



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21)(22) Заявка: 2016140806, 17.10.2016

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
17.10.2016

Дата регистрации:
28.11.2017

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 17.10.2016

(45) Опубликовано: 28.11.2017 Бюл. № 34

Адрес для переписки:
625013, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, 74, корп.
2, кв. 32, Лукашову А.Н.

(72) Автор(ы):

Лукашов Александр Николаевич (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Лукашов Александр Николаевич (RU)

(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: ОСТ 153-39.2-048-2003 "Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей", СТО РМНТК 153-39.2-002-2003, "Нефть. Отбор пластовых флюидов". RU 2531414 C1, 20.10.2014. RU 2202039 C2, 10.04.2003. RU 2365738 C1, 27.08.2009. RU 2340769 C1, 10.12.2008. US 20110272148 A1, 10.11.2011.

(54) СПОСОБ ОТБОРА ГЛУБИННЫХ ПРОБ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ ПРИ ИСПЫТАНИИ СКВАЖИН И МУФТА НАПРАВЛЕНИЯ ПОТОКА ПЛАСТОВОГО ФЛЮИДА ДЛЯ ЕГО РЕАЛИЗАЦИИ

(57) Реферат:

Группа изобретений относится к области нефтегазодобывающей промышленности и предназначена для отбора глубинных проб пластовой нефти при испытании скважин в эксплуатационной колонне на всех притоках нефти, в том числе с пластовой водой. Для реализации способа в скважину спускают компоновку насосно-компрессорных труб (НКТ), оборудованную посадочным ниппелем для установки оборудования для отбора проб и муфтой направления потока пластового флюида вниз НКТ. После создания депрессии проводят оценку дебита притока и наличия нефти в притоке. По дебиту притока рассчитывают время, необходимое для заполнения нефтью насосно-компрессорных труб ниже ниппеля, и время срабатывания пробоотборника. Проводят спуск оборудования, состоящего из мандрели для герметичной посадки в посадочный ниппель на НКТ клапана-отсекателя в комплекте с

пробоотборником и глубинным автономным термоманометром. Осуществляют герметичную установку оборудования в посадочный ниппель, таким образом перекрывают ствол НКТ вставным оборудованием. Этим создают условия накопления и отбора глубинной пробы пластовой нефти в скважине в непосредственной близости от кровли пласта. Пластовую нефть направляют через муфту направления потока в капельно-струйном виде при малой депрессии в полость НКТ, отделяют и накапливают в расчетный период под клапаном-отсекателем и производят отбор глубинной пробы пластовой нефти пробоотборником, установленным вместе с клапаном-отсекателем. Технический результат выражается в обеспечении отбора представительных проб пластовой нефти, применение которого возможно на нефтяных объектах испытаний. 2 н.п. ф-лы, 3 ил., 1 табл.



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(51) Int. Cl.
E21B 49/08 (2006.01)
E21B 43/12 (2006.01)

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(21)(22) Application: **2016140806, 17.10.2016**

(24) Effective date for property rights:
17.10.2016

Registration date:
28.11.2017

Priority:

(22) Date of filing: **17.10.2016**

(45) Date of publication: **28.11.2017** Bull. № 34

Mail address:

**625013, g. Tyumen, ul. 50 let Oktyabrya, 74, korp.
2, kv. 32, Lukashovu A.N.**

(72) Inventor(s):

Lukashov Aleksandr Nikolaevich (RU)

(73) Proprietor(s):

Lukashov Aleksandr Nikolaevich (RU)

(54) **METHOD FOR TAKING DEEP SAMPLES OF FORMATION OIL IN WELL WHEN TESTING AND COUPLING FOR DIRECTING FLOW OF FORMATION FLUID FOR ITS IMPLEMENTATION**

(57) Abstract:

FIELD: oil and gas industry.

SUBSTANCE: in order to implement the method, a tubing string equipped with a mounting nipple for installation of sampling equipment and the coupling for directing the flow of formation fluid at the tubing bottom are lowered into the well. After depression is created, the evaluation of inflow rate and presence of oil in the inflow is carried out. The time required for oil to fill the tubing below the nipple is calculated by the inflow rate, and the operation time of the sampler is determined. The method includes running equipment consisting of a mandrel for hermetic seating into the seat nipple on the tubing of shut-off valve together with the sampler and a deep self-contained thermomanometre. Air-tight fitting of equipment into

the seat nipple is performed, thus shutting-off the tubing string by the plug-in equipment. This creates conditions for accumulation and selection of depth sample of formation oil in the well in close proximity to the formation top. The formation oil is directed through the coupling for directing the flow in drop-jet form at low depression into the tubing string space, the sample is separated and accumulated in the rated period under the shut-off valve and the deep sample of the formation oil is taken out by the sampler installed together with the shut-off valve.

EFFECT: providing sampling of representative samples of formation oil, the application of which is possible at non-flowing test facilities.

2 cl, 3 dwg, 1 tbl

RU 2 636 843 C1

RU 2 636 843 C1

Изобретение относится к области нефтегазодобывающей промышленности и предназначено для отбора глубинных проб пластовой нефти при испытании скважин в эксплуатационной колонне на всех притоках нефти, в том числе с пластовой водой.

5 Существующие методы по отбору глубинных проб пластовой нефти, традиционно определяют способ отбора пластовой нефти только в фонтанирующих, работающих или в остановленных нефтяных скважинах с электроцентробежным насосом (преимущественно без притока пластовой воды).

10 Известны способы отбора глубинных проб флюида в эксплуатационной колонне с помощью компоновок пробоотборников с всевозможными клапанами-отсекателями (перекрывателями, запорными клапанами) ствола насосно-компрессорных труб (НКТ) в компоновке с пакером, перекрывающим затрубное пространство (между НКТ и эксплуатационной колонной).

15 Известен способ отбора глубинных проб пластового флюида, при котором отбор глубинных проб производят пробоотборниками, пропускаемыми на проволоке (тросе) через устройство для перекрытия осевого канала лифтовой колонны труб с открытием затвора (RU №2203391, опубл. 27.04.2003).

20 Известен способ отбора глубинных проб пластового флюида, при котором отбор глубинных проб производят пробоотборниками, спускаемыми на проволоке (тросе) через прямоотцепный скважинный клапан-отсекатель осевого канала лифтовой колонны труб с автоотцепом их ниже клапана-отсекателя (RU №2564701, опубл. 10.10.2015).

25 Известен способ отбора глубинных проб с помощью устройства для гидродинамического мониторинга скважин (RU №2471984, опубл. 10.01.2013) в режиме депрессии, а именно для осуществления герметичного перекрытия внутренней полости колонны НКТ с целью записи кривой восстановления давления (КВД) пласта с применением дистанционных геофизических приборов для оперативного определения гидродинамических параметров пласта и отбора проб пластового флюида.

30 Известен способ отбора глубинных проб пластового флюида с помощью устройства для гидродинамических исследований и испытаний скважин в режиме депрессии, а именно, для осуществления герметичного перекрытия внутренней полости колонны труб (НКТ) с целью записи кривой восстановления давления (КВД) пласта с применением дистанционных скважинных приборов для оперативного определения гидродинамических параметров исследуемого пласта. (RU №2584169, опубл. 20.05.2015 г.), при котором пробоотборник подвешивается ниже устройства. Отбор проб осуществляется после перекрытия внутренней полости НКТ во время регистрации КВД. При этом затрубное пространство НКТ перекрыто пакером.

35 Известен способ ООО «Везерфорд» отбора глубинных проб флюида в не фонтанирующих скважинах, в эксплуатационной колонне с помощью программируемого на открытие и закрытие клапана отсекавателя (ESIT) в компоновке с пробоотборником (EPST) и глубинным манометром, спускаемыми с мандрелью в посадочный ниппель компоновки насосно-компрессорных труб (НКТ), установленных с помощью пакера в положение перекрытия затрубного пространства. Глубинная проба нефти может быть отобрана по таймеру как в период притока в НКТ, так и период записи КВД (полость труб перекрыта клапаном-отсекателем). Аналогичное оборудование и способ отбора глубинной пробы есть у компании Шлюмберже.

45 Общими недостатками указанных известных способов являются:

- отсутствие методики сохранения нефти в скважине в пластовых условиях на не фонтанирующих притоках при давлении в точке отбора выше давления насыщения. Нефть, поступающая в скважину до закрытия скважины на регистрацию КВД, может

дегазироваться;

- в точке отбора нефти, ниже устройства для перекрытия осевого канала НКТ, может скапливаться нефть, только поступившая в полость труб до закрытия клапана-отсекателя. Количество ее недостаточно для получения качественной безводной пробы, из-за прекращения поступления нефти из пласта при закрытом устройстве для

перекрытия осевого канала НКТ, и при перекрытом пакером затрубном пространстве. Известен, общепринятый, способ отбора глубинных проб пластовой нефти на фонтанирующих притоках, согласно регламентным документам (ОСТ 153-39.2-048-2003 «Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей»,

СТО РМНТК 153-39.2-002-2003 «Нефть. Отбор пластовых флюидов»). Способ также имеет ряд ограничений, при фонтанировании, если:

- забойное давление на кровле пласта ниже давления насыщения; -забойное давление на водонефтяном контуре в стволе скважины

ниже давления насыщения (для водонефтяных фонтанирующих объектов);

- забойное давление на водонефтяном контуре в стволе скважины ниже давления насыщения (для нефтяных малодебитных фонтанирующих объектов с не извлекаемым остатком технической воды);

- отложение парафинов и смол на стенках НКТ при отработке скважины, отсюда, не прохождение пробоотборников по стволу НКТ.

Предлагаемое изобретение направлено на решение указанных проблем посредством обеспечения условий нахождения газа в растворенном состоянии в нефти при вызове притока. С применением предлагаемого способа отбора глубинной пробы пластовой нефти отпадает необходимость выведения скважины в режим фонтанирования для отбора глубинных проб.

Задачей предлагаемого изобретения является разработка способа отбора глубинных проб пластовой нефти на не фонтанирующих объектах испытаний и опробования пластов, при котором фазовое состояние глубинных проб нефти соответствует состоянию пластовой нефти.

Технический результат изобретения выражается в обеспечении отбора представительных проб пластовой нефти, применение которого возможно на не фонтанирующих объектах испытаний.

Указанный технический результат достигается тем, что для реализации способа отбора глубинных проб пластовой нефти при испытании в скважину спускают компоновку насосно-компрессорных труб (далее НКТ), оборудованную посадочным ниппелем для установки оборудования для отбора проб (за 20-30 м до низа НКТ), и муфтой направления потока пластового флюида вниз НКТ. Муфту направления потока располагают за 20-30 м до кровли пласта.

Создают депрессию на пласт свабированием или компрессированием без вывода скважины в режим фонтанирования, обеспечивающую в точке накопления и отбора проб нефти условий, при которых давление в точке отбора глубинной пробы более давления насыщения пластовой нефти газом, но менее пластового давления.

После создания депрессии проводят оценку дебита притока и наличия нефти в притоке. По дебиту притока рассчитывают время, необходимое для заполнения нефтью насосно-компрессорных труб ниже оборудования для отбора проб и время срабатывания пробоотборника.

Проводят спуск оборудования для отбора проб, состоящего из мандрели для герметичной посадки в посадочный ниппель на НКТ клапана-отсекателя (клапан-отсекатель в положении «закрыто») в комплекте с пробоотборником и глубинным

автономным термоманометром. Осуществляют герметичную установку оборудования в посадочный ниппель, таким образом перекрывают ствол НКТ вставным оборудованием. Этим создают условия накопления и отбора глубинной пробы пластовой нефти в скважине в непосредственной близости от кровли пласта.

5 Указанный технический результат достигается тем, что муфта направления потока пластового флюида содержит приемную воронку, трубный корпус, трубный элемент, расположенный внутри корпуса с образованием центрального и кольцевого каналов.

Приемная воронка муфты соединена с нижнем концом корпуса и имеет максимально допустимый наружный размер для перекрытия полости эксплуатационной колонны.

10 Внутренний трубный элемент герметично в нижней части соединен с корпусом, имеет отверстия в верхней части, через которые сообщается через кольцевой канал с трубным корпусом.

Трубный корпус содержит в своей нижней части отверстия, через которые сообщается с затрубным пространством.

15 Через муфту направления потока, соединенную с затрубным пространством посредством системы центрального и кольцевого каналов выше места приема потока пластового флюида в муфту, нефть в капельно-струйном виде при малой депрессии отделяют и направляют в полость насосно-компрессорных труб к пробоотборнику под закрытым клапаном-отсекателем. Отделение и накопление нефти обеспечивается 20 высокой скоростью всплытия нефти при относительно малой скорости движения потока через муфту направления потока, а также за счет изменения направления движения потока вниз в кольцевом канале муфты, соединенном с затрубным пространством.

Скорость всплытия нефти в воде кратно превышает скорость движения потока пластовой жидкости внутри эксплуатационной колонны при не фонтанирующем 25 притоке.

Изменение направления движения потока пластового флюида в муфте направления потока происходит при его движении из пласта через приемную воронку в центральный (внутренний) канал, далее через верхние отверстия внутреннего трубного канала в кольцевой канал в нижнюю часть корпуса и затем через отверстия в нижней части 30 корпуса в затрубное пространство.

Пластовую нефть в НКТ под клапаном-отсекателем накапливают в расчетный период, зависящий от дебита притока.

После этого производят отбор глубинной пробы пластовой нефти пробоотборником, который срабатывает по таймеру или управлением дистанционно с поверхности через 35 расчетное время накопления нефти.

В момент срабатывания пробоотборника фиксируют давление и температуру глубинным автономным термоманометром, установленным вместе с пробоотборником. После забора пробы извлекают клапан-отсекатель с пробоотборником и глубинным термоманометром на поверхность и проводят оценку качества глубинной пробы 40 пластовой нефти. По результату выполняют повтор отбора необходимого количества проб или, при необходимости, корректировку программы накопления и повторный отбор глубинных проб.

Предлагаемый способ отбора глубинных проб пластовой нефти основан на создании в стволе скважины условий поступления нефти из пласта при давлении выше давления насыщения, накопления ее в стволе НКТ при этих условиях и отбора глубинными 45 пробоотборниками.

Способ основан на том, что на не фонтанирующих притоках условие, когда забойное давление больше давления насыщения ($P_3 > P_H$), может быть сохранено в некотором

диапазоне малых депрессий, на забое в определенном интервале глубин.

Если создать условия для накопления струйно-капельной нефти поступающей из пласта через столб скважинной технической воды в точку отбора пробы, отвечающую условию ($P_3 > P_H$), и отобрать из этой точки глубинную пробу, то полученная глубинная

5 проба нефти будет соответствующей по фазовому состоянию пластовой (газ в растворенном состоянии в нефти).

Точные знания свойств пластовой нефти (пластовая вязкость, плотность, газосодержание) очень важны на всех этапах реализации проектов добычи нефти - начиная с проектирования разработки и до завершения добычи на месторождении.

10 До 70% объектов испытаний нефтенасыщенных пластов - это не фонтанирующие объекты. Общепринятые способы испытаний и гидродинамические исследования на таких объектах заключаются в записи кривой восстановления уровня в скважине и записи кривой восстановления давления. Отбор глубинных проб при этом не производится.

15 При малых дебитах нефть в скважину из пласта поступает в капельном виде и собирается на уровне жидкости (вода или раствор) в скважине. В мировой практике испытаний существует проблема получения (отбора) глубинных проб нефти на таких не фонтанирующих объектах, т.к. при движении на поверхность через скважинную жидкость (воду, раствор) нефть находится в капельном виде, а на уровне собирается уже в дегазированном виде.

20 Способ поясняется следующими чертежами, где на фиг. 1 изображена схема поступления нефти после создания депрессии с неустановленными в ниппель компоновки НКТ мандрелью с клапаном-отсекателем, пробоотборником и манометром.

25 На фиг. 2 изображена схема поступления и накопления нефти ниже закрытого клапана-отсекателя, перекрывающего полость НКТ после установки мандрели с оборудованием для накопления и отбора глубинных проб нефти в ниппель.

На фиг. 3 изображена схема конструктивного исполнения муфты направления потока пластового флюида.

Предлагаемый способ осуществляют следующим образом.

30 Процесс выполняется в два этапа.

Первый этап: вызов притока.

Низ НКТ 1 оборудуют муфтой 2 направления потока. Проводят спуск НКТ 1 с посадочным ниппелем 3, установленным выше муфты 2 направления потока на 20-30 м, на глубину 20-30 м от кровли пласта. Осуществляют вызов не фонтанирующего притока свабированием или компрессированием при депрессиях, обеспечивающих сохранение фазового состояния нефти насыщенной газом в точке планируемого отбора глубинной пробы. Величину депрессии для вызова притока определяют из условия: давление в точке отбора более давления насыщения нефти газом ($P_{т.отбора} > P_{нас.}$).

40 Оценивают дебит притока в скважине: по стандартной записи кривой восстановления уровня (КВУ) глубинным манометром (по росту забойного давления за определенный период, и по внутреннему объему эксплуатационной колонны в интервале роста уровня жидкости) определяют дебит скважины, желонкой отбирают пробу жидкости с ее уровня в скважине и определяют наличие в притоке нефти.

45 Выполняют расчет времени, необходимого для заполнения нефтью НКТ (труб) ниже клапана-отсекателя 4 для отбора глубинной пробы по формуле:

$$T_n = V \cdot H / Q / 1000 \cdot 24 \cdot k,$$

где T_n - время накопления нефти под клапаном-отсекателем, час;

V - внутренний объем 1 пог.м НКТ в интервале от клапана-отсекателя до

направляющей муфты, литр;

H - высота столба пластовой нефти, необходимая для отбора качественной глубинной пробы (10-20 м), м

Q - дебит притока, м³/сутки;

5 к - коэффициент запаса, учитывающий долю нефти от всего потока поступающую в полость НКТ, принят условно равным 5 (20% от всего потока). Величина подлежит опробованию на практике и корректировке.

1000 и 24 - коэффициенты перевода дебита в литр/час.

10 Нефть под депрессией равномерно всплывает в виде струйно-капельной жидкости по трубному и затрубному пространству, т.к. площадь сечения приемной воронки муфты 2 и кольцевого пространства воронка -эксплуатационная колонна примерно равны.

15 Создают условия накопления нефти в точке отбора глубинной пробы спуском на каротажном тросе (скребковой проволоке) 5 оборудования для отбора глубинной пробы (запрограммированного клапана-отсекателя 4 в положении «закрыто», соединенного герметично с мандрелью 6, с пробоотборником 7 и глубинным термоманометром 8). Перекрывают ствол НКТ 1 на глубине посадкой мандрели 6 в посадочный ниппель 3.

20 Накопление нефти обеспечивается высокой скоростью всплытия нефти по стволу НКТ 1 к пробоотборнику 7 при прохождении через муфту 2 направления потока, имеющую выход в затрубное пространство.

Кроме того, гарантированное отделение и направление нефти в место скопления под клапаном-отсекателем 4 (фиг. 2) обеспечивает конструкция муфты 2 направления потока (см. фиг. 3).

25 Муфта 2 направления потока пластового флюида содержит корпус 9, сообщающийся в нижней части через отверстия 10 с затрубным пространством, внутренний трубный элемент 11, герметично соединенный в нижней части с корпусом 9 и имеющий сообщение через отверстия 12 в верхней части с корпусом 9, с образованием центрального и кольцевого каналов. На корпус 9 накинута приемная воронка 13, имеющая
30 максимально допустимый наружный размер для перекрытия полости эксплуатационной колонны, служит для направления потока пластового флюида в полость муфты направления потока.

Муфта 2 направления потока пластового флюида работает следующим образом.

35 Поток пластовой жидкости из пласта (нефть или нефть с пластовой водой) поступает в эксплуатационную колонну, затем при движении по эксплуатационной колонне разделяется на поток, поступающий в приемную воронку 13 и на поток, поступающий в затрубное пространство, примерно в равных объемах (при равных площадях сечений на входе в воронку и кольцевого пространства между приемной воронкой 13 и эксплуатационной колонной).

40 Поступление потока жидкости из пласта в муфту 2 при перекрытой клапаном-отсекателем 4 полости НКТ 1 обеспечивает система каналов и циркуляционных отверстий из внутренней полости муфты 2 в затрубное пространство.

45 Поток пластовой жидкости из приемной воронки 13 поступает в центральный (внутренний) канал, далее через верхние отверстия 12 внутреннего трубного элемента 11 в кольцевой канал в нижнюю часть корпуса 9 и затем через отверстия 10 в нижней части корпуса 9 в затрубное пространство. При прохождении потока пластовой жидкости из центрального канала в отверстия 12 внутреннего трубного элемента 10 в нижнюю часть кольцевого канала нефть из потока за счет выталкивающих сил среды

(воды с большей плотностью) отделяется и всплывает в полость НКТ 1.

Отделение от потока пластовой жидкости и накопление нефти обеспечивается высокой скоростью всплытия нефти по стволу НКТ 1 к пробоотборнику 7 при прохождении через муфту 2 направления потока (фиг. 2), имеющую выход в затрубное пространство.

При прохождении потока по муфте 2 за счет кратного превышения скорости всплытия нефти над скоростью потока и технического устройства муфты направления потока 2 отделяют и накапливают пластовую нефть под клапаном-отсекателем 4 в расчетный период,

При прохождении нефти через муфту направления потока 2 у входа в циркуляционные отверстия за счет гравитационных сил, нефть всплывает к клапану-отсекателю 4 (см. фиг. 2), так как скорость всплытия нефти (350 м/час) на порядок выше скорости движения потока жидкости из пласта по эксплуатационной колонне.

Для примера в таблице 1 приведены скорости движения потока пластовой жидкости в эксплуатационных колоннах при различных дебитах притока, рассчитанные без учета влияния гравитационного всплытия нефти в воде. Расчет выполнен в диапазоне дебитов не фонтанирующих притоков.

Таблица 1 – Расчет скорости движения потока пластовой жидкости в эксплуатационных колоннах при различных дебитах без учета влияния гравитационного всплытия нефти в воде.

Диаметр эксп. колонны, мм	Дебит скважины, м ³ /сут	Скорость движения потока, м/час
127	1	5,0
	4	20,2
	8	40,3
	10	50,4
146	1	3,3
	4	13,3
	8	26,7
	10	33,3
168	1	2,5
	4	9,8
	8	19,6
	10	24,5
178	1	2,1
	4	8,5
	8	17,1
	10	21,4

Второй этап: отбор глубинной пробы.

Отбор глубинной пробы в точке накопления нефти ниже клапана-отсекателя 4 программируемым пробоотборником 7 происходит через определенное (расчетное) время по таймеру с фиксацией забойного давления и температуры в этой точке термоманометром 8.

Выполняют подъем клапана-отсекателя 4 совместно с глубинным пробоотборником 7 на поверхность, разрядкой оценивают качество глубинной пробы пластовой нефти.

Далее повторяют все операции по спуску вставного оборудования с целью отбора необходимого объема глубинных проб (как правило, не менее 3-х).

Преимущества от использования предлагаемого способа отбора проб пластовой нефти:

- 5 - нет необходимости на нефтяном объекте выводить скважину в режим фонтанирования;
- возможен отбор глубинной пробы при получении смешанного притока: нефть + пластовая вода, пластовая вода с пленкой нефти;
- повышение качества (кондиционности) отобранных глубинных проб (снижение 10 брака с 33% до 10% по объектам с фонтанирующим притоком);
- при применении в компоновке НКТ пакера, после отбора глубинных проб возможно совмещение работы с проведением испытаний и гидродинамических исследований (КВУ + КВД). Примечание: При отборе проб пакер не используется.
- Эффективность от внедрения новой технологии заключается в следующем:
- 15 - отбор глубинных проб нефти на не фонтанирующих объектах нефти с дебитом до 2 м³/сутки, до 100% объектов, в том числе по ТРИЗ;
- отбор глубинных проб нефти на не фонтанирующих водо-нефтяных объектах с дебитом по нефти до 2 м³/сутки, до 100% объектов;
- отбор глубинных проб нефти на потенциально фонтанирующих объектах нефти, 20 в том числе с пластовой водой до 50% объектов;
- повышения качества глубинных проб до 90%.

Увеличение обеспечения глубинными пробами нефтяных объектов до 60% (с учетом качества проб - 90%) приведет к повышению качества проектов разработки по прогнозу дебитов скважин за счет детализации по площади залежи данных по вязкости нефти и 25 газосодержанию.

(57) Формула изобретения

1. Способ отбора глубинных проб пластовой нефти при испытании скважин, включающий спуск в скважину компоновки насосно-компрессорных труб с посадочным 30 ниппелем для установки оборудования отбора проб, создание депрессии на пласт, спуск оборудования для отбора глубинных проб нефти, выполнение отбора глубинных проб нефти с регистрацией давления и температуры в режиме притока, отличающийся тем, что низ колонны насосно-компрессорных труб перед спуском дополнительно оснащают муфтой направления потока пластового флюида в насосно-компрессорные трубы, 35 создают депрессию без вывода скважины в режим фонтанирования, проводят оценку дебита притока и наличия нефти в притоке, выполняют расчет времени, необходимого для заполнения нефтью насосно-компрессорных труб ниже ниппеля и времени срабатывания пробоотборника, спускают оборудование, состоящее из клапана-отсекателя на мандрели для перекрытия канала насосно-компрессорных труб с 40 оборудованием для отбора глубинных проб пластовой нефти, состоящим из пробоотборника и глубинного автономного термоманометра, осуществляют герметичную установку мандрели в посадочный ниппель, перекрывают ствол насосно-компрессорных труб ниже ниппеля, чем обеспечивают в точке отбора проб условия накопления пластовой нефти, при которых давление в точке отбора глубинной пробы 45 более давления насыщения пластовой нефти газом, но менее пластового давления, при этом пластовую нефть направляют через муфту направления потока в капельно-струйном виде при малой депрессии в полость насосно-компрессорных труб, отделяют и накапливают в расчетный период под клапаном-отсекателем, затем производят отбор

глубинной пробы пластовой нефти пробоотборником, установленным вместе с клапаном-отсекателем и срабатывающим через расчетное время накопления нефти, глубинным автономным термоманометром фиксируют давление и температуру в момент срабатывания пробоотборника, далее извлекают клапан-отсекатель в комплекте с пробоотборником и глубинным термоманометром на поверхность и проводят оценку качества глубинной пробы пластовой нефти, выполняют повторные отборы глубинных проб пластовой нефти.

2. Муфта направления потока пластового флюида, содержащая приемную воронку, трубный корпус, трубный элемент, расположенный внутри корпуса с образованием центрального и кольцевого каналов, причем приемная воронка муфты соединена с нижним концом трубного корпуса и имеет максимально допустимый наружный размер для перекрытия полости эксплуатационной колонн, внутренний трубный элемент герметично в нижней части соединен с корпусом и имеет отверстия в верхней части, через которые сообщается через кольцевой канал с трубным корпусом, трубный корпус содержит в своей нижней части отверстия, через которые сообщается с затрубным пространством.

