



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК

E21B 43/267 (2018.01); E21B 43/114 (2018.01)

(21)(22) Заявка: 2017136233, 12.10.2017

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:  
12.10.2017

Дата регистрации:  
21.09.2018

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 12.10.2017

(45) Опубликовано: 21.09.2018 Бюл. № 27

Адрес для переписки:

423236, Респ. Татарстан, г. Бугульма, ул. М.  
Джалиля, 32, ПАО "Татнефть" им. В.Д.  
Шашина институт "ТатНИПИнефть", Сектор  
создания и развития промышленной  
собственности

(72) Автор(ы):

Насыбуллин Арслан Валерьевич (RU),  
Салимов Олег Вячеславович (RU),  
Зиятдинов Радик Зяузатович (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Публичное акционерное общество  
"Татнефть" имени В.Д. Шашина (RU)

(56) Список документов, цитированных в отчете  
о поиске: RU 2537719 C1, 10.01.2015. RU  
2526062 C1, 20.08.2014. RU 2539469 C1,  
20.01.2015. RU 2601881 C1, 10.11.2016. RU  
2618249 C1, 03.05.2017. US 20140083687 A1,  
27.03.2014.

(54) Способ многократного гидравлического разрыва пласта в открытом стволе наклонной скважины

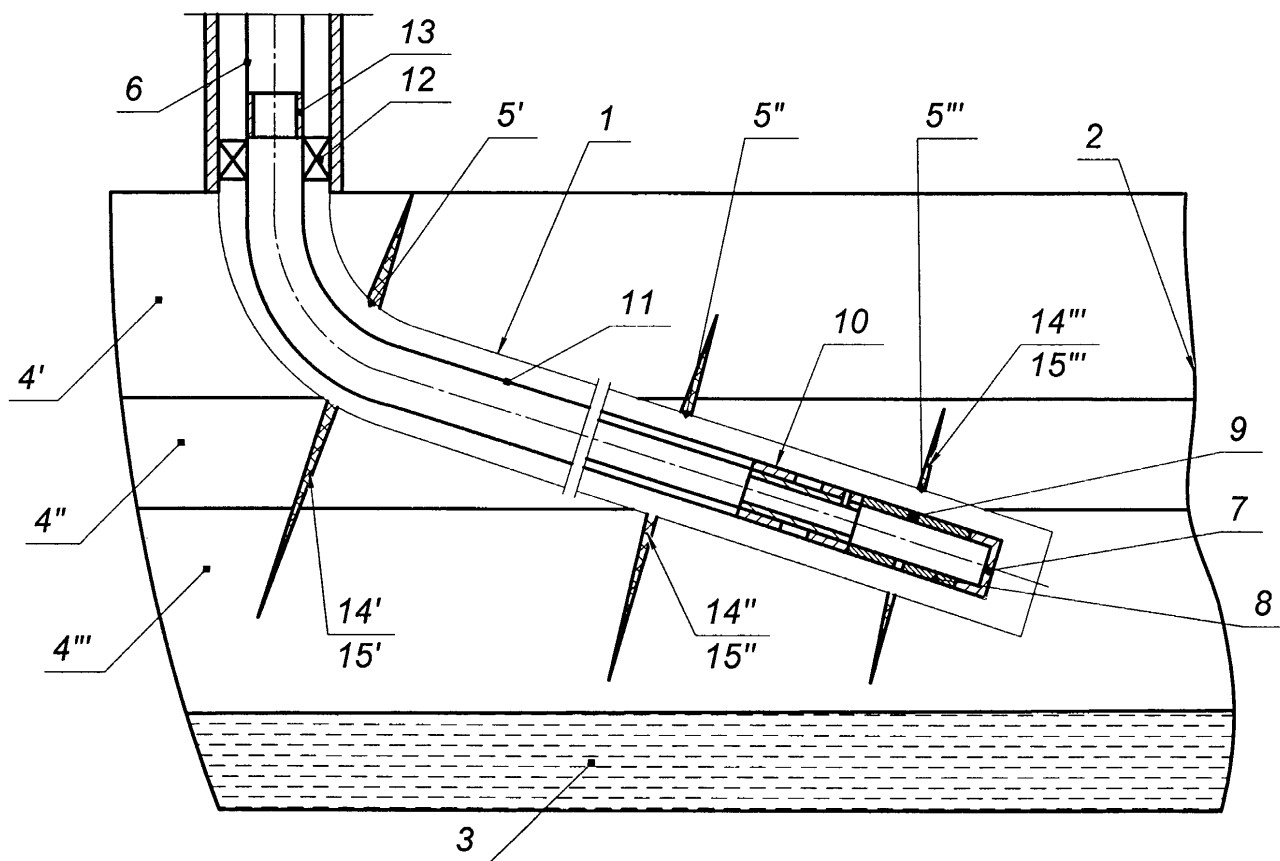
(57) Реферат:

Изобретение относится к способам гидравлического разрыва в открытых стволах горизонтальных скважин, вскрывших многопластовую продуктивную залежь нефти с низкими фильтрационно-емкостными свойствами с подошвенной водой в карбонатных породах. Способ включает бурение скважины в продуктивном пласте, определение фильтрационно-емкостных свойств пород и выявление интервалов продуктивного пласта с низкими фильтрационно-емкостными свойствами пород, спуск колонны труб в скважину, проведение поинтервального ГРП в открытом стволе скважины путем формирования перфорационных каналов и трещин закачкой гелированной жидкости разрыва. На устье скважины на нижний конец колонны труб снизу вверх устанавливают следующую компоновку: заглушку, гидромониторную насадку с соплами, перепускной клапан, хвостовик, технологический пакер, свабный ограничитель, спускают колонну

