

(19)



Евразийское
патентное
ведомство

(21) 201700331 (13) A2

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОЙ ЗАЯВКЕ

(43) Дата публикации заявки
2018.02.28

(22) Дата подачи заявки
2017.07.20

(51) Int. Cl. *E21B 7/06* (2006.01)
E21B 21/14 (2006.01)
E21B 29/06 (2006.01)

(54) СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДООТДАЧИ ПЛАСТОВ И
ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН
ПОСРЕДСТВОМ ГИДРОМОНИТОРНОГО РАДИАЛЬНОГО ВСКРЫТИЯ ПЛАСТА НА
ДЕПРЕССИИ

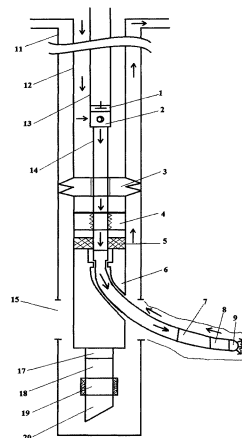
(31) 2016129710

(32) 2016.07.20

(33) RU

(71)(72) Заявитель и изобретатель:
ПОПОВ ПАВЕЛ ИВАНОВИЧ (RU)

(57) Способ включает установку в скважину НКТ, механического якоря, поворотного устройства, герметизирующего устройства, отклонителя, разъединителя, циркуляционного узла, пакера и воронки; установку гидромониторной насадки, навигационной системы, рабочего койла, устройства перераспределения потока, обратного клапана, подающего койла. Подачей азрированной жидкости в пространство НКТ/койл обеспечивается забойное давление ниже пластового и создается управляемый канал, вместе со шламом жидкость возвращается в скважину и поднимается по пространству НКТ/обсадная колонна. На поверхности жидкость очищают, обрабатывают и возвращают в скважину. После проходки рабочий койл извлекается из пласта, проводится промывка скважины на депрессии до полной очистки, отклонитель переводится в другую плоскость, цикл работ повторяют. Фрезерование окон для всех боковых стволов проводится заранее при подготовке скважины к работам. Заключительные работы проводятся без глушения продуктивного интервала.



A2

201700331

201700331

A2

МПК Е 21 В7/06, Е 21 В21/14, Е 21 В 29/06

СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДООТДАЧИ ПЛАСТОВ И ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН ПОСРЕДСТВОМ ГИДРОМОНИТОРНОГО РАДИАЛЬНОГО ВСКРЫТИЯ ПЛАСТА НА ДЕПРЕССИИ

Изобретение относится к нефтегазодобывающей промышленности, а именно к способам для промывки нефтегазоконденсатных скважин с использованием жидкостей и газов, включающим изменение площади дренирования и охвата скважин за счет создания боковых каналов фильтрации, а именно к методам повышения углеводородоотдачи пластов и интенсификации добычи нефтегазоконденсатных скважин посредством гидромониторного радиального вскрытия пласта.

Из уровня техники известен ряд способов бурения, например, способ, осуществляемый с помощью устройства для бурения (патент RU 2118440С1, 27.08.1998), включающий бурение основного ствола скважины и крепление его обсадной колонной с трубой с направляющим элементом, спуск бурильной колонны с двигателем, долотом и ориентированное бурение первого ответвления, при этом направляющий элемент отклоняет инструмент. В случае необходимости для облегчения ввода в одно из искривленных ответвлений в отклоняющее устройство может быть опущено устройство для повторного ввода, после этого аналогичным образом производят бурение второго ответвления.

Недостатками вышеуказанного способа являются сложность конструкции устройства, что ведет к повышению материальных затрат на строительство скважины, невозможность вовлечения основного ствола в эксплуатацию, так как направляющий элемент не извлекается из скважины, большой радиус искривления ствола, что приводит к необходимости бурения

протяженного интервала до входа ответвления в продуктивный пласт, необходимость обсаживать ответвление обсадной колонной и цементировать его.

Наиболее близким аналогом заявленного изобретения является способ гидравлического бурения (см.US2012/0186875 26.07.2012), включающий герметичную установку отклоняющего устройства с внутренней поверхностью рабочей колонны на дистальном конце рабочей колонны НКТ (насосно-компрессорной трубы), при этом отклонитель выполнен с проходящим в нем внутренним каналом, а бурильный инструмент, содержит бурильные НКТ с внутренним стволом, приближенным концом и дистальным концом, и устройство сквозного потока, имеющее не менее одного канала, обеспечивающего сообщение жидкости между затрубным пространством, образованным внутренней поверхностью рабочей колонны НКТ и внутренним стволом бурильных НКТ, когда бурильный инструмент вставляется в рабочую колонну НКТ, способ далее включает соединение бурильного инструмента с соединительной колонной, вхождение бурильного инструмента в рабочую колонну НКТ, вхождение, по крайней мере, части бурильных НКТ в отклонитель, подачу бурильной жидкости под давлением в затрубное пространство, образованное между рабочей колонной НКТ и соединительной колонной, при этом бурильная жидкость под давлением проходит через устройство сквозного потока в бурильную трубу и выходит на дистальном конце бурильных НКТ.

Недостатками наиболее близкого аналога является низкая эффективность способа, обусловленная низким охватом воздействием радиальными стволами продуктивной части пласта вследствие отсутствия навигации проводки стволов и управления их траекторией, отсутствием возможности бурить протяженные стволы из-за опасности неконтролируемого их

выхода за пределы пласта и проникновения в водоносные интервалы или проведением их в не продуктивной части разреза скважины.

Задача изобретения заключается в устранении указанных недостатков посредством создания нового высокоэффективного способа повышения углеводородоотдачи пластов и интенсификации добычи нефтегазоконденсатных скважин, открывающего дополнительные возможности извлечения углеводородов.

