

(19)



Евразийское
патентное
ведомство

(21) 202192950 (13) A1

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОЙ ЗАЯВКЕ

(43) Дата публикации заявки
2023.02.09(51) Int. Cl. E21B 43/40 (2006.01)
F25J 3/08 (2006.01)
B01D 53/00 (2006.01)(22) Дата подачи заявки
2021.08.03

(54) СПОСОБ ЗАКАЧКИ ГАЗА В ПЛАСТ (ВАРИАНТЫ)

(31) 2020137604

(72) Изобретатель:

(32) 2020.11.17

Имаев Салават Зайнетдинович (RU)

(33) RU

(74) Представитель:

(86) PCT/RU2021/050248

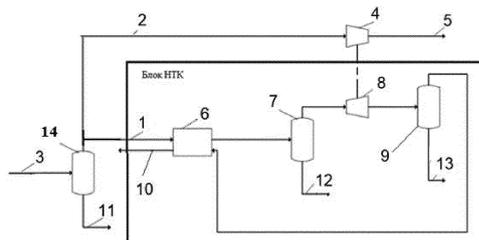
Котлов Д.В. (RU)

(87) WO 2022/108485 2022.05.27

(71) Заявитель:

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
"АЭРОГАЗ" (RU)

(57) Изобретение относится к нефтяной и газодобывающей промышленности и может быть использовано при разработке газоконденсатных месторождений и для утилизации нефтяных попутных газов. Способ закачки газа в пласт включает в себя процесс отделения углеводородного конденсата из добываемого газа с получением отсепарированного газа, разделения отсепарированного газа на два газовых потока, обработку первого газового потока в установке низкотемпературной конденсации, в которой первый газовый поток охлаждают в теплообменниках с образованием жидкой фазы, отделяемой в сепараторе, а полученную газовую фазу расширяют в турбине турбодетандерного агрегата, при этом второй газовый поток сжимают в компрессоре турбодетандерного агрегата до давления не менее 100 атм. и направляют в нагнетательные скважины на закачку в пласт. Также возможен вариант реализации способа закачки газа в пласт, когда отсепарированный газ направляют в установку низкотемпературной конденсации, в которой отсепарированный газ охлаждают в теплообменниках с образованием жидкой фазы, отделяемой в сепараторе, а полученную газовую фазу разделяют на два газовых потока, первый газовый поток расширяют в турбине турбодетандерного агрегата, при этом второй газовый поток сжимают в компрессоре турбодетандерного агрегата до давления не менее 100 атм. и направляют в нагнетательные скважины на закачку в пласт. Также возможен вариант реализации способа закачки газа в пласт, включающий в себя процессы отделения углеводородного конденсата из добываемого газа первой группы скважин и из добываемого газа второй группы скважин, с получением отсепарированного первого газового потока первой группы скважин и отсепарированного второго газового потока второй группы скважин, обработку отсепарированного первого газового потока первой группы скважин в установке низкотемпературной конденсации, в которой отсепарированный первый газовый поток первой группы скважин охлаждают в теплообменниках с образованием жидкой фазы, отделяемой в сепараторах, а полученную газовую фазу расширяют в турбине турбодетандерного агрегата, при этом отсепарированный второй газовый поток второй группы скважин сжимают в компрессоре турбодетандерного агрегата до давления не менее 100 атм. и направляют в нагнетательные скважины на закачку в пласт. Изобретение позволяет снизить капитальные и эксплуатационные затраты на обеспечение закачки газа, полученного после обработки добываемого газа, в пласт, за счет использования энергии добываемого газа, без использования отдельного компрессорного агрегата с приводом от газотурбинного или электрического двигателя, предназначенного для сжатия газа.



A1

202192950

202192950

A1

Способ закачки газа в пласт (Варианты)

Область техники

Изобретение относится к нефтяной и газодобывающей промышленности и может быть использовано при разработке газоконденсатных месторождений и для утилизации нефтяных попутных газов.

Уровень техники

В основе предлагаемого изобретения лежит сайклинг-процесс – способ разработки месторождений с поддержанием пластового давления посредством обратной закачки газа в пласт. При этом для закачки в пласт используется газ, добываемый на данном месторождении (а в случае необходимости – из других месторождений), после извлечения из него углеводородного конденсата. В зависимости от соотношения объёмов закачиваемого и добытого газов различают полный и частичный сайклинг-процесс. В первом случае в пласт закачивают весь добываемый на месторождении газ после извлечения из него углеводородов C_5+V .