труб с компоновкой в наклонный ствол скважины так, чтобы сопла гидромониторной насадки располагались напротив интервала с низкими фильтрационно-емкостными свойствами, соответствующего верхнему продуктивному пласту, производят в этом интервале ГРП с формированием трещины закачкой гелированной жидкости, в качестве которой используют гелированную кислоту, и креплением трещины проппантом, по окончании проведения ГРП перемещают колонну труб с компоновкой в следующий интервал с низкими фильтрационно-емкостными свойствами, соответствующий нижележащему продуктивному пласту, и производят ГРП с формированием трещины и креплением трещины проппантом, аналогичным образом перемещая колонну труб с компоновкой к забою скважины, выполняют ГРП в оставшихся интервалах с низкими фильтрационно-емкостными свойствами в соответствующих нижележащих продуктивных пластах, причем с

каждым последующим выполнением поинтервального ГРП сокращают длину формируемой трещины путем снижения объемов закачиваемой гелированной кислоты и концентрации проппанта для крепления сформировавшейся трещины в каждом интервале проведения ГРП, причем используют проппант фракции 40/70 меш., по окончании выполнения ГРП в колонну труб сбрасывают шар, создают в колонне труб давление, достаточное для разрушения срезного винта перепускного клапана, при этом втулка перепускного клапана перемещается вниз и герметично изнутри перекрывает сопла гидромониторной насадки, сажают технологический пакер в обсаженной

части скважины и осваивают скважину со снижением уровня жидкости до 1000 м, с откачкой жидкости из скважины в желобную емкость в объеме  $25 \text{ м}^3$ , с отбором проб на pH фактор, если значение pH менее 4, продолжают откачку до pH более 4, с отбором проб через каждые  $10 \text{ м}^3$  откачанной жидкости, после чего прекращают освоение скважины, распаковывают технологический пакер и извлекают колонну труб с компоновкой из скважины. Технический результат заключается в повышении эффективности реализации способа в многопластовой залежи с подошвенной водой. 3 ил.



Фиг. 1



FEDERAL SERVICE  
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

## (12) ABSTRACT OF INVENTION

(52) CPC

E21B 43/267 (2018.01); E21B 43/114 (2018.01)

(21)(22) Application: 2017136233, 12.10.2017

(24) Effective date for property rights:  
12.10.2017

Registration date:  
21.09.2018

Priority:

(22) Date of filing: 12.10.2017

(45) Date of publication: 21.09.2018 Bull. № 27

Mail address:

423236, Resp. Tatarstan, g. Bugulma, ul. M.  
Dzhalilya, 32, PAO "Tatneft" im. V.D. Shashina  
institut "TatNIPIneft", Sektor sozdaniya i razvitiya  
promyshlennoj sobstvennosti

(72) Inventor(s):

Nasybullin Arslan Valerevich (RU),  
Salimov Oleg Vyacheslavovich (RU),  
Ziyatdinov Radik Zyauzyatovich (RU)

(73) Proprietor(s):

Publichnoe aktsionernoe obshchestvo "Tatneft"  
imeni V.D. Shashina (RU)

## (54) METHOD OF MULTIPLE HYDRAULIC FRACTURING OF FORMATION IN OPEN INCLINED WELL HOLE

(57) Abstract:

FIELD: mining.

SUBSTANCE: invention relates to methods of hydraulic fracturing in open boreholes of horizontal wells that have opened up a multi-layer productive oil reservoir with low filtration-capacity properties with plantar water in carbonate rocks. Method includes drilling a well in a productive formation, determining the reservoir properties and identifying reservoir intervals with low reservoir rock properties, running the tubing string into the well, performing interval HF in an open wellbore by forming perforations and cracks by injecting a gelled fracturing fluid. At the mouth of the well, the following arrangement is set up from the bottom of the pipe string: a plug, a jet nozzle with nozzles, a bypass valve, a shank, a process packer; run the pipe string with the arrangement into the inclined wellbore so that the nozzles of the jetting nozzle are located opposite the interval with low filtration and capacitive properties corresponding to the upper productive formation, carry out HF in this interval, fracturing is generated by pumping a gelled liquid,

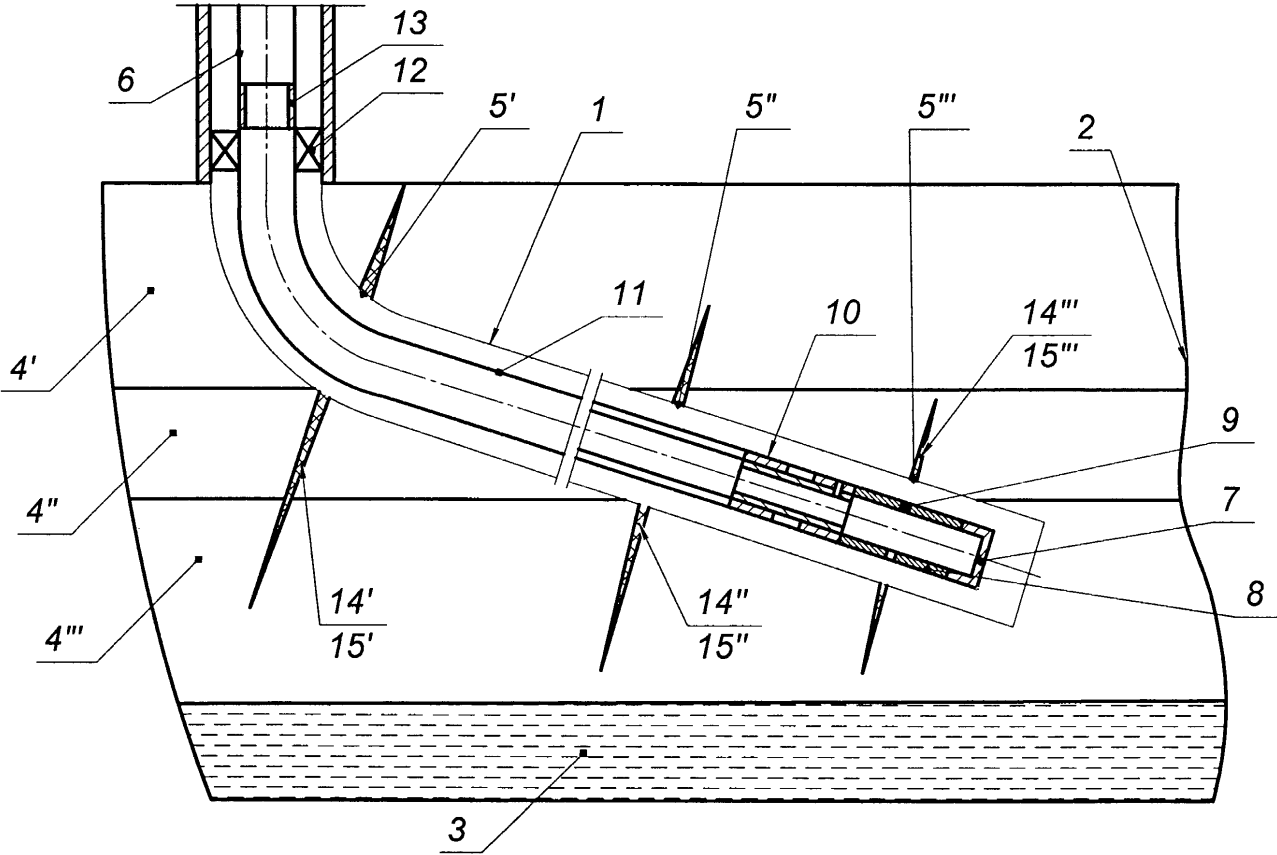
which is used as the gelled acid, and fixing the fracture with proppant, at the end of the HF, move pipe string to the next interval with low filtration-capacitive properties corresponding to the underlying productive formation, and carry out HF with fracture formation and proppant crack attachment, likewise moving the pipe string with the arrangement to the bottom of the well, perform HF in the remaining intervals with low filtration-capacitive properties in the corresponding lower-lying productive formations, and with each subsequent execution of the interval HF, the length of the formed fracture is reduced by reducing the volumes of injected gelled acid and the concentration of proppant to fix the formed fracture in each interval of the HF, and a 40/70 mesh proppant is used, after the completion of the HF, a ball is dropped into the tubing string, the pressure in the tubing string is sufficient to break the shear bolt of the bypass valve, while the relief valve sleeve moves downwardly and seals the nozzles of the jetting nozzle from the inside, plant the technological packer in the cased part of the well and develop the well

with a decrease in the liquid level to 1,000 m, with the pumping of liquid from the borehole into the chute tank in a volume of 25 m<sup>3</sup>, with sampling at pH, if the pH value is less than 4, continue pumping to a pH of more than 4, with sampling every 10 m<sup>3</sup> of the evacuated

liquid, after which the development of the well is stopped, the process packer is unpacked and the tubing string is removed with the assembly from the well.

EFFECT: technical result is increased efficiency of the method in a multi-layer reservoir with plantar water.

1 cl, 3 dwg



Фиг. 1

RU 2667561 C1

RU 2667561 C1

Изобретение относится к нефтегазодобывающей промышленности, в частности к способам гидравлического разрыва в открытых стволах горизонтальных скважин, вскрывших многопластовую продуктивную залежь нефти с низкими фильтрационно-емкостными свойствами с подошвенной водой в карбонатных породах.

Известен способ гидравлического разрыва пласта (RU №2311528, МПК E21B 43/26, опубл. 27.11.2007 в бюл. №33), включающий вскрытие пласта вертикальной или наклонной скважиной, размещение в ней в заданном интервале пласта гидромониторного инструмента с серией струйных насадок, закачку рабочей жидкости через струйные насадки гидромониторного инструмента для образования каверн в пласте, последующий разрыв пласта из каверн за счет давления торможения в них струи, при этом используют гидромониторный инструмент с серией струйных насадок, расположенных вдоль инструмента в две линии с фазировкой 180° и расстоянием между насадками в линии не более двух диаметров обсадной колонны. Гидромониторный инструмент поворачивают на заданный угол для изменения направления развития каждой последующей трещины, при этом трещины образуют при давлении в обсадной колонне ниже бокового горного давления. В качестве рабочей жидкости используют жидкость, родственную пластовой жидкости.

Недостатки способа:

- во-первых, применение для создания направления трещин перед гидравлическим разрывом пласта (ГРП) гидропескоструйной перфорации, которая производит вскрытие обсадной колонны и продуктивного пласта рабочей жидкостью (смесь песка с водой). В процессе вскрытия продуктивного пласта терригенного типа, содержащего глинистые пропластки и глинистый цемент (карбонатный цемент), происходит их взаимодействие с водой, что приводит к набуханию глины и выпадению в осадок солей, а впоследствии к снижению проницаемости породы, что оказывает отрицательное влияние на образование щелей (каверн) и на проведение ГРП по закачке жидкости разрыва и песконосителя;

- во-вторых, осаждение песка по всей длине горизонтального ствола скважины в процессе проведения гидропескоструйной перфорации для создания направления ГРП, что требует проведения дополнительных работ по промывке скважины перед проведением ГРП.

Наиболее близким по технической сущности и достигаемому результату является способ многократного гидравлического разрыва пласта в открытом стволе горизонтальной скважины (RU №2537719, МПК E21B 43/267, опубл. 10.01.2015 в бюл. №1), включающий бурение горизонтального ствола скважины в нефтенасыщенной части продуктивного пласта скважины, спуск колонны труб в скважину, формирование перфорационных каналов и трещин с помощью ГРП в стволе горизонтальной скважины последовательно, начиная с конца, дальнего от оси вертикального ствола скважины, сообщающих горизонтальный ствол скважины с продуктивным пластом. При проведении очередного гидравлического разрыва участок, через который производят ГРП, изолируют от остальной части колонны пакером. В процессе бурения горизонтального ствола скважины определяют фильтрационно-емкостные свойства пород и выявляют интервалы продуктивного пласта с низкими фильтрационно-емкостными свойствами пород. По окончании бурения на устье скважины на нижний конец колонны труб устанавливают заглушку с механическим пакером, а выше располагают гидромониторную насадку с соплами. Спускают колонну труб в скважину так, чтобы сопла гидромониторной насадки располагались напротив интервала нефтенасыщенной части пласта, ближайшего к забою скважины, с низкими

фильтрационно-емкостными свойствами. Производят посадку механического пакера в горизонтальном стволе. С устья скважины с помощью насосного агрегата закачивают технологическую жидкость и определяют давление гидроразрыва породы в заданном интервале горизонтального ствола, производят распакеровку, перемещают колонну труб от забоя к устью в следующий интервал нефтенасыщенной части пласта с низкими фильтрационно-емкостными свойствами, аналогичным образом определяют давление гидроразрыва пород в других интервалах нефтенасыщенной части пласта с низкими фильтрационно-емкостными свойствами, далее определяют объемы гелированной жидкости разрыва и кислоты для каждого интервала нефтенасыщенной части пласта с низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Затем перемещают колонну труб в интервал продуктивного пласта, ближайший к забою скважины, с низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Производят посадку механического пакера, с устья скважины с помощью насосного агрегата закачивают гелированную жидкость разрыва по колонне труб через сопла гидромониторной насадки и формируют перфорационные каналы, после чего, не прекращая закачку гелированной жидкости разрыва по колонне труб, создают давление ГРП, соответствующее данному интервалу нефтенасыщенной части продуктивного пласта. После падения давления закачки гелированной жидкости разрыва в колонне труб на 30% формируют трещины гидроразрыва, для этого в кольцевое пространство скважины закачивают кислоту с переменным расходом, обеспечивающим поддержание давления закачки гелированной жидкости разрыва по колонне труб на 10% меньше давления ГРП для данного интервала нефтенасыщенной части продуктивного пласта. Производят распакеровку и перемещают колонну труб от забоя к устью в следующий интервал нефтенасыщенной части пласта с низкими фильтрационно-емкостными свойствами пород для формирования перфорационных каналов и проведения ГРП с образованием и развитием трещин.

Недостатки способа:

- во-первых, низкая эффективность реализации способа в многопластовой залежи с подошвенной водой ввиду прорыва трещины ГРП при ее создании в водоносный пласт и обводнения продукции скважины;
- во-вторых, быстрое снижение добычных возможностей скважины после проведения ГРП, так как эффект от проведения поинтервального ГРП кратковременный. Это связано с отсутствием крепления трещин после их формирования и протравливания кислотой. После введения скважины в эксплуатацию трещины стягиваются, что ограничивает приток нефти в открытый ствол скважины;
- в-третьих, низкая надежность реализации способа, так как с высокой вероятностью произойдет потеря герметичности пакера в открытом стволе скважины, что приведет к невозможности проведения ГРП в заданном интервале;
- в-четвертых, сложность и длительность процесса реализации способа, связанные с посадкой и распакеровкой пакера в каждом интервале ГРП, кроме того, необходима закачка кислоты с переменным расходом в кольцевое пространство скважины для обеспечения поддержания давления закачки гелированной жидкости разрыва по колонне труб на 10% меньше давления ГРП для данного интервала нефтенасыщенной части продуктивного пласта;
- в-пятых, скважину не осваивают после ГРП, что снижает качество проведенного ГРП, выражающееся в недоборе потенциального дебита скважины, при этом для освоения скважины необходим повторный спуск инструмента.

Техническими задачами предложения являются повышение эффективности проведения ГРП в многопластовой залежи нефти с подошвенной водой, добычных возможностей

скважины, повышение надежности реализации способа, а также упрощение и сокращение длительности реализации способа с возможностью освоения скважины сразу после проведения поинтервального ГРП за один спуск инструмента (колонны труб с соответствующим оборудованием).

- 5       Поставленные технические задачи решаются способом многократного гидравлического разрыва пласта - ГРП в открытом стволе наклонной скважины, включающим бурение скважины в продуктивном пласте, определение фильтрационно-емкостных свойств пород и выявление интервалов продуктивного пласта с низкими фильтрационно-емкостными свойствами пород, спуск колонны труб в скважину, 10 проведение поинтервального ГРП в открытом стволе скважины путем формирования перфорационных каналов и трещин закачкой гелированной жидкости разрыва.

- Новым является то, что производят бурение наклонного ствола в многопластовой продуктивной залежи нефти в карбонатных породах с подошвенной водой, по окончании бурения определяют фильтрационно-емкостные свойства пород и выявляют интервалы 15 продуктивных пластов с низкими фильтрационно-емкостными свойствами пород, далее на устье скважины на нижний конец колонны труб снизу вверх устанавливают следующую компоновку: заглушку, гидромониторную насадку с соплами, перепускной клапан, хвостовик, технологический пакер, свабный ограничитель, спускают колонну труб с компоновкой в наклонный ствол скважины так, чтобы сопла гидромониторной 20 насадки располагались напротив интервала с низкими фильтрационно-емкостными свойствами, соответствующего верхнему продуктивному пласту, производят в этом интервале ГРП с формированием трещины закачкой гелированной жидкости, в качестве которой используют гелированную кислоту, и креплением трещины проппантом, по окончании проведения ГРП перемещают колонну труб с компоновкой в следующий 25 интервал с низкими фильтрационно-емкостными свойствами, соответствующий нижележащему продуктивному пласту, и производят ГРП с формированием трещины и креплением трещины проппантом, аналогичным образом перемещая колонну труб с компоновкой к забою скважины, выполняют ГРП в оставшихся интервалах с низкими фильтрационно-емкостными свойствами в соответствующих нижележащих 30 продуктивных пластах, причем с каждым последующим выполнением поинтервального ГРП сокращают длину формируемой трещины путем снижения объемов закачиваемой гелированной кислоты и концентрации проппанта для крепления сформировавшейся трещины в каждом интервале проведения ГРП, причем используют проппант фракции 40/70 меш., по окончании выполнения ГРП в колонну труб сбрасывают шар, создают 35 в колонне труб давление, достаточное для разрушения срезного винта перепускного клапана, при этом втулка перепускного клапана перемещается вниз и герметично изнутри перекрывает сопла гидромониторной насадки, сажают технологический пакер в обсаженной части скважины и осваивают скважину со снижением уровня жидкости до 1000 м, с откачкой жидкости из скважины в желобную емкость в объеме  $25 \text{ м}^3$ , с 40 отбором проб на рН фактор, если значение рН менее 4, продолжают откачку до рН более 4, с отбором проб через каждые  $10 \text{ м}^3$  откачанной жидкости, после чего прекращают освоение скважины, распаковывают технологический пакер и извлекают колонну труб с компоновкой из скважины.

- 45       На фиг. 1, 2 и 3 схематично и последовательно изображен предлагаемый способ многократного гидравлического разрыва пласта в открытом стволе наклонной скважины.

Способ реализуют в карбонатных породах следующим образом.

Способ многократного ГРП в открытом стволе наклонной скважины включает

бурение наклонного ствола 1 (см. фиг. 1) в многопластовой продуктивной залежи нефти 2 с подошвенной водой 3 в карбонатных породах. Обсаживают скважину обсадной колонной (на фиг. 1, 2 и 3 показана условно) до кровли многопластовой залежи нефти 2, при этом наклонный ствол 1, вскрывший многопластовую продуктивную залежь нефти 2, остается открытым. Многопластовая продуктивная залежь нефти 2 состоит из нескольких напластованных друг на друга продуктивных пластов, например из трех: верхнего 4', среднего 4" и нижнего 4''' пластов.

По окончании бурения, например с помощью термодобитомера, определяют фильтрационно-емкостные свойства пород и выявляют интервалы продуктивных пластов 4', 4", 4''' наклонного ствола 1 с низкими фильтрационно-емкостными свойствами пород, например это три соответствующих интервала 5', 5", 5'''.

Затем на устье скважины на нижний конец колонны труб 6 снизу вверх устанавливают следующую компоновку: заглушку 7, гидромониторную насадку 8 с соплами 9 (например, два сопла диаметром 6 мм, расположенные под углом 180° относительно друг друга), перепускной клапан 10, хвостовик 11, технологический пакер 12, свабный ограничитель 13. В качестве технологического пакера 12 используют пакер любой известной конструкции, например проходной пакер с якорем с механической поворотной установкой ПРО-ЯМ2-ЯГ1(Ф) или ПРО-ЯМ3-ЯГ2(Ф) (на 100 МПа).

Спускают колонну труб 6 с компоновкой в наклонный ствол 1 скважины так, чтобы сопла 9 гидромониторной насадки 8 располагались напротив интервала 5' с низкими фильтрационно-емкостными свойствами верхнего продуктивного пласта 4'.

Производят ГРП в интервале 5' с формированием трещины 14' и креплением трещины 14' проппантом 15'. По окончании проведения ГРП в интервале 5' перемещают колонну труб 6 с компоновкой в следующий интервал 5" с низкими фильтрационно-емкостными свойствами, соответствующий среднему пласту 4".

Производят ГРП в интервале 5" с формированием трещины 14" и креплением трещины 14" проппантом 15". Аналогичным образом, перемещая колонну труб 6 с компоновкой к забою скважины, выполняют ГРП в оставшихся интервалах с низкими фильтрационно-емкостными свойствами в зависимости от количества соответствующих продуктивных пластов с формированием трещин и креплением трещин проппантом. В данном примере многопластовая продуктивная залежь нефти 2 состоит из трех напластованных продуктивных пластов: верхнего 4', среднего 4" и нижнего 4''', поэтому по окончании проведения ГРП в интервале 5" перемещают колонну труб 6 с компоновкой в сторону забоя скважины в следующий интервал 5''' (см. фиг. 1) с низкими фильтрационно-емкостными свойствами нижнего продуктивного пласта 4'''. Производят ГРП в третьем интервале 5''' с формированием трещины 14''' и креплением трещины 14''' проппантом 15'''.

