



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ,
ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21), (22) Заявка: 2005119473/03, 23.06.2005

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
23.06.2005

(45) Опубликовано: 27.12.2006 Бюл. № 36

(56) Список документов, цитированных в отчете о
поиске: RU 2190760 C1, 10.10.2002. RU 2088752
C1, 27.08.1997. SU 741909 A, 28.06.1980. RU
2046931 C1, 27.10.1995. SU 1492097 A1,
07.07.1989. SU 1810505 A1, 23.04.1993. US
3882940 A, 13.05.1975. US 4427067 A, 24.01.1984.

Адрес для переписки:

423450, Республика Татарстан, г. Альметьевск,
ул. Ленина, 35, НГДУ "Альметьевнефть",
технический отдел

(72) Автор(ы):

Ибрагимов Наиль Габдулбариевич (RU),
Закиров Айрат Фикусович (RU),
Ожередов Евгений Витальевич (RU),
Сафуанов Ринат Йолдузович (RU),
Джафаров Мирзахан Атакиши оглы (RU)

(73) Патентообладатель(и):

ОАО "Татнефть" им. В.Д. Шашина (RU)

(54) СПОСОБ МЕЖСКВАЖИННОЙ ПЕРЕКАЧКИ ЖИДКОСТИ

(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтяной промышленности и может найти применение при разработке обводненной нефтяной залежи и работе системы поддержания пластового давления. Обеспечивает повышение эффективности производства работ. Сущность изобретения: способ включает отбор нефти из пласта, отбор пластовой воды через водозаборные скважины и закачку пластовой воды через нагнетательные скважины в пласт. Согласно изобретению межскважинную перекачку жидкости проводят при обводнении добываемой нефти выше предела рентабельности ее добычи - при обводненности добываемой нефти порядка 98,0 - 99,9%. В качестве водозаборных скважин используют бывшие добывающие скважины. Отбор пластовой воды ведут из обводнившегося

продуктивного пласта, закачку пластовой воды через нагнетательные скважины ведут в пласт с невыработанными запасами нефти. Отбор нефти из пласта ведут через водозаборную скважину. В водозаборной скважине разделяют нефть и воду. Воду отбирают по колонне насосно-компрессорных труб и по выкидной и водопроводной линии закачивают в нагнетательные скважины. Нефть накапливают в межтрубном пространстве скважины. После заполнения межтрубного пространства скважины нефтью скважину останавливают, организуют циркуляцию жидкости в скважине, нефть из межтрубного пространства вытесняют в нефтепровод обратным потоком воды и запускают скважину в работу. При этом время заполнения межтрубного пространства скважины нефтью определяют по аналитическому выражению. 3 ил.



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY,
PATENTS AND TRADEMARKS

(51) Int. Cl.
E21B 43/20 (2006.01)

(12) ABSTRACT OF INVENTION

(21), (22) Application: **2005119473/03, 23.06.2005**

(24) Effective date for property rights: **23.06.2005**

(45) Date of publication: **27.12.2006 Bull. 36**

Mail address:

**423450, Respublika Tatarstan, g. Al'met'evsk,
ul. Lenina, 35, NGDU "Al'met'evneft",
tekhnicheskij otdel**

(72) Inventor(s):

**Ibragimov Nail' Gabdulbarievich (RU),
Zakirov Ajrat Fikusovich (RU),
Ozheredov Evgenij Vital'evich (RU),
Safuanov Rinat Jolduzovich (RU),
Dzhafarov Mirzaxan Atakishi ogly (RU)**

(73) Proprietor(s):

OAO "Tatneft" im. V.D. Shashina (RU)

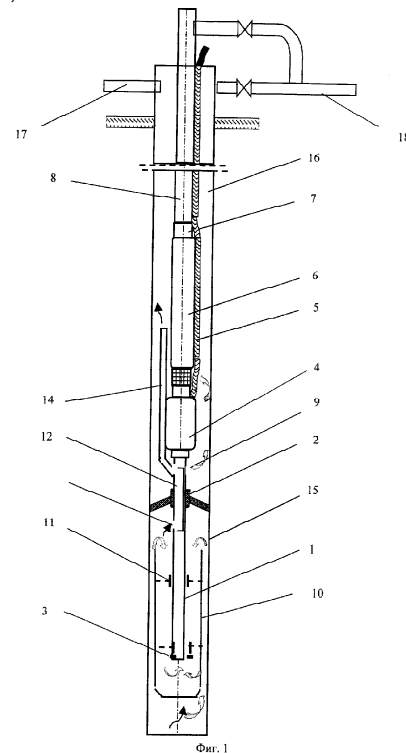
(54) METHOD FOR INTER-WELL TRANSIT OF LIQUID

(57) Abstract:

FIELD: oil industry, possible use during extraction of water-flooded oil pool and during operation of system for maintaining bed pressure.

SUBSTANCE: method includes intake of oil from the bed, extraction of bed water through water intake wells and forcing of bed water through force wells into the bed. In accordance to invention, inter-well transit of liquid is performed when extracted oil is watery beyond profitability - water saturation of about 98-99,9%. As water-intake wells, former product wells are used. Intake of bed water is performed from watery productive bed, forcing of bed water through force wells is performed into bed with non-extracted oil deposits. Intake of oil from bed is performed through water-intake well. In water-intake well oil and water are separated. Water is drained through tubing string and is fed via exhaust or water main line into force wells. Oil is accumulated in inter-tubular space of well. after filling inter-tubular space with oil, well is stopped, circulation of liquid in well is organized, oil from inter-tubular space is forced into oil line by reversed water flow and well operation is launched. Time of filling of inter-tubular space is determined from analytical expression.

EFFECT: increased efficiency of operations.
1 ex, 3 cl



Фиг. 1

Изобретение относится к нефтяной промышленности и может найти применение при разработке обводненной нефтяной залежи и работе системы поддержания пластового давления.

5 Известен способ закачки вытесняющего агента в скважину, включающий размещение вблизи нагнетательной скважины в специальном шурфе электроцентробежного насоса, соединение выкидной линии электроцентробежного насоса с нагнетательной скважиной, а всасывающей части - с трубопроводом водоисточника и подачу воды к электроцентробежному насосу по низконапорным коммуникациям (Патент РФ № 2079640, кл. E 21 B 43/20, опублик. 1997 г.).

10 Известный способ не позволяет оперативно управлять процессом добычи и закачки воды при остановке электроцентробежного насоса, что снижает эффективность и надежность способа.

Известен способ разработки многопластовой неоднородной нефтяной залежи, включающий отбор нефти через добывающие скважины из пластов, отбор пластовой воды из нижележащего пласта через водозаборные скважины и закачку пластовой воды через нагнетательные скважины в пласты. При этом бурят дополнительные скважины на всю глубину залежи. При прохождении через нефтяной пласт скважины эксплуатируют как добывающие. При прохождении до подстилающего слоя, минуя нефтяной пласт, скважины эксплуатируют как водозаборные, отбирают через них пластовую подстилающую воду и закачивают ее в качестве рабочего агента через нагнетательные скважины в нефтяные пласты. Пластовую подстилающую воду перекачивают из водозаборной скважины в нагнетательную скважину по герметичным трубопроводам без контакта с кислородом воздуха и без разрыва струи. Водозаборные скважины снабжают электроцентробежными насосами высокой производительности и соединяют с ближайшими нагнетательными скважинами герметичными наземными водоводами (Патент РФ № 2061177, кл. E 21 B 43/20, опублик. 1996 г.).

Известный способ позволяет отобрать из залежи основные запасы нефти, исключить затраты на подготовку рабочего агента, предотвратить рост сульфатвосстанавливающих бактерий в пласте, однако способ не позволяет оперативно управлять процессом добычи и закачки пластовой воды при остановке одной или нескольких водозаборных скважин, что снижает эффективность и надежность способа.

Наиболее близким к изобретению по технической сущности является способ разработки нефтяной залежи, включающий отбор нефти через добывающие скважины из пластов, отбор пластовой подстилающей воды из водоносного пласта через водозаборные скважины, закачку пластовой подстилающей воды через нагнетательные скважины в пласты, закольцовывание выкидных линий водозаборных скважин, перераспределение объемов закачки пластовой воды штуцированием подводящих трубопроводов к нагнетательным скважинам, а при остановке одной или нескольких водозаборных скважин осуществление добычи пластовой воды из прочих водозаборных скважин и нагнетание в нагнетательные скважины через закольцованный трубопровод и штуцированные подводящие к нагнетательным скважинам трубопроводы с обеспечением закачки пластовой воды электроцентробежными насосами суммарной производительностью, несколько меньшей суммарной приемистости нагнетательных скважин, и обеспечением перераспределения и ограничения закачиваемых объемов рабочего агента до уровня производительности электроцентробежных насосов (Патент РФ № 2177537, кл. E 21 B 43/20, опублик. 2001 г. - прототип).

Известный способ позволяет оперативно управлять процессом добычи и закачки пластовой воды при остановке одной или нескольких водозаборных скважин, однако способ не позволяет добывать попутную нефть и газ, находящиеся в перекачиваемой воде, что снижает эффективность работ.

В изобретении решается задача повышения эффективности производства работ.

Задача решается тем, что в способе межскважинной перекачки жидкости, включающем отбор нефти из пласта, отбор пластовой воды через водозаборные скважины и закачку

пластовой воды через нагнетательные скважины в пласт, согласно изобретению межскважинную перекачку жидкости проводят при обводнении добываемой нефти выше предела рентабельности ее добычи, в качестве водозаборных скважин используют бывшие добывающие скважины, отбор пластовой воды ведут из обводнившегося продуктивного пласта, закачку пластовой воды через нагнетательные скважины ведут в пласт с невыработанными запасами нефти, отбор нефти из пласта ведут через водозаборную скважину, в водозаборной скважине разделяют нефть и воду, воду отбирают по колонне насосно-компрессорных труб и по выкидной и водопроводной линии закачивают в нагнетательные скважины, нефть накапливают в межтрубном пространстве скважины, после заполнения межтрубного пространства скважины нефтью скважину останавливают, организуют циркуляцию жидкости в скважине, нефть из межтрубного пространства вытесняют в нефтепровод обратным потоком воды и запускают скважину в работу, при этом время заполнения межтрубного пространства скважины нефтью определяют по формуле

$$T = \frac{\left[(H_K - H_{CT}) - \frac{\rho_H}{\rho_B} (H_{ДН} - H_{CT}) \right] f}{Q(1 - \epsilon)},$$

где T - время заполнения межтрубного пространства скважины нефтью, сут; f - площадь сечения межтрубного пространства, м²; Q - производительность электроцентробежного насоса при установившемся динамическом уровне жидкости, м³/сут; ε - обводненность добываемой жидкости, доли единицы; ρ_н - плотность нефти, кг/м³; ρ_в - плотность воды, кг/м³; H_{ст} - статический уровень жидкости в скважине, м; H_{дн} - установившейся динамический уровень жидкости в скважине, м; H_к - глубина спуска сливного - обратного клапана, м.

Признаками изобретения являются:

- 1) отбор нефти из пласта;
- 2) отбор пластовой воды через водозаборные скважины;
- 3) закачка пластовой воды через нагнетательные скважины в пласт;
- 4) межскважинная перекачка жидкости при обводнении добываемой нефти выше предела рентабельности ее добычи;
- 5) использование в качестве водозаборных скважин бывших добывающих скважин;
- 6) отбор пластовой воды из обводнившегося продуктивного пласта;
- 7) закачка пластовой воды через нагнетательные скважины в пласт с невыработанными запасами нефти;
- 8) отбор нефти из пласта через водозаборную скважину;
- 9) в водозаборной скважине разделение нефти и воды;
- 10) отбор воды по колонне насосно-компрессорных труб;
- 11) по выкидной и водопроводной линии закачка воды в нагнетательные скважины;
- 12) накопление нефти в межтрубном пространстве скважины;
- 13) после заполнения межтрубного пространства скважины нефтью остановка скважины;
- 14) организация циркуляции жидкости в скважине;
- 15) вытеснение нефти из межтрубного пространства в нефтепровод обратным потоком воды;
- 16) запуск скважины в работу;
- 17) определение времени заполнения межтрубного пространства скважины нефтью по специальной формуле.

Признаки 1-3 являются общими с прототипом, признаки 4-17 являются существенными отличительными признаками изобретения.

Сущность изобретения

При разработке нефтяной залежи заводнением в качестве рабочего агента используют пластовую воду, которую отбирают из пласта через водозаборные скважины и закачивают в пласты через нагнетательные скважины электроцентробежными насосами без разрыва

струи и без сообщения с кислородом воздуха. Это позволяет исключить затраты на подготовку рабочего агента, предотвратить рост сульфатовосстанавливающих бактерий в пласте. Однако при этом попутно добываемая нефть также закачивается в пласт и безвозвратно теряется. В изобретении решается задача повышения эффективности производства работ за счет добычи попутной нефти. Задача решается следующей совокупностью операций.

После выработки основных запасов нефти достигают предела рентабельности разработки. Как правило, это наступает при обводненности добываемой нефти порядка 98,0-99,9%. Добывать 98% воды и только 2% нефти становится нерентабельно. В такой ситуации добываемую воду используют в качестве рабочего агента при заводнении невыработанных участков того же продуктивного пласта или других продуктивных пластов. Для этого организуют межскважинную перекачку жидкости. Бывшие добывающие скважины переоснащают под водозаборные скважины, снабжают их колонной насосно-компрессорных труб с электроцентробежным насосом, подсоединяют колонну насосно-компрессорных труб к выкидной и водопроводной линии. Водопроводную линию соединяют с нагнетательными скважинами. Осуществляют межскважинную перекачку воды, т.е. перекачку добываемой пластовой воды между водозаборными скважинами и нагнетательными скважинами.

Одновременно с этим в водозаборной скважине разделяют нефть и воду. Воду отбирают по колонне насосно-компрессорных труб и по выкидной и водопроводной линии закачивают в нагнетательные скважины. Нефть накапливают в межтрубном пространстве скважины. После заполнения межтрубного пространства скважины нефтью скважину останавливают, организуют циркуляцию жидкости в скважине, нефть из межтрубного пространства вытесняют в нефтепровод обратным потоком воды и запускают скважину в работу. Таким образом, проводят отбор попутной нефти из пласта через водозаборную скважину.

Для внутрискважинного разделения добываемой водонефтяной эмульсии с малым содержанием нефти может быть использован скважинный сепаратор, представленный на фиг.1-3.

Сепаратор содержит хвостовик 1 с разделительной манжетой 2 и ограничителем 3, подсоединенный к нижней части погружного электродвигателя 4, связанного с поверхностью кабелем 5, электроцентробежный насос 6 со сливным-обратным клапаном 7, установленным на колонне насосно-компрессорных труб 8. Выше разделительной манжеты 2 хвостовик 1 имеет канал 9, сообщающий его внутреннюю полость с приемом электроцентробежного насоса 6. Ниже разделительной манжеты 2 с наружной стороны хвостовик 1 снабжен кожухом в виде стакана (кожух-стакан) 10 с направляющими 11, имеющим возможность вертикально перемещаться по хвостовику 1. Во внутренней полости хвостовик 1 имеет отводящую трубку 12 с окнами 13 для перепуска накопленной под манжетой 2 нефти выше приема электроцентробежного насоса 6 через патрубков 14. Собранный внутрискважинное оборудование спускают в обсадную колонну 15 скважины 16, межтрубное пространство которой на устье обвязано нефтепроводом 17, а выкидная линия соединена с водопроводом 18. Кожух-стакан 10 с помощью срезного штифта 19 зафиксирован на хвостовике 1. На муфтах 20 кожуха-стакана 10 размещены боковые подпружиненные сухарики 21, выполненные направлением вверх и контактирующие с обсадной колонной 15. Стенки кожуха-стакана 10 расположены около внутренней поверхности обсадной колонны 15.

Скважинный сепаратор работает следующим образом.

При спуске электроцентробежного насоса 6 в компоновке со скважинным сепаратором в скважину разделительная манжета 2 находится в кожухе-стакане 10 (фиг.2), нижний торец хвостовика 1 при этом упирается в дно кожуха-стакана 10, который с помощью срезного штифта 19 зафиксирован на хвостовике 1. При достижении необходимой глубины колонну насосно-компрессорных труб 8 приподнимают на длину одной трубы. При этом за счет контакта боковых подпружиненных сухариков 21, выполненных направлением вверх и размещенных на муфтах кожуха-стакана 10, с внутренней поверхностью обсадной колонны

15, кожух-стакан 10, срезая штифт 19, перемещается вниз до ограничителя 3 и освобождает эластичную разделительную манжету 2, которая в раскрытом состоянии перекрывает кольцевое пространство обсадной колонны 15 ниже погружного электродвигателя 4. При этом разделительная манжета 2 не испытывает нагрузки от

5 перепада давления, поскольку над и под ней давление практически одинаково.
 В процессе работы электроцентробежного насоса 6 восходящий поток воды с нефтяными каплями, проходя в зазоре между кожухом-стаканом 10 и обсадной колонной 15, за счет сужения кольцевого пространства приобретает повышенную скорость движения, что приводит к возрастанию числа взаимных столкновений капель нефти друг с другом, способствующих слиянию и укрупнению нефтяных капель, а также слипанию их с пузырьками газа, обуславливающему увеличение скорости всплытия их в воде. Поскольку нефть обладает свойствами поверхностно-активных веществ, захват ее капли сопровождается растеканием частиц нефти (подъемом) под действием поверхностных сил по поверхности газового пузырька. Далее восходящий поток, попав в кольцевую зону под разделительной манжетой 2, резко снижет скорость, а нефтяные капли за счет скорости всплытия и подъемной силы газовой флотации накапливаются под разделительной манжетой 2. Отделение нефтегазового пузырька от воды происходит за счет того, что скорость потока воды, направленного в кожухе-стакане 10 вниз к башмаку хвостовика 1, меньше скорости всплытия капель нефти с газом в воде. Очищенная от нефти добываемая вода через кожух-стакан 10 поступает в хвостовик 1 и далее через канал 9 попадает на прием насоса 6, а нефть с газом через окна 13 и патрубок 14 отводится выше приема насоса 6 и далее накапливается в межтрубном пространстве скважины 16. В процессе эксплуатации добываемая вода из скважины-донора по выкидной и водопроводной линии 18 закачивается в нагнетательные скважины. При этом одновременно происходит процесс накопления нефти в межтрубном пространстве скважины 16 и водонефтяной раздел со временем приближается к приему насоса 6. При заполнении межтрубного пространства скважины 16 от динамического уровня жидкости до сливного-обратного клапана 7 установку отключают. При этом сливной-обратный клапан 7 открывается (используется известное скважинное клапанное устройство по патенту РФ №2150575) и трубное пространство сообщается с межтрубным. Далее открывают секущую задвижку (на фиг. не показана) на нефтепроводе 17 и нефть из затрубного пространства вытесняется в нефтепровод обратным потоком воды из водопровода 18 по насосно-компрессорным трубам 8, либо за счет излива воды из нагнетательных скважин (давление в водопроводе обычно на порядок выше, чем в нефтепроводе), либо путем прямой промывки при помощи насосного агрегата. Если нагнетательные скважины-акцепторы данной скважины-донора имеют неиспользуемые водопроводы от кустовой насосной скважины, их также можно использовать для создания обратного потока воды в скважине-доноре. По отобраным пробам в нефтепроводе определяют окончание процесса вытеснения нефти, после чего запускают установку скважины-донора и закрывают секущую задвижку на нефтепроводе 17.

40 В процессе эксплуатации добываемая вода из скважины-донора по выкидной и водопроводной линии закачивается в нагнетательные скважины. При этом одновременно происходит процесс накопления нефти в межтрубном пространстве скважины 16 и водонефтяной раздел со временем приближается к приему насоса 6. Для определения необходимого времени T , в течение которого происходит перемещение водонефтяного раздела до сливного-обратного клапана 6, используют формулу

$$T = \frac{\left[(H_K - H_{CT}) - \frac{\rho_H}{\rho_B} (H_{ДН} - H_{CT}) \right] f}{Q(1 - \nu)} \quad (1)$$

50 где T - время заполнения межтрубного пространства скважины нефтью, сут; f - площадь сечения межтрубного пространства, m^2 ; Q - производительность электроцентробежного насоса при установившемся динамическом уровне жидкости, $m^3/сут$; ν - обводненность добываемой жидкости (определяется перед спуском внутрискважинного устройства); ρ_H -

плотность нефти, кг/м^3 ; $\rho_{\text{в}}$ - плотность воды, кг/м^3 ; $H_{\text{ст}}$ - статический уровень жидкости в скважине, м; $H_{\text{дн}}$ - установившийся динамический уровень жидкости в скважине, м; $H_{\text{к}}$ - глубина спуска сливного-обратного клапана, м.

5 Реально время T - время заполнения межтрубного пространства скважины от динамического уровня жидкости до сливного-обратного клапана 7.

По достижении времени T установку отключают. При этом сливной-обратный клапан 6 открывается (используется известное скважинное клапанное устройство по патенту РФ № 2150575) и трубное пространство сообщается с межтрубным. Далее открывают секущую задвижку (на фиг. не обозначена) на нефтепроводе 17 и нефть из затрубного пространства вытесняется в нефтепровод 17. По отобраным пробам в нефтепроводе определяют окончание процесса вытеснения нефти, после чего запускают установку скважины-донора и закрывают секущую задвижку на нефтепроводе.

15 Осуществление внутрискважинного разделения нефти и воды с периодической откачкой накопленной нефти из затрубного пространства скважин-доноров позволяет сохранить приемистость нагнетательных скважин за счет очистки закачиваемой воды от нефтепродуктов и добыть дополнительный объем нефти из водозаборных скважин.

Пример конкретного выполнения

20 Разрабатывают нефтяную залежь Ромашкинского месторождения со следующими характеристиками: пористость - 19,1%, средняя проницаемость - $0,35 \text{ мкм}^2$, нефтенасыщенность - 80,5%, абсолютная отметка водонефтяного контакта - 1485 м, средняя нефтенасыщенная толщина - 3,5 м, начальное пластовое давление - 17,5 МПа, пластовая температура - 40°C , параметры пластовой нефти: плотность - 808 кг/м^3 , вязкость - 17,3 мПа·с, давление насыщения - 8,8 МПа, газосодержание - $63,6 \text{ м}^3/\text{т}$. Залежь многопластовая. Количество пластов может достигать 8 и даже более.

25 Участок залежи разрабатывают 16 нагнетательными и 46 добывающими скважинами.

30 После выработки основных запасов нефти в одном продуктивном пласте достигают предела рентабельности разработки. Обводненность добываемой нефти составляет 98%. Организуют межскважинную перекачку жидкости. Бывшие четыре добывающие скважины переоснащают под водозаборные скважины, оборудуют их электроцентробежным насосом с устройством для внутрискважинного разделения нефти от воды, колонной насосно-компрессорных труб со сливным-обратным клапаном и водопроводной линией. Водопроводную линию соединяют с нагнетательными скважинами, а затрубную линию - с нефтепроводом. Осуществляют межскважинную перекачку воды, т.е. перекачку 35 добываемой пластовой воды между водозаборными скважинами и нагнетательными скважинами, пробуренными на соседний нефтяной пласт.

В процессе работы водозаборной скважины воду отбирают по колонне насосно-компрессорных труб, по выкидной и водопроводной линиям закачивают в нагнетательные скважины. Нефть накапливают в межтрубном пространстве скважины. При этом водозаборная скважина имеет следующие параметры:

40 $Q=80 \text{ м}^3/\text{сут}$; $\rho_{\text{н}}=876 \text{ кг/м}^3$; $\rho_{\text{в}}=1060 \text{ кг/м}^3$; $H_{\text{ст}}=100 \text{ м}$; $H_{\text{дн}}=600 \text{ м}$; $H_{\text{к}}=1500 \text{ м}$; $f=0,014 \text{ м}^2$.

По формуле (1) рассчитывают время заполнения межтрубного пространства скважины нефтью.

$$45 T = \frac{\left[(1500 - 100) - \frac{1060}{876} (600 - 100) \right] 0,014}{8Q(1 - 0,98)} = 7 \text{ сут}$$

50 После заполнения межтрубного пространства скважины нефтью скважину останавливают, организуют циркуляцию жидкости в скважине, нефть из межтрубного пространства вытесняют в нефтепровод обратным потоком воды и запускают скважину в работу. Объем вытесненной нефти за один цикл работы водозаборной скважины составляет $V=(H_{\text{к}}-H_{\text{д}})f=(1500-600)0,014=12,6 \text{ м}^3$

Дополнительная добыча нефти в год будет $Q=365/T \times V=365/7 \times 12,6=657 \text{ м}^3$.

Таким образом, проводят отбор попутной нефти из пласта через водозаборную

скважину. Дополнительная добыча нефти в год по четырем скважинам составляет 2628 м³.

Применение предложенного способа позволит сохранить приемистость нагнетательных скважин за счет очистки закачиваемой воды от нефтепродуктов и добыть дополнительный объем нефти из водозаборных скважин.

5

Формула изобретения

Способ межскважинной перекачки жидкости, включающий отбор нефти из пласта, отбор пластовой воды через водозаборные скважины и закачку пластовой воды через нагнетательные скважины в пласт, отличающийся тем, что межскважинную перекачку жидкости проводят при обводнении добываемой нефти выше предела рентабельности ее добычи - при обводненности добываемой нефти порядка 98,0÷99,9%, в качестве водозаборных скважин используют бывшие добывающие скважины, отбор пластовой воды ведут из обводнившегося продуктивного пласта, закачку пластовой воды через нагнетательные скважины ведут в пласт с невыработанными запасами нефти, отбор нефти из пласта ведут через водозаборную скважину, в водозаборной скважине разделяют нефть и воду, воду отбирают по колонне насосно-компрессорных труб и по выкидной и водопроводной линиям закачивают в нагнетательные скважины, нефть накапливают в межтрубном пространстве скважины, после заполнения межтрубного пространства скважины нефтью скважину останавливают, организуют циркуляцию жидкости в скважине, нефть из межтрубного пространства вытесняют в нефтепровод обратным потоком воды и запускают скважину в работу, при этом время заполнения межтрубного пространства скважины нефтью определяют по формуле:

$$T = \frac{\left[(H_k - H_{ст}) - \frac{\rho_n}{\rho_v} (H_{дн} - H_{ст}) \right] f}{Q(1 - v)},$$

где

T - время заполнения межтрубного пространства скважины нефтью, сут;

H_к - глубина спуска сливного - обратного клапана, м;

H_{ст} - статический уровень жидкости в скважине, м;

ρ_н - плотность нефти, кг/м³;

ρ_в - плотность воды, кг/м³;

H_{дн} - установившийся динамический уровень жидкости в скважине, м;

f - площадь сечения межтрубного пространства, м²;

Q - производительность электроцентробежного насоса при установившемся

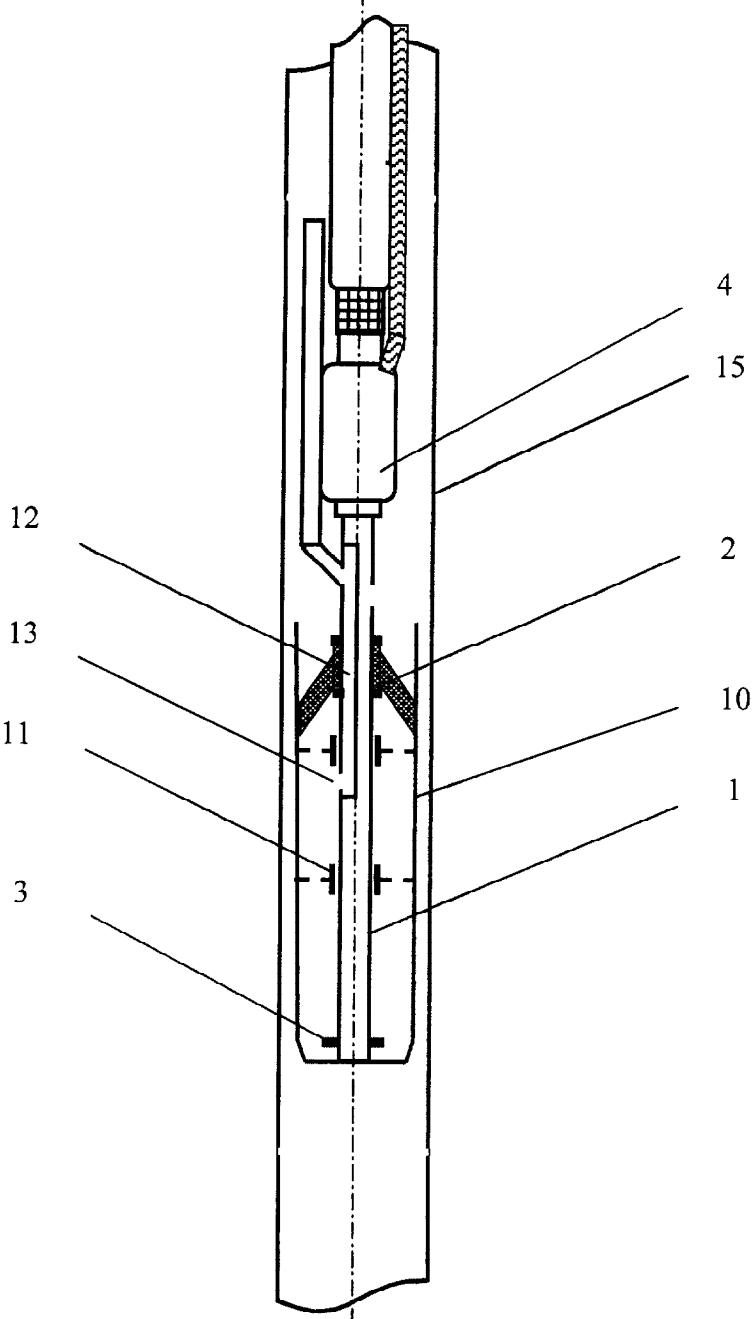
динамическом уровне жидкости, м³/сут;

v - обводненность добываемой жидкости, доли единицы.

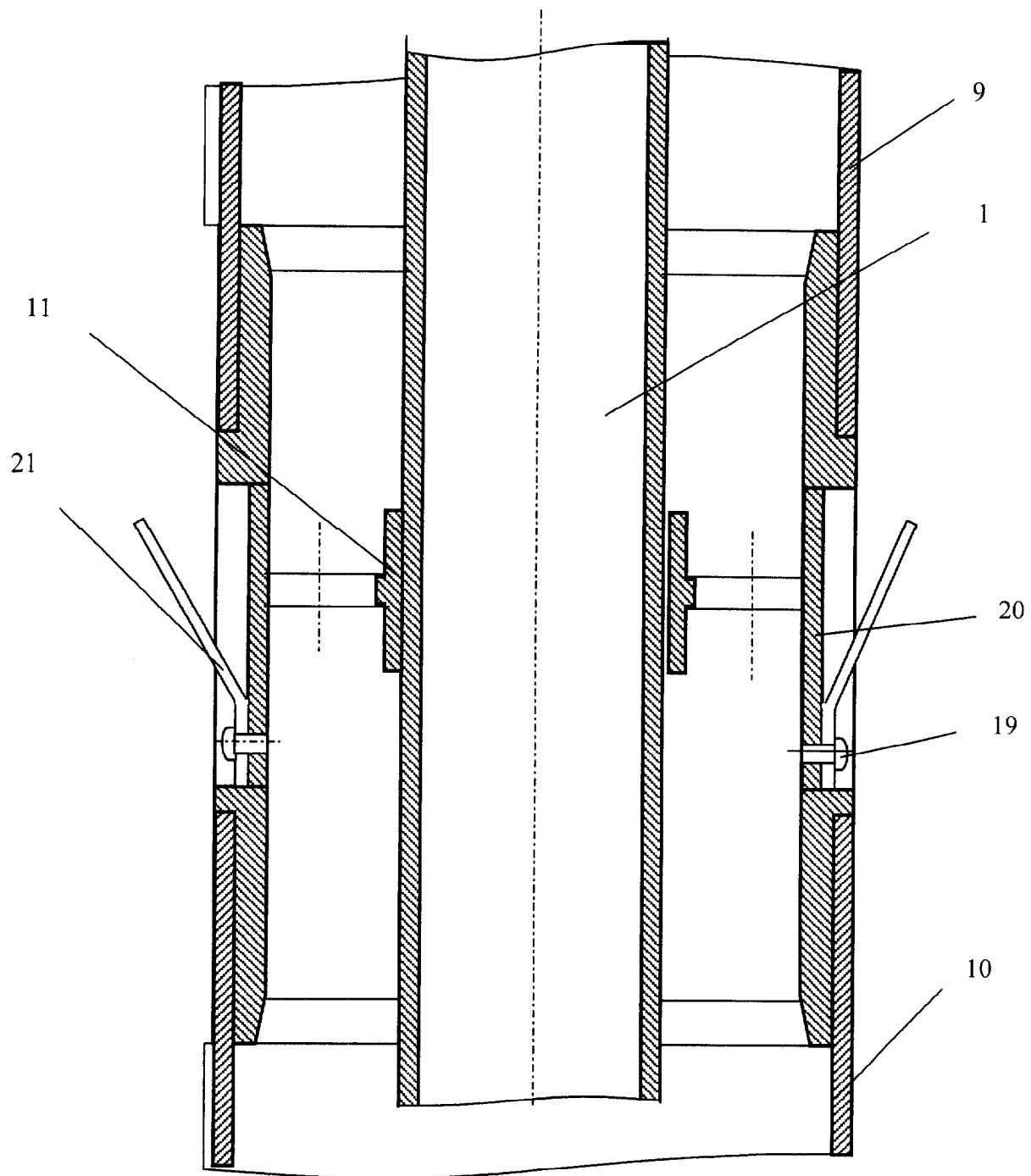
40

45

50



Фиг. 2



Фиг. 3