

(19) RU (11) 2211311 (13) C2(51) 7 E 21 B 43/14

РОССИЙСКОЕ АГЕНТСТВО
ПО ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ

(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ**
к патенту Российской Федерации

1
(21) 2001101297/03 (22) 15.01.2001
(22) 15.01.2001
(46) 27.08.2003 Бюл. № 24

(72) Леонов В. А., Шарифов Махир Зафар оглы, Донков П. В., Медведев Н.Я., Ничеговский В. А., Соловых В. И., Спивак Т. С., Хан Г. Б., Щербачев В. П.

(71) ООО Научно-исследовательский институт «СибГеоТех»

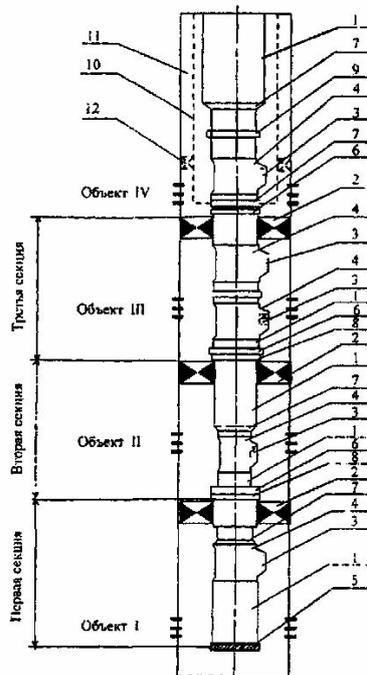
(73) ООО Научно-исследовательский институт «СибГеоТех», ООО Научно-исследовательский институт «Газлифт»

(56) МИРЗАДЖАНЗАДЕ А.Х. Технология и техника добычи нефти. – М.: Недра, 1986,

2
с.186-197. RU 2017946 C1, 15.08.1994. RU 2023871 C1, 30.11.1994. RU 2084625 C1, 20.07.1997. RU 2136856 C1, 10.09.1999. RU 2151279 C1, 20.06.2000. RU 2161698 C1, 10.01.2001. US 5458199 A, 17.10.1995. US 5211241 A, 18.05.1993.

Адрес для переписки: 628609, Тюменская обл., г.Нижневартовск, ул. Ленина,11 корп. 2. кв.97, В.А.Леонову

(54) СПОСОБ ОДНОВРЕМЕННО- РАЗДЕЛЬНОЙ РАЗРАБОТКИ НЕСКОЛЬКИХ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ И СКВАЖИННАЯ УСТАНОВКА ДЛЯ ЕГО РЕАЛИЗАЦИИ



Фиг. 1

RU
2211311

C2

C2

2211311

RU

(57) Изобретение относится к скважинной разработке и эксплуатации многопластовых месторождений углеводородов. Обеспечивает повышение рентабельности разработки нефтегазового многопластового месторождения за счет эффективного использования эксплуатационных объектов, вскрываемых скважиной, и оптимизации параметров скважинной установки. Сущность изобретения: способ включает разведку объектов, их бурение, исследование, выделение, перфорацию, спуск на колонне труб скважинной установки, освоение и эксплуатацию. Для каждого эксплуатационного объекта изменяют и/или определяют его геолого-промысловые характеристики, подбирают технические параметры соответствующей ему секции. Исследуют и регулируют режимы работы скважины и эксплуатационного объекта путем изменения его геолого-промысловых характеристик, и/или технических параметров соответствующих ему или другим объектам эксплуата-

ционных секций, и/или технико-технологических параметров скважинной установки. Повторяют этот процесс до достижения оптимального режима, обеспечивающего максимальную добычу углеводородов или соответствующего максимальной углеводородоотдаче. Скважинная установка состоит из колонны труб с одним или несколькими пакерами. Она оснащена секциями, расположенными над и/или под пакером с техническими параметрами. Они выполнены в зависимости от геолого-промысловых характеристик соответствующих им эксплуатационных объектов. Каждая секция включает в себя по меньшей мере одну скважинную камеру и/или один ниппель. В нем размещен клапан для регулирования потока. При этом по крайней мере один или несколько пакеров сверху оснащены разъединителем колонны труб и/или телескопическим соединением. 2 с. и 23 з.п. ф-лы, 8 ил. 1 табл.

Изобретение относится к скважинной разработке и эксплуатации многопластовых месторождений углеводородов, в частности к технологии и технике одновременно – раздельной эксплуатации нескольких эксплуатационных объектов одной скважиной и может быть использовано для добычи углеводородов из скважины и/или нагнетания рабочего агента, и/или вытеснения пластовой жидкости, и/или поддержания пластового давления, и/или физико-химического воздействия на продуктивный пласт.

Известен способ одновременной раздельной эксплуатации пластов и устройство для его осуществления (Патент РФ № 2023871, Е 21 В 43/14, 1994 г.), включающая их последовательную эксплуатацию снизу вверх перепуском продукции одного пласта в другой и подъем продукции на поверхность.

Известен способ (прототип) одновременно-раздельной эксплуатации нескольких пластов одной скважиной (Мирзаджанзаде А. Х. Технология и техника добычи нефти. М; Недра 1986, с. 186-197), включающий их бурение, перфорацию, спуск на колонне труб скважинной установки в виде трубы, пакера и циркуляционного клапана, освоение, исследование, физико-химическое воздействие и оптимизацию технологического режима скважин.

Известно устройство для одновременной раздельной эксплуатации нефтяных скважин (А.С. СССР № 446630, Е 21 В 43/14, 1974 г.), включающее спущенный в скважину корпус с радиальными каналами, уплотнительные манжеты, кольцевые подпружиненные клапаны, размещенные в корпусе, центраторы и опрессовочный инструмент.

Известны установки (прототип) для раздельной эксплуатации многопластовых нефтяных и газовых скважин (Мирзаджанзаде А. Х. Технология и техника добычи нефти. М; Недра 1986, с. 186-197), включающие колонну труб, пакера, телескопические соединения, разъединитель колонны, пусковой клапан, рабочий клапан, циркуляционный клапан, скважинную камеру и посадочный ниппель, забойное регулирующее устройство.

Известные способы не позволяют: надежно разобщить эксплуатационные объекты; сохранить их фильтрационные свойства; изменить их характеристики; регулировать добычу углеводородов из каждого эксплуатационного объекта в соответствии с их характеристиками; раздельно учитывать их продукцию при исследовании скважины; оптимизировать технологический режим

скважины в целом по скважине и режимы каждого из эксплуатационного объекта.

Известные скважинные установки, обладают низкой надежностью, прежде всего из-за невозможности последовательной установки и проверки герметичности пакеров, разделяющих эксплуатационные объекты и не позволяют оперативно изменять технологические режимы путем смены клапанов, а также проводить раздельное исследование и воздействие на эксплуатационные объекты, кроме этого не дают возможности проводить канатные операции по всей глубине скважинной установки, в частности из-за засыпки песком посадочного ниппеля (забойного регулирующего устройства).

Цель изобретения – повышение рентабельности разработки нефтегазового многопластового месторождения за счет эффективного использования эксплуатационных объектов, вскрываемых скважиной и оптимизации параметров скважинной установки.

Положительный эффект от применения изобретения выражается в сокращении капитальных вложений на строительство скважин для каждого из эксплуатационных объектов, в сокращении эксплуатационных расходов и срока освоения многопластового месторождения, в увеличении добычи углеводородов и срока рентабельной эксплуатации скважин, а также повышения коэффициента использования скважинного оборудования и надежности скважинной установки. Кроме этого, предлагаемое изобретение позволяет проводить совместную разработку нефтяной оторочки и газовой шапки, предупредить образование газовых и водяных конусов, обеспечить дифференцированное воздействие на различные интервалы и/или участки пласта, использовать одну скважину одновременно для добычи углеводородов и нагнетания рабочего агента и пр.

Цель изобретения достигается тем, что для каждого из выделенного эксплуатационного объекта изменяют и/или определяют его характеристики, (по которым, с учетом прогнозируемых технологических режимов) подбирают технические параметры соответствующей ему секции, после установки пакера проверяют герметичность последнего, исследуют и регулируют режимы работы скважины и эксплуатационного объекта путем изменения его характеристик и/или технических параметров соответствующих ему или другим эксплуатационным объектам секций, и/или технико-технологических параметров всей скважинной установки; повто-

ряют этот процесс до достижения оптимальных режимов каждого из эксплуатационных объектов и/или оптимального режима скважины в целом. Это позволяет повысить надежность и эффективность освоения многопластовых месторождений с учетом добываемой продукции, возможностью регулирования и оптимизации режима по каждому из эксплуатационных объектов, как за счет изменения их характеристик, так и за счет изменения параметров скважинной установки.

В зависимости от условий и характера разработки многопластового месторождения при проектировании и эксплуатации скважины для достижения цели изобретения могут быть дополнительно выполнены следующие решения:

Характеристики эксплуатационного объекта изменяют выделением и/или бурением, и/или перфорацией, и/или гидроразрывом, и/или физико-химическим воздействием до спуска соответствующей ему секции, что позволяет дифференцированно воздействовать на отдельные эксплуатационные объекты, обеспечить требуемые для рациональной разработки месторождения отборы, согласовать режим работы эксплуатационного объекта с режимом работы скважинной установки и повысить эффективность использования скважины.

После проверки герметичности пакера, установленного над эксплуатационным объектом, исследуют режим работы последнего совместно с соответствующей ему секцией, (в случае совпадения его с прогнозным режимом), разъединяют от неё (секции) и поднимают колонну труб, затем снова спускают колонну труб с последующей секцией, соединяя её с предыдущей секцией или оставляя в свободном состоянии, что позволяет повысить надежность работы каждой секции и гарантирует герметичность посадки пакеров разделяющих эксплуатационные объекты, с другой стороны предупреждает неэффективное использование эксплуатационного объекта (при отсутствии притока его повторно выделяют или изменяют его характеристики) и последовательный спуск скважинной установки.

После спуска секции, соответствующей характеристикам эксплуатационного объекта, последний осваивают и/или изменяют его характеристики перфорацией и/или одним или различными видами физико-химического воздействия с одновременным созданием на нём депрессии или без неё, и/или исследуют, и/или регулируют режим работы отдельно или/и одновременно для нескольких эксплу-

атационных объектов с соответствующими им секциями, что позволяет дифференцированно управлять эксплуатационными объектами, предупредить нарушение фильтрационных свойств при вскрытии эксплуатационного объекта,

Эксплуатационные объекты разобщают от скважины путем изменения технических характеристик соответствующих секций (установив глухой клапан) или/и путем раздельной или одновременной закачки жидкости глушения одного или различного состава для различных эксплуатационных объектов, или/и путем установки цементного моста, что позволяет дифференцированно разобщать отдельные эксплуатационные объекты от скважины.

Эксплуатационный объект осваивают путем спуска в скважину последующей секции, заполненной облегченной средой, или/и свабированием, или/и изменением технико-технологических параметров скважинной установки, что позволяет дифференцированно осваивать с заданной депрессией последовательно или одновременно отдельные эксплуатационные объекты.

Скважинную установку непрерывно или периодически используют для добычи углеводородов из эксплуатационного объекта и/или нагнетания агента, воздействующего на эксплуатационный объект, что позволяет использовать одну скважину как добывающую и нагнетательную не только периодически, но и непрерывно, не только раздельно, но и одновременно.

Добывают углеводороды из эксплуатационного объекта с низкой температурой с подогревом от продукции эксплуатационного объекта с высокой температурой или/и путем создания депрессии на один эксплуатационный объект за счет использования энергии высокого давления продукции другого эксплуатационного объекта, или/и путем смешивания продукции с вредными элементами одного эксплуатационного объекта с продукцией другого эксплуатационного объекта, нейтрализующей отрицательное влияние вредных элементов, или/и путем смешивания высоковязкой продукции одного эксплуатационного объекта с менее вязкой продукцией другого эксплуатационного объекта, что позволяет предупредить условия осложняющие эксплуатацию скважин.

Продукцию из одного эксплуатационного объекта используют в качестве агента, воздействующего на другой эксплуатационный объект, что позволяет сделать управляемыми (регулируемыми) перетоки из одного пласта в другой.

Выделяют (выбирают) эксплуатационный объект, принимая за последний несколько пластов с близкими характеристиками или/и один пласт, или/и отдельные интервалы пласта, или/и отдельные участки пласта, то есть использование нескольких секций позволяет дифференцированно воздействовать на различные эксплуатационные объекты, в частности регулировать отбор продукции или/и закачу агента из различных интервалов или участков одного пласта или из разных пластов.

Скважинную установку используют для эксплуатации горизонтальной или/и разветвленной скважины, или/и скважины с забуренным боковым стволом, что позволяет дифференцированно воздействовать на различные интервалы и участки (эксплуатационные объекты) вскрытой скважины.

Выделяют эксплуатационные объекты путем выбора и разделения до перфорации или их исследования (оптимизации) после перфорации или/и изменяют их характеристики, или/и изменяют технические параметры соответствующих им секций, или/и изменяют технико-технологические параметры скважинной установки в зависимости от начальных и/или возможных характеристик эксплуатационных объектов - их геологических параметров, и/или их запасов углеводородов, и/или их геолого-промысловых характеристик, и/или физических свойств их пород; и/или фильтрационных свойств их коллекторов; и/или их энергетического состояния, и/или геолого-технических характеристик их околоскважинной зоны, и/или системы их разработки, и/или используемых для них методов повышения углеводородоотдачи; и/или физико-химических свойств их пластовых флюидов, и/или физико-химических свойств рабочих агентов, и/или их проектных показателей, и/или в зависимости от экономических показателей - цены на нефть, газ и конденсат или/и стоимости требуемых для добычи углеводородов ресурсов, или/и себестоимости добычи жидкости, нефти, газа и конденсата, или/и налогов. Это позволяет эффективно проектировать и надежно эксплуатировать скважинную установку с учетом известных существующих или возможных характеристик эксплуатационного объекта, а также адаптивно оптимизировать процесс разработки по мере уточнения информации об эксплуатационных объектах.

Оптимальный режим работы каждого из эксплуатационных объектов обеспечивают путем регулирования забойного и пластового давлений, достигая его максимальной углеводородоотдачи и/или максимальной добычи

углеводородов, и/или проектного забойного или пластового давления, или/и оптимального газосодержания или водосодержания добываемой продукции, или/и минимальной себестоимости добываемой продукции, или/и максимальной прибыли или потока реальных денег. Это позволяет осуществлять процесс разработки и эксплуатации эксплуатационных объектов по заданному критерию оптимизации.

Оптимальный режим работы скважины в целом находят путем регулирования режима работы каждого из эксплуатационных объектов, достигая оптимального забойного давления или/и оптимального дебита для каждого из эксплуатационных объектов и/или равенства изменений дебитов углеводородов при равных изменениях давления в скважинной установке, и/или максимальной добычи углеводородов, и/или оптимального газового фактора, и/или оптимальной обводненности добываемой продукции, и/или минимальной себестоимости добываемой продукции, и/или максимальной прибыли, и/или максимального потока реальных денег, и/или равенство изменения дебита углеводородов для всей группы скважин при равных изменениях расхода газа или рабочего агента или другого общего ограниченного ресурса. Это позволяет осуществлять процесс эксплуатации скважины и вскрытых ею эксплуатационных объектов по заданному критерию оптимизации.

Пространство (кольцевое межтрубное), образующееся между скважиной и колонной труб, где отсутствует движение жидкости, заполняют инертной (антикоррозионной) или теплоизоляционной средой, что позволяет увеличить долговечность (длительность) колонны труб, снизить энергетические потери, увеличить добычу высоковязкой нефти и предупредить отложения АСПО.

Спускают дополнительную колонну труб и соединяют её с верхней секцией установки или она находится в свободном состоянии, что позволяет эффективно использовать колонну труб и обеспечить возможность подачи рабочего агента (газлифтного газа и пр.).

Отбирают из одного эксплуатационного объекта различные виды продукции (нефть, газ, газоконденсат, воду и пр.), направляя их потоки через один или различные каналы секции, или/и через одну или несколько колонн труб, что позволяет управлять (контролировать и регулировать) потоками добываемой или нагнетаемой среды.

Отбирают из одного эксплуатационного объекта газ и жидкость, причем часть газа

направляют через дополнительный верхний канал секции или газоотводную трубу, а отбор жидкости осуществляют через нижний канал секции, при этом другую часть газа направляют в колонну труб вместе с жидкостью, что позволяет регулировать поток газа из подгазовой зоны пласта или предупредить создание газового конуса технологическим способом.

Способ может быть реализован с помощью установки, состоящей из колонны труб с одним или несколькими пакерами. При этом установка оснащена секциями расположенными над или/и под пакером с техническими параметрами выполненными в зависимости от характеристик соответствующих им эксплуатационных объектов, причем каждая секция включает в себя, по меньшей мере, одну скважинную камеру или/и один ниппель с размещенным в них клапаном регулирующим поток, при этом, по крайней мере, один или несколько пакеров сверху оснащены разъединителем колонны труб или/и телескопическим соединением. Это решение позволяет обеспечить (установить заранее или найти в процессе эксплуатации) на каждый эксплуатационный объект оптимальное дифференцированное воздействие в широких диапазонах, а расположение регуляторов в скважинной камере предупреждает их засыпание песком и позволяет сменить их в любое время с помощью канатной техники по всей длине установки, тем самым подобрать скважинную установку (компоновку) под рабочие характеристики эксплуатационных объектов. Наличие разъединителя колонны труб позволяет извлекать и устанавливать секции по отдельности, то есть при необходимости разъединять и соединять колонну труб, что обеспечивает необходимую надежность для герметичного разделения эксплуатационных объектов. Наличие телескопического соединения позволяет компенсировать деформационные изменения, обусловленные изменением температуры и /или давления.

Для повышения эффективности и надежности установки может быть выполнено следующие дополнительные технические решения:

Секция, соответствующая нижнему эксплуатационному объекту, дополнительно оснащена переходниками или/и пескосборником, или/и глухой или срезной заглушкой, или/и срезной или съёмной пробкой или/и перфоратором. Это позволяет добывать (нагнетать) продукцию (рабочий агент) из (в) нижнего (ний) эксплуатационного (ный) объекта (ект), управляя при этом

потоком с помощью клапана установленного либо в скважинной камере либо в ниппеле, а при необходимости можно установить гидравлическую связь установки с нижним эксплуатационным объектом через башмак колонны труб. Использование перфоратора позволяет вскрывать скважину на депрессии без последующего глушения с отрицательным техногенным воздействием на околоскважинную зону

Клапан регулирующий поток выполнен в виде съёмного регулятора расхода или давления «до себя» или «после себя», или регулятора перепада давления потока, или регулятора температуры потока, или клапана штуцера, или клапана глушения, или глухой пробки, что позволяет автоматически или с помощью канатной техники в широких диапазонах изменять технические параметры каждой из секций или изменять технико-технологические параметры всей скважинной установки.

Клапан регулирующий поток выполнен в виде съёмного регулятора двухстороннего действия, обеспечивающий противоположное направление потока, что позволяет улучшить регулировочные характеристики регулятора при ограниченных габаритах, в частности - увеличить расход добываемой продукции или расход нагнетаемого рабочего агента при фиксированном перепаде давления.

Установка оснащена дополнительно колонной труб или/и одним или несколькими насосами, или/и хвостовиком, или/и газоотводной трубой, или/и нагревателем, или/и излучателем волн или/и перфоратором. Предварительно установленная дополнительная колонна труб большего диаметра позволяет создать для верхнего эксплуатационного объекта индивидуальный или дополнительный канал для извлечения продукции или нагнетания рабочего агента, с другой стороны она позволяет защитить эксплуатационную колонну от отрицательного воздействия добываемой среды или нагнетаемого рабочего агента. Использование насоса или нескольких насосов позволяет осуществлять одновременную разработку нескольких эксплуатационных объектов механизированным способом, а наличие хвостовика целесообразно при накоплении добываемой продукции в нижней секции при разработке низкопродуктивных эксплуатационных объектов. Газоотводная труба обеспечивает отвод подпакерного газа при эксплуатации скважины насосной установкой. Использование нагревателя и излучателя волн позволяет предупредить отложений АСПО, снизить вязкости добываемой продукции или нагнетаемого рабочего

агента и воздействовать на околоскважинную зону скважины. Перфоратор позволяет вскрывать скважину на депрессии без последующего глушения с отрицательным техногенным воздействием на околоскважинную зону.

Секции могут быть установлены последовательно друг за другом, связаны или разъединены между собой или/и секции могут быть установлены в отдельных ветвях разветвленной скважины, что позволяет для каждой индивидуальной скважины, в том числе и для горизонтальной скважины и скважины с несколькими стволами подобрать оптимальную конфигурацию скважинной компоновки.

Колонна труб может быть выполнена с постоянным или переменным сечением, что позволяет оптимизировать (минимизировать) энергетические затраты или максимизировать суммарный дебит скважины.

На фигуре 1 приводится типовая обобщенная технологическая схема скважинной установки; на фиг. 2-7 приводятся конкретные различные схемы скважинной установки для одновременной разработки нескольких эксплуатационных объектов, на фиг. 8 индикаторные кривые различных эксплуатационных объектов конкретной скважины, на которой был реализован данный способ.

Установка (фиг.1) включает несколько секций разделенных пакером (2), каждая секция состоит из труб (1), и одного или нескольких клапанов (3), каждый из которых размещен в скважинной камере (4) или/и ниппеле (5). В нижнем конце установки размещена заглушка или ниппель с глухой пробкой (5). Установка оснащена одним или несколькими центральными ниппелями (6) для опрессовочного (приемного) и регулирующего клапана и/или глухой пробкой, а также оснащена переходниками (7). Колонна труб (1) имеет постоянное или переменное сечения для возможности выполнения канатных работ, а также для снижения потерь давления при движении потока среды (например, на участке выше верхнего пакера колонна имеет больший диаметр). По крайней мере, один или несколько пакеров (2) сверху оснащены разъединителем колонны труб (8). При этом разъединитель колонны труб (8) может быть выполнен с возможностью телескопического хода (например, в виде уплотнительной муфты "К" для пакера ФНН) или установка может быть дополнительно оснащена телескопическим соединением (9) для снижения напряжения колонны труб при температурных изменениях в скважине.

Установка может быть дополнительно оснащена колонной труб с большим диаметром (10), а кольцевое пространство, образующееся между скважиной и колонной труб (10) может быть заполнено инертной средой (11), или разобрана пакером (12) или цементным мостом.

Способ реализуется следующим образом.

После выделения (выбора и разделения) эксплуатационных объектов, например, по данным разведки (магнитная, гравитационная, электрическая, сейсмическая, ядерно-геофизическая, геохимическая) и/или геофизических исследований скважин определяют характеристики отдельных эксплуатационных объектов. При необходимости обусловленной критерием оптимизации (см. ниже) изменяют характеристики отдельных эксплуатационных объектов путем повторного его выделения или/и проведения дополнительных операций (мероприятий) таких как:

- бурение, например забурка второго (третьего, четвертого и т.д.) бокового ствола;
- перфорации;
- гидроразрыв;
- физико-химическое воздействие, например такие как:
 - кислотная обработка призабойной зоны скважины;
 - электромагнитное воздействие;
 - сейсмическое (виброобработка) воздействие;
 - акустическое (ультразвуковое) воздействие;
 - тепловое воздействие (термообработка);
 - имплозионное воздействие (барообработка);
 - газоимпульсное воздействие;
 - химическое воздействие (обработка химреагентами);
 - закачка тампонирующих материалов, предупреждающих (минимизирующих) трансформацию газонефтяного контакта в газонефтяной залежи или/и изолирующих прорыв газа в добывающую(щие) скважину(ны) через эксплуатационный объект;
 - закачка в нагнетательные скважины составов (рабочих агентов) обладающих наилучшими вытесняющими свойствами или/и отмывающими свойствами или/и проникающими (капиллярно вытесняющими нефть) свойствами или/и свойствами выравнивания профиля приемистости;
 - закачка в добывающие скважины составов (рабочих агентов) обладающих свойствами выравнивания профиля притока или/и обладающих наилучшими гидрофобизирующими свойствами или/и изолирующих

прорыв воды в добывающую(щие) скважину(ны) через эксплуатационный объект

- и другие виды воздействия.

Бурение скважины производят до спуска соответствующей секции для каждого эксплуатационного объекта с одновременным созданием на него депрессии или без депрессии.

Перфорировать эксплуатационный объект и определить его рабочие характеристики (в том числе и гидродинамическую связь его со скважиной) можно до или после спуска соответствующей секции.

Остальные операции направленные на изменение рабочих характеристик можно производить после спуска соответствующей секции для каждого эксплуатационного объекта по отдельности или одновременно для группы эксплуатационных объектов. При этом характеристики эксплуатационных объектов могут изменять перфорацией или/и гидроразрывом, или/и физико-химическим воздействием отдельно или одновременно, одним или различными видами воздействия (смотри выше), или/и нагнетают один или различные агенты для воздействия на околоскважинную зону, или/и агенты для ограничения притока воды, или/и агенты для ограничения притока газа.

Эксплуатационный объект выделяют путем совмещения несколько пластов с близкими характеристиками или/и принимают один пласт, или/и отдельные интервалы (по мощности) пласта (например, газонасыщенный, нефтенасыщенный и водонасыщенный или высокопроницаемый и низкопроницаемый) и несколько секций используют для регулирования отбора продукции из различных интервалов (по мощности) или участков (по площади) одного пласта. Например, с целью предупреждения прорыва газа производят одновременный регулируемый отбор из нефтяной части залежи и из газовой шапки этой залежи, создавая дифференцированное воздействие (различные депрессии) на нефтенасыщенную и газонасыщенную части залежи. Аналогично, с целью предупреждения образования водяных конусов на залежах с подошвенной водой, производят регулируемый отбор нефти и воды, создавая дифференцированное воздействие на нефтенасыщенную и водонасыщенную части залежи.

Для выделения эксплуатационных объектов используют следующую информацию:

до перфорации используют данные разведки (например, сейсморазведки) или геофизические исследования (каротажи) полученные при бурении скважин (первич-

ном вскрытии эксплуатационного объекта) и пр.

после перфорации используют данные исследования на установленном и неустановившемся режиме, с отбором проб из каждого эксплуатационного объекта и пр.

Спускают на выделенный эксплуатационный объект секцию с техническими параметрами соответствующими прогнозируемому режиму, устанавливают секцию путем установки пакера над ней или/и под ней. Затем проверяют герметичность пакера с верха и с низу. Эта очень важная операция позволяет обеспечить установки требуемую надежность и гарантирует в дальнейшем от межпластовых перетоков. После проверки герметичности пакера исследуют режим работы эксплуатационного объекта совместно с соответствующей ему секцией путем создания на него депрессий или репрессий давления.

В случае отличия фактического режима от прогнозного (ожидаемого) режима решают вопрос о целесообразности дальнейшего спуска секций установки. Например, при отсутствии притока из эксплуатационного объекта производят повторное его выделение или/и перфорацию или/и другое воздействие, обеспечивающее эффективность использования выделенного эксплуатационного объекта. А при значительном занижении потенциала эксплуатационного объекта может возникнуть необходимость изменить технические параметры соответствующей ему секции, например, установить дополнительную скважинную камеру с регулирующим клапаном.

В случае совпадения (незначительного отклонения) полученного в результате исследований режима с прогнозным режимом, разъединяют от установленной секции колонну труб и поднимают её на поверхность, затем снова спускают колонну труб с последующей секцией. Вновь спущенная секция может быть соединена с предыдущей секцией с помощью разъединителя колонны, а может быть оставлена в свободном состоянии выше или ниже (при меньшем диаметре) ранее спущенной секции.

Скважинную установку могут использовать для эксплуатации горизонтальной или/и разветвленной скважины, или/и скважины с забуренным боковым стволом. Например, на каждый эксплуатационный объект разветвленной скважины устанавливается своя секция с пакером и разъединителем колонны и лишь, потом спускается скважинная установка для подъема продукции всех объектов (стволов, ветвей) скважины при

этом продукция каждого из объектов регулируется техническими параметрами соответствующей секции.

Выбирают, разделяют и изменяют характеристики эксплуатационных объектов или/и изменяют технические параметры соответствующих им секций, или/и изменяют технико-технологические параметры скважинной установки в зависимости от характеристик эксплуатационных объектов.

Под характеристиками эксплуатационных объектов понимаются:

- их геологические параметры: глубины залегания; мощности углеводородонасыщенных (нефтенасыщенные, газонасыщенные, конденсатонасыщенные) интервалов; неоднородность по мощности; неоднородность по площади и пр.;

- их запасы углеводородов: геологические запасы нефти, газа и газоконденсата; соотношение запасов водонефтяной и чисто нефтяной зон залежи; остаточные извлекаемых запасов нефти, газа и газоконденсата и пр.;

- их геолого-промысловые характеристики: расположение контактов (водонефтяного; газовой; газонептяного; газоконденсатного; конденсатонептяного); насыщенность: водой; нефтью; газом; газоконденсатом; теплофизические свойства залежи; накопленная добыча: нефти; воды, газа; газоконденсата и пр.;

- физические свойства их пород: тип; карбонатность; глинистость; гранулометрический состав; минералогический состав; пористость; удельная поверхность; упругость; трещиноватость; гидрофильность; гидрофобность; анизотропия и пр.;

- фильтрационные свойства их коллекторов: гидропроводность; пьезопроводность; фазовая проницаемость для: воды, нефти, конденсата; газа; капиллярные свойства и пр.;

- их энергетические параметры: пластовое давление, температура и пр.;

- геолого-технические характеристики околоскважинной зоны: продуктивность; приемистость, профиль притока; профиль приемистости; водонасыщенность (обводненность); газонасыщенность (загазованность) и пр.;

- система их разработки: количество скважин; схема размещения скважин; плотность сетки скважин; соотношение нагнетательных и добывающих скважин; вид воздействия; схема воздействия; режим эксплуатации залежей эксплуатационного объекта, объем закачки воды по отношению к отбору жидкости и пр.;

- используемые методы повышения углеводородоотдачи: заводнение; гидродинамические; физико-химические; тепловые и пр.;

- физико-химические свойства пластовых флюидов: плотность; вязкость; фазовое состояние - насыщенность газом, нефтью и водой; давление насыщения; объемный коэффициент; структурно-механические свойства аномально-вязкой нефти; содержание смол, парафинов и асфальтенов; содержания серы и редких металлов; компонентный состав углеводородов; теплоемкость; теплопроводность, химическая активность, кислотность, полярность, содержание углекислого газа и сероводорода и пр.;

- физико-химических свойств рабочих агентов: плотность; вязкость; фазовая проницаемость; объемный коэффициент; структурно-механические свойства содержание твердых, жидких и газообразных углеводородов; концентрация водородных ионов воды; содержание гелеобразующих, кремнийорганических материалов, содержание азота, сероводорода и углекислого газа; содержание хирреагентов – ПАВ, полимеры, кислоты, соли, основания, спирты, гликоли, кетоны, эфиры; содержания серы и редких металлов; компонентный состав; теплоемкость; теплопроводность, химическая активность, полярность и пр.;

- проектные показатели разработки: коэффициент извлечения углеводородов; коэффициент вытеснения; коэффициент охвата воздействием на пласт по мощности; коэффициента охвата воздействием на пласт по площади; коэффициент охвата заводнением; коэффициент эксплуатации скважин;

Кроме характеристик эксплуатационного объекта при этом также учитываются экономические показатели:

- цены на нефть, газ и конденсат;

- стоимость требуемых для их добычи ресурсов (электроэнергия, стоимость воды, газа, рабочего агента и пр.);

- себестоимости добычи жидкости, нефти, газа и конденсата;

- налоги и пр.

С учетом прогнозируемых технологических режимов (например, рассчитанных с помощью физико-математической модели), для каждого эксплуатационного объекта и для скважины в целом, подбирают технические параметры каждой из секций соответствующей эксплуатационному объекту.

Под техническими параметрами секции, прежде всего, понимается:

- диаметр и длина труб в секции;

- количество и тип скважинных камер;

- количество клапанов;

типоразмер клапана: тип; диаметр седла; давление зарядки клапана; наличие или отсутствие обратного клапана, количество штуцеров, количество проходных каналов и пр.

коррозионная стойкость материалов оборудования секции;

и пр.

Для разделения секций выбирают тип и характеристики пакера;

Затем последовательно устанавливают и проверяют работоспособность каждой секции в отдельности, прежде всего, определяют герметичность связанного с секцией пакера.

Исследуют работу каждого из эксплуатационных объектов.

Для исследования скважин может использоваться несколько способов.

1. Производят отбор проб пластовой жидкости каждого эксплуатационного объекта после его перфорации, которую производят последовательно снизу-вверх. При переходе на вышележащий эксплуатационный объект последовательно перекрывают вскрытые нижележащие эксплуатационные объекты с помощью соответствующих им секций.

2. Гидродинамические исследования каждого эксплуатационного объекта установкой на все остальные эксплуатационные объекты глухой пробки. Изменяют технические параметры секции данного эксплуатационного объекта или технико-технологические параметры (режим) скважинной установки и определяют пластовое давление, индикаторную кривую, кривую восстановления (падения) давления и прочие параметры скважины.

3. Замеры расхода потока жидкости для каждого из эксплуатационных объектов путем установки скважинного расходомера (дебитометра) последовательно между соответствующими секциями, фиксируя при этом изменение расхода жидкости.

4. Определение режимов работы каждого из эксплуатационных объектов (дебит жидкости, нефти и газа или закачка воды) путем изменения технических параметров секций одного или нескольких эксплуатационных объектов или/и технических параметров скважинной установки, или/и технологического режима скважинной установки. Процедура повторяется до полного устранения неопределенности параметров эксплуатационного объекта путем последовательного решения обратной задачи.

5. Регистрация давления на забое эксплуатационного (ных) объекта (ов) и/или на уровне соответствующей (щих) секций с помощью специальных датчиков.

6. Регистрация температуры на забое эксплуатационного (ных) объекта (ов) и/или на уровне соответствующей (щих) секций с помощью специальных датчиков.

7. Геофизические исследования околоскважинного пространства. При этом на уровне эксплуатационного объекта обсадная колонна должна быть выполнена из неметаллического материала (стеклопластиковая обсадная труба), тогда материал соответствующей секции (НКТ и/или скважинная камера) в интервале напротив эксплуатационного объекта также делают "прозрачными" по отношению к электромагнитным и акустическим волнам. Такие исследования позволяют делать потокометрию для изучения работающей мощности пласта и оценивать выработку эксплуатационных объектов.

8. Исследование глубинным прибором манометром и/или термометром и/или плотномером с целью определения потоков каждого из эксплуатационных объектов путем решения обратной задачи.

С другой стороны использование предлагаемого способа позволяет значительно расширить возможность исследования эксплуатационных объектов. Например, при наличии в скважине совмещенных эксплуатационных объектов (пластов) появляется возможность:

- определить объемную долю в общей продукции (добыче или закачке) каждого из пластов при различных значениях забойного давления (сделать профиль притока или приемистости), что позволяет путем восстановления истории разработки каждого из пластов определить важнейшие показатели, в том числе и остаточные извлекаемые запасы;

- определить текущую обводненность и/или газосодержание добываемой продукции из каждого эксплуатационного объекта;

- определить изменение (дифференциал) обводненности и/или газосодержания добываемой продукции из каждого эксплуатационного объекта при изменении депрессии;

- определить текущее пластовое давление в зоне отбора для каждого из эксплуатационных объектов при изменении депрессии

Наличие вышеприведенной информации позволяют не только более обосновано выделить эксплуатационные объекты, но и уточнить геологическую и гидродинамическую модель для принятия решений по оптимизации разработки эксплуатационных объектов.

Регулируют режимы работы каждого из эксплуатационных объектов путем изменения:

- характеристик данного эксплуатационного объекта;

- технических параметров соответствующей ему секции,

- технико-технологических параметров всей скважинной установки добываясь при этом не только их согласованной работы, но и оптимального технологического режима.

Изменение технических параметров секции производят за счет выбора количества скважинных камер, клапанов и их типоразмеров.

Например:

при необходимости ограничить отбор на одном объекте для него используют регулятор (штуцер) с меньшим пропускным сечением, чем для объекта, на котором необходимо организовать форсированный отбор;

при разработке эксплуатационных объектов на максимально возможных режимах для предупреждения загазованности околоскважинной зоны устанавливаются клапаны - "регуляторы давления до себя" поддерживающие заданное (в зависимости от давления насыщения) забойное давление;

при наличии агрессивных сред (углекислый газ, сероводород и пр.) в продукции эксплуатационного объекта или/и в газлифтном газе, используют коррозионно-стойкое оборудование для соответствующей секции и вышерасположенных секций.

Изменение технико-технологических параметров скважинной установки производят за счет изменения:

- технологических параметров - изменяют на определенный промежуток времени расход рабочего агента и/или добываемой продукции; давление рабочего агента и/или добываемой продукции; температуру рабочего агента и/или добываемой продукции; напряжение тока; силу тока; частоту тока; число качаний; длину хода и пр.

- технических параметров - производят путем смены диаметра труб или/и длины колонны труб, или/и сочетания установок, или/и количества установок, или/и глубины расположения каждой из секций, или/и типоразмера насосной установки, или/и глубины расположения насоса.

Под эксплуатацией эксплуатационного объекта, прежде всего, понимается исследование, поддержание и оптимизация (в том числе и за счет физико-химического воздействия) его технологического режима.

Для добычи углеводородов из эксплуатационных объектов наиболее эффективно использовать газлифтный способ путем подачи газа от объектов разработки данной скважины (внутрискважинный газлифт)

или/и от соседней скважины (бескомпрессорный газлифт), или/и от компрессорной станции (компрессорный газлифт), или/и от других источников газоснабжения. При этом целесообразно выбирать коррозионную стойкость скважинного оборудования в зависимости от коррозионной агрессивности рабочего агента – газлифтного газа и добываемой продукции.

При добыче углеводородов с помощью УЭЦН (и других насосов, перекрывающих скважинное пространство, что делает невозможным смену клапанов с помощью канатной техники) для предупреждения срыва подачи насоса необходимо хотя бы в одной из секций устанавливать клапан, увеличивающий свою пропускную способность при снижении давления в скважинном пространстве.

Скважинную установку можно использовать непрерывно или периодически одновременно для добычи углеводородов из эксплуатационного объекта и для нагнетания рабочего агента, воздействующего на эксплуатационный объект, например:

- при добыче высоковязкой нефти периодически в пласт нагнетают маловязкую нефть или/и газоконденсат или/и растворитель;

- при добыче нефти из верхних эксплуатационных объектов через межтрубное пространство по внутренним НКТ закачивают рабочий агент в нижние эксплуатационные объекты.

Одновременно отдельную добычу углеводородов из разных эксплуатационных объектов эффективно применять в осложненных условиях, например:

- добывают углеводороды из эксплуатационных объектов с низкой температурой подогревом от продукции эксплуатационных объектов с высокой температурой;

- путем смешивания продукции (агрессивной, с вредными компонентами) одного эксплуатационного объекта с продукцией (снижающей агрессивность или содержание вредных компонент - АСПО в общем потоке) другого эксплуатационного объекта, в частности путем смешивания высоковязкой продукции одного эксплуатационного объекта с менее вязкой (легкой нефтью, конденсатом или водой) продукцией другого эксплуатационного объекта.

- при низкой продуктивности эксплуатационных объектов для обеспечения непрерывной работы насосной установки (или минимизации частоты её отключения) в качестве самоподливных систем могут использоваться:

- разрабатываемые эксплуатационные объекты;
- регулируемая перепускная система, установленная после насоса,
- система подачи жидкости в скважину с поверхности.

Продукцию из одного эксплуатационного объекта можно использовать в качестве рабочего агента, воздействующего на другой эксплуатационный объект, например:

- создают депрессию на один эксплуатационный объект за счет использования высокого давления продукции другого эксплуатационного объекта с помощью струйного или гидропоршневого насоса.

- производят управляемый (контролируемый и регулируемый) перепуск флюидов (непрерывный или периодический) из одного эксплуатационного объекта в другой, в частности горячей продукции из нижнего эксплуатационного объекта в верхний объект с высоковязкой нефтью;

- перепускают газ из газовой зоны в нефтяную, а затем перепускают воду из другого пласта, или закачивают воду с поверхности, осуществляя процесс водогазового воздействия;

- из объекта с конденсатом или легкой нефтью нагнетают (путем регулируемого перепуска) оторочку в объект насыщенный высоковязкой нефтью, для снижения вязкости последней внутри пласта;

- перекачивают флюиды (воду) из одного эксплуатационного объекта в другой (нефтяной) с помощью скважинной установки;

- при высокой обводненности продукции производят разделение нефти и воды внутри скважины (без или с использованием специального сепаратора) после чего нефть извлекают на поверхность, а воду закачивают в один или несколько эксплуатационных объектов;

- создают барьерное заводнение на газонефтяных залежах;

- закачивают (например, под газо - нефтяной контакт) оторочку или несколько оторочек ШФЛУ (широкой фракции легких углеводородов) - газ в соотношениях, обеспечивающих полную взаимную растворимость с нефтью, а затем закачивают оторочку или несколько оторочек вода-газ.

Данный способ можно эффективно применять для закачки воды в несколько эксплуатационных объектов или выравнивания приемистости в одном неоднородном эксплуатационном объекте. Тот же принцип может быть использован при организации сайклинг-процесса на газоконденсатных месторождениях.

Способ может быть использован как инструмент для идентификации геологической и гидродинамической модели неоднородного пласта, то есть для исследования пластов. Например, перед добычей пластовой продукции или нагнетании рабочего агента даже для монолитного пласта на разные его участки устанавливают соответствующие секции и проводят комплекс исследований (снимают для каждого из них кривую восстановления давления, сроят индикаторную линию. При этом получают информацию о фильтрационных пласта о типе коллектора, наличии зон тектонической и литологической неоднородности, проницаемость пласта, как по латерали так и по вертикали.

Оптимальный режим работы каждого из эксплуатационных объектов обеспечивают путем регулирования забойного и пластового давлений, достигая определенного критерия оптимальности (эффективности) за заданный промежуток времени, в качестве такого критерия может быть один или несколько (с заданными весами) из нижеприведенных критериев:

- максимум углеводородоотдачи или/и добычи углеводородов;

- достижение и поддержание в процессе эксплуатации проектного забойного или/и пластового давления;

- достижение и поддержание в процессе эксплуатации оптимального газосодержания или/и водосодержания добываемой продукции;

- минимум себестоимости добываемой продукции;

- максимум прибыли и/или потока реальных денег;

Оптимальный режим работы скважины в целом находят путем регулирования режима работы каждого из эксплуатационных объектов, достигая их оптимальных режимов за заданный промежуток времени, в качестве критерия оптимизации при этом могут быть следующие:

- поддержание оптимальных уровней (рассчитанных с помощью физико-математической модели или найденных путем адаптивного поиска) забойного или/и пластового давления;

- поддержание оптимальных уровней (рассчитанных с помощью физико-математической модели или найденных путем адаптивного поиска) дебита;

или/и достигая критерия оптимальности по всей скважине в качестве критерия оптимизации при этом могут быть следующие:

- равенство изменений дебита углеводородов для каждого эксплуатационного объекта при равных изменениях давления или расхода газа, или расхода рабочего агента, или электроэнергии в скважинной установке (например, в лифте напротив соответствующей секции);

- максимизация углеводородоотдачи и/или добычи углеводородов;

- оптимизация газового фактора;

- оптимизация (минимизация)

обводненности добываемой продукции;

- минимизация себестоимости добываемой продукции;

- максимизация прибыли и/или потока реальных денег.

или/и достигая критерия оптимальности по группе эксплуатируемых скважин, в качестве критерия оптимизации при этом могут быть следующие:

- максимизация углеводородоотдачи и/или добычи углеводородов;

- минимизация ресурсов (газ, рабочий агент, электроэнергия и пр.) необходимых для добычи углеводородов;

- равенство изменения дебита углеводородов для каждой скважины при равных изменениях расхода газа или рабочего агента или другого общего ограниченного ресурса.

- минимизация себестоимости добываемой продукции;

- максимизация прибыли и/или потока реальных денег.

При эксплуатации нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений могут отбирать из одного эксплуатационного объекта различные виды продукцию (нефть, газ, газоконденсат, воду), направляя их потоки через один или различные каналы секции, или/и через одну или несколько колонн труб.

Если отбирают из одного эксплуатационного объекта газ и жидкость, могут часть газа направлять через верхний канал секции, а отбор жидкости осуществляют через нижний канал секции, при этом другая часть газа направляется в колонну труб вместе с жидкостью или/и отдельно через дополнительный канал секции.

На каждый эксплуатационный объект (например, I фиг. 1-7) спускают одну секцию установки, состоящей из колонны труб (1), пакера (2) и одного или нескольких клапанов (3), каждый из которых установлен в скважинной камере (4). В нижнем конце установки размещена заглушка или глухая пробка (5). В нижней секции установки под нижней скважинной камерой (4) имеется несколько труб (1) для сбора песка.

Заглушка может быть выполнена с возможностью срезания при создании определенного гидравлического давления или при механическом воздействии.

Все секции установки могут спускаться в скважину одновременно (за раз), а затем проводится их установка и проверка работоспособности, однако на практике это реализовать очень трудно (практически невозможно) по различным технологическим причинам, но, прежде всего из-за ненадежной (невозможности) одновременной установки нескольких пакеров, проверки их герметичности и их последующего извлечения при ремонте скважины.

Для эффективности и надежности проведения работ в скважину спускают сначала первую секцию на вспомогательной колонне труб и устанавливают пакер (2) с последующей проверкой его на герметичность, а затем отсоединяют разъединитель колонны (8) и извлекают вспомогательную колонну труб.

Пакер или пакеры (2) могут быть одного типа или комбинированные например, гидравлического или/и гидромеханического, или/и механического действия (срабатывающий при упоре на забой, повороте колонны труб, от инерционного воздействия, приподъем и спуск колонны НКТ и др.).

Разъединитель колонны труб (8) может быть гидравлического или/и механического действия.

Эксплуатационный объект I может быть исследован в отдельности через первую секцию перед извлечением вспомогательной колонны труб. Для этого после установки пакера (2) извлекают клапан (3) в виде глухой пробки из скважинной камеры (4). Затем осваивают и/или исследуют, и/или воздействуют на объект I путем создания циркуляции через проходные каналы скважинной камеры (4) или через её циркуляционный клапан, или штуцер, устанавливаемый взамен клапана - глухой пробки.

В случае несоответствия прогнозных и фактических характеристик эксплуатационного объекта производят повторное его выделение или/и изменение его характеристик, или/и изменение технических параметров соответствующей ему или другим эксплуатационным объектам секциям. Например, в случае отсутствия гидродинамической связи эксплуатационного объекта со скважиной делают повторную перфорацию в новом интервале. Таким образом, обеспечивают достаточную приточную характеристику данного эксплуатационного объекта,

прежде чем переходить к вышерасположенным пластам.

После освоения и/или исследования объект I может быть герметично разобщен от полости скважины путем установки клапана в виде глухой пробки (3) в скважинной камере (4), чтобы сохранить фильтрационные характеристики эксплуатационного объекта при работе с вышерасположенными эксплуатационными объектами.

Производят глушение скважины через скважинную камеру, спускаемую на вспомогательной колонне труб. Отсоединяют первую секцию от вспомогательной колонны с помощью разъединителя колонны (8) и извлекают вспомогательную колонну труб из скважины.

Следующий вышерасположенный объект II может быть перфорирован тремя способами:

ранее (до спуска скважинной установки) традиционным способом;

после спуска, установки и проверки работоспособности (предыдущей) нижней первой секции. В этом случае после извлечения вспомогательной колонны труб спускают перфоратор и приобшачают (перфорируют) объект II.

после спуска соответствующей данному эксплуатационному объекту секции, которая должна включать в себя и перфорационное устройство. При этом после перфорации, сделанной на депрессии отсутствует негативное влияние жидкости глушения на коллекторские свойства пласта.

Спускают вторую секцию скважинной установки на глубину объекта II и соединяют её с помощью разъединителя колонны с первой секцией. Затем устанавливают и проверяют герметичность пакера (2) над второй секцией. При необходимости объект II осваивают, изменяют его характеристики, исследуют отдельно, аналогично объекту I.

Если имеется больше эксплуатационных объектов (III, IV, V и т.д.), то операция для них проводится аналогично предыдущему эксплуатационному объекту (II).

Перед проверкой работоспособности каждой спущенной в скважину секции проверяется герметичность колонны труб (1) путем установки обратного клапана в ниппель 6. Герметичность колонны также может проверяться при спуске скважинной компоновки для каждой отдельной секции путем установки глухой пробки в скважинной камере 4 и/или приемного (посадочного, опрессовочного) клапана в ниппель (6).

Если пакер (2) механического действия, т.е. его работа не зависит от давления в

НКТ (1), то опрессовка колонны труб может быть проведена после спуска установки.

Над верхним пакером (2), при отсутствии эксплуатационного объекта, устанавливается скважинная камера (4) с клапаном (3) в виде глухой пробки или срезного циркуляционного клапана (для глушения скважины). Замену раствора на инертную среду (нефть, ингибитор и т. д.) производят через скважинную камеру (4). Для этого извлекают из неё клапан (3).

Освоение скважины может быть произведено путем свабирования, а также путем нагнетания рабочей среды меньшей плотности через скважинную камеру (4) над верхним пакером (2).

Если над верхним пакером (2) имеется эксплуатационный объект (например, IV), то отсоединяют разъединитель колонны (8) от верхней секции и извлекают колонну труб (1). Затем в скважину спускают колонну труб (10) с большим диаметром выше объекта IV, а кольцевое пространство, образующее со скважиной заполняют инертной или теплоизоляционной средой (11), и/или разобщают пакером (12) или цементным мостом. При этом углеводород из пласта IV может извлекаться через полость колонны труб (10) путем подачи газа из нижнего объекта через клапан (3) скважинной камеры (4).

Также может быть спущена колонна труб (1) с меньшим диаметром в колонну труб (10) большего диаметра и соединена с верхней секцией установки. В этом случае углеводород из объекта IV может извлекаться через кольцевое пространство между колоннами труб (10) и (1). Эксплуатация может быть осуществлена путем подачи газа с поверхности скважины, для этого устанавливается газлифтный клапан в верхней скважинной камере (4) или подачей газа из любого объекта эксплуатации.

Эту же установку можно использовать для одновременно - раздельной закачки рабочего агента в различные объекты эксплуатации (например, объект I, II и III) с заданными для каждого из них расходами. Для непрерывной закачки, в зависимости от приемистости эксплуатационных объектов для каждой секции подбирают свой штуцер или регулятор, обеспечивающий заданную закачку. При периодической поочередной закачке необходимого объема рабочего агента в определенный эксплуатационный объект из соответствующей секции извлекают глухой клапан, оставляя в других секциях глухие клапаны. Применение клапана выполненного в виде съемного регулятора двухстороннего

действия с направлением потока с противоположных его сторон позволяет обеспечить закачку воды через одну скважинную камеру более 250 м³/сут. При необходимости еще большей производительности секция оснащается двумя и более скважинными камерами.

На фиг. 2 приведена установка для фонтанной и газлифтной эксплуатации скважины, вскрывающей несколько эксплуатационных объектов. Эту установку можно использовать для одновременной закачки рабочего агента (воды) в нижний объект I через внутреннюю колонну труб и одновременного отбора пластовых флюидов через межтрубное пространство из другого эксплуатационного объекта II или верхней части того же эксплуатационного объекта, в который подается рабочий агент.

На фиг. 3 приведена установка для трех эксплуатационных объектов, такую установку можно, например, применять для внутрискважинного газлифта, при этом подача газа может осуществляться из любого эксплуатационного объекта, но чем глубже вводится газ, тем более эффективно он используется.

На фиг. 4 приведена установка для добычи нефти с помощью насоса 13, при этом за счет установки регулятора 3 регулируется отбор из эксплуатационного объекта I, а его добываемая продукция совместно с продукцией объекта II поднимается на поверхность.

На фиг. 5 приведена комбинированная установка (газлифт - погружной насос) где кроме насоса 13 и скважинной камеры 4 для подачи газа через клапан 3 используется также опрессовочный ниппель 14 и нагревательный элемент в виде кабеля 15.

На фиг. 6 приведена схема для эксплуатации двух разделенных или трех эксплуатационных объектов с помощью насосной установки. При этом следует отметить, что эксплуатационный объект III не является полностью регулируемым, в частности отбор флюидов из него нельзя ограничить и тем более прекратить, что можно делать с первым (I) и вторым (II) эксплуатационными объектами. Поэтому для гибкости регулирования данную схему следует применять для двух эксплуатационных объектов (без третьего (III)-верхнего эксплуатационного объекта).

На фиг. 7 приведена схема двух лифтовой установки, в которой кроме колонны труб I используется колонна труб 10. Эта установка позволяет, например, использовать схему центрального газлифта (путем подачи газа в колонну I) или кольцевого газлифта путем

подачи газа в межтрубное пространство (между колонной I и 10), предупреждая тем самым износ эксплуатационной колонны.

Предлагаемый способ одновременно - раздельной разработки нескольких эксплуатационных объектов был опробован на нескольких добывающих и нагнетательных скважинах Ван-Ёганского месторождения.

Ниже приведен пример по одной из добывающих скважин. Скважина вскрывала две нефтегазовые залежи - БВ₃ (режим растворенного газа) и БВ₅ (наличие газовой шапки), некоторые параметры этих эксплуатационных объектов приведены в таблице.

На фигуре 8 по двум эксплуатационным объектам приведены индикаторные кривые, получение которых по каждому из пластов до использования предлагаемого способа было практически невозможно. Как видно (из фигуры 8), из-за различия индикаторных кривых (зависимость дебита от забойного давления), обусловленного различием пластовых давлений и давлений насыщения (излом индикаторной кривой наблюдается при различных значениях забойного давления) по залежам, суммарный дебит составлял 95 м³/сут (20 м³/сут для пласта БВ₃ и 75 м³/сут для пласта БВ₅). При этом максимально возможный (оптимальный) режим по дебиту при совместной эксплуатации двух пластов мог бы составить (на практике не достижим) 148 м³/сут.

После выделения дополнительного эксплуатационного объекта был приобщен газовый пласт АВ₃ путем перфорации с одновременной депрессией и освоения (изменение рабочих характеристик эксплуатационного объекта АВ₃) скважина переведена на одновременно раздельную эксплуатацию с помощью газлифта (см. фиг. 3). При этом для каждого из пластов была подобрана своя секция с соответствующим регулятором. Затем регуляторы с помощью канатной техники были установлены в скважинные камеры. После исследования рабочих характеристик эксплуатационных объектов (пластов АВ₃, БВ₃, БВ₅) последовательно оставляя открытым один из них, параметры регуляторов были вновь пересчитаны и сменены с помощью канатной техники. Использование способа, предлагаемого в данной заявке, позволило увеличить суммарный дебит по двум разделенным эксплуатационным объектам до 185 м³/сут. При этом стало возможным проводить исследования и учитывать добычу каждого из пластов при одновременной эксплуатации: 89 м³/сут - для пласта БВ₃ и 96 м³/сут для

пласта БВ₅. То есть добыча жидкости увеличилась на 95 %, а добыча нефти

возросла еще больше, поскольку пласт БВ₃ имел продукцию меньшей обводненности.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ одновременно - раздельной разработки нескольких эксплуатационных объектов, включающий их разведку, бурение, исследование, выделение, перфорацию, спуск на колонне труб скважинной установки, состоящей из нескольких секций, разделенных пакером, освоение и эксплуатацию, от личающийся тем, что для каждого из выделенного эксплуатационного объекта изменяют и/или определяют его геолого-промысловые характеристики, подбирают технические параметры соответствующей ему секции, исследуют и регулируют режимы работы скважины и эксплуатационного объекта путем изменения его геолого-промысловых характеристик и/или технических параметров соответствующих ему или другим эксплуатационным объектам секций, и/или технико-технологических параметров всей скважинной установки; повторяют этот процесс до достижения оптимального режима, обеспечивающего максимальную добычу углеводородов или соответствующего максимальной углеводородоотдаче.

2. Способ по п. 1, от личающийся тем, что характеристики эксплуатационного объекта изменяют повторным выделением и/или бурением, и/или перфорацией, и/или гидроразрывом, и/или физико-химическим воздействием до спуска соответствующей ему секции.

3. Способ по п. 1, от личающийся тем, что после проверки герметичности пакера, установленного над эксплуатационным объектом, исследуют режим работы последнего совместно с соответствующей ему секцией, отъединяют от неё и поднимают колонну труб, затем снова спускают колонну труб с последующей секцией, соединяя её с предыдущей секцией или оставляя в свободном состоянии.

4. Способ по п. 1, от личающийся тем, что после спуска секции, соответствующей геолого-промысловым характеристикам эксплуатационного объекта, последний осваивают и/или изменяют его геолого-промысловые характеристики перфорацией и/или одним или различными видами физико-химического воздействия с одновременным созданием на нём депрессии или без неё, и/или исследуют, и/или регулируют режим работы раздельно или/и одновременно для нескольких эксплуатационных объектов с соответствующими им секциями

5. Способ по п. 1, от личающийся тем, что эксплуатационные объекты разобщают от скважины путем изменения технических характеристик соответствующих секций или/и раздельной или одновременной закачкой рабочего агента, причем используют для всех объектов один состав или для каждого из них индивидуальный состав рабочего агента, и/или путем установки цементного моста.

6. Способ по п. 1, от личающийся тем, что эксплуатационный объект осваивают путем спуска в скважину последующей секции, заполненной облегченной средой, и/или свабированием, и/или изменением технико-технологических параметров скважинной установки.

7. Способ по п. 1, от личающийся тем, что скважинную установку непрерывно или периодически используют для добычи углеводородов из эксплуатационного объекта и/или нагнетания агента, воздействующего на эксплуатационный объект.

8. Способ по п. 1 и п. 7, от личающийся тем, что добывают углеводороды из эксплуатационного объекта с низкой температурой с подогревом от продукции эксплуатационного объекта с высокой температурой и/или путем создания депрессии на одном эксплуатационном объекте за счет использования энергии высокого давления продукции другого эксплуатационного объекта, и/или путем смешивания продукции с вредными элементами одного эксплуатационного объекта с продукцией другого эксплуатационного объекта, нейтрализующей отрицательное влияние вредных элементов, и/или путем смешивания высоковязкой продукции одного эксплуатационного объекта с менее вязкой продукцией другого эксплуатационного объекта.

9. Способ по п. 1 и п. 7, от личающийся тем, что продукцию из одного эксплуатационного объекта используют в качестве агента, воздействующего на другой эксплуатационный объект.

10. Способ по п. 1, от личающийся тем, что выделяют эксплуатационный объект, принимая за последний несколько пластов с близкими характеристиками или/и один пласт, и/или отдельные интервалы пласта, и/или отдельные участки пласта.

11. Способ по п. 1 и п. 10, от личающийся тем, что скважинную установку используют для эксплуатации горизонтальной

или/и разветвленной скважины, или/и скважины с забуренным боковым стволом.

12. Способ по п.1, от личающийся тем, что выделяют эксплуатационные объекты путем выбора и разделения до перфорации или их исследования после перфорации или/и изменяют их геолого-промысловые характеристики, или/и изменяют технические параметры соответствующих им секций, или/и изменяют технико-технологические параметры скважинной установки в зависимости от начальных и/или возможных геолого-промысловых характеристик эксплуатационных объектов: глубины залегания, мощности углеводородонасыщенных интервалов, неоднородности по мощности или по площади, геологических запасов нефти, газа и конденсата, соотношения запасов водонефтяной и чисто нефтяной зон залежи, остаточных извлекаемых запасов углеводородов, расположения водонефтяного или газонефтяного контактов, насыщенности водой, нефтью, газом и газоконденсатом, накопленной добычи нефти, воды, газа и газоконденсата, физических свойств пород, гидропроводности, пьезопроводности, фазовой проницаемости для воды, нефти, конденсата и газа, капиллярных свойств, пластового давления и температуры, продуктивности, приемистости, профиля притока или приемистости, используемых системы разработки и методов повышения углеводородоотдачи, физико-химических свойств пластовых флюидов и рабочих агентов, проектных показателей, коэффициентов извлечения углеводородов, вытеснения, охвата воздействием на пласт по мощности и по площади, охвата заводнением, коэффициента эксплуатации скважин и/или в зависимости от экономических показателей добываемых флюидов и требуемых для этого ресурсов.

13. Способ по п. 1 от личающийся тем, что оптимальный режим работы каждого из эксплуатационного объектов обеспечивают путем регулирования забойного и пластового давлений, достигая его максимальной углеводородоотдачи и/или максимальной добычи углеводородов, и/или проектного забойного или пластового давления, или/и оптимального газосодержания или водосодержания добываемой продукции, или/и минимальной себестоимости добываемой продукции, или/и максимальной прибыли или потока реальных денег.

14. Способ по п. 1 от личающийся тем, что оптимальный режим работы скважины в целом находят путем регулирования режима работы каждого из эксплуатационных объек-

тов, достигая оптимального забойного давления или/и оптимального дебита для каждого из эксплуатационных объектов и/или равенства изменений дебитов углеводородов при равных изменениях давления в скважинной установке, и/или максимальной добычи углеводородов, и/или оптимального газового фактора, и/или оптимальной обводненности добываемой продукции, и/или минимальной себестоимости добываемой продукции, и/или максимальной прибыли, и/или максимального потока реальных денег, и/или равенство изменения дебита углеводородов для всей группы скважин при равных изменениях расхода газа или рабочего агента

15. Способ по п. 1 от личающийся тем, что пространство, образуемое между скважиной и колонной труб, где отсутствует движение жидкости, заполняют инертной или теплоизоляционной средой.

16. Способ по п. 1 и п. 15 от личающийся тем, что спускают дополнительную колонну труб, оставляя ее свободно или соединяя её с верхней секцией установки.

17. Способ по п. 1 от личающийся тем, что отбирают из одного эксплуатационного объекта различные виды продукции, направляя их потоки через один или различные каналы секции, или/и через одну или несколько колонн труб.

18. Способ по п. 1 и п. 17 от личающийся тем, что отбирают из одного эксплуатационного объекта газ и жидкость, причем часть газа направляют через дополнительный верхний канал секции или газоотводную трубу, а отбор жидкости осуществляют через нижний канал секции, при этом другую часть газа направляют в колонну труб вместе с жидкостью.

19. Скважинная установка для реализации способа, состоящая из колонны труб с одним или несколькими пакерами, от личающаяся тем, что установка оснащена секциями расположенными над или/и под пакером с техническими параметрами, выполненными в зависимости от геолого-промысловых характеристик соответствующих им эксплуатационных объектов, причем каждая секция включает в себя, по меньшей мере, одну скважинную камеру или/и один ниппель с размещенным в них клапаном регулирующим поток, при этом, по крайней мере, один или несколько пакеров сверху оснащены разъединителем колонны труб или/и телескопическим соединением.

20. Скважинная установка по п. 19, от личающаяся тем, что секция, соответствующая нижнему эксплуатационному объекту, дополнительно оснащена переходниками,

или/и пескосборником, или/и глухой или срезной заглушкой, или/и срезной или съемной пробкой, или/и перфоратором.

21. Скважинная установка по п. 19, от личающаяся тем, что клапан регулирующий поток выполнен в виде съемного регулятора расхода или давления «до себя» или «после себя», или регулятора перепада давления потока, или регулятора температуры потока, или клапана штуцера, или клапана глушения, или глухой пробки.

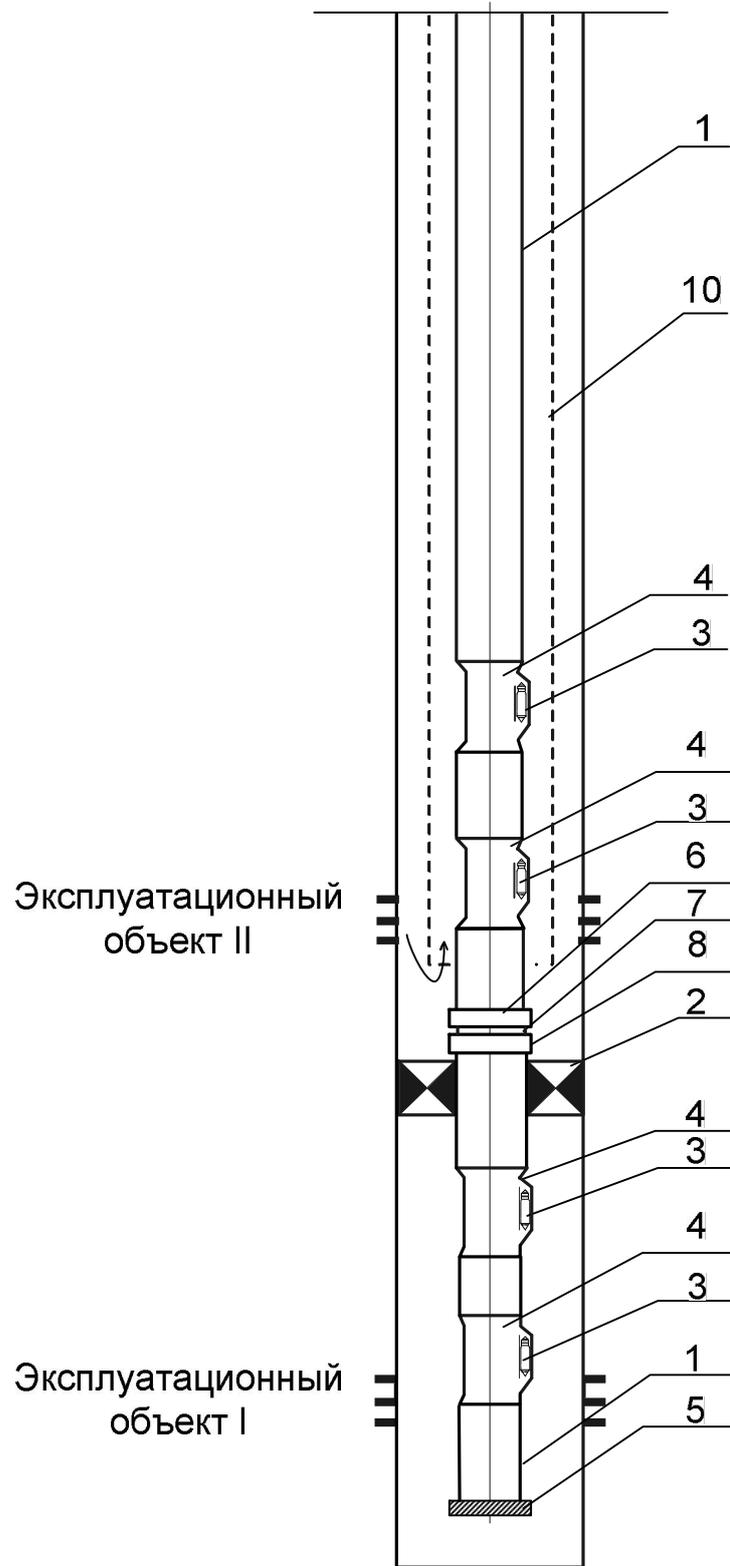
22. Скважинная установка по п. 21, от личающаяся тем, что клапан регулирующий поток выполнен в виде съемного регулятора двухстороннего действия, обеспечивающий противоположное направление потока.

23. Скважинная установка по п. 19, от личающаяся тем, что она оснащена

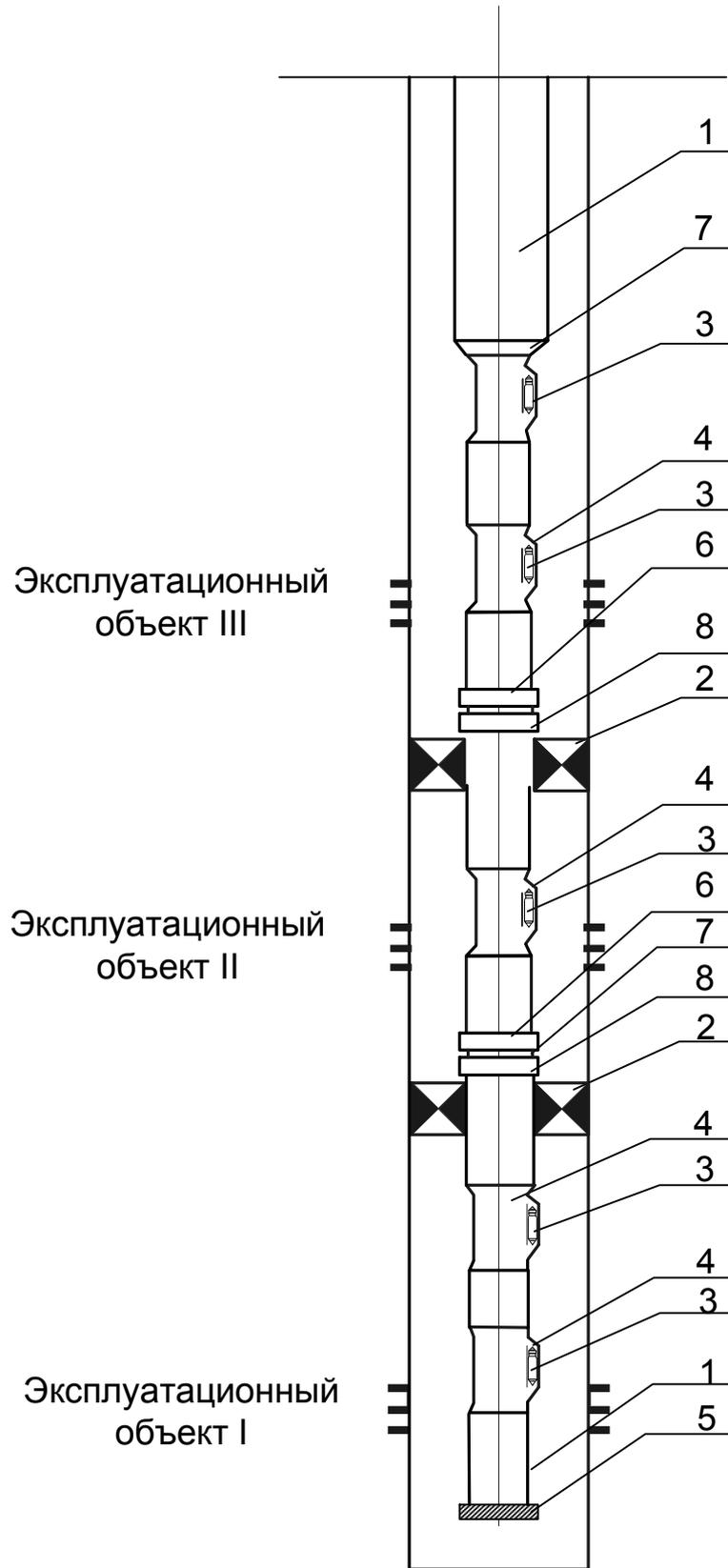
дополнительно колонной труб или/и одним или несколькими насосами, или/и хвостовиком, или/и газоотводной трубой, или/и нагревателем, или/и излучателем волн, или/и перфоратором.

24. Скважинная установка по п. 19, от личающаяся тем, что секции установлены последовательно друг за другом, связаны или разъединены между собой или/и секции установлены в отдельных ветвях разветвленной скважины.

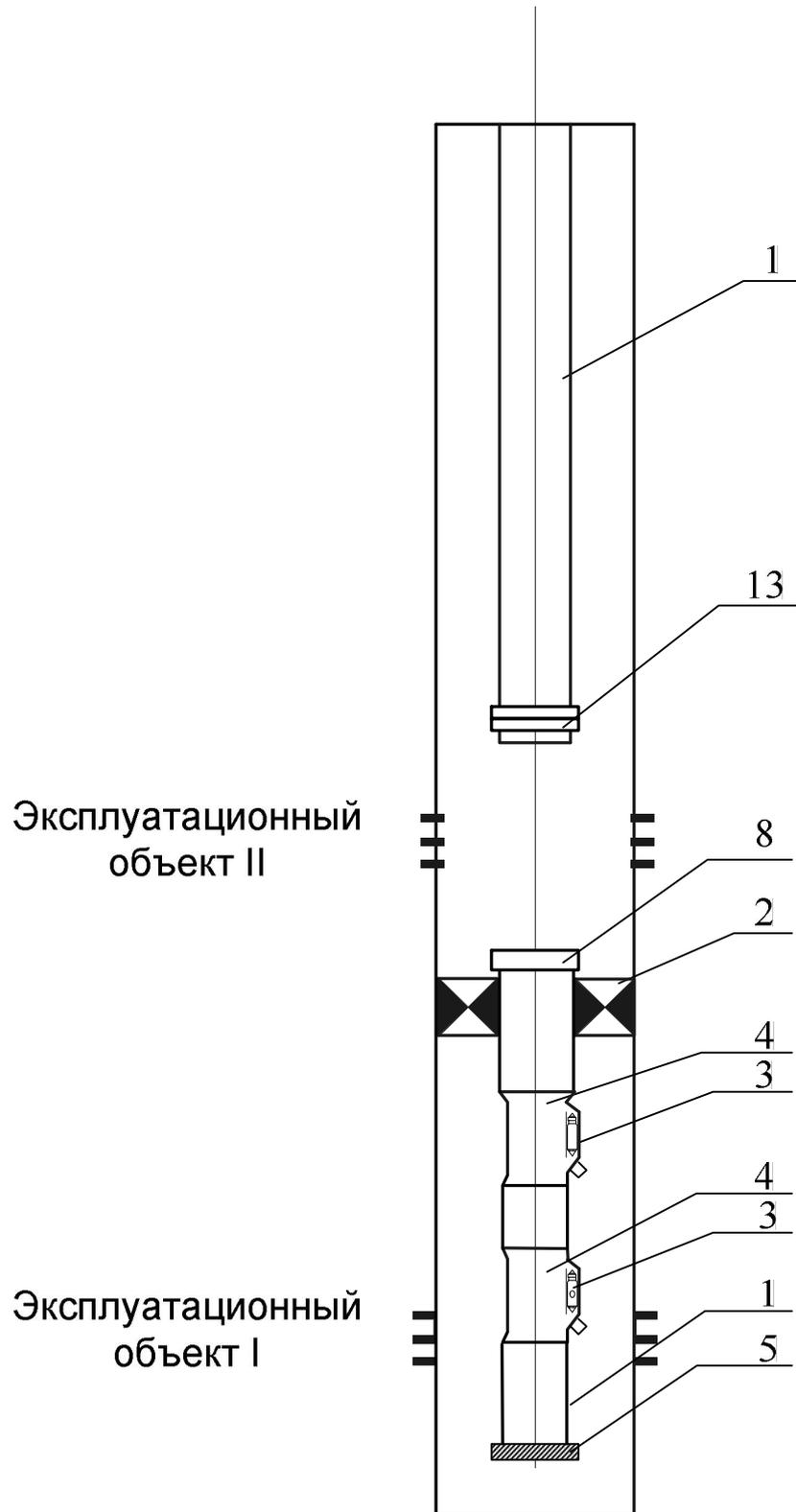
25. Скважинная установка по п. 19, от личающаяся тем, что колонна труб выполнена с постоянным или переменным сечением из одного или различного материала.