С каждым последующим интервалом 5', 5", 5''' выполнения ГРП сокращают соответственно длину формируемой трещины: например, 14'=10 м, 14''=7 м, 14'''=5 м - путем снижения объемов закачиваемой гелированной жидкости разрыва, например, от 4 м<sup>3</sup>/мин до 2,5 м<sup>3</sup>/мин и концентрации проппанта от 400 кг/м<sup>3</sup> до 200 кг/м<sup>3</sup> для крепления сформировавшихся соответствующих трещин 14', 14'', 14''' в каждом интервале проведения ГРП. Такая закачка позволяет регулировать длину трещин 14', 14'', 14''', а это исключает их прорыв в подошвенную воду 3 (водоносный пласт).

При выполнении ГРП в интервале 5' формируют трещину 14' длиной 10 м, для этого производят закачку гелированной кислоты с расходом 4 м<sup>3</sup>/мин в течение 5 мин, затем, не прерывая закачки, производят крепление трещины 14' проппантом 15', закачиваемым

с жидкостью-носителем в концентрации  $400 \text{ кг/м}^3$  в течение 5 мин.

Далее в интервале 5" формируют трещину 14", например, длиной 7 м, для этого производят закачку гелированной кислоты с расходом  $3 \text{ м}^3/\text{мин}$  в течение 5 мин, затем, не прерывая закачки, производят крепление трещины 14" проппантом 15", закачиваемым с жидкостью-носителем в концентрации  $300 \text{ кг/м}^3$  в течение 5 мин.

Далее в интервале 5" формируют трещину 14", например, длиной 5 м, для этого производят закачку гелированной кислоты с расходом  $2,5 \text{ м}^3/\text{мин}$  в течение 4 мин, затем, не прерывая закачки, производят крепление трещины 14" проппантом 15", закачиваемым с жидкостью-носителем в концентрации  $200 \text{ кг/м}^3$  в течение 5 мин.

В качестве гелированной кислоты используют любой известный состав, например загеленную кислотную композицию, представляющую собой кислотную композицию на основе кислоты соляной синтетической, разбавленной до рабочей концентрации 15 массовых долей хлористого водорода, содержащей следующие компоненты:

стабилизатор железа (Hi-Iron)

6 л на  $1 \text{ м}^3$

загеливатель (AG-200)

40 л на  $1 \text{ м}^3$

В качестве жидкости-носителя проппанта используют сточную воду плотностью  $1100 \text{ кг/м}^3$ .

Повышается эффективность реализации способа в многопластовой продуктивной залежи нефти с подошвенной водой, так как длина трещины регулируется объемом закачиваемой гелированной жидкости разрыва, что исключает прорыв трещины ГРП при ее создании в водоносный пласт. Кроме того, использование в качестве гелированной жидкости разрыва гелированной кислоты позволяет лучше раскрыть трещину перед ее креплением проппантом за счет растворения карбонатных пород в формируемой трещине. Для крепления трещин 14'; 14"; 14''' используют проппант фракции 40/70 меш., который свободно проходит сквозь сопла 9 диаметром 6 мм гидромониторной насадки 8 без создания гидравлического сопротивления и потери давления закачки на гидромониторной насадке 8.

Увеличиваются добывные возможности скважины после проведения ГРП, так как сформированные трещины закреплены проппантом. Проппант, набитый в трещину, исключает ее стягивание и создает канал для притока нефти в открытый ствол скважины при ее последующей эксплуатации.

По окончании выполнения ГРП колонну труб 6 с компоновкой перемещают вниз до упора заглушки 7 в забой открытого наклонного ствола скважины (см. фиг. 2). Сажают технологический пакер 12 (см. фиг. 2) так, чтобы он находился в обсаженной части скважины.

Повышается надежность реализации способа, так как технологический пакер 12 сажается в обсаженном стволе скважины при освоении скважины после проведения поинтервального ГРП, а не в открытом, что исключает потерю герметичности пакера. Затем в колонну труб 6 сбрасывают бросовый элемент (шар, цилиндр), например шар 16, и создают в колонне труб 6 давление, например  $10,0 \text{ МПа}$ , достаточное для разрушения срезного винта 17 перепускного клапана 10, при этом втулка 18 (см. фиг. 1 и 2) перепускного клапана 10 перемещается вниз и герметично изнутри перекрывает сопла 9 гидромониторного перфоратора 8. Для реализации способа необходимо соблюдение условия:

$$D_1 > D_2 > D_3,$$

где  $D_1$  - внутренний диаметр свабного ограничителя 13, мм;

$D_2$  - диаметр шара 16, мм;

$D_3$  - внутренний диаметр втулки 18, мм.

Например,  $D_1=50$  мм;  $D_2=40$  мм;  $D_3=30$  мм.

Для освоения скважины в колонну труб 6 спускают сваб 18 на тросе 19 и начинают осваивать скважину после поинтервального ГРП. Осваивают скважину со снижением уровня жидкости до 1000 м (см. фиг. 2), с откачкой жидкости из скважины в желобную емкость (на фиг. 1, 2 и 3 не показано) в объеме 30 м, с отбором проб на рН фактор, если значение рН менее 4, продолжают откачку до рН более 4, с отбором проб через каждые 10 м откачанной жидкости. После чего прекращают освоение скважины, распаковывают технологический пакер 12 и извлекают колонну труб 6 с компоновкой из скважины (см. фиг. 3).

Упрощается процесс реализации способа и сокращается его длительность, так как исключаются посадка и распаковка пакера в каждом интервале ГРП, кроме того, нет необходимости в закачке кислоты с переменным расходом в кольцевое пространство скважины.

Освоение скважины после поинтервального ГРП проводится сразу по всей длине наклонного ствола одновременно из всех интервалов ГРП за один спуск инструмента (колонны труб с оборудованием), что повышает качество проведенного ГРП, выражающегося в восстановлении потенциального дебита скважины.