Техническим результатом заявленного изобретения является повышение продуктивности скважин и коэффициента извлечения углеводородов за счет дополнительного приращения площади дренирования; охвата воздействием; снятия скин - фактора и увеличения проводимости матрицы пласта; вскрытия продуктивного пласта без интервенции технологической жидкости в него с сохранением начальной проницаемости пласта, осуществляемой за счет контроля забойного давления ниже пластового при проходке боковых стволов, частным случаем работы в режиме на депрессии может быть условие равновесия, обеспечиваемое равенством забойного и пластового давления; обеспечение возможности адресного воздействия на пласт за счет направленного воздействия на залежь управляемыми боковыми каналами; возможность проведения интенсификации без воздействия на цементную крепь колонны значительным перепадом давления или химическим разрушением; возможность проведения интенсификации значительным перепадом давления или химическим разрушением; очистка ствола скважины при ее проводке - все это позволяет эффективно использовать изобретение как в карбонатных, так и в терригенных коллекторах.

Указанная задача изобретения решается созданием способа повышения углеводородоотдачи пластов и интенсификации добычи нефтегазоконденсатных скважин посредством гидромониторного

радиального вскрытия пласта на депрессии, включающего: установку в скважину высокопрочных НКТ (насосно-компрессорных труб), механического якоря, поворотного устройства, герметизирующего устройства, отклонителя с проходящим в нем внутренним каналом, привязкой и возможной ориентацией его в пространстве в интервале нижнего уровня проводки боковых стволов; установку ниже отклонителя последовательно разъединителя, циркуляционного узла, пакера и воронки; герметизацию устья скважины; установку внутрискважинного оборудования, состоящего из гидромониторной насадки, узла управления траекторией ствола, навигационной системы, рабочего койла, устройства перераспределения потока, обратного клапана, подающего койла; подачу азрированной жидкости в межколонное пространство НКТ/койл или одновременно в межколонное пространство НКТ/койл и во внутреннее пространство койла или отдельную закачку жидкости и газа по двум данным пространствам; перемещение гидромониторной насадки через герметизирующее устройство, через отклонитель в контакт с горной породой; проводка плановой протяженности радиального ствола на депрессии с использованием навигационной системы для контроля текущего положения ствола в пласте и текущего забойного давления, а также с использованием узла управления траекторией ствола для обеспечения проводки ствола по проектной траектории; после проходки по пласту рабочий койл с насадкой извлекается из пласта и проводится промывка скважины на депрессии до полного выноса шлама, посредством срабатывания механического поворотного устройства отклонитель переводится в другую плоскость, цикл работ повторяют для следующего бокового ствола ; в процессе проходки по пласту обеспечивается забойное давление ниже пластового или равное ему, что определяется плотностью жидкости, сниженной за счет азрации и, при необходимости, пенообразованием до необходимых значений и контролируемой расчетным соотношением газа и промывочной жидкости, подаваемой с

поверхности с возможностью менять такое соотношение в соответствии с измеряемым в боковом стволе фактическим забойным давлением; фрезерование окон для всех боковых стволов проводится заранее перед проведением основной операции по проходке боковых стволов посредством кольцевого фрезерования колонны или гидropескоструйной резки отдельных окон, при проходке бокового ствола определяют и изменяют траекторию ствола посредством снабжения рабочего койла узлом управления траекторией ствола и навигационным оборудованием.

В частном варианте выполнения способа повышения углеводородоотдачи пластов и интенсификации добычи нефтегазоконденсатных скважин посредством гидромониторного радиального вскрытия пласта на депрессии/равновесии для проводки радиальных стволов на последующих уровнях с заранее подготовленными окнами для проводки боковых стволов извлекают подающий и рабочий койл из НКТ, контроль давления в НКТ осуществляется путем запираания двухстворчатого обратного клапана, находящегося в компоновке НКТ, срывают НКТ с механического якоря, контроль давления в межколонном пространстве НКТ/обсадная колонна обеспечивается устьевым герметизирующим устройством, извлекают подгоночный патрубок НКТ, заранее установленный и равный длине перехода на следующий уровень, делают посадку НКТ на механический якорь, спускают в скважину рабочий койл с навигационной системой, узлом управления траекторией ствола, гидромониторной насадкой, после чего работы по проводке радиальных стволов на депрессии повторяют.

В частном варианте выполнения способа повышения углеводородоотдачи пластов и интенсификации добычи нефтегазоконденсатных скважин посредством гидромониторного радиального вскрытия пласта на депрессии/равновесии на этапе подготовки скважины к работам для прорезания окон в обсадной колонне спускают дополнительное гидropескоструйное устройство на колтюбинге,

производят абразивную резку прямоугольного отверстия с циркуляцией, переходят от одного места зарезки к другому путем механического срабатывания поворотного устройства на фиксированный дискретный угол, за один спуск гидropескоструйного устройства на колтюбинге проводят резку всех необходимых прямоугольных отверстий для проходки радиальных стволов в обсадной колонне на одном уровне, затем оборудование для гидropескоструйной резки поднимают и приступают к проводке боковых стволов

В другом частном варианте выполнения способа повышения углеводородоотдачи пластов и интенсификации добычи нефтегазоконденсатных скважин посредством гидромониторного радиального вскрытия пласта на депрессии, при подготовке скважины к работам, проводят кольцевое фрезерование обсадной колонны в интервалах планируемой проводки боковых стволов.

