



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ,
ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21), (22) Заявка: 2009121984/03, 08.06.2009

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
08.06.2009

(45) Опубликовано: 10.12.2010 Бюл. № 34

(56) Список документов, цитированных в отчете о
поиске: RU 2224877 C1, 27.02.2004. RU 2005112794
A, 10.11.2006. RU 2260714 C2, 20.09.2005. SU
1664388 A1, 23.07.1991. SU 1160116 A,
07.06.1985.Адрес для переписки:
625023, г.Тюмень, ул. Республики, 169, кв.61,
О.Н. Мормышевой

(72) Автор(ы):

Гарипов Олег Марсович (RU),
Багров Олег Викторович (RU),
Мустафин Эдвин Ленарович (RU),
Гарипов Максим Олегович (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Гарипов Олег Марсович (RU),
ООО Научно-производственное
объединение "Новые нефтяные технологии"
(RU),
ООО Научно-производственное
объединение "ПАКЕР" (RU)

(54) СПОСОБ ДОБЫЧИ НЕФТИ ГАРИПОВА И УСТАНОВКА ДЛЯ ЕГО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ

(57) Реферат:

Изобретение предназначено для нефтедобывающей промышленности и может быть использовано при добыче нефти из скважин с высоким и низким газосодержанием, а также при одновременно-раздельной и поочередной эксплуатации нескольких пластов скважины. Обеспечивает повышение эффективности эксплуатации скважины. Сущность изобретения: способ добычи нефти включает диспергирование пластового флюида с газом с последующей подачей газожидкостной смеси на прием электроцентробежного насоса. Согласно изобретению производят отсекаание верхних пластов и нижних пластов и/или интервала

негерметичности скважины путем установки, по меньшей мере, одного пакера над электроцентробежным насосом. Производят сепарирование газа с одновременным эжектированием газа из подпакерной зоны в насосно-компрессорные трубы над электроцентробежным насосом.

Диспергирование пластового флюида осуществляют с пластовым и подпакерным газом и производят его в подпакерной зоне до получения однородной гомогенной газожидкостной смеси с последующей ее подачей на прием электроцентробежного насоса и откачкой на поверхность однородной гомогенной газожидкостной смеси. 2 н. и 9 з.п. ф-лы, 9 ил.



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY,
PATENTS AND TRADEMARKS

(12) ABSTRACT OF INVENTION

(21), (22) Application: **2009121984/03, 08.06.2009**

(24) Effective date for property rights:
08.06.2009

(45) Date of publication: **10.12.2010 Bull. 34**

Mail address:

**625023, g.Tjumen', ul. Respubliki, 169, kv.61,
O.N. Mormyshevoj**

(72) Inventor(s):

**Garipov Oleg Marsovich (RU),
Bagrov Oleg Viktorovich (RU),
Mustafin Ehdvin Lenarovich (RU),
Garipov Maksim Olegovich (RU)**

(73) Proprietor(s):

**Garipov Oleg Marsovich (RU),
OOO Nauchno-proizvodstvennoe ob"edinenie
"Novye neftjanye tekhnologii" (RU),
OOO Nauchno-proizvodstvennoe ob"edinenie
"PAKER" (RU)**

(54) METHOD OF GARIPOV FOR OIL PRODUCTION AND DEVICE FOR ITS REALISATION

(57) Abstract:

FIELD: oil and gas production.

SUBSTANCE: method for oil production includes dispersion of reservoir fluid with gas and subsequent supply of gas-liquid mixture to intake of electric centrifugal pump. According to invention, upper reservoirs and lower reservoirs and/or interval of well leakiness are isolated by installation of at least one packer over electric centrifugal pump. Gas is separated with simultaneous ejection of gas from

below-packer zone into lifting pipes over electric centrifugal pump. Dispersion of reservoir fluid is done with reservoir and below-packer gas, and it is executed in below-packer zone until uniform homogenous gas-liquid mixture is produced, with its further supply to intake of electric centrifugal pump and pumping of uniform homogenous gas-liquid mixture to surface.

EFFECT: increased efficiency of well operation.