Предлагаемый способ многократного ГРП в открытом стволе наклонной скважины позволяет:

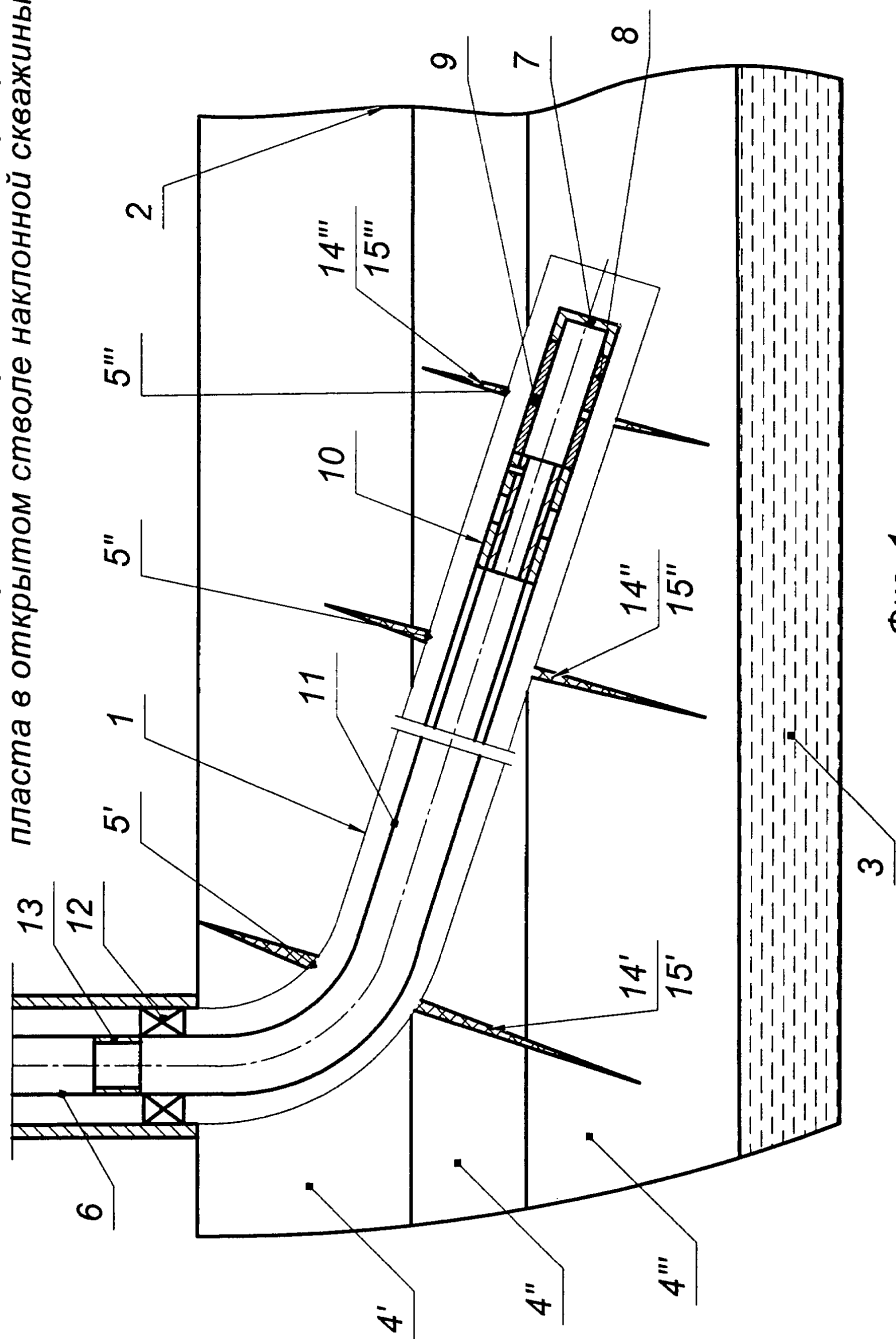
- повысить эффективность реализации способа в многопластовой залежи с подошвенной водой;
- повысить добывные возможности скважины после проведения ГРП;
- повысить надежность реализации способа;
- упростить процесс реализации способа и сократить его длительность;
- повысить качество проведенного поинтервального ГРП.

#### (57) Формула изобретения

Способ многократного гидравлического разрыва пласта - ГРП в открытом стволе наклонной скважины, включающий бурение скважины в продуктивном пласте, определение фильтрационно-емкостных свойств пород и выявление интервалов продуктивного пласта с низкими фильтрационно-емкостными свойствами пород, спуск колонны труб в скважину, проведение поинтервального ГРП в открытом стволе скважины путем формирования перфорационных каналов и трещин закачкой гелированной жидкости разрыва, отличающийся тем, что производят бурение наклонного ствола в многопластовой продуктивной залежи нефти в карбонатных породах с подошвенной водой, по окончании бурения определяют фильтрационно-емкостные свойства пород и выявляют интервалы продуктивных пластов с низкими фильтрационно-емкостными свойствами пород, далее на устье скважины на нижний конец колонны труб снизу вверх устанавливают следующую компоновку: заглушку, гидромониторную насадку с соплами, перепускной клапан, хвостовик, технологический пакер, свабный ограничитель, спускают колонну труб с компоновкой в наклонный ствол скважины так, чтобы сопла гидромониторной насадки располагались напротив интервала с низкими фильтрационно-емкостными свойствами, соответствующего верхнему продуктивному пласту, производят в этом интервале ГРП с формированием трещины закачкой гелированной жидкости, в качестве которой используют

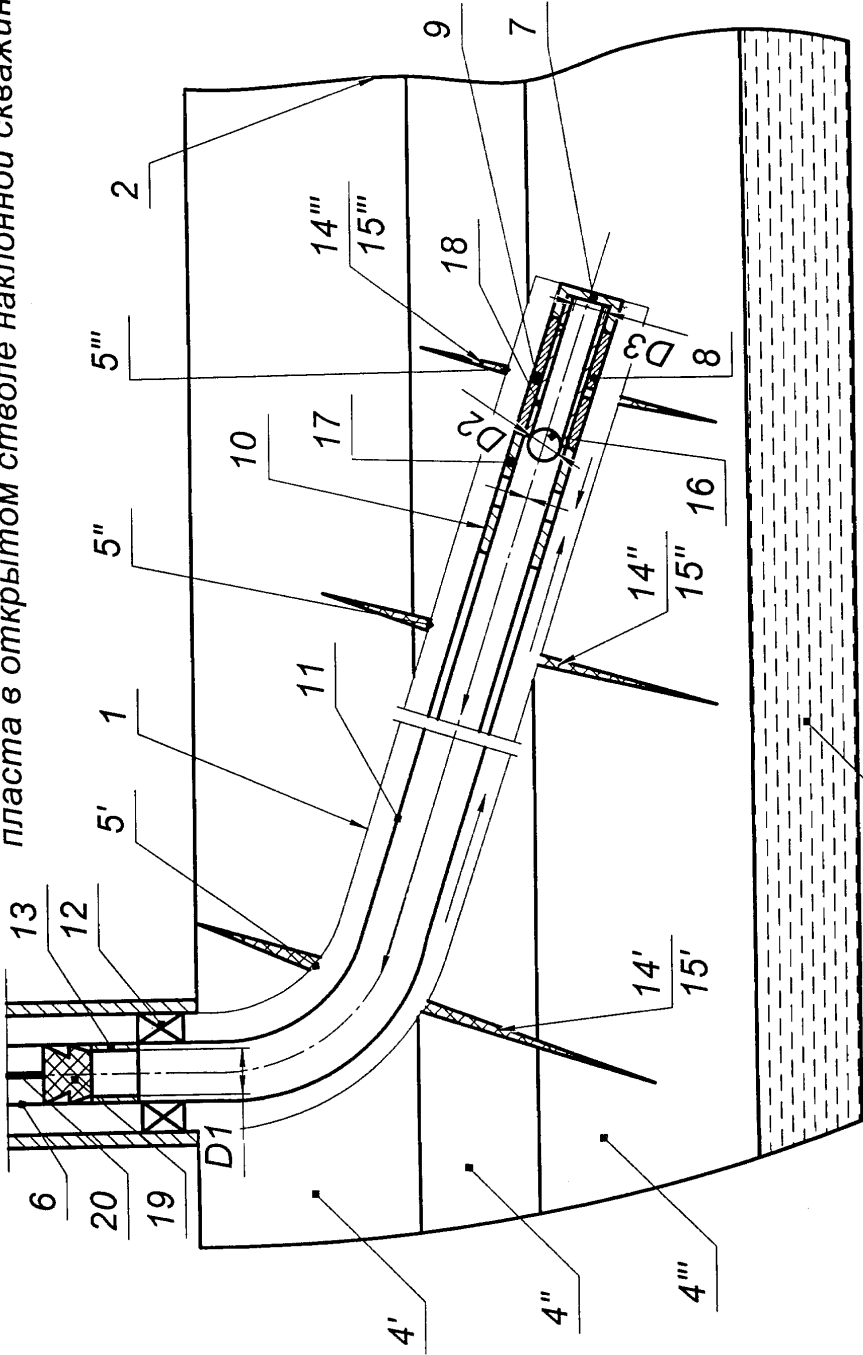
гелированную кислоту, и креплением трещины проппантом, по окончании проведения ГРП перемещают колонну труб с компоновкой в следующий интервал с низкими фильтрационно-емкостными свойствами, соответствующий нижележащему продуктивному пласту, и производят ГРП с формированием трещины и креплением трещины проппантом, аналогичным образом перемещая колонну труб с компоновкой к забою скважины, выполняют ГРП в оставшихся интервалах с низкими фильтрационно-емкостными свойствами в соответствующих нижележащих продуктивных пластах, причем с каждым последующим выполнением поинтервального ГРП сокращают длину формируемой трещины путем снижения объемов закачиваемой гелированной кислоты и концентрации проппанта для крепления сформировавшейся трещины в каждом интервале проведения ГРП, причем используют проппант фракции 40/70 меш., по окончании выполнения ГРП в колонну труб сбрасывают шар, создают в колонне труб давление, достаточное для разрушения срезного винта перепускного клапана, при этом втулка перепускного клапана перемещается вниз и герметично изнутри перекрывает сопла гидромониторной насадки, сажают технологический пакер в обсаженной части скважины и осваивают скважину со снижением уровня жидкости до 1000 м, с откачкой жидкости из скважины в желобную емкость в объеме  $25 \text{ м}^3$ , с отбором проб на рН фактор, если значение рН менее 4, продолжают откачку до рН более 4, с отбором проб через каждые  $10 \text{ м}^3$  откачанной жидкости, после чего прекращают освоение скважины, распакеровывают технологический пакер и извлекают колонну труб с компоновкой из скважины.

Способ многократного гидравлического разрыва пласта в открытом стволе наклонной скважины



**Фиг. 1**

Способ многократного гидравлического разрыва пласта в открытом стволе наклонной скважины



Фиг. 2