Предлагаемое изобретение относится к частичному сайклинг- процессу, в котором первая часть добываемого газа подается в магистральный газопровод, а вторая часть подается на закачку в пласт. Обычно, при частичном сайклинг процессе, весь добываемый газ проходит обработку на установках комплексной подготовки газа (УКПГ) или на газоперерабатывающих заводах (ГПЗ), где газ проходит несколько стадий обработки, в результате чего газ осушается (частично или полностью удаляются пары воды) и из него извлекаются товарные продукты, такие как, например, этановая фракция, пропановая фракция, стабильный газовый бензин, или ШФЛУ (углеводородные компоненты C_3+). Обработанный газ после УКПГ или ГПЗ делится на две части, одна часть подается в магистральный газопровод, а вторая часть сжимается при помощи компрессоров и подается в нагнетательные скважины. При такой организации сайклинг-процесса происходит извлечение целевых фракций из всего объема добываемого газа, однако высокая стоимость компрессоров закачки газа в пласт, приводит к существенному ухудшению экономических показателей разработки месторождения.

Детально описанный процесс организации сайклинг-процесса газа с месторождений, содержащих кислые компоненты, такие как сероводород или углекислый газ описан в [1] Rojey Alexandre, Gas Cycling. A new Approach. Proceedings of the seminar held in 1998, Rueil-Malmaison, France. May 1999, page 34. В описанном в книге сайклинг-процессе добываемый вместе с углеводородным конденсатом газ проходит последовательно следующие стадии:

- 1) Сепарации и разделения газа и конденсата,
- 2) Очистки газа от кислых компонентов,

- 3) Осушку газа от влаги,
- 4) Процесс извлечения из газа целевой фракции (стабильного газового бензина или компонентов тяжелее пропана C3+),
- 5) Разделения газа на первую часть, сдаваемую потребителю, и на вторую часть, подаваемую на закачку газа в пласт,
- 6) Сжатие второй части газа в компрессоре и подача газа в нагнетательные скважины.

Существенным недостатком описанного сайклинг-процесса является то, что в процессе обработки газа происходит падение давления газа, поэтому для закачки газа в пласт необходима компрессорная станция большой мощности, что приводит к необходимости установки на компрессорах газотурбинных приводов большой мощности, что существенно увеличивает капитальные и эксплуатационные затраты на организацию сайклинг процесса.

Процесс извлечения из газа целевой фракции (стабильного газового бензина – компоненты C5+, или компонентов тяжелее пропана C3+), в описанном выше примере стадия 4, обычно осуществляется в установке низкотемпературной конденсации с использованием турбодетандерного агрегата. Применение турбодетандерного агрегата в установках низкотемпературной конденсации (НТК) детально описано в [2] (см. патент на полезную модель RU128923U1, МПК F25J 3/02, опубл. 10.06.2013).

В [2] представлен процесс, в котором газ в установке НТК последовательно проходит следующие стадии:

- 1) охлаждения газа в первых теплообменниках, в результате чего происходит конденсация тяжелых фракций, входящих в состав природного газа, и образования в газе углеводородного конденсата,
- 2) сепарации из газа углеводородного конденсата,
- 3) охлаждения газа в вторых теплообменниках, в результате чего происходит последующая конденсация тяжелых фракций, входящих в состав природного газа, и образования в газе дополнительного углеводородного конденсата,
- 4) сепарации из газа дополнительного углеводородного конденсата, с получением отсепарированного газа.
- 5) расширения отсепарированного газа в турбине турбодетандерного агрегата, с одновременным охлаждением газа и формированием двухфазного потока,
- 6) процесс ректификации двухфазного потока в ректификационной колонне, с отбором отбензиненного газа с верха ректификационной колонны,
- 7) нагрева отбензиненного газа в вторых и первых рекуперативных теплообменниках,
- 8) сжатия отбензиненного газа в компрессоре турбодетандерного агрегата, за счет энергии отобранной в турбине турбодетандерного агрегата при расширении

отсепарированного газа. Турбодетандерный агрегат представляет собой машину в котором турбина и компрессор расположены на одной оси, и энергия от турбины непосредственно передается компрессору.

5
Описанный процесс позволяет провести качественную обработку газа, за счет глубокого охлаждения газа, достигнутого в результате многостадийного охлаждения газа в рекуперативных теплообменниках и за счет совершения газом работы при его расширении в турбине турбодетандерного агрегата. За счет такого глубокого охлаждения газа достигается высокая степень извлечения целевых фракций из природного газа.

10
Однако существенным недостатком такой схемы НТК является то, что давление газа на выходе из такой установки намного меньше давления газа на входе в установку. Поэтому, если весь отбензиненный газ или его часть, с выхода установки НТК подают на закачку в пласт, то для этого требуется мощная компрессорная станция, что снижает экономические показатели разработки месторождения, т.к. такая компрессорная станция сопряжена с высокими капитальными и эксплуатационными затратами.