11 cl, 9 dwg

RU 2 405 918 C1

RU 2 405 918 C1

Изобретение предназначено для нефтедобывающей промышленности и может быть использовано при добыче нефти из скважин с высоким и низким газосодержанием, а также при одновременно-раздельной и поочередной эксплуатации нескольких пластов скважины.

5 Известен способ добычи нефти, включающий откачку продукции из пласта, частичную сепарацию газа из жидкости, эжектирование части продукции скважины, диспергирование газожидкостной смеси и последующее поступление ее в насос (Патент РФ №2274731, E21B 43/00, F04F 5/54, опуб.20.04.2006 г.).

10 Данный способ имеет ограниченное применение. Его нельзя применить для одновременно-раздельной эксплуатации нескольких пластов или объектов разработки, а также в случае, если над разрабатываемым пластом расположен интервал негерметичности, сильно поглощающий или отдающий объект. Кроме того, совместное использование центробежного электронасоса (далее по тексту ЭЦН) и
15 струйного насоса для увеличения добычи нефти из одного объекта эксплуатации не нашло широкого применения из-за необходимости применения ЭЦН с более высокими напорами (на 300-500 м выше номинальных) для преодоления высоких сопротивлений, возникающих в области сужения в сопле эжекторного струйного
20 насоса. При этом надо учитывать, что чем выше насос создает давление напора, тем ниже будет его производительность. В данном способе добычи нефти значительно увеличиваются затраты электроэнергии на подъем единицы продукции. Кроме того, это ведет к снижению КПД и уменьшению межремонтного периода работы ЭЦН.

25 Данный способ имеет очень низкую эффективность в скважинах с высоким давлением насыщения добываемой ими продукции и, соответственно, высоким уровнем жидкости в затрубном пространстве.

В процессе работы насоса невозможно снизить давление на приеме насоса на 10-20% ниже давления насыщения, соответственно, уровень жидкости и глубину установки
30 эжектора из-за значительного выделения растворенного газа из пластового флюида, приводящее к срыву подачи насоса.

Известно устройство для добычи нефти, содержащее спущенный в скважину на колонне НКТ насос, струйный аппарат и газосепаратор-диспергатор (Патент РФ №2274731, E21B 43/00, F04F 5/54, опуб. 20.04.2006 г.).

35 Приведенное выше устройство невозможно использовать для одновременно-раздельной и поочередной эксплуатации нескольких пластов, а также если над разрабатываемым пластом расположен интервал негерметичности, сильно поглощающий или водопроявляющий объект.

40 Недостаток данного устройства состоит в том, что оно ограничено в применении в скважинах, в которых отсутствует возможность накопления газа в затрубном пространстве. В особенности это касается скважин с кабельным вводом, опрессовка которого в 40-60 атм определяет ограничение в накоплении газа по давлению в затрубном пространстве.

45 Кроме того, применение в арматурах скважин обратных перепускных клапанов усложняет конструкцию и полностью исключает превышение давления в затрубном пространстве выше коллекторного, что делает неэффективным применение струйного насоса для откачки затрубного газа для лифтирования и барботаж газом жидкости
50 над насосом. Наличие высокого уровня жидкости в межтрубном пространстве приводит к неэффективной работе устройства из-за того, что струйный насос в затрубном пространстве омывается межтрубной жидкостью, а не газом.

Наиболее близким к предлагаемому техническому решению является способ

добычи пластовой жидкости из скважины, включающий диспергирование пластовой жидкости с газом с последующей подачей ее на прием электроцентробежного насоса (Патент РФ №2224877, E21В 43/00, опубл. 20.09.2003, прототип).

5 Данный способ ограничен в применении, так как предназначен только для скважин с низким газосодержанием и для разработки одного пласта. При этом способ не позволяет осуществлять одновременно-раздельную и поочередную эксплуатацию нескольких пластов и не предполагает отсечение от вышерасположенных обводненных интервалов или водоносных пластов, зон негерметичности и
10 поглощающих объектов, негативно влияющих на эксплуатацию скважины.

Наиболее близким к предлагаемому техническому решению является «Установка погружного электроцентробежного насоса для добычи пластовой жидкости из скважины», содержащая НКТ, ЭЦН и диспергатор (Патент РФ №2224877, E21В 43/00, опубл. 20.09.2003 г., прототип).