В частном варианте выполнения способа повышения углеводородоотдачи пластов и интенсификации добычи нефтегазоконденсатных скважин посредством гидромониторного радиального вскрытия пласта на депрессии осуществляют проведение заключительных работ на скважине после проводки всех боковых стволов, обеспечивающих извлечение технологического оборудования из скважины и спуск эксплуатационной компоновки (фонтанного лифта или насоса) без глушения скважины в интервале проведенных боковых стволов, путем установки отсекающей компоновки выше интервалов радиального вскрытия пласта, устанавливаемой перед подъемом технологического оборудования после окончания работ по проводке боковых стволов и устраняющей контакт жидкости глушения с продуктивным пластом в интервалах радиального вскрытия.

Краткое пояснение сущности изобретения представлено на графических материалах.

На фиг. 1 – Схема 1 заявленного способа,

На фиг. 2 – Схема 2 заявленного способа.

На фиг.1-2:

- 1 – обратный клапан,
- 2 - устройство перераспределения потока,
- 3 - механический якорь,
- 4 - поворотное устройство,
- 5 – герметизирующее устройство,
- 6 – отклонитель,
- 7 – навигационная система,
- 8 – узел управления траекторией ствола,
- 9 – гидромониторная насадка,
- 10 - устройство для гидropескоструйной резки,
- 11 – обсадная колонна,
- 12 – высокопрочные НКТ,
- 13 – подающий койл,
- 14 – рабочий койл,
- 15 – отфрезерованный по окружности участок («окно») в обсадной колонне,
- 16 – проходное отверстие («окно»), прорезанное в обсадной колонной гидropескоструйной резкой,
- 17 – разъединитель,
- 18 – циркуляционный узел,
- 19 – пакер,
- 20 - воронка.

Далее приводятся варианты, не являющиеся исчерпывающими.

На высокопрочных НКТ в подготовленную к радиальному вскрытию пласта скважину с отфрезерованными «окнами» в обсадной колонне в местах проведения боковых стволов спускается следующая компоновка: воронка, пакер, циркуляционный узел, разъединитель, отклонитель, герметизирующее устройство, поворотное устройство, механический якорь. Отклонитель устанавливается с привязкой, при необходимости с ориентацией гироскопом, в интервале нижнего уровня проводки радиальных стволов. В скважину (в НКТ 89 мм) спускается внутрискважинное оборудование на рабочем койле (гибкая насосно-компрессорная труба) 38 мм. Оно включает: гидромониторную насадку, узел управления траекторией ствола, навигационную систему, рабочий койл 38 мм расчетной длины, равный плановой протяженности радиальных стволов (до 500 м и более), устройство перераспределения потока, обратный клапан, подающий койл 38 мм. Далее проводится герметизация устья скважины, после этого в межколонное пространство подающий койл 38 мм/НКТ 89 мм подается жидкость вскрытия и инертный газ (криогенный азот), допуском подающего койла гидромониторная насадка с рабочим койлом перемещается через герметизирующее устройство, выходит через отклонитель на контакт с горной породой/цементом. Производится проводка плановой протяженности радиального ствола с контролем забойного давления ниже пластового или равного ему (на депрессии или в частном варианте депрессии - на равновесии) с использованием навигационной системы для контроля текущего положения ствола в пласте, а также с использованием узла управления траекторией ствола для обеспечения проводки ствола по проектной траектории. При этом аэрированная жидкость, пройдя по малому затрубью НКТ/койл, через устройство перераспределения потока, далее по рабочему койлу, через гидромониторную насадку попадает в

боковой ствол, создавая канал, и вместе с продуктами разрушения горной породы по проведенному боковому стволу возвращается в скважину и поднимается на устье по межколонному пространству НКТ/обсадная колонна. На поверхности промывочная жидкость дегазируется, очищается от углеводородов и продуктов разрушения горной породы, в случае необходимости проходит дополнительную химическую обработку и возвращается по круговой циркуляции в скважину. Отключается насос, и посредством перемещения койла через поворотное устройство, с гарантированной точностью поворачивается отклонитель за счет срабатывания механического поворотного устройства. Операция по проходке следующего ствола на депрессии или в частном варианте депрессии- на равновесии, повторяется. После проведения необходимого количества стволов на одном уровне переходят к полному подъему койла. Извлекают подгоночный патрубок, заранее накрученный в верхней части подвески НКТ расчетной длины для перехода на следующий уровень. При этом скважина не глушится, контроль давления в НКТ осуществляется путем запираания двухстворчатого обратного клапана, находящегося в компоновке НКТ, а контроль давления в межколонном пространстве НКТ/обсадная колонна обеспечивается устьевым герметизирующим устройством. Устанавливают отклонитель на НКТ в плановом интервале на механический якорь. Цикл работ повторяют. После проведения проектного количества радиальных стволов производят полный подъем койла. Работы проводятся без глушения, контроль давления в НКТ осуществляется путем запираания двухстворчатого обратного клапана, находящегося в компоновке НКТ, а контроль давления в межколонном пространстве НКТ/обсадная колонна обеспечивается устьевым герметизирующим устройством. Подвеска НКТ 89 мм снимается с якоря и поднимается на расчетную длину с установкой воронки выше интервалов проводки радиальных стволов, производится посадка пакера и его опрессовка по межколонному пространству НКТ/обсадная колонна.

Производят отсоединение подвески НКТ с отклонителем от пакера с циркуляционным узлом посредством срабатывания разъединителя и глушение над пакерного пространства скважины, при этом пакер и циркуляционный узел отсекают интервал радиального вскрытия пласта от контакта с жидкостью глушения, под пакерная зона не глушится. Глушат скважину, производят полный подъем НКТ с отклонителем. Дальнейшие работы могут проводиться по 2-м вариантам, с использованием различных типов циркуляционных узлов.

1 вариант относится к фонтанному способу эксплуатации скважин. Спускают в скважину эксплуатационные НКТ, оснащенные снизу верхней ответной частью разъединителя, соединяются с забойной компоновкой воронка/пакер/циркуляционный узел/нижняя ответная часть разъединителя. Скважину обвязывают фонтанной арматурой, подключают к коллектору (шлейфу), проводят необходимые опрессовочные работы перед запуском скважины. На колтюбинге с использованием аэрации для контроля забойного давления ниже пластового спускают ловитель для запорного клапана циркуляционного узла, соединяются с запорным клапаном и извлекают его из скважины. При этом забойное давление на протяжении всего цикла работ по радиальному вскрытию пласта находится ниже пластового давления или равное ему. Скважина переходит в режим фонтанирования.

Через открытый внутренний проход в циркуляционном узле, пакере и воронке возможно проведение геофизических работ в интервале продуктивного пласта, с использованием колтюбинга и азотирования возможны промывка забоя и повторная установка запорного клапана в циркуляционный узел с целью глушения скважины и проведения ее ремонта без контакта технологических жидкостей с продуктивным пластом. В случае необходимости извлечения забойной компоновки воронка/пакер/циркуляционный узел/нижняя ответная часть разъединителя

скважину глушат, натяжением НКТ переводят пакер в транспортное положение, производят промывку скважины и полный подъем эксплуатационных НКТ.

2 вариант относится к механизированному способу эксплуатации скважин. Производят спуск эксплуатационных НКТ с насосом на расчетную глубину. Скважину обвязывают фонтанной арматурой, подключают к коллектору, проводят необходимые опрессовочные работы перед запуском скважины, запускают скважину в коллектор. При снижении уровня жидкости до установленного значения циркуляционный узел обеспечивает соединение под пакерного пространства с над пакерным, тем самым осуществляется приток пластового флюида из пласта в скважину.

С целью промывки забоя скважины или проведения геофизических работ в интервале продуктивного пласта извлекают НКТ с насосом из скважины. Спускают в скважину технологические НКТ, оснащенные снизу верхней ответной частью разъединителя, соединяются с забойной компоновкой воронка/пакер/циркуляционный узел/нижняя ответная часть разъединителя. Далее, на колтюбинге с использованием аэрации для контроля забойного давления ниже пластового или равное ему спускают ловитель для запорного клапана циркуляционного узла, соединяются с запорным клапаном и извлекают его из скважины. При этом забойное давление находится ниже пластового давления или равное ему. Через открытый внутренний проход в циркуляционном узле, пакере и воронке на депрессии проводят промывку забоя и/или геофизические работы в интервале продуктивного пласта. После их окончания с использованием колтюбинга или канатной техники проводят повторную установку запорного клапана, проводят разъединение технологических НКТ с забойной компоновкой, глушение скважины, проводят подъем технологических НКТ и спуск эксплуатационных НКТ с насосом,

запускают скважину в работу. В случае необходимости извлечения забойной компоновки воронка/пакер/циркуляционный узел/нижняя ответная часть разъединителя при спущенных технологических НКТ, заглушенной скважины и соединении с забойной компоновкой натяжением НКТ переводят пакер в транспортное положение, производят промывку скважины и полный подъем технологических НКТ.

Ниже приводится еще один из возможных примеров с вариацией по двум способам (см. пример и фиг. 1, фиг. 2 ниже) осуществления изобретения, никоим образом не ограничивающий все возможные варианты его реализации. Для удобства пример приведен со ссылками на графические материалы.

[1] В заглушенную и подготовленную для проведения радиального вскрытия пласта (РВП) на депрессии или в частном варианте депрессии- на равновесии, скважину на высокопрочных НКТ (12) спускают компоновку, состоящую из воронки (20), пакера (19), циркуляционного узла (18), разъединителя (17), отклонителя (6), имеющего проходной канал с боковым выходом, герметизирующего устройства (5), поворотного устройства (4), механического якоря (3).

В компоновку также могут быть включены дополнительные элементы, не ограниченные данным перечнем: компенсатор линейных напряжений, второй разъединитель, устанавливаемый выше отклонителя, обратные проходные клапана и другое.

Геофизическим методом отклонитель привязывается боковым каналом к интервалу отфрезерованной по окружности обсадной колонны (15). Производят посадку компоновки НКТ на механический якорь (3) с учетом привязки таким образом, чтобы выход отклонителя (6) совпадал с

открытой (отфрезерованной по окружности) частью обсадной колонны (15).

[2] Существует другой способ (см. фиг. 2) обеспечения сообщения бокового выхода отклонителя (6) с пластом посредством использования гидropескоструйной резки «окна» прямоугольного сечения (16) в обсадной колонне (11). Для выполнения данной задачи в нефрезерованную обсадную колонну спускается вышеописанная компоновка, производится ее посадка на механический якорь (3) с привязкой геофизическим методом.

[3] Далее в НКТ (12) на койле (13) спускается устройство для гидropескоструйной резки (10), которое входит в сочленение с отклонителем и концом с насадкой направляется в стенку обсадной колонны (11). Закачкой жидкости в койл (13) создается циркуляция жидкости с выходом из скважины по межколонному пространству между обсадной колонной (11) и НКТ (12). В поток жидкости на поверхности добавляется абразивный материал (кварцевый песок, проппант и т.п.), который проходя через насадку устройства (10) разрушает стенку обсадной колонны с созданием проходного отверстия (16). Создание прямоугольного сечения проходного отверстия (16) обеспечивается передвижением вниз насадки устройства для пескоструйной резки (10).

За один спуск гидropескоструйного устройства на колтюбинге проводят резку всех необходимых прямоугольных отверстий для проходки радиальных стволов на одном уровне, используя фиксированный поворот отклонителя за счет срабатывания механического поворотного устройства с дискретным углом поворота.

[4] В скважину (фиг. 1) в НКТ (12) на подающем койле (13) с устройством перераспределения потока (2), обратным клапаном (1) спускают

компоновку для РВП, состоящую из гидромониторной насадки (9), узла управления траекторией ствола (8), навигационной системы (7), рабочего койла (14). В компоновку для РВП также могут быть включены дополнительные элементы, не ограниченные данным перечнем внутрискважинного оборудования.

[5] При спуске койла (14) и (13) в НКТ (12) производится подача азрированной азотом промывочной жидкости в межколонное пространство койл (13)/НКТ (12) для выравнивания давления в скважине. При достижении глубины установки механического якоря (3), производится увеличение расхода закачки промывочной жидкости азрированной азотом до проектного режима, достигается полная циркуляция с выходом раствора по межколонному пространству НКТ (12) /обсадная колонна (11). Производится проводка плановой протяженности радиального ствола на депрессии или в частном варианте депрессии- на равновесии, с использованием навигационной системы (7) для контроля текущего положения ствола в пласте, а также с использованием узла управления траекторией ствола (8) для обеспечения проводки ствола по проектной траектории и гидромониторной насадки (9) для создания бокового канала. Промывочная жидкость, выходящая из скважины, направляется через систему дегазации и очистки обратно в скважину.

[6] Посредством спуска койла (13) достигается продвижение койла (14) вниз, обеспечивается выход гидромониторной насадки (9) из отклонителя (6) и обсадной колонны (11), далее производится гидромониторная проходка радиального ствола на депрессии или в частном варианте депрессии- на равновесии, по продуктивному пласту проектной протяженности.

[7] Определение географических координат забоя радиального ствола в пласте и их привязка к литологическому разрезу осуществляется посредством навигационной системы (7), передающей информацию на поверхность по кабельному каналу связи. С целью проводки радиального ствола по проектной траектории, изменения его траектории при сближении с границей выбранного интервала пласта используется узел управления траекторией ствола (8), управляемый с поверхности по гидравлическому или кабельному каналу связи.

[8] После достижения проектной конечной точки (забоя) радиального ствола извлекают гидромониторную насадку (9) на койле (14) из пласта с размещением ее ниже герметизирующего устройства (5). Посредством промывки с аэрацией азотом на депрессии или в частном варианте депрессии- на равновесии, достигают полной очистки от шлама межколонного пространства НКТ (12)/обсадная колонна (11).

[9] После остановки циркуляции (скважина не глушится и находится под избыточным устьевым давлением) спускоподъемной операцией койла (14) с проходом через поворотное устройство (4) необходимое количество раз (каждое прохождение койла через поворотное устройство обеспечивает разворот отклонителя на определенный дискретный угол) достигают разворота отклонителя на угол, запроектированный для проходки следующего ствола.

[10] В тех случаях, когда при подготовке скважины к радиальному вскрытию пласта было проведено кольцевое фрезерование обсадной колонны или за один спуск гидропескоструйного устройства на колтюбинге проведена резка всех необходимых прямоугольных отверстий для проходки радиальных стволов на одном уровне, приступают к операции [6], далее последовательно выполняя операции [7], [8], [9].

[11] С целью перехода на последующий по разрезу уровень проходки радиальных стволов (скважина не глушится и находится под избыточным устьевым давлением), после выполнения проходки всех запланированных радиальных стволов на одном уровне производят подъем из скважины компоновки на койле (13), (14). Контроль давления в НКТ осуществляется путем запираания двухстворчатого обратного клапана, находящегося в компоновке НКТ, а контроль давления в межколонном пространстве НКТ/обсадная колонна обеспечивается устьевым герметизирующим устройством. Производят срыв НКТ (12) с механического якоря (3) и извлекают из скважины подгоночный патрубок НКТ расчетной длины (установленный заранее), обеспечивающий подъем отклонителя на следующий верхний уровень.

[12] Производят посадку компоновки НКТ на механический якорь (3) таким образом, чтобы выход отклонителя (6) совпадал с открытой (отфрезерованной) частью обсадной колонны (15).

[13] Для проводки радиальных стволов на депрессии или в частном варианте депрессии- на равновесии на каждом уровне разреза скважины последовательно выполняются работы [4], [5], [6], [7], [8], [9].

[14] Для перехода на каждый последующий уровень с целью проводки следующих проектных радиальных стволов на депрессии или в частном варианте депрессии- на равновесии, выполняются работы [11], [12].

[15] Работы по проводке радиальных стволов на депрессии или в частном варианте депрессии- на равновесии, на каждом уровне разреза скважины последовательно повторяются [4], [5], [6], [7], [8], [9].

[16] После проводки запланированного количества радиальных стволов на всех уровнях разреза скважины, промывки скважины от шлама поднимают койл (13) и койл (14). Все работы проводятся без глушения, контроль давления в НКТ(12) осуществляется путем запираания двухстворчатого обратного клапана, находящегося в компоновке НКТ(12), а контроль давления в межколонном пространстве НКТ(12)/обсадная колонна(11) обеспечивается устьевым герметизирующим устройством, НКТ(12) снимается с якоря(3) и поднимается на расчетную длину с установкой воронки(20) выше интервалов проводки радиальных стволов, производится посадка пакера (19) и его опрессовка по межколонному пространству НКТ(12)/обсадная колонна(11). Производят отсоединение НКТ(12) с отклонителем(6) от пакера(19) с циркуляционным узлом(18) и воронкой (20) посредством срабатывания разъединителя(17) и глушение над пакерного пространства скважины, при этом пакер(19) и циркуляционный узел(18) отсекают интервал радиального вскрытия пласта от контакта с жидкостью глушения, под пакерная зона не глушится. Глушат скважину, производят полный подъем НКТ(12) с отклонителем(6), герметизирующим устройством (5), поворотным устройством (4), механическим якорем (3). Дальнейшие работы могут проводиться по 2-м вариантам, с использованием различных типов циркуляционных узлов (18).

1 вариант относится к фонтанному способу эксплуатации скважин. Спускают в скважину эксплуатационные НКТ, оснащенные снизу верхней ответной частью разъединителя(17), соединяются с забойной компоновкой воронка(20)/пакер(19)/циркуляционный узел18/нижняя ответная часть разъединителя(17). Скважину обвязывают фонтанной арматурой, подключают к коллектору (шлейфу), проводят необходимые опрессовочные работы перед запуском скважины. На колтюбинге с использованием аэрации для контроля забойного давления ниже

пластового или равного ему спускают ловитель для запорного клапана циркуляционного узла(18), соединяются с запорным клапаном и извлекают его из скважины. При этом забойное давление на протяжении всего цикла работ по радиальному вскрытию пласта находится ниже пластового давления или равное ему. Скважина переходит в режим фонтанирования.

Через открытый внутренний проход в циркуляционном узле(18), пакере (19) и воронке(20) возможно проведение геофизических работ в интервале продуктивного пласта, с использованием колтюбинга и азотирования возможны промывка забоя и повторная установка запорного клапана в циркуляционный узел (18) с целью глушения скважины и проведения ее ремонта без контакта технологических жидкостей с продуктивным пластом. В случае необходимости извлечения забойной компоновки воронка(20)/пакер(19)/циркуляционный узел(18)/нижняя ответная часть разъединителя(17) после глушения скважины натяжением НКТ переводят пакер(19) в транспортное положение, производят промывку скважины и полный подъем эксплуатационных НКТ.

2 вариант относится к механизированному способу эксплуатации скважин.

Производят спуск эксплуатационных НКТ с насосом на расчетную глубину. Скважину обвязывают фонтанной арматурой, подключают к коллектору, проводят необходимые опрессовочные работы перед запуском скважины, запускают скважину в коллектор. При снижении уровня жидкости до установленного значения циркуляционный узел(18) обеспечивает соединение под пакерного пространства с над пакерным, тем самым осуществляется приток пластового флюида из пласта в скважину.

С целью промывки забоя скважины или проведения геофизических работ в интервале продуктивного пласта извлекают НКТ с насосом из скважины.

Спускают в скважину технологические НКТ, оснащенные снизу верхней ответной частью разъединителя(17), соединяются с забойной компоновкой

воронка(20)/пакер(19)/циркуляционный узел(18)/нижняя ответная часть разъединителя(17). Далее, на колтубинге с использованием аэрации для контроля забойного давления ниже пластового или равного ему спускают ловитель для запорного клапана циркуляционного узла(18), соединяются с запорным клапаном и извлекают его из скважины. При этом забойное давление находится ниже пластового давления или равное ему. Через открытый внутренний проход в циркуляционном узле(18), пакере(19) и воронке(20) проводят промывку забоя и/или геофизические работы в интервале продуктивного пласта. После их окончания с использованием колтубинга или канатной техники проводят повторную установку запорного клапана в циркуляционный узел(18), проводят разъединение технологических НКТ с забойной компоновкой, проводят подъем технологических НКТ и спуск эксплуатационных НКТ с насосом, запускают скважину в работу. В случае необходимости извлечения забойной компоновки воронка(20)/пакер(19)/циркуляционный узел(18)/нижняя ответная часть разъединителя(17) при спущенных технологических НКТ, глушении скважины и соединении с забойной компоновкой, натяжением НКТ переводят пакер(19) в транспортное положение, производят промывку скважины и полный подъем технологических НКТ.

Таким образом, применение заявленного способа обеспечивает:

- повышение продуктивности скважин и коэффициента извлечения углеводородов за счет дополнительного приращения площади дренирования, охвата воздействием, снятия скин – фактора и увеличения проводимости матрицы пласта;
- применение технологии в условиях аномально-низких пластовых давлениях разработки залежей углеводородов;

- увеличение эффективности применения данной технологии РВП на депрессии или в частном варианте депрессии- на равновесии, в сравнении с предыдущими аналогами и прототипами технологий повышения отдачи пластов на репрессии за счет сохранения начальной проницаемости продуктивного пласта;
- возможность разработки не традиционных залежей углеводородов;
- возможность адресного воздействия на пласт за счет направленной проводки управляемых боковых стволов большой протяженности;
- возможность проведения интенсификации без воздействия на цементную крепь колонны значительным перепадом давления и химическим разрушением;
- возможность проведения интенсификации с воздействием на пласт значительным перепадом давления или химическим разрушением;
- очистку ствола скважины при ее проводке, что позволяет эффективно использовать технологию, как в карбонатных, так и в терригенных пластах;
- возможность производить на депрессии промывку забоя скважины и выполнять геофизические работы в интервале пласта, проводить различные виды ремонта скважины без контакта технологических жидкостей с продуктивным пластом, извлекать отсекающую компоновку из заглушенной скважины при необходимости.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ повышения углеводородоотдачи пластов и интенсификации добычи нефтегазоконденсатных скважин посредством гидромониторного радиального вскрытия пласта на депрессии, включающий установку в скважину высокопрочных НКТ (насосно-компрессорных труб), механического якоря, поворотного устройства, герметизирующего устройства, отклонителя с проходящим в нем внутренним каналом, привязкой и возможной ориентацией его в пространстве в интервале нижнего уровня проводки боковых стволов, установку ниже отклонителя последовательно разъединителя, циркуляционного узла, пакера и воронки; герметизацию устья скважины; установку внутрискважинного оборудования, состоящего из гидромониторной насадки, узла управления траекторией ствола, навигационной системы, рабочего койла, устройства перераспределения потока, обратного клапана, подающего койла; подачу азрированной жидкости в межколонное пространство НКТ/койл или одновременно в межколонное пространство НКТ/койл и во внутреннее пространство койла или отдельную закачку жидкости и газа по данным двум пространствам, при этом азрированная жидкость, пройдя по малому затрубю НКТ/койл, через устройство перераспределения потока, далее по рабочему койлу, через гидромониторную насадку попадает в боковой ствол, создавая канал, и вместе с продуктами разрушения горной породы по проведенному стволу возвращается в скважину и поднимается на устье по межколонному пространству НКТ/обсадная колонна, на поверхности промывочную жидкость дегазируют, очищают от

углеводородов и продуктов разрушения горной породы, в случае необходимости проводят её дополнительную химическую обработку и возвращают по круговой циркуляции в скважину; перемещение гидромониторной насадки через герметизирующее устройство, через отклонитель в контакт с горной породой; проводку плановой протяженности радиального ствола на депрессии, когда в процессе проходки по пласту обеспечивается забойное давление ниже пластового или равное ему, что определяется плотностью промывочной жидкости, сниженной за счет аэрации и, при необходимости, пенообразованием до необходимых значений и контролируемой расчетным соотношением газа и промывочной жидкости, подаваемой с поверхности с возможностью менять такое соотношение в соответствии с измеряемым в боковом стволе фактическим забойным давлением; после проходки по пласту рабочий койл с насадкой извлекается из пласта и проводится промывка скважины на депрессии (забойное давление ниже или равно пластовому) до полного выноса шлама, посредством срабатывания механического поворотного устройства отклонитель переводится в другую плоскость, цикл работ повторяют для следующего бокового ствола; фрезерование окон для всех боковых стволов проводится заранее перед проведением основной операции по проходке боковых стволов посредством кольцевого фрезерования колонны или гидropескоструйной резки отдельных окон; при проводке бокового ствола определяют и изменяют траекторию ствола посредством снабжения рабочего койла узлом управления траекторией ствола и навигационным оборудованием.

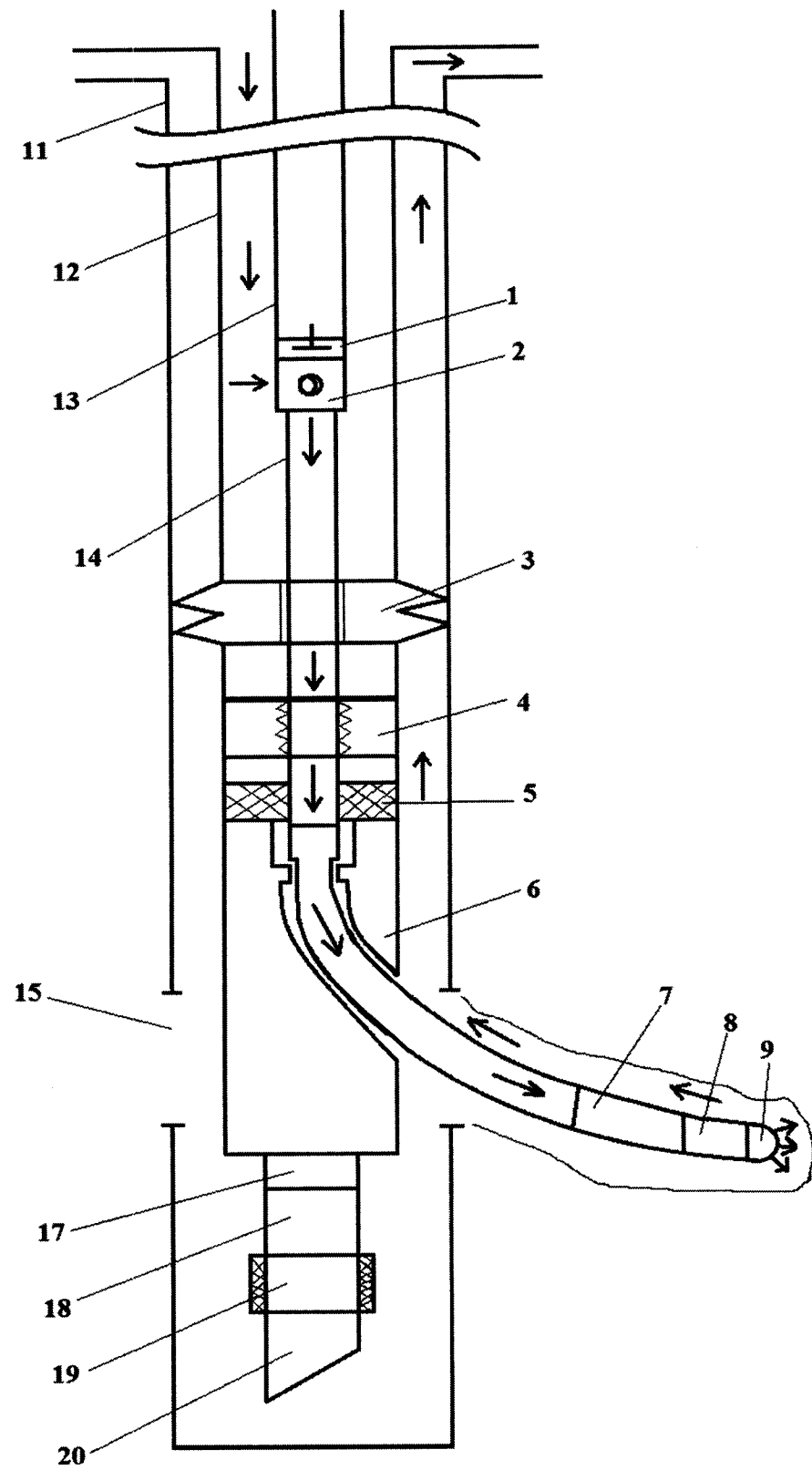
2. Способ повышения углеводородоотдачи пластов и интенсификации добычи нефтегазоконденсатных скважин посредством гидромониторного радиального вскрытия пласта на депрессии по