15 Сущность изобретения

Техническим результатом заявленного изобретения является снижение капитальных и эксплуатационных затрат на обеспечение закачки газа, полученного после обработки добываемого газа, в пласт, за счет использования энергии добываемого газа, без использования отдельного компрессорного агрегата с приводом от газотурбинного или
20 электрического двигателя, предназначенного для сжатия газа.

Согласно изобретению, технический результат достигается тем, что первый вариант способа закачки газа в пласт включает в себя процесс отделения углеводородного конденсата из добываемого газа с получением отсепарированного газа, разделения отсепарированного газа на два газовых потока, обработку первого газового потока в
25 установке низкотемпературной конденсации, в которой первый газовый поток охлаждают в теплообменниках с образованием жидкой фазы, отделяемой в сепараторе, а полученную газовую фазу расширяют в турбине турбодетандерного агрегата, при этом второй газовый поток сжимают в компрессоре турбодетандерного агрегата до давления не менее 100 атм. и направляют в нагнетательные скважины на закачку в пласт.

30
Технический результат также достигается тем, что второй газовый поток перед или после сжатия в компрессоре турбодетандерного агрегата осушают от влаги.

Согласно изобретению, технический результат достигается тем, что второй вариант способа закачки газа в пласт включает в себя процесс отделения углеводородного конденсата из добываемого газа с получением отсепарированного газа, обработку отсепарированного газа в установке низкотемпературной конденсации, в которой
35 отсепарированный газ охлаждают в теплообменниках с образованием жидкой фазы, отделяемой в сепараторе, а полученная газовая фаза разделяют на два газовых потока,

первый газовый поток расширяют в турбине турбодетандерного агрегата, при этом второй газовый поток сжимают в компрессоре турбодетандерного агрегата до давления не менее 100 атм. и направляют в нагнетательные скважины на закачку в пласт.

5 Технический результат также достигается тем, что для исключения процесса гидратообразования во второй газовый поток и/или в отсепарированный газовый поток добавляют ингибитор гидратообразования.

Технический результат также достигается тем, что температура второго газового потока после сжатия в компрессоре турбодетандерного агрегата, поддерживают на уровне ниже 0 °С.

10 Технический результат также достигается тем, что отсепарированный газ или его часть, подаваемая в установку низкотемпературной сепарации, сжимается в дополнительном компрессоре.

Согласно изобретению, технический результат достигается тем, что третий вариант способа закачки газа в пласт включает в себя процессы отделения углеводородного конденсата из добываемого газа первой группы скважин и из добываемого газа второй группы скважин, с получением отсепарированного первого газового потока первой группы скважин и отсепарированного второго газового потока второй группы скважин, обработку отсепарированного первого газового потока первой группы скважин в установке низкотемпературной конденсации, в которой отсепарированный первый газовый поток первой группы скважин охлаждают в теплообменниках с образованием жидкой фазы, 15 отделяемой в сепараторах, а полученную газовую фазу расширяют в турбине турбодетандерного агрегата, при этом отсепарированный второй газовый поток второй группы скважин сжимают в компрессоре турбодетандерного агрегата до давления не менее 100 атм. и направляют в нагнетательные скважины на закачку в пласт.

20 Технический результат также достигается тем, что газ, направляемый в нагнетательные скважины на закачку в пласт, сжимают в дополнительном компрессоре после или до компрессора турбодетандерного агрегата.

Краткое описание чертежей

Фиг. 1 – Схема реализации первого варианта способа закачки газа в пласт.

30 Фиг. 2 – Схема реализации второго варианта способа закачки газа в пласт.

Фиг. 3 – Схема реализации третьего варианта способа закачки газа в пласт.

На фигурах обозначены следующие позиции:

1 – первый газовый поток;

2 – второй газовый поток;

35 3 – добываемый газ;

4 – компрессор турбодетандерного агрегата;

5 – пласт;

- 6 – теплообменники;
7 – сепаратор;
8 – турбина турбодетандерного агрегата;
9 – сепаратор или ректификационная колонна;
5 10 – нагретый газовый поток;
11 – углеводородный конденсат;
12 – жидкая фаза сепаратора;
13 – углеводородный конденсат или ШФЛУ;
14 – сепаратор;
10 15 – добываемый газ второй группы скважин;
16 – углеводородный конденсат;
17 – сепаратор;
18 – добываемый газ первой группы скважин;
19 – отсепарированный первый газовый поток первой группы скважин;
15 20 – отсепарированный второй газовый поток второй группы скважин.

Осуществление изобретения

Согласно первому варианту реализации способа закачки газа в пласт (фиг. 1) добываемый газ 3, подвергают процессу отделения углеводородного конденсата 11 в сепараторе 14. Отсепарированный в сепараторе газ разделяют на первый газовый поток 1 и на второй газовый поток 2. Первый газовый поток 1 направляют в блок 20 низкотемпературной сепарации (НТК), где первый газовый поток охлаждают в теплообменниках 6 с образованием жидкой фазы 12, отделяемой в сепараторах 7, а полученную газовую фазу расширяют в турбине 8 турбодетандерного агрегата с образованием газожидкостного потока. Газожидкостный поток далее поступает в сепаратор или ректификационную колонну 9, в которых получают жидкий продукт 13. Газовую фазу из сепаратора или ректификационной колонны 9 направляют для нагрева в теплообменники 6. Нагретый газовый поток 10 может быть подан в магистральный газопровод. При этом второй газовый поток 2 сжимают в компрессоре 4 турбодетандерного агрегата до давления не менее 100 атм. и направляют в нагнетательные скважины на 30 закачку в пласт 5. Второй газовый поток 2 перед или после сжатия в компрессоре 4 турбодетандерного агрегата осушают от влаги, например, с помощью абсорбционной, адсорбционной или низкотемпературной установки осушки.

Для исключения процесса гидратообразования во второй газовый поток и/или в отсепарированный газовый поток добавляют ингибитор гидратообразования, например, 35 метанол.

Теплообменники 6 показаны схематически, в реальности данные теплообменники могут представлять несколько аппаратов подключенных последовательно и/или параллельно.

Согласно второму варианту реализации способа закачки газа в пласт (фиг. 2) добываемый газ 3, подвергают процессу отделения углеводородного конденсата 11 в сепараторе 14. Отсепарированный в сепараторе газ направляют в блок НТК, где газовый поток охлаждают в теплообменниках 6 с образованием жидкой фазы 12, отделяемой в сепараторе 7, а полученную газовая фаза разделяют на два газовых потока, первый газовый поток 1 расширяют в турбине 8 турбодетандерного агрегата, с образованием газожидкостного потока. Газожидкостный поток далее поступает в сепаратор или ректификационную колонну 9, в которых получают жидкий продукт 13. Газовую фазу из сепаратора или ректификационной колонны 9 направляют для нагрева в теплообменники 6. Нагретый газовый поток 10 может быть подан в магистральный газопровод. При этом второй газовый поток 2 сжимают в компрессоре 4 турбодетандерного агрегата до давления не менее 100 атм. и направляют в нагнетательные скважины на закачку в пласт 5. Газ, который направляют в нагнетательные скважины на закачку в пласт 5, может быть, в случае необходимости, нагрет в теплообменниках 6.

Для исключения процесса гидратообразования в отсепарированный газовый поток добавляют ингибитор гидратообразования, например метанол. Для районов вечной мерзлоты температуру второго газового потока после сжатия в компрессоре турбодетандерного агрегата поддерживают на уровне ниже 0 °С, для обеспечения безопасного транспорта газа до скважин и закачки газа в пласт. При этом охлаждение и обеспечение отрицательных температур потока обеспечивают в теплообменнике 6, за счет холода, вырабатываемого турбиной турбодетандерного агрегата. При обеспечении отрицательных температур закачиваемого газа не будет происходить растепление грунта около подземного трубопровода, что обеспечит безопасную эксплуатацию газопровода. Температура нагретого газового потока тоже может поддерживаться на отрицательных значениях, в случае транспорта газа в условиях вечной мерзлоты.

При реализации первого и второго вариантов реализации способа закачки газа в пласт, отсепарированный газ или его часть, подаваемую в установку низкотемпературной сепарации, можно сжимать в дополнительном компрессоре.

Согласно третьему варианту реализации способа закачки газа в пласт (фиг. 3) добываемый газ первой группы скважин 18 подвергают процессу отделения углеводородного конденсата 11 в сепараторе 14 с получением отсепарированного первого газового потока 19. Добываемый газ второй группы скважин 15 подвергают процессу отделения углеводородного конденсата 16 в сепараторе 17 с получением отсепарированного второго газового потока 20. Отсепарированный первый газовый поток 19 направляют в блок НТК, где отсепарированный первый газовый поток охлаждают в

теплообменниках 6 с образованием жидкой фазы 12, отделяемой в сепараторе 7, а полученную газовую фазу расширяют в турбине 8 турбодетандерного агрегата с образованием газожидкостного потока. Газожидкостный поток далее поступает в сепаратор или ректификационную колонну 9, в которых получают жидкий продукт 13.