15 Недостатком прототипа является низкая эффективность установки для откачки жидкостей, в особенности при их высоком газосодержании, когда газ в объеме превышает 100% от объема пластовой жидкости. Установку невозможно использовать для одновременно-раздельной и поочередной эксплуатации нескольких пластов, а
20 также в случае расположения интервала негерметичности со значительным водопроявлением или сильно поглощающего объекта над разрабатываемым пластом.

Предлагаемое техническое решение позволяет избежать недостатков, указанных выше, повысить эффективность эксплуатации скважины, повысить
25 производительность и эффективность работы установки за счет диспергирования в жидкости газа из подпакерной зоны и устранения его вредного влияния на работу ЭЦН, а также исключения отрицательного влияния верхних интервалов негерметичности и поглощающих объектов на эксплуатацию скважины.

Поставленная цель достигается тем, что предлагаемое техническое решение -
30 способ добычи нефти - включает диспергирование пластового флюида с газом с последующей подачей газожидкостной смеси на прием электроцентробежного насоса, производят отсекание верхних пластов и/или интервала негерметичности скважины путем установки, по меньшей мере, одного пакера над электроцентробежным насосом, при этом диспергирование пластового флюида осуществляют с пластовым и
35 подпакерным газом и производят его в подпакерной зоне до получения однородной гомогенной газожидкостной смеси с последующей ее подачей на прием электроцентробежного насоса и откачкой на поверхность однородной гомогенной газожидкостной смеси, кроме этого дополнительно производят эжектирование газа из
40 подпакерной зоны, дополнительно производят сепарирование газа с одновременным с эжектированием газа из подпакерной зоны в НКТ над электроцентробежным насосом, дополнительно производят отсекание между собой пластов посредством установки, по меньшей мере, одного пакера ниже электроцентробежного насоса и регулирование поступления пластового флюида на прием электроцентробежного
45 насоса посредством регулирующего устройства, установленного в посадочном элементе пакера или НКТ, и/или в скважинной камере.

Скважинная установка для добычи нефти включает электроцентробежный насос, установленный на колонне труб НКТ, диспергатор, расположенный на входе в
50 электроцентробежный насос, по меньшей мере, один пакер, установленный над электроцентробежным насосом, скважинная установка дополнительно снабжена приемной сеткой, по меньшей мере, одним эжектором, расположенным между пакером и электроцентробежным насосом или между пакерами, или, по меньшей мере,

одним газосепаратором, расположенным перед диспергатором, и, по меньшей мере, одним эжектором, расположенным между пакером и электроцентробежным насосом или между пакерами, мультифазным насосом, диспергатором или диспергаторами, при этом пакер выполнен со стволом, имеющим осевой сквозной канал или сквозной паз с газопроницаемым и/или герметизирующим наполнителем, в котором герметично закреплен силовой кабель, а в качестве газопроницаемого и/или герметизирующего наполнителя используют силиконовый клей, компаунд, эпоксидную смолу, силовой кабель дополнительно снабжен, по меньшей мере, одним сальниковым уплотнительным элементом, по меньшей мере, одним зажимным устройством с резиновыми манжетами и резинOMETаллическими прокладками.

На фиг.1 изображена скважинная установка для добычи нефти в разрезе; на фиг.2 изображена скважинная установка для добычи нефти с использованием двух пакеров и эжектора, на фиг.3 изображена скважинная установка для добычи нефти с использованием газосепаратора и эжектора; на фиг.4 изображена скважинная установка для добычи нефти с использованием мультифазного насоса; фиг.5-9 поясняют реализацию предлагаемого способа добычи нефти.

Скважинная установка для добычи нефти содержит колонну труб (НКТ) 1 постоянного или переменного диаметра, электроцентробежный насос (далее по тексту ЭЦН) 2, по меньшей мере, один пакер 3, установленный над ЭЦН 2, и, по меньшей мере, один диспергатор 4, расположенный на входе-приеме ЭЦН 2.

Диспергатор 4 позволяет разбить большие пузыри на мельчайшие пузырьки, предотвращая их слипание и объединение, исключить образование газовых пробок в проточной части ЭЦН 2, блокирующих его работу, и перемешать свободный газ в жидкости, образуя однородную гомогенную газожидