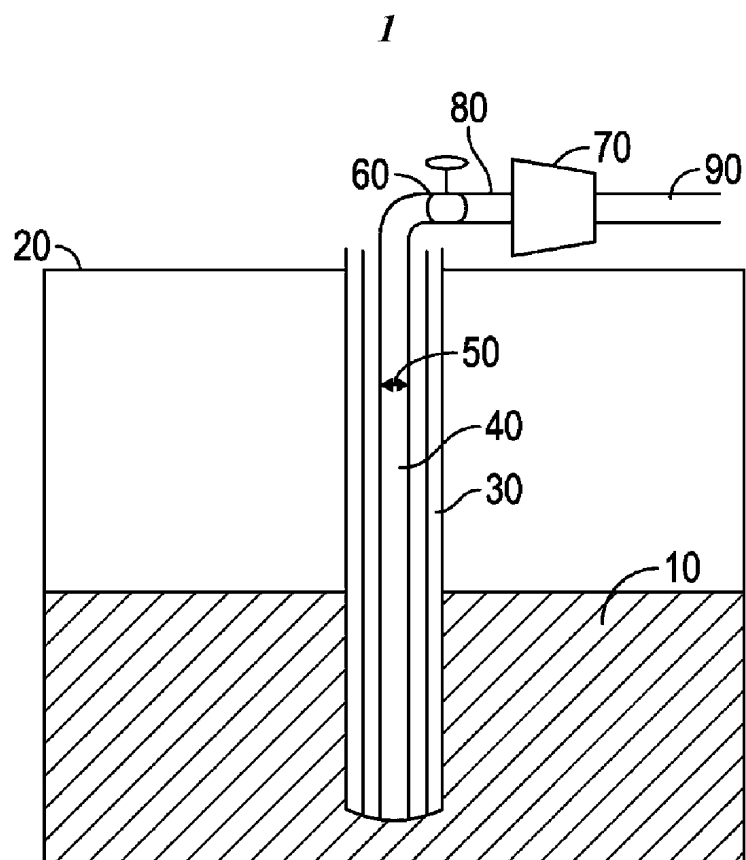
определение размера залежи;

причем измеренное давление составляет менее 200 фунт/кв.дюйм;

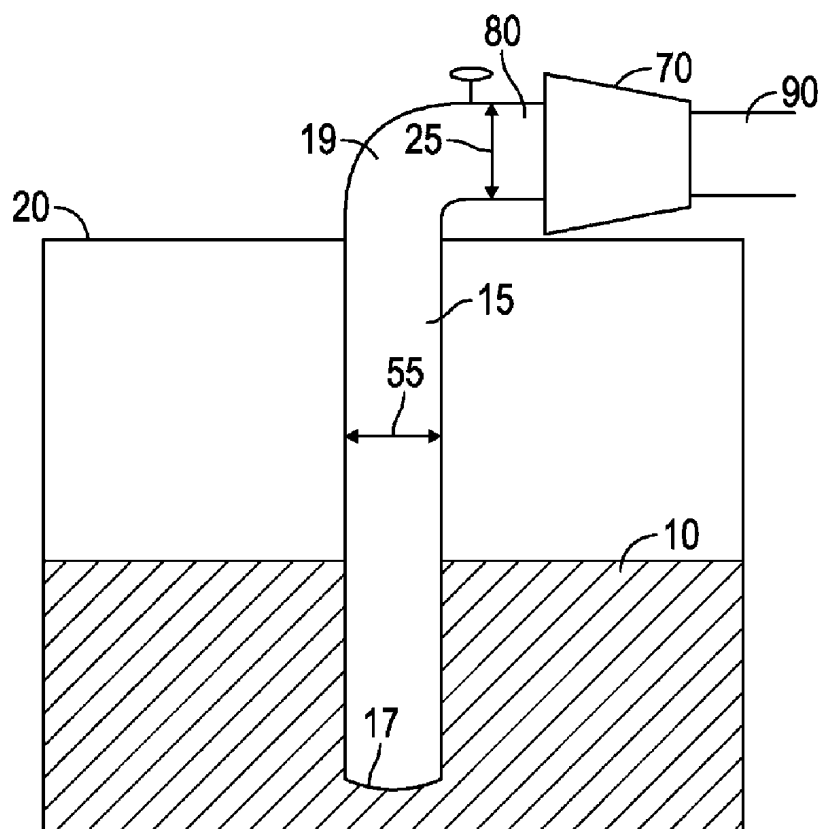
при этом пропускная способность больше 1500 миллидарси-фут;

причем соленость воды составляет меньше 1000 частей на миллион (ppm), а плотность воды составляет приблизительно 8,33 фунтов/галлон или меньше; и

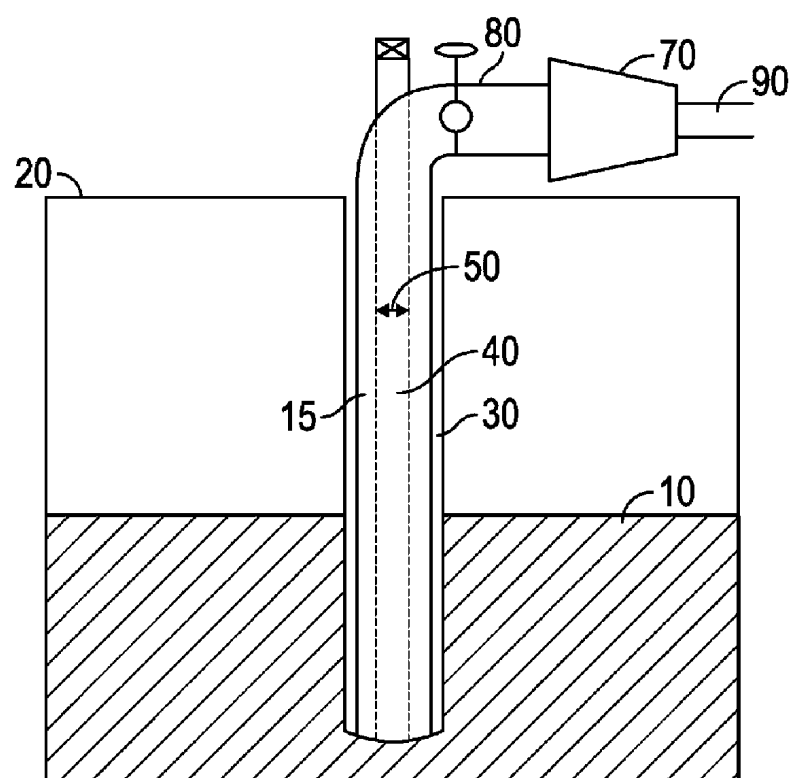
при этом размер залежи является таким, что стоимость половины газа, находящегося в залежи, превышает экономические затраты по применению устройства по п.1.



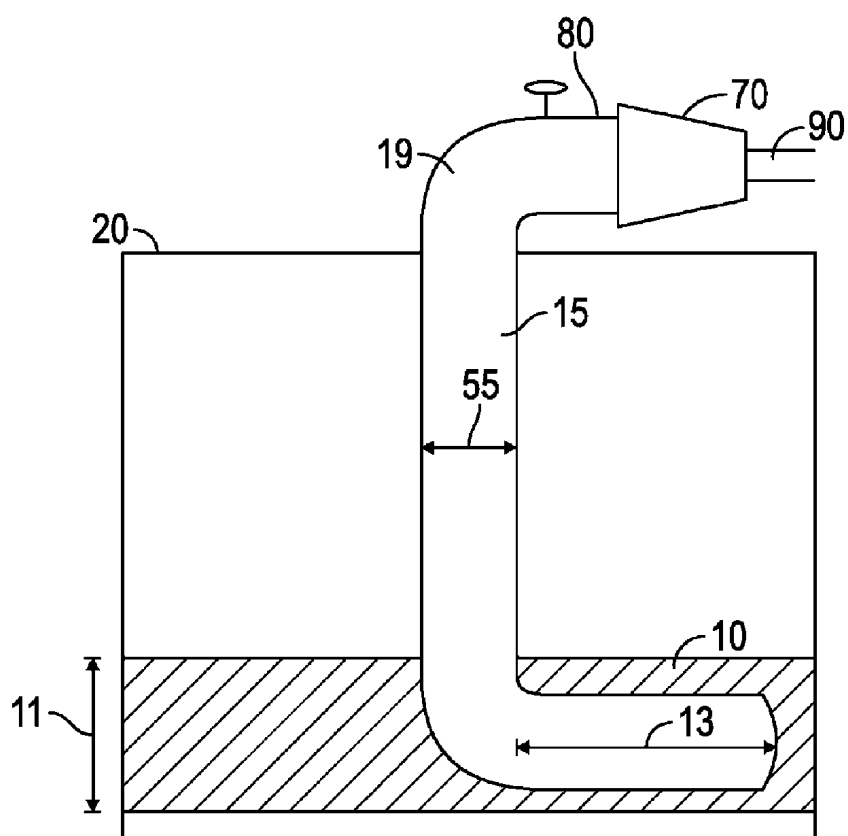
ФИГ. 1



ФИГ. 2



ФИГ. 3



ФИГ. 4