



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК

E21B 43/24 (2019.08); E21B 7/046 (2019.08); E21B 47/06 (2019.08)

(21)(22) Заявка: 2019100642, 10.01.2019

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
10.01.2019

Дата регистрации:
06.02.2020

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 10.01.2019

(45) Опубликовано: 06.02.2020 Бюл. № 4

Адрес для переписки:

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

(72) Автор(ы):

Зарипов Азат Тимерьянович (RU),
Шайхутдинов Дамир Камилевич (RU),
Бисенова Айнура Амангельдыевна (RU),
Хафизов Руслан Ильдарович (RU)

(73) Патентообладатель(и):

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

(56) Список документов, цитированных в отчете
о поиске: RU 2611789 C1, 01.03.2017. RU
2610461 C1, 13.02.2017. RU 2672272 C2,
13.11.2018. RU 2486334 C1, 27.06.2013. US
5273111 A1, 28.12.1993.

(54) СПОСОБ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ И СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ ТЕПЛОВЫМИ МЕТОДАМИ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ

(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности. Технический результат - повышение эффективности разработки залежи высоковязкой и сверхвязкой нефти на поздней стадии разработки за счет расширения области теплового воздействия при одновременном снижении затрат, регулируемое завершение разработки залежи с сохранением структуры пласта, расширение технологических возможностей. В способе разработки залежи высоковязкой и сверхвязкой нефти тепловыми методами на поздней стадии разработки горизонтальные пароциклические скважины размещают на периферии залежи, парные горизонтальные нагнетательные и добывающие скважины размещают в центральной части залежи. В горизонтальных добывающих скважинах располагают устройства контроля температуры и давления. На ранней стадии разработки осуществляют закачку пара в

горизонтальные пароциклические и парные горизонтальные нагнетательные и добывающие скважины для прогрева продуктивного пласта, прекращают подачу пара для термокапиллярной пропитки залежи, затем горизонтальные добывающие скважины переводят под отбор продукции, горизонтальные нагнетательные скважины - под закачку пара. Горизонтальные пароциклические скважины эксплуатируют циклами - последовательными закачкой пара и отбором продукции. На поздней стадии разработки выбирают горизонтальные пароциклические и парные горизонтальные нагнетательные и добывающие скважины с нерентабельным дебитом - с паронефтяным отношением больше 10. В указанных нерентабельных горизонтальных пароциклических и горизонтальных нагнетательных скважинах осуществляют регулируемое снижение объема закачки пара,

исключающее резкое снижение давления - более 0,05 МПа/сут и температуры - более 1°С/сут в паровой камере, до температуры парообразования воды при начальном давлении в пласте. Указанные нерентабельные горизонтальные пароциклические скважины

переводят под закачку горячей воды, а указанные нерентабельные горизонтальные нагнетательные скважины - под закачку газа. При достижении обводненности в указанных нерентабельных горизонтальных добывающих скважинах 98% и более их также переводят под закачку газа. 2 ил.

RU 2713682 C1

RU 2713682 C1



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(12) ABSTRACT OF INVENTION

(52) CPC

E21B 43/24 (2019.08); E21B 7/046 (2019.08); E21B 47/06 (2019.08)

(21)(22) Application: 2019100642, 10.01.2019

(24) Effective date for property rights:
10.01.2019Registration date:
06.02.2020

Priority:

(22) Date of filing: 10.01.2019

(45) Date of publication: 06.02.2020 Bull. № 4

Mail address:

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

(72) Inventor(s):

Zaripov Azat Timeryanovich (RU),
Shajkhutdinov Damir Kamilevich (RU),
Bisenova Ajnura Amangeldyevna (RU),
Khafizov Ruslan Ildarovich (RU)

(73) Proprietor(s):

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

(54) METHOD OF DEVELOPMENT OF A DEPOSIT OF HIGH-VISCOSITY AND ULTRA-VISCOUS OIL BY THERMAL METHODS AT A LATE STAGE OF DEVELOPMENT

(57) Abstract:

FIELD: oil and gas industry.

SUBSTANCE: invention relates to the oil-producing industry. In method of development of high-viscous and ultra-viscous oil deposits by thermal methods at late stage of development horizontal steam-cyclic wells are located on deposit periphery, paired horizontal injection and production wells are placed in the central part of the deposit. In horizontal production wells there are temperature and pressure control devices. At the early stage of development, steam is pumped to horizontal steam-cyclic and paired horizontal injection and production wells for heating of the productive formation, steam supply is stopped for thermocapillary impregnation of deposit, then horizontal production wells are changed for product selection, horizontal injection wells – for steam injection. Horizontal steam-cyclic wells are operated with cycles – successive injection of steam and extraction of products. At the late stage of development, horizontal steam-cycle and paired horizontal injection and production wells are selected with unprofitable yield – with a steam-oil ratio

of more than 10. In the above unprofitable horizontal steam-cycle and horizontal injection wells there performed is controlled reduction of steam pumping volume excluding sudden pressure drop – more than 0.05 MPa/day and temperature – more than 1 °C/day in steam chamber to temperature of water evaporation at initial pressure in formation. Said unprofitable horizontal steam-cycle wells are converted to hot water injection, and said unprofitable horizontal injection wells for gas injection. When waterflooding in said unprofitable horizontal production wells is 98 % or more, they are also transferred for gas injection.

EFFECT: increased efficiency of development of high-viscous and ultra-viscous oil deposit at the late stage of development due to expansion of the area of thermal impact with simultaneous reduction of costs, controlled completion of the deposit development with preservation of the reservoir structure, expansion of technological capabilities.

1 cl, 2 dwg

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, в частности к способам разработки месторождений высоковязкой нефти с использованием тепла на поздней стадии разработки.

Известен способ разработки месторождения высоковязкой нефти (патент RU №2486334, МПК E21B 43/24, C09K 8/592, опубл. 27.06.2013 в бюл. №18), включающий закачку пара в нагнетательную скважину, прогрев продуктивного пласта с созданием паровой камеры, отбор нефти через добывающую скважину, закачку попутно добываемой воды в нагнетательную скважину после достижения проектной величины остаточной нефтенасыщенности и отмены закачки пара. При этом определяют концентрацию гидрокарбонат-ионов в попутно добываемой воде, закачивают попутно добываемую воду с концентрацией гидрокарбонат-ионов не менее 3 г/л, а при концентрации гидрокарбонат-ионов в попутно добываемой воде менее 3 г/л при температуре в паровой камере выше 100°C в попутно добываемую воду дополнительно вводят карбамид, после снижения температуры в паровой камере ниже 100°C в попутно добываемую воду вводят карбонат натрия или аммония или гидрокарбонат натрия или калия, разлагающиеся с выделением углекислого газа под действием тепла, аккумулированного в паровой камере.

Недостатком изобретения является то, что двуокись углерода при высоких пластовых температурах является агрессивным коррозионным агентом, в том числе инициирующим выпадение водонерастворимых соединений карбоната кальция в подземном и наземном оборудовании скважины. При большой выработке пласта и сформировавшейся паровой камере для генерации расчетного объема газа необходимо применение большого количества реагента, что представляет данный метод экономически невыгодным. Неконтролируемая закачка пара способствует быстрому охлаждению паровой камеры и конденсации пара, что приводит к резкому снижению давления в паровой камере и разрушению структуры пласта.

Наиболее близким по технической сущности является способ разработки залежи высоковязкой и сверхвязкой нефти тепловыми методами на поздней стадии разработки (патент RU №2611789, МПК E21B 43/24, C09K 8/592, опубл. 01.03.2017 в бюл. №7), включающий закачку пара в нагнетательные скважины, прогрев продуктивного пласта с созданием паровой камеры, отбор нефти через добывающие скважины, прекращение закачки пара на поздней стадии разработки, определение абсолютной отметки подошвенной и кровельной частей паровой камеры, закачку воды и газа. При этом попутно добываемую воду закачивают в пласт ниже абсолютной отметки подошвенной части паровой камеры через оценочные и контрольные скважины, расположенные на границе контура, образованного паровой камерой, а азот закачивают в паровую камеру. Недостатки известного способа:

- неконтролируемые и нерегулируемые процессы закачки пара, воды и газа в пласт способствуют быстрому охлаждению паровой камеры и конденсации пара, что приводит к резкому снижению давления в паровой камере и разрушению структуры пласта, повышению материальных затрат и снижению эффективности разработки залежи высоковязкой и сверхвязкой нефти тепловыми методами на поздней стадии разработки;
- закачка попутно добываемой воды ниже абсолютной отметки подошвенной части паровой камеры может привести к прорыву воды к забою добывающей скважины;
- бурение дополнительных оценочных скважин ведет к дополнительным расходам.

Техническими задачами изобретения являются повышение эффективности разработки залежи высоковязкой и сверхвязкой нефти тепловыми методами на поздней стадии разработки за счет расширения области теплового воздействия при

одновременном снижении затрат, регулируемого завершения разработки залежи на поздней стадии разработки при сохранении структуры пласта, а также расширение технологических возможностей способа разработки залежи высоковязкой и сверхвязкой нефти тепловыми методами на поздней стадии разработки.

5 Технические задачи решаются способом разработки залежи высоковязкой и сверхвязкой нефти тепловыми методами на поздней стадии разработки, характеризующимся тем, что горизонтальные пароциклические скважины размещают на периферии залежи, парные горизонтальные нагнетательные и добывающие скважины размещают в центральной части залежи, в горизонтальных добывающих скважинах
10 располагают устройства контроля температуры и давления, на ранней стадии разработки осуществляют закачку пара в горизонтальные пароциклические и парные горизонтальные нагнетательные и добывающие скважины для прогрева продуктивного пласта, прекращают подачу пара для термокапиллярной пропитки залежи, затем горизонтальные добывающие скважины переводят под отбор продукции,
15 горизонтальные нагнетательные скважины - под закачку пара, горизонтальные пароциклические скважины эксплуатируют циклами - последовательными закачкой пара и отбором продукции, на поздней стадии разработки выбирают горизонтальные пароциклические и парные горизонтальные нагнетательные и добывающие скважины с нерентабельным дебитом - с паронефтяным отношением больше 10, в указанных
20 нерентабельных горизонтальных пароциклических и горизонтальных нагнетательных скважинах осуществляют регулируемое снижение объема закачки пара, исключаящее резкое снижение давления - более 0,05 МПа/сут и температуры - более 1°C/сут в паровой камере, до температуры парообразования воды при начальном давлении в пласте, указанные нерентабельные горизонтальные пароциклические скважины переводят под
25 закачку горячей воды, а указанные нерентабельные горизонтальные нагнетательные скважины - под закачку газа, при достижении обводненности в указанных нерентабельных горизонтальных добывающих скважинах 98% и более их также переводят под закачку газа.

На фиг. 1 показана схема размещения горизонтальных пароциклических и парных нагнетательных и добывающих скважин (вид сверху). На фиг. 2 - разрез А-А (см. фиг. 1).

Сущность способа заключается в следующем.

Одним из известных способов разработки залежи 1 высоковязкой и сверхвязкой нефти тепловыми методами является метод парогравитационного дренирования, разработку которого осуществляют горизонтальными пароциклическими скважинами
35 2'-2'', размещенными на периферии залежи 1, парными горизонтальными нагнетательными 3', 3'', 3''' и добывающими 4', 4'', 4''' скважинами, размещенными в центральной части залежи 1 (фиг. 1, 2). При строительстве в добывающих скважинах 4', 4'', 4''' располагают устройства контроля температуры и давления, например оптоволоконный кабель с датчиками (на фиг. 1, 2 не показаны). На ранней стадии разработки осуществляют закачку пара в горизонтальные пароциклические 2', 2'' и парные нагнетательные 3', 3'', 3''' и добывающие 4', 4'', 4''' скважины для прогрева продуктивного пласта (фиг. 1, 2). Контролируют давление и температуру продуктивного пласта. Прекращают подачу пара для термокапиллярной пропитки залежи 1. Затем парные
45 горизонтальные добывающие скважины 4', 4'', 4''' переводят под отбор продукции, а парные горизонтальные нагнетательные скважины 3', 3'', 3''' - под закачку пара. Горизонтальные пароциклические скважины 2'-2'' эксплуатируют циклами - последовательными закачкой пара и отбором продукции.

На поздней стадии разработки по уточненным геологическим данным выбирают участок залежи 1 высоковязкой и сверхвязкой нефти с текущей выработкой извлекаемых запасов залежи от 80%. Производят выбор скважин под прекращение закачки пара и закачку горячей воды и газа. Перед прекращением закачки пара выбирают

5 горизонтальные скважины с нерентабельным дебитом нефти (после достижения отношения закачанного объема пара в нагнетательной скважине к отбираемому горизонтальной добывающей скважиной объему нефти больше 10). При достижении нерентабельного дебита нефти производят регулируемое снижение объема закачки пара в вышеуказанных скважинах, исключающее резкое снижение давления в паровой

10 камере - более 0,05 МПа/сут и температуры - более 1°С/сут, до температуры парообразования воды при начальном давлении в пласте. Закачку пара прекращают.

Перед закачкой воды выбирают горизонтальные пароциклические скважины 2' 2", размещенные на периферии залежи 1, с нерентабельным дебитом нефти и переводят выбранные горизонтальные пароциклические скважины под закачку горячей воды.

15 Закачка горячей воды в горизонтальные пароциклические скважины обеспечивает повышение уровня водонефтяного контакта, способствует дополнительному охвату запасов нефти и их вытеснению в направлении горизонтальных добывающих скважин 4', 4", 4'''.

Перед закачкой газа выбирают парные горизонтальные нагнетательные скважины

20 3', 3", 3''' с нерентабельным дебитом нефти и переводят указанные скважины под закачку газа. При достижении обводненности парной горизонтальной добывающей скважины (4', 4", 4''') 98% и более переводят ее под закачку газа. Путем закачки газа в скважины 3', 3", 3''', 4', 4", 4''' осуществляют регулируемое поддержание пластового давления в паровой камере, что позволяет производить отбор продукции и сохранить структуру

25 пласта. В качестве закачиваемого газа могут быть использованы попутно добываемые, дымовые газы, азот.

При последующем снижении дебита нефти вышеописанный способ повторяют на следующих скважинах с нерентабельным дебитом нефти. Залежь разрабатывают до полного извлечения продукции скважин. Закачку газа и воды в скважины производят

30 до полного заводнения паровой камеры.

Способ разработки залежи высоковязкой и сверхвязкой нефти тепловыми методами на поздней стадии разработки расширяет область теплового воздействия на продуктивный пласт, исключает возможность резкого снижения давления в паровой камере и разрушения структуры пласта, способствует полному извлечению продукции

35 скважины, снижает материальные затраты, повышает эффективность разработки залежи высоковязкой и сверхвязкой нефти тепловыми методами на поздней стадии разработки.

Предложенный способ разработки залежи углеводородных флюидов был опробован на Ашальчинском месторождении.

Определили участок со следующими геолого-физическими характеристиками:

- 40 - глубина залегания - 90 м;
- средняя общая толщина пласта - 30 м;
- нефтенасыщенная толщина пласта - 18 м;
- значение начального пластового давления - 0,5 МПа;
- начальная пластовая температура - 8°С;
- 45 - плотность нефти в пластовых условиях - 970 кг/м³;
- коэффициент динамической вязкости нефти в пластовых условиях - 27170 мПа·с;
- значение средней проницаемости по керну в пласте - 296 мкм²;
- значение средней пористости по керну в пласте - 0,30 доли ед.

Разработку залежи 1 высоковязкой и сверхвязкой нефти осуществляли тепловыми методами путем закачки пара в горизонтальные пароциклические 2'-2ⁿ и парные нагнетательные 3', 3'', 3''' и добывающие 4', 4'', 4''' скважины, прогревали продуктивный пласт с созданием паровой камеры. Остановили закачку пара для термокапиллярной пропитки залежи 1. Затем парные горизонтальные добывающие скважины 4', 4'', 4''' перевели под отбор продукции, а парные горизонтальные нагнетательные скважины 3', 3'', 3''' - под закачку пара. Горизонтальные пароциклические скважины 2'-2ⁿ эксплуатировали циклами - последовательными закачкой пара и отбором продукции.

На поздней стадии разработки залежи 1 сверхвязкой нефти выбрали участок с достигнутой текущей выработкой от извлекаемых запасов залежи 82%.

Произвели выбор скважин под прекращение закачки пара и закачку горячей воды и газа. Выбрали горизонтальные пароциклические 2' и 2'' и парные 3', 4', 3'', 4'' скважины с паронефтяным отношением (ПНО), равным 12, 14, 10,5 и 11 соответственно. В горизонтальных пароциклических скважинах 2' и 2'' снизили закачку пара до полной остановки и перевели их под нагнетание горячей воды в объеме 250000 м³. Закачку пара снижали при давлении, исключая резкие снижения давления - более 0,05 МПа/сут и температуры - более 1°С/сут в паровой камере, до температуры парообразования воды -151°С при пластовом давлении 0,5 МПа. Температуру и давление контролировали с использованием устройств контроля.

Произвели закачку попутно добываемого газа в горизонтальные нагнетательные скважины 3', 3'' в объеме 380000 м³ с помощью компрессоров. Через 2 месяца обводненность парной горизонтальной добывающей скважины 4' составила 98,2%, перевели скважину 4' под закачку газа. После достижения обводненности парной горизонтальной добывающей скважины 4'' 98,5% перевели ее под закачку газа.

Разработку залежи продолжали, при этом повторяли указанные операции выбора скважин с нерентабельным дебитом нефти, регулируемое снижение объема закачки пара и перевод скважин под закачку воды и газа. Закачку газа и воды в скважины производили до полного заводнения паровой камеры, то есть до полной конденсации пара в воду в паровой камере.

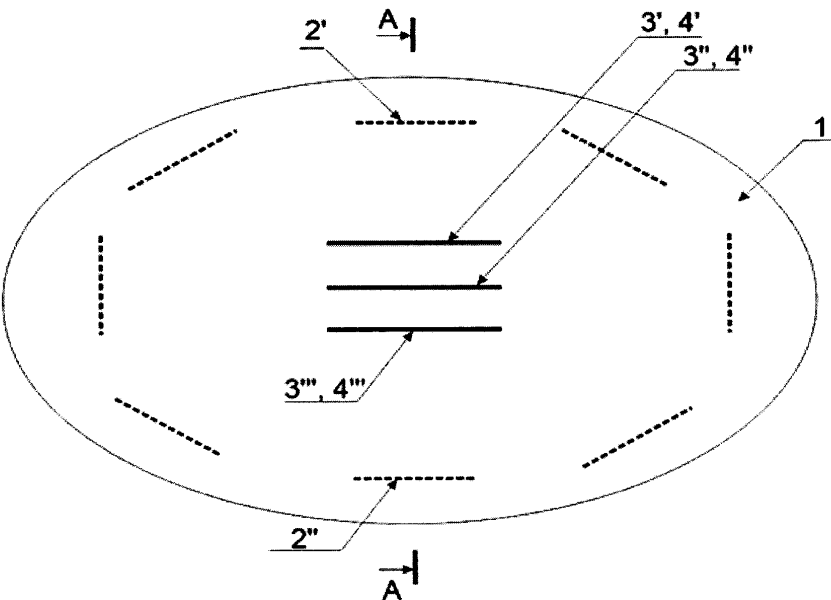
Проведенные мероприятия позволяют завершить этап разработки залежи и исключить схлопывание пласта при снижении закачки пара и сохранении пластового давления за счет регулирования закачки попутно добываемой воды и газа без использования дорогостоящих реагентов. В результате проведенных мероприятий общий суточный дебит по добывающим скважинам выбранного участка увеличился с 3 до 7 т/сут.

Предлагаемый способ позволяет повысить эффективность разработки залежи высоковязкой и сверхвязкой нефти тепловыми методами на поздней стадии разработки за счет расширения области теплового воздействия при одновременном снижении затрат, регулируемого завершения разработки залежи на поздней стадии разработки при сохранении структуры пласта, а также расширить технологические возможности способа разработки залежи высоковязкой и сверхвязкой нефти тепловыми методами на поздней стадии разработки.

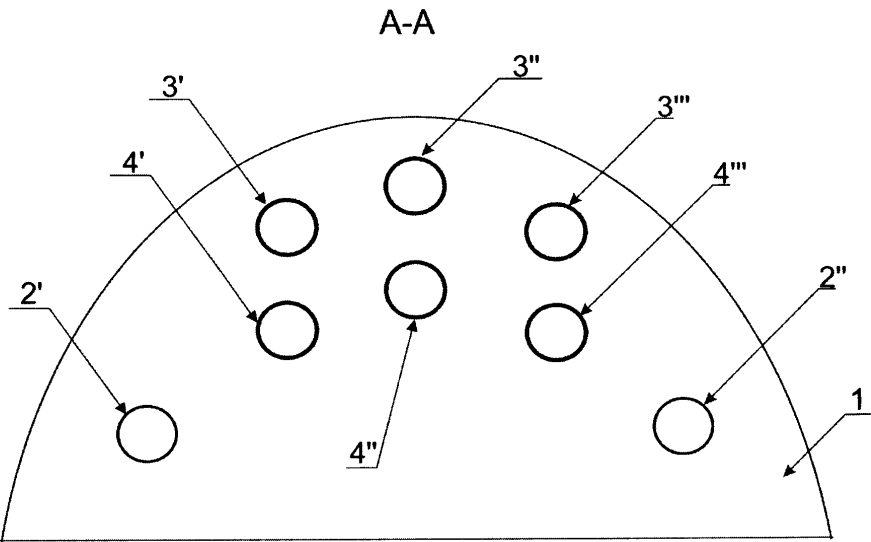
(57) Формула изобретения

Способ разработки залежи высоковязкой и сверхвязкой нефти тепловыми методами на поздней стадии разработки, характеризующийся тем, что горизонтальные пароциклические скважины размещают на периферии залежи, парные горизонтальные нагнетательные и добывающие скважины размещают в центральной части залежи, в

горизонтальных добывающих скважинах располагают устройства контроля температуры и давления, на ранней стадии разработки осуществляют закачку пара в горизонтальные пароциклические и парные горизонтальные нагнетательные и добывающие скважины для прогрева продуктивного пласта, прекращают подачу пара для термокапиллярной пропитки залежи, затем горизонтальные добывающие скважины переводят под отбор продукции, горизонтальные нагнетательные скважины - под закачку пара, горизонтальные пароциклические скважины эксплуатируют циклами - последовательными закачкой пара и отбором продукции, на поздней стадии разработки выбирают горизонтальные пароциклические и парные горизонтальные нагнетательные и добывающие скважины с нерентабельным дебитом - с паронефтяным отношением больше 10, в указанных нерентабельных горизонтальных пароциклических и горизонтальных нагнетательных скважинах осуществляют регулируемое снижение объема закачки пара, исключаящее резкое снижение давления - более 0,05 МПа/сут и температуры - более 1°С/сут в паровой камере, до температуры парообразования воды при начальном давлении в пласте, указанные нерентабельные горизонтальные пароциклические скважины переводят под закачку горячей воды, а указанные нерентабельные горизонтальные нагнетательные скважины - под закачку газа, при достижении обводненности в указанных нерентабельных горизонтальных добывающих скважинах 98% и более их также переводят под закачку газа.



Фиг. 1



Фиг. 2