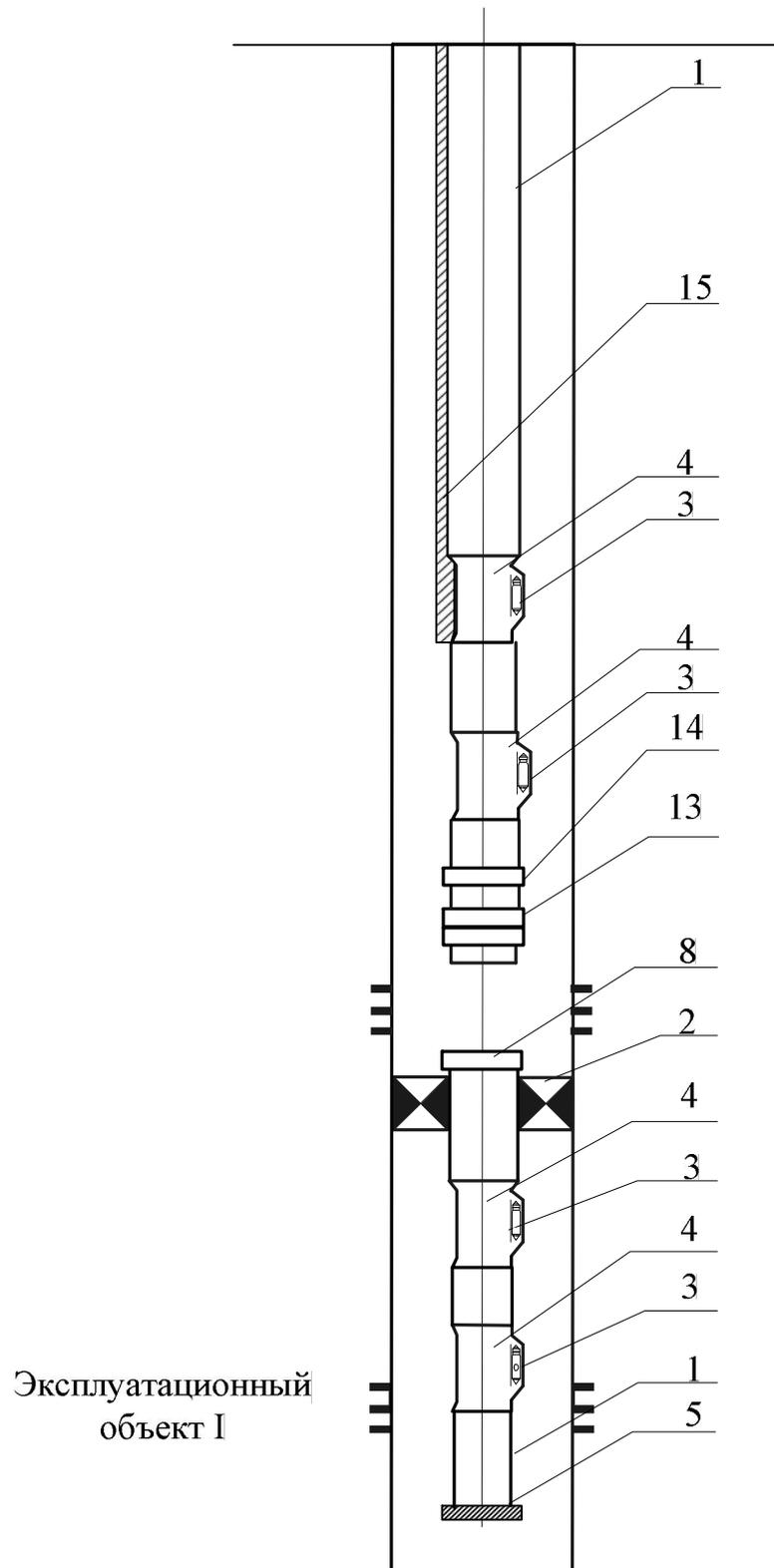
Фиг. 2



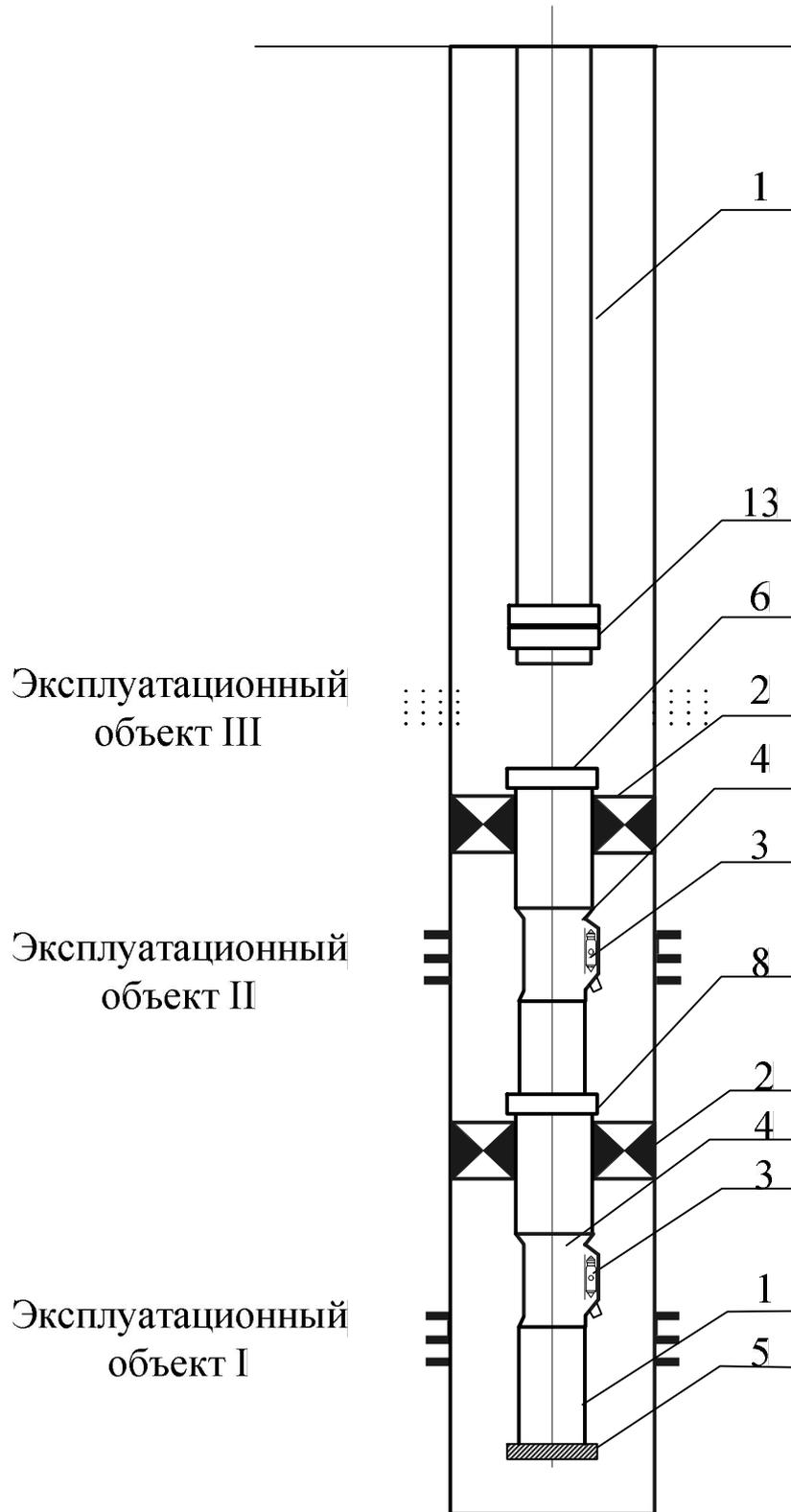
Фиг. 3



Фиг. 4



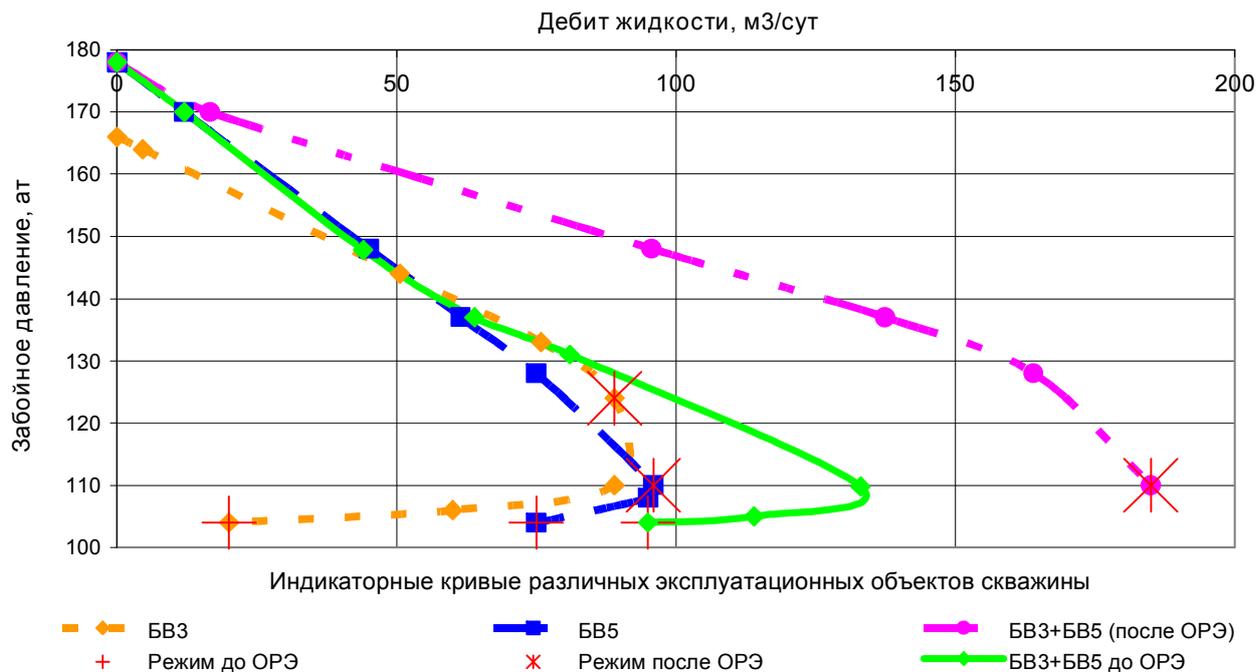
Фиг. 5



Фиг. 6



Фиг. 7



Фиг.8

Наименование параметра	БВ ₃	БВ ₅
Пластовое давление, МПа	16,6	17,8
Давление насыщения, МПа	15,5	17,1
Газосодержание, нм ³ /тонну	84	120
Абсолютная отметка ВНК, м	1962	2004
Пластовая температура, *С	63	65
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	1.21	1.24

Заказ 24 Подписное

ФИПС, Рег. ЛР № 040921

Научно-исследовательское отделение по
подготовке официальных изданий

Федерального института промышленной собственности

Бережковская наб., д.30, корп.1, Москва, Г-59, ГСП-5, 123995

Отпечатано на полиграфической базе ФИПС
Отделение по выпуску официальных изданий