



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК
E21B 43/14 (2020.02); E21B 43/16 (2020.02)

(21)(22) Заявка: 2019136504, 14.11.2019

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
14.11.2019

Дата регистрации:
15.07.2020

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 14.11.2019

(45) Опубликовано: 15.07.2020 Бюл. № 20

Адрес для переписки:
423458, Республика Татарстан, г. Альметьевск,
ул. Тельмана, 88, ПАО "Татнефть" им. В.Д.
Шашина, Центр технологического развития,
отдел развития интеллектуальной
собственности

(72) Автор(ы):

Рахмаев Ленар Гамбарович (RU),
Гуторов Юлий Андреевич (RU),
Давыдова Оксана Викторовна (RU)

(73) Патентообладатель(и):

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

(56) Список документов, цитированных в отчете
о поиске: RU 2578090 C1, 20.03.2016. RU
2328595 C2, 10.07.2008. RU 2344274 C1,
20.01.2009. RU 2483207 C2, 27.05.2013. RU
2238399 C1, 20.10.2004. RU 2331761 C1,
20.08.2008. US 4245702 A1, 20.01.1981.

(54) Способ разработки нефтяной многопластовой залежи

(57) Реферат:

Изобретение относится к области нефтегазодобывающей промышленности и, в частности, к исследованию и разработке многопластовых месторождений с закачкой и отбором из нескольких пластов одновременно и раздельно. Технический результат – повышение эффективности разработки за счет исключения срыва потока при отборе и поддержания фронта заводнения верхнего и нижнего пластов на необходимом уровне. По способу выделяют участки с двумя продуктивными пластами и/или пропластками в разрезе. Разбуривают залежь вертикальными нагнетательными скважинами и добывающими скважинами с формированием элементов разработки и вскрытием этих пластов и/или пропластков. Осуществляют раздельную закачку рабочего реагента в каждый пласт через нагнетательные скважины и отдельный отбор продукции каждого пласта и/или пропластка через добывающие скважины с замерами добычи нефти, воды и закачиваемой жидкости. Проводят

гидродинамические исследования. Поддерживают пластовое давление в каждом пласте и/или пропластке в зоне отбора на необходимом уровне. При этом добывающие скважины строят вертикальными. При исследованиях определяют давление насыщения газа в продукции пласта. В каждую нагнетательную и добывающую скважины спускают длинную колонну труб с пакером, который устанавливают между пластами, и короткую колонну труб. Ее спускают до пакера. Каждую из труб оборудуют датчиками давления на выходе – для нагнетательных скважин, или на входе – для добывающих скважин. Через короткую и длинную колонны труб нагнетательных скважин нагнетают воду в верхний и нижний пласты до достижения в близлежащих скважинах пластового давления как минимум на 60% выше давления насыщения. Через короткую и длинную колонны труб добывающих скважин осуществляют отбор продукции при давлении не менее 30% выше

давления насыщения. Пластовое давление и давление отбора фиксируют датчиками давления

и поддерживают эти давления в зоне отбора на необходимом уровне. 1 ил.

R U 2 7 2 6 6 4 C 1

R U 2 7 2 6 6 4 C 1



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(51) Int. Cl.
E21B 43/14 (2006.01)
E21B 43/16 (2006.01)

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(52) CPC
E21B 43/14 (2020.02); E21B 43/16 (2020.02)

(21)(22) Application: **2019136504, 14.11.2019**

(24) Effective date for property rights:
14.11.2019

Registration date:
15.07.2020

Priority:

(22) Date of filing: **14.11.2019**

(45) Date of publication: **15.07.2020 Bull. № 20**

Mail address:

**423458, Respublika Tatarstan, g. Almetevsk, ul.
Telmana, 88, PAO "Tatneft" im. V.D. Shashina,
Tsentr tekhnologicheskogo razvitiya, otdel
razvitiya intellektualnoj sobstvennosti**

(72) Inventor(s):

**Rakhmaev Lenar Gambarovich (RU),
Gutorov Iulii Andreevich (RU),
Davydova Oksana Viktorovna (RU)**

(73) Proprietor(s):

**Publichnoe aktsionernoe obshchestvo «Tatneft»
imeni V.D. Shashina (RU)**

(54) **METHOD OF DEVELOPMENT OF OIL MULTILAYER DEPOSIT**

(57) Abstract:

FIELD: oil, gas and coke-chemical industries.

SUBSTANCE: invention relates to oil and gas industry and, in particular, to investigation and development of multi-layer deposits with pumping and extraction from several formations simultaneously and separately. Sections with two productive formations and/or interlayers in section are selected by means of the help. Deposit is drilled by vertical injection wells and production wells with formation of development elements and opening of these formations and/or interlayers. Separate injection of working reagent into each formation through injection wells and separate extraction of product of each formation and/or interlayer through production wells with measurements of oil, water and pumped liquid production. Hydrodynamic analysis is performed. Formation pressure is maintained in each formation and/or interlayer in sampling zone at the required level. Production wells are constructed vertically. In studies, gas saturation pressure in formation production is determined. Long pipe string

with a packer, which is installed between the formations and a short pipe string, is lowered into each injection and production wells. It is lowered to the packer. Each pipe is equipped with pressure sensors at outlet - for injection wells, or at inlet - for production wells. Through the short and long columns of the injection wells, water is injected into the upper and lower formations until formation pressure in the nearby wells reaches at least 60 % higher than the saturation pressure. Through the short and long columns of production well pipes production is performed at pressure of not less than 30 % higher than saturation pressure. Formation pressure and sampling pressure are fixed by pressure sensors and maintained in the extraction zone at the required level.

EFFECT: technical result is higher efficiency of development due to exclusion of flow stall during extraction and support of flooding front of upper and lower formations at required level.

1 cl, 1 dwg

Изобретение относится к области нефтегазодобывающей промышленности, в частности к исследованию и разработке многопластовых месторождений с закачкой и отбором из нескольких пластов одновременно раздельно.

Известен способ одновременно-раздельного исследования и разработки многопластовых месторождений (патент RU № 2371576, МПК E21B 47/10, E21B 43/14, опубл. 27.10.2009 в Бюл. № 30), включающий спуск в нагнетательную скважину подземной компоновки, для исследования гидродинамической связи между пластами и целенаправленной закачки по ним индикатор - трассера, состоящей из колонны труб, оснащенной выше пластов и между пластами, по меньшей мере, пакером, ниже и выше которого спущены, по крайней мере, по одной скважинной камере со съемным элементом, выполненным либо в виде регулятор - штуцера с обратным клапаном или без него, для подачи рабочего агента, индикатор - трассера или химического раствора, либо в виде глухой пробки для отсекания пласта, либо же в виде глубинного прибора со штуцером или без него, для движения или отсекания потока и измерения при этом физических параметров пласта, закачку расхода рабочего агента в скважину и замер его значения на поверхности, соответствующий, по меньшей мере, одному измеренному значению устьевого давления, проведение гидродинамического и/или геофизического исследования путем спуска в скважину глубинного прибора, подачу, по крайней мере, в один пласт индикатор - трассера, регистрацию его значений на выходе добывающих скважин и определение соответственно для каждого исследуемого пласта одного или несколько физических свойств - наличие разрывных нарушений, ориентацию и объемы трещин, скорость фильтрации, проницаемость, объем непроизводительно закачиваемого рабочего агента, гидродинамическую связь между пластами нагнетательных и/или добывающих скважин, подбор характеристик съемных элементов в виде регулятор - штуцеров и их установку в скважинные камеры на глубине соответствующих пластов, обеспечение проектных режимов работы по пластам нагнетательной скважины, отличающийся тем, что перед закачкой индикатор - трассера в нагнетательную скважину, останавливают временно ее работу при установившемся режиме пластов, размещают с помощью канатной техники во все скважинные камеры съемные элементы для отсекания пластов от полости колонны труб, спрессовывают подземную компоновку на герметичность путем создания на устье избыточного давления внутри колонны труб, причем при наличии ее герметичности для отсекания и исследования, по крайней мере, одного пласта, оснащают на его глубине, по меньшей мере, одну скважинную камеру съемным элементом в виде глубинного прибора, при этом устанавливают на глубине других или другого пласта для закачки, по меньшей мере, в одну скважинную камеру съемный элемент в виде регулятор - штуцера или глубинного прибора со штуцером, или же оставляют ее без съемного элемента, далее запускают скважину под закачку при одном или разных устьевых и/или забойных давлениях и соответственно регистрируют с помощью съемного элемента в виде глубинного прибора, по крайней мере, забойное давление во времени для отсеченного пласта, а затем извлекают съемный элемент в виде глубинного прибора из соответствующей скважинной камеры, интерпретируют его показания и определяют кривую падения забойного давления и соответственно физические параметры, по меньшей мере, одного отсеченного пласта, соответствующие как времени остановки, так и времени работы, по крайней мере, одного из других открытых пластов, сравнивают их значения между собой и диагностируют по темпу изменения забойного давления по отсеченному пласту отсутствие или наличие гидродинамической связи между призабойными зонами пластов нагнетательной скважины, возникающие вследствие негерметичности пакера или

пакеров, или цементного моста в заколонном пространстве, или же наличия межпластового перетока, после этого задают проектные значения концентрации индикатор - трассера только для пластов, между которыми отсутствует гидродинамическая связь, а затем отсекают герметично один или несколько из пластов от полости колонны труб путем установки в соответствующую скважинную камеру съемного элемента в виде глухой пробки или глубинного прибора, при этом оставляют открытым поочередно, по крайней мере, один пласт путем извлечения, по меньшей мере, одного съемного элемента из соответствующей скважинной камеры и/или замены его на регулятор - штуцер или же на глубинный прибор со штуцером, куда закачивают разово или периодически, при одном или разных замеренных устьевом и/или забойном давлении, заданное проектное значение концентрации индикатор - трассера для регистрации его на выходе добывающих скважин и определения физических свойств пластов для точности проектирования режимов работы нагнетательной скважины.

Недостатками данного способа являются использование для закачки и отбора однотрубной компоновки, что не позволяет поддерживать различные одновременные режимы закачки воды и отбора продукции пластов, и смешение продукции пластов в добывающей скважине, что может негативно повлиять на качество продукции одного из пластов из-за низкого качества другого.

Наиболее близким является способ разработки нефтяной залежи (патент RU № 2578090, МПК E21B 43/14, E21B 43/20, опубл. 20.03.2016 в Бюл. № 8), включающий разбуривание залежи вертикальными и горизонтальными многозабойными скважинами по технологической сетке с формированием элементов разработки, включающих в каждом нагнетательную и добывающие скважины, циклическую закачку рабочего реагента через нагнетательные скважины и отбор продукции через добывающие скважины, замеры добычи нефти, воды и закачиваемой жидкости, проведение гидродинамических исследований и поддержание пластового давления в зоне отбора на уровне первоначального, отличающийся тем, что перед разбуриванием залежи с площадной системой разработки выделяют участки с двумя и более продуктивными пластами и/или пропластками в разрезе, на участках формируют элементы, вскрывая эти пласты и/или пропластки вертикальными нагнетательными скважинами, в каждом элементе бурят две многозабойные скважины с горизонтальным окончанием в каждом пласте и/или пропластке по двум противоположным сторонам элемента длиной, равной 80-96% от длины стороны элемента, в нагнетательных скважинах разделяют продуктивные пласты и/или пропластки управляемыми пакерами для дифференциации давления нагнетания по каждому из пластов и/или пропластков в зависимости от их фильтрационно-емкостных свойств, бурят дополнительную добывающую скважину в элементах, горизонтальные участки которой расположены в каждом из пластов и/или пропластков в сторону нагнетательных скважин до сообщения с соответствующей нагнетательной скважиной в соответствующем пласте и/или пропластке, участок каждого горизонтального ствола снабжают глухим пакером, обеспечивающим изоляцию и отделяющим забой с нагнетательной скважиной на расстоянии не более 40-60 м, а устье добывающей скважины изолируют так, чтобы зона отбора составляла 5-24% длины всего горизонтального участка от точки входа в пласт, при этом нагнетательные скважины оборудуют устройствами для одновременно-раздельного нагнетания рабочего агента в каждый из вскрытых пластов и/или пропластков соответствующих скважин с периодами и давлением, обеспечивающими максимальное восстановление давления в зоне отбора при вытеснении нефти и не приводящими к преждевременному обводнению добываемой продукции.

Недостатками данного способа являются сложность реализации из-за строительства многозобойных скважин с горизонтальными окончаниями, сложность попадания в каждое из окончаний для установки пакеров и, как следствие, высокие материальные и временные затраты.

5 Также недостатком для каждого из способов является то, что закачка воды и отбор продукции из каждого пласта ведется без учета газового фактора (наличия газа) в продукции, что может привести к срыву потока в насосе при добыче (отборе) продукции и затруднениям при дальнейшей перекачке добываемой газожидкостной смеси.

10 Технической задачей предполагаемого изобретения является создание способа разработки нефтяной многопластовой залежи, позволяющего просто с относительно небольшими затратами времени и с учетом наличия газового фактора производить закачку воды из нагнетательных скважин и отбор продукции из добывающих скважин.

15 Техническую задачу решают способом разработки нефтяной многопластовой залежи, включающий выделение участков с двумя продуктивными пластами и/или пропластками в разрезе, разбуривание залежи вертикальными нагнетательными скважинами и добывающими скважинами с формированием элементов разработки и вскрытием этих пластов и/или пропластков, отдельную закачку рабочего реагента в каждый пласт через нагнетательные скважины и отдельный отбор продукции каждого пласта и/или пропластка через добывающие скважины с замерами добычи нефти, воды и
20 закачиваемой жидкости и проведением гидродинамических исследований, и поддержание пластового давления в каждом пласте и/или пропластке в зоне отбора на необходимом уровне.

Новым является то, что добывающие скважины строят вертикальными, при исследованиях определяют также давление насыщение газа в продукции пласта,
25 необходимый уровень пластового давления в зоне отбора поддерживают на уровне как минимум на 60 % выше уровня насыщения, а при во время отбора – на уровне не менее 30 % выше уровня насыщения.

На чертеже изображена схема реализации способа.

30 Способ разработки нефтяной многопластовой залежи включает выделение участков с верхним 1 и нижним 2 продуктивными пластами и/или пропластками (далее пласты) в разрезе, разбуривание залежи вертикальными нагнетательными 3 и добывающими 4 скважинами с формированием элементов разработки и вскрытием этих пластов 1 и 2. В ходе исследования скважин 3 и 4 определяют давление насыщения газом продукции каждого из пластов 1 и 2. Каждую скважину 3 или 4 спускают длинную колонну труб
35 5 с пакером 6, устанавливаемым между верхним 1 и нижним 2 пластами, и параллельным якорем 7, располагаемым выше пакера 6. Потом спускают короткую колонну труб 8 с фиксацией в якоре 7. Каждую колонну труб 5 и 8 оборудуют датчиками давления 9 на выходе (для нагнетательных скважин 3) или входе (для добывающих скважин 4). При этом каждую колонну труб 5 и 8 добывающей скважины 4 снабжают на входе насосом
40 10 с фильтром 11. Перед началом эксплуатации через короткую колонну труб 8 нагнетательной скважины 3 нагнетают рабочий реагент – воду в верхний пласт 1 до достижения в близлежащих добывающих скважинах 4 выше пакера 6 давления как минимум на 60 % выше уровня давления насыщения, измеряемого датчиком давления 9 короткой колонны труб 8, полученное давления для нагнетания также фиксируется
45 блоком управления (не показан) для датчика давления 9 короткой колонны труб 8 нагнетательной скважины 3. При этом через длинную колонну труб 5 нагнетательной скважины 3 нагнетают воду в нижний пласт 2 до достижения в близлежащих добывающих скважинах 4 ниже пакера 6 давления как минимум на 60 % выше уровня

давления насыщения, измеряемого датчиком давления 9 длинной колонны труб 5, полученное давления для нагнетания также фиксируется блоком управления (не показан) для датчика давления 9 длинной колонны труб 5 нагнетательной скважины 3. После чего насосами 10 через фильтры 11 при помощи короткой 8 и длинной 5 колонн труб 5 начинают отбор продукции из соответствующих верхнего 1 и нижнего 2 пластов, с поддержанием соответствующего давления на уровне не менее 30 % выше уровня насыщения газом, что фиксируется в добывающей скважине 4 датчиками давления 9 короткой колонны труб 8 для верхнего пласта 1 и длинной колонны труб 5 для нижнего пласта 2. При этом в нагнетательных скважинах 3 поддерживают давление не ниже зафиксированного блоком управления, что фиксируется датчиками давления 9 короткой колонны труб 8 для верхнего пласта 1 и длинной колонны труб 5 для нижнего пласта 2 в нагнетательной скважине. При эксплуатации пластов 1 и 2 производят замеры объема или массы добываемой нефти и воды (при наличии) из каждой добывающей скважины 4 и нагнетаемой воды в каждую добывающую скважину 3 с проведением гидродинамических исследований для поддержания пластового давления в каждом пласте 1 и 2 в зоне отбора на необходимом уровне.

Предлагаемый способ разработки нефтяной многопластовой залежи позволяет просто с относительно небольшими затратами времени и с учетом наличия газового фактора производить закачку воды из нагнетательных скважин и отбор продукции из добывающих скважин, что исключает срыв потока при отборе и поддерживать фронт заводнения верхнего и нижнего пластов на необходимом уровне.

(57) Формула изобретения

Способ разработки нефтяной многопластовой залежи, включающий выделение участков с двумя продуктивными пластами и/или пропластками в разрезе, разбуривание залежи вертикальными нагнетательными скважинами и добывающими скважинами с формированием элементов разработки и вскрытием этих пластов и/или пропластков, отдельную закачку рабочего реагента в каждый пласт через нагнетательные скважины и отдельный отбор продукции каждого пласта и/или пропластка через добывающие скважины с замерами добычи нефти, воды и закачиваемой жидкости и проведением гидродинамических исследований, и поддержание пластового давления в каждом пласте и/или пропластке в зоне отбора на необходимом уровне, отличающийся тем, что добывающие скважины строят вертикальными, при исследованиях определяют также давление насыщения газа в продукции пласта, в каждую нагнетательную и добывающую скважины спускают длинную колонну труб с пакером, который устанавливают между пластами, и короткую колонну труб, которую спускают до пакера, при этом каждую из труб оборудуют датчиками давления на выходе - для нагнетательных скважин, или на входе - для добывающих скважин, через короткую и длинную колонны труб нагнетательных скважин нагнетают воду в верхний и нижний пласты до достижения в близлежащих скважинах пластового давления как минимум на 60% выше давления насыщения, а через короткую и длинную колонны труб добывающих скважин осуществляют отбор продукции при давлении не менее 30% выше давления насыщения, причем пластовое давление и давление отбора фиксируют датчиками давления и поддерживают эти давления в зоне отбора на необходимом уровне.

45