5 Газовую фазу из сепаратора или ректификационной колонны 9 направляют для нагрева в теплообменники 6. Нагретый газовый поток 10 может быть подан в магистральный газопровод. При этом отсепарированный второй газовый поток 20 сжимают в компрессоре 4 турбодетандерного агрегата до давления не менее 100 атм. и направляют в нагнетательные скважины на закачку в пласт 5.

10 При реализации первого, второго и третьего вариантов реализации способа закачки газа в пласт, направляемый в нагнетательные скважины на закачку в пласт газ можно сжимать в дополнительном компрессоре после или до компрессора турбодетандерного агрегата.

Описанные три варианта реализации способа закачки газа в пласт позволяют
15 одновременно обеспечивать подготовку товарного газа, т.е. гарантировать с помощью блока НТК необходимые показатели по точкам росы по воде и углеводородам, и одновременно извлечь дополнительные объемы конденсата из газа, закачиваемого в пласт. Первый вариант реализации способа закачки газа в пласт применим в тех случаях, когда нет дополнительных ограничений по температуре закачиваемого газа. В этом
20 варианте газ после компрессора турбодетандерного агрегата может быть сразу подан на закачку в пласт.

Во втором варианте реализации способа закачки газа в пласт, газ, закачиваемый в пласт, также проходит обработку в блоке НТК, за счет этого обеспечивается дополнительное извлечение конденсата из газа, закачиваемого в пласт, а также
25 происходит захлаживание газа до необходимого уровня. Второй вариант особо привлекателен для северных месторождений, находящихся в областях, имеющих вечную мерзлоту, и для которых важно, чтобы газ, транспортируемый по подземным газопроводам, имел отрицательную температуру.

Третий вариант реализации способа закачки газа в пласт применим для
30 месторождений, имеющих скважины с различными устьевыми параметрами газа. Например, если на месторождении осуществляется одновременная разработка нескольких пластов, имеющих различное давление и соответственно различный состав газа. В этом случае целесообразно разделить эти скважины на две группы. И газ из скважин, имеющих более высокое содержание конденсата (более высокий
35 газоконденсатный фактор) использовать для закачки в пласт.

Варианты предлагаемого способа закачки газа в пласт позволяют полностью отказаться от отдельных компрессоров закачки газа в пласт, и заменить их компрессором турбодетандерного агрегата. Стоимость турбодетандерного агрегата существенно (в

несколько раз) ниже стоимости компрессорных агрегатов. Это обусловлено тем, что в компрессорах для компримирования природного газа используются дорогие газотурбинные приводы большой мощности. Эксплуатационные затраты на обслуживание газотурбинных приводов также существенно превышают эксплуатационные затраты на обслуживание турбодетандеров.

Можно продемонстрировать использование предлагаемого изобретения на примере газоконденсатного месторождения. Газ газоконденсатных месторождений содержит кроме самого газа, также и углеводородный конденсат, представляющий ценное сырье для нефтеперерабатывающей промышленности. Стоимость конденсата существенно превышает стоимость газа, поэтому у газодобывающих предприятий есть заинтересованность в наращивании производства конденсата. Устьевое давление на скважинах газоконденсатных месторождений обычно высокое и превышает 90 атм. (по крайней мере на начальных стадиях разработки месторождений). Добываемый газ, например, с давлением 90 атм., подают на установку комплексной подготовки газа, включающей в себя блок низкотемпературной конденсации (иногда называют блоком низкотемпературной сепарации НТС). Единичный расход одной технологической нитки блока НТС обычно не превышает по газу 10 миллионов стандартных кубических метров в сутки. По предлагаемому изобретению предлагается, например, обеспечить дополнительное извлечение конденсата из дополнительного объема добываемого газа порядка 6 миллионов кубометров газа в сутки. При газоконденсатном факторе 100 грамм на один стандартный кубический метр газа, дополнительное извлечение конденсата составит 600 тонн в сутки. В соответствии с первым вариантом реализации способа закачки газа в пласт (см. Фиг.1), весь объем газа 3 в объеме 16 миллионов стандартных метров кубических газа в сутки поступает в сепаратор 14, в котором происходит извлечение углеводородного конденсата 11, содержащегося в газе в жидком виде. Отсепарированный газ далее разделяется на первый газовый поток 1 и на второй газовый поток 2. Первый газовый поток поступает на вход установки НТС, где происходит захлаживание газа в теплообменниках 6 до температуры порядка -20 С. Выделившийся при охлаждении газа конденсат 12 сепарируется от газа в сепараторе 7, а газовая фаза из сепаратора 7 расширяется в турбине 8 турбодетандерного агрегата до давления 48 атм. При расширении газа в турбине происходит охлаждение газа до температуры ниже -40 С. Выделившийся при данном охлаждении конденсат выделяется из газа в сепараторе (или ректификационной колонне) 9. Газ из сепаратора 9 нагревается в теплообменниках 6 и подается в качестве товарного газа 10 в магистральный газопровод. При этом, второй газовый поток 2 сжимается в компрессоре 4 турбодетандерного агрегата, например, до давления 120 атм. и подается на закачку в пласт 5. Использование ректификационной колонны 9, вместо сепаратора целесообразно в тех случаях, когда из газа выделяют широкую фракцию легких углеводородов, тогда в колонне происходит деметанизация и

деэтанализация получаемого ШФЛУ. В этом случае поток 13 и будет представлять собой ШФЛУ.

Для предотвращения гидратообразования в закачиваемом в пласт газе, можно перед или после сжатия в компрессоре турбодетандерного агрегата осушить его от влаги в
5 отдельной установке, например, основанной на использовании адсорбентов, и в частности цеолитов. Также для исключения процесса гидратообразования, можно во второй газовый поток и/или в отсепарированный газ добавляют ингибитор гидратообразования, например, метанол (в некоторых случаях возможно использование гликоля).

В описанном выше примере, в случае реализации второго варианта реализации
10 изобретения, весь отсепарированный газ направляется на установку НТК. Установка НТК может работать при аналогичных параметрах (как и в примере варианта 1), за исключением того, что второй газовый поток отбирается внутри установки НТК, после сепаратора 7. В сепараторе 7 температура газа примерно -20 С, поэтому закачиваемый газ осушается до температуры -20 С. В компрессоре 4 турбодетандерного агрегата происходит сжатие газа
15 и повышение температуры газа. После компрессора газ может иметь температуру -2 С, что важно при закачке в пласт в районах с вечной мерзлотой.

В условиях падающего пластового давления на поздних стадиях эксплуатации месторождений, целесообразно осуществлять дополнительное сжатие в дополнительном компрессоре отсепарированного газа или его части до их подачи в установку
20 низкотемпературной сепарации. Для приведенного примера, в случае если давление добываемого газа упадет ниже 90 атм., дополнительный компрессор будет использоваться для сжатия газа до необходимого уровня в 90 атм.

На газоконденсатных месторождениях газ могут добывать из нескольких пластов, например, на некоторых месторождениях осуществляется добыча из валанжинских и
25 ачимовских пластов. Газ из ачимовских пластов имеет обычно более высокий газоконденсатный фактор, чем газ из валанжинских пластов. Поэтому, например, газ из скважин, осуществляющих добычу газа из ачимовских пластов может быть подан на закачку в пласт, а газ из валанжинских пластов можно направлять после обработки в блоке НТК в магистральный газопровод. Однако в случаях, когда на установке НТК извлекают
30 широкую фракцию легких углеводородов, целесообразнее в блок НТК подавать более жирный (содержащий больше целевых фракций тяжелее пропана) ачимовский газ.

При реализации первого, второго и третьего вариантов реализации способа закачки газа в пласт, направляемый в нагнетательные скважины на закачку в пласт газ можно сжимать в дополнительном компрессоре после или до компрессора турбодетандерного
35 агрегата. Процесс сжатия газа в дополнительном компрессоре необходим в тех случаях, когда давление газа после компрессора турбодетандерного агрегата недостаточно для подачи газа в пласт. В описанном примере, например, можно сжимать газ в

дополнительном компрессоре со 120 атм. до 200 атм., и уже газ с давлением 200 атм. подавать в пласт.

5 Во всех представленных вариантах реализации способа закачки газа в пласт теплообменники 6 представляют собой, как рекуперативные теплообменники газ-газ, так и теплообменники газ-жидкость, в которых охлаждение газа осуществляется за счет жидкости. В качестве такой жидкости могут быть использованы, например, потоки 12 и 13. Для охлаждения газа в некоторых случаях в теплообменниках 6 может использоваться также хладагент, или любая испаряющаяся при нагреве жидкость, образующаяся в любом технологическом аппарате.