20

25

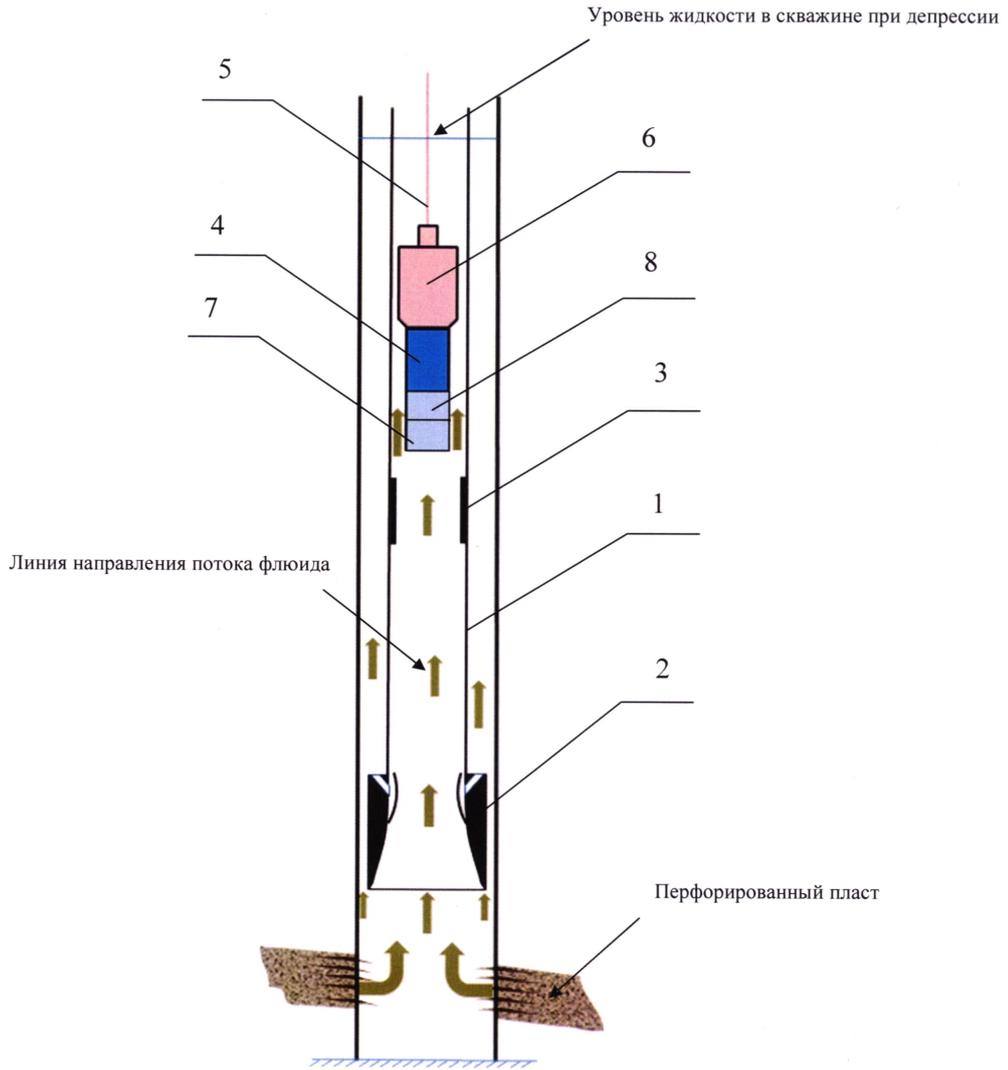
30

35

40

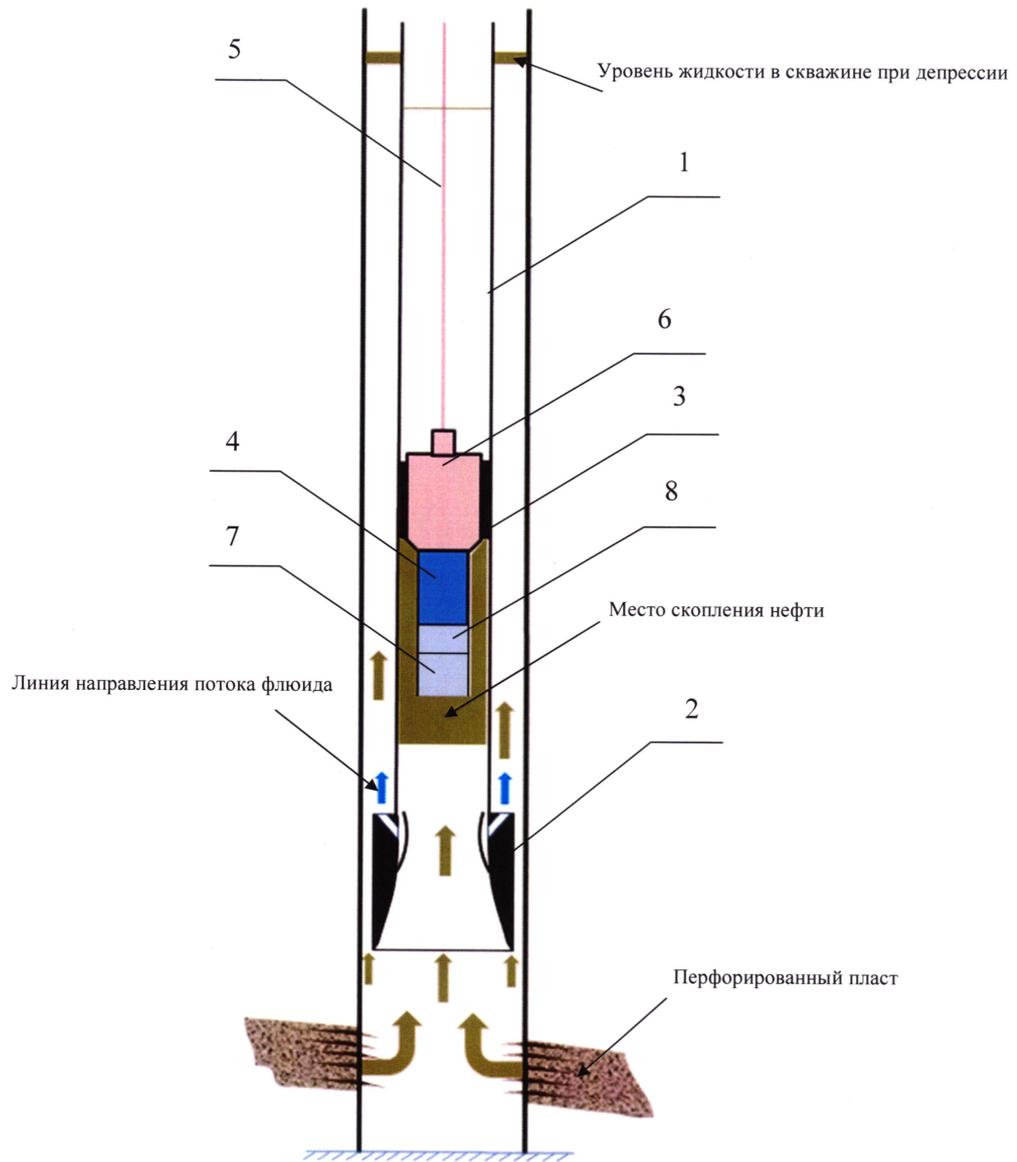
45

Способ отбора глубинных проб пластовой нефти при испытании скважин и муфта направления потока пластового флюида для его реализации



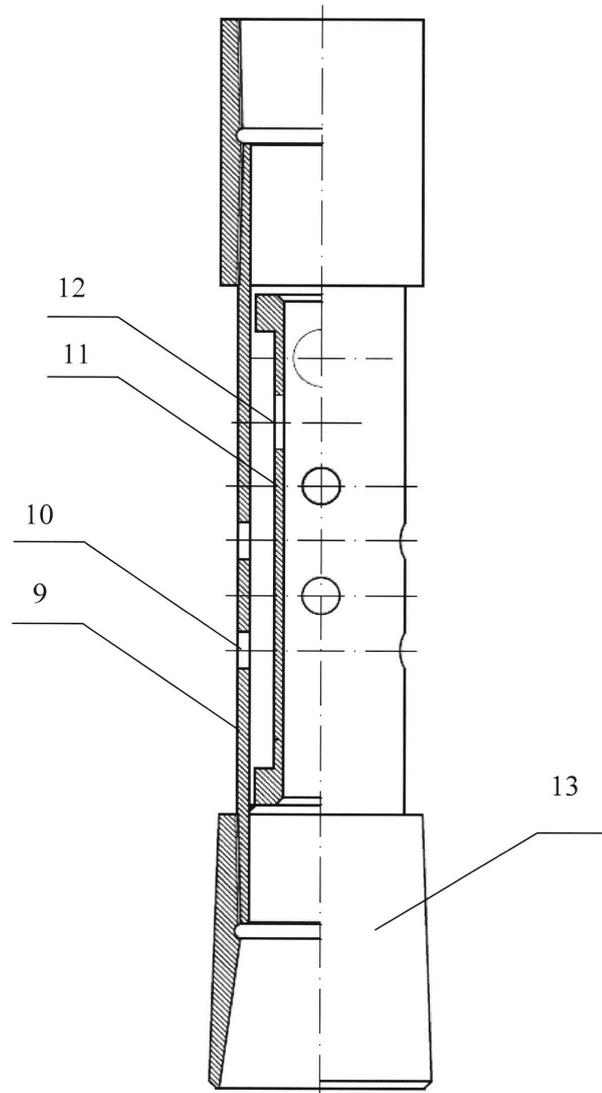
Фиг. 1

Способ отбора глубинных проб
пластовой нефти при испытании
скважин и муфта направления потока
пластового флюида для его реализации



Фиг. 2

Способ отбора глубинных проб
пластовой нефти при испытании
скважин и муфта направления потока
пластового флюида для его реализации



Фиг. 3