п.1, отличающийся тем, что для проводки радиальных стволов на последующих уровнях с заранее подготовленными окнами для проводки боковых стволов извлекают подающий и рабочий койл из НКТ, контроль давления в НКТ осуществляется путем запираания двухстворчатого обратного клапана, находящегося в компоновке НКТ, срывают НКТ с механического якоря, контроль давления в межколонном пространстве НКТ/обсадная колонна обеспечивается устьевым герметизирующим устройством, извлекают подгоночный патрубок НКТ, заранее установленный и равный длине перехода на следующий уровень, делают посадку НКТ на механический якорь, спускают в скважину рабочий койл с навигационной системой, узлом управления траекторий ствола, гидромониторной насадкой, после чего работы по проводке радиальных стволов на депрессии повторяют.

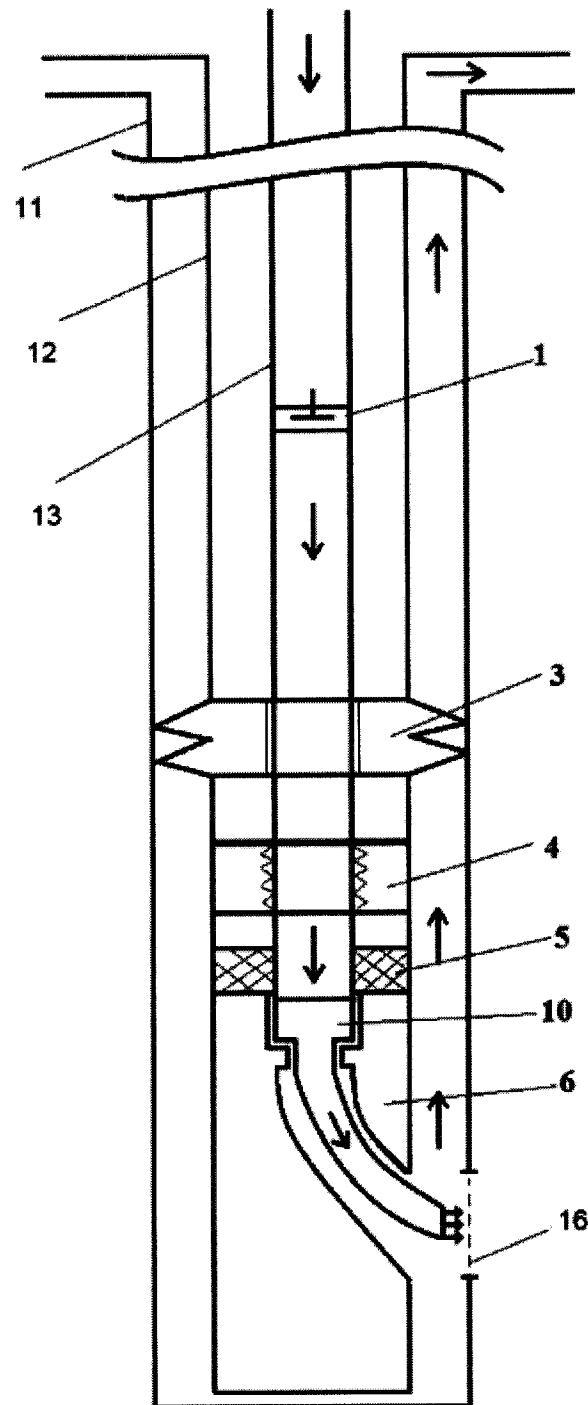
3. Способ повышения углеводородоотдачи пластов и интенсификации добычи нефтегазоконденсатных скважин посредством гидромониторного радиального вскрытия пласта на депрессии по п.1, отличающийся тем, что на этапе подготовки скважины к работам для прорезания окон в обсадной колонне спускают дополнительное гидropескоструйное устройство на колтюбинге, производят абразивную резку прямоугольного отверстия с циркуляцией, переходят от одного места зарезки к другому путем механического срабатывания поворотного устройства на фиксированный дискретный угол, за один спуск гидropескоструйного устройства на колтюбинге проводят резку всех необходимых прямоугольных отверстий для проходки радиальных стволов в обсадной колонне на одном уровне, затем оборудование для гидropескоструйной резки поднимают и приступают к проводке боковых стволов.
4. Способ повышения углеводородоотдачи пластов и интенсификации добычи нефтегазоконденсатных скважин посредством

гидромониторного радиального вскрытия пласта на депрессии по п.1, отличающийся тем, при подготовке скважины к работам по радиальному вскрытию пласта, проводят кольцевое фрезерование обсадной колонны в интервалах планируемой проводки боковых стволов.

5. Способ повышения углеводородоотдачи пластов и интенсификации добычи нефтегазоконденсатных скважин посредством гидромониторного радиального вскрытия пласта на депрессии по п.1, отличающийся тем, что осуществляют проведение заключительных работ на скважине после проводки всех боковых стволов, обеспечивающих извлечение технологического оборудования из скважины и спуск эксплуатационной компоновки (фонтанного лифта или насоса) без глушения скважины в интервале проведенных боковых стволов, путем установки отсекающей компоновки выше интервалов радиального вскрытия пласта, устанавливаемой перед подъемом технологического оборудования после окончания работ по проводке боковых стволов и устранивающей контакт жидкости глушения с продуктивным пластом в интервалах радиального вскрытия.



ФИГ.1



ФИГ. 2