10 Потоки 12 и 13 могут быть поданы в установку стабилизации конденсата, для получения товарного стабильного конденсата.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ закачки газа в пласт, включающий в себя процесс отделения углеводородного конденсата из добываемого газа с получением отсепарированного газа, разделения отсепарированного газа на два газовых потока, обработку первого газового потока в установке низкотемпературной конденсации, в которой первый газовый поток охлаждаются в теплообменниках с образованием жидкой фазы, отделяемой в сепараторе, а полученную газовую фазу расширяют в турбине турбодетандерного агрегата, **отличающийся тем, что** второй газовый поток сжимают в компрессоре турбодетандерного агрегата до давления не менее 100 атм. и направляют в нагнетательные скважины на закачку в пласт.

2. Способ по п.1, **отличающийся тем, что** второй газовый поток перед или после сжатия в компрессоре турбодетандерного агрегата осушают от влаги.

3. Способ закачки газа в пласт, включающий в себя процесс отделения углеводородного конденсата из добываемого газа с получением отсепарированного газа, обработку отсепарированного газа в установке низкотемпературной конденсации, в которой отсепарированный газ охлаждаются в теплообменниках с образованием жидкой фазы, отделяемой в сепараторе, а полученная газовая фаза разделяют на два газовых потока, первый газовый поток расширяют в турбине турбодетандерного агрегата, **отличающийся тем, что** второй газовый поток сжимают в компрессоре турбодетандерного агрегата до давления не менее 100 атм. и направляют в нагнетательные скважины на закачку в пласт.

4. Способ по п.1 и п.3, **отличающийся тем, что** для исключения процесса гидратообразования во второй газовый поток и/или в отсепарированный газовый поток добавляют ингибитор гидратообразования.

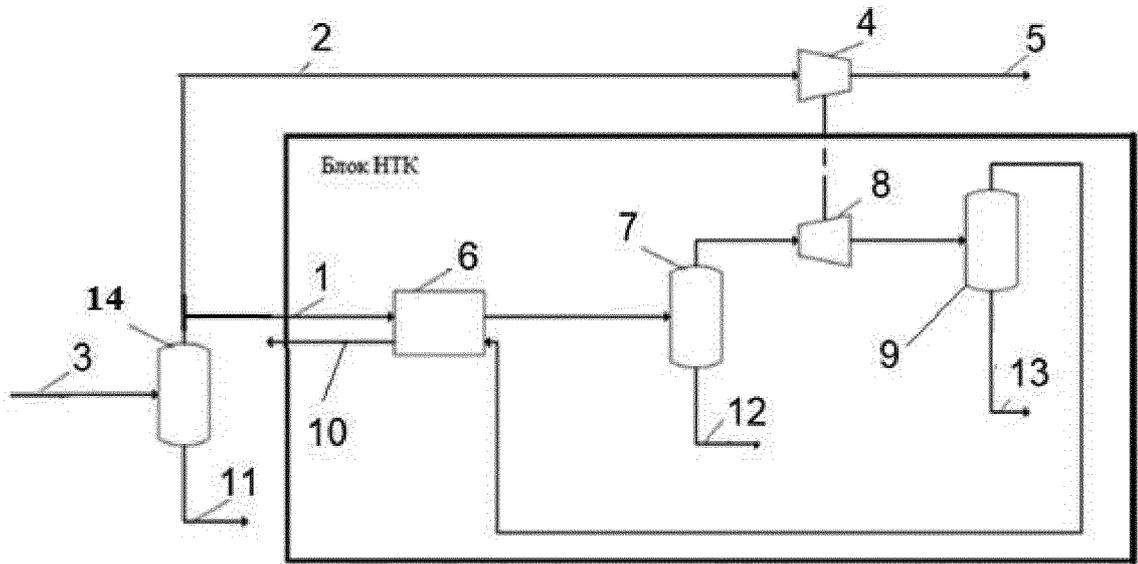
5. Способ по п.3, **отличающийся тем, что** температура второго газового потока после сжатия в компрессоре турбодетандерного агрегата, поддерживают на уровне ниже 0 °С.

6. Способ по п.1 и п.3, **отличающийся тем, что** отсепарированный газ или его часть, подаваемая в установку низкотемпературной сепарации, сжимается в дополнительном компрессоре.

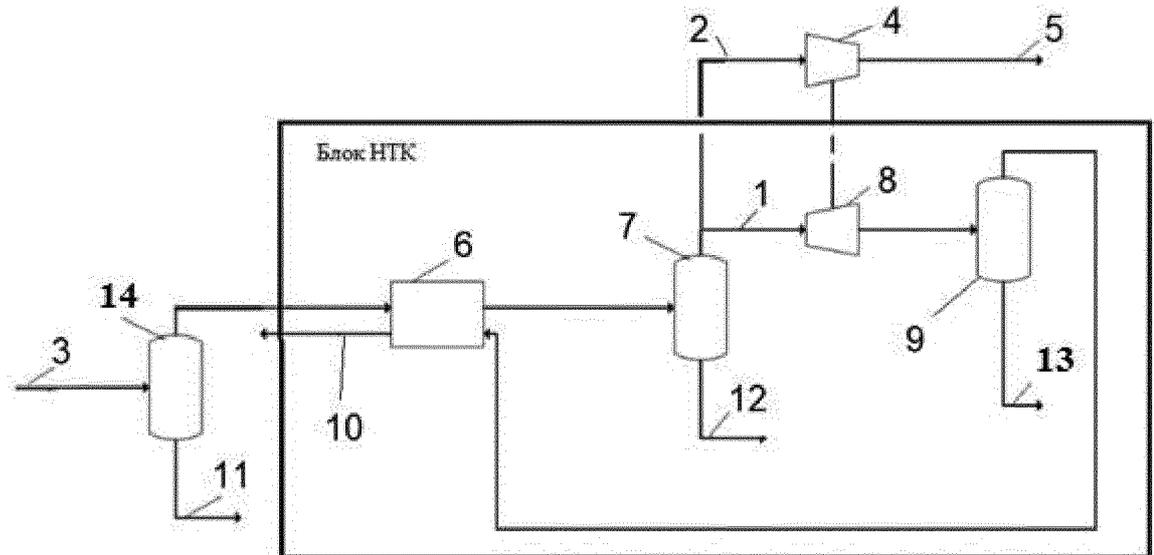
7. Способ закачки газа в пласт, включающий в себя процессы отделения углеводородного конденсата из добываемого газа первой группы скважин и из добываемого газа второй группы скважин, с получением отсепарированного первого газового потока первой группы скважин и отсепарированного второго газового потока второй группы скважин, обработку отсепарированного первого газового потока первой группы скважин в установке низкотемпературной конденсации, в которой отсепарированный первый газовый поток первой группы скважин охлаждаются в теплообменниках с образованием жидкой фазы, отделяемой в сепараторах, а

полученную газовую фазу расширяют в турбине турбодетандерного агрегата, **отличающийся тем, что** отсепарированный второй газовый поток второй группы скважин сжимают в компрессоре турбодетандерного агрегата до давления не менее 100 атм. и направляют в нагнетательные скважины на закачку в пласт.

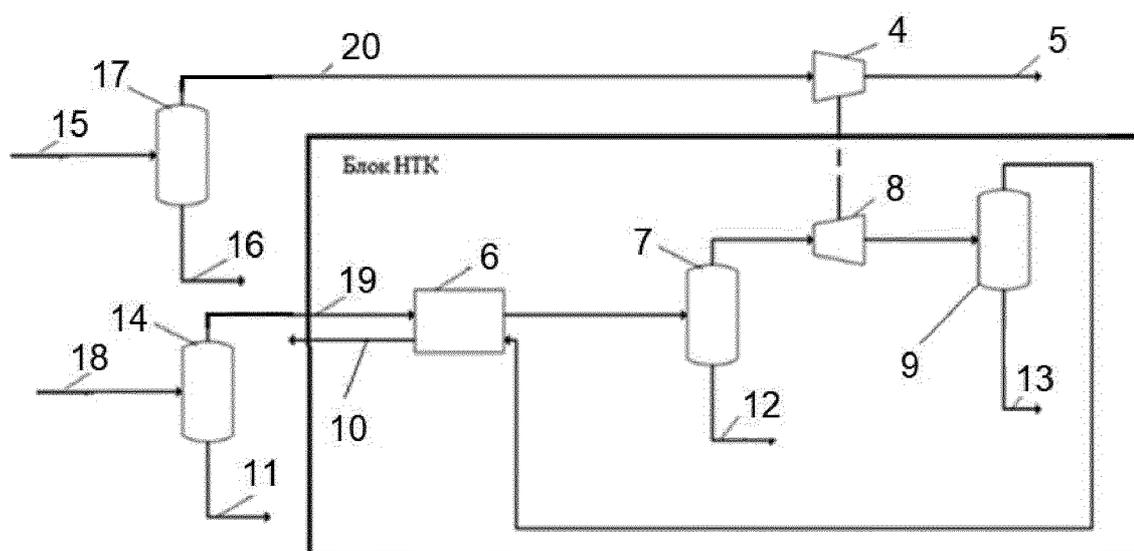
- 5 8. Способ по п.1, 3, 7, **отличающийся тем, что** газ, направляемый в нагнетательные скважины на закачку в пласт, сжимают в дополнительном компрессоре после или до компрессора турбодетандерного агрегата.



Фиг. 1



Фиг. 2



Фиг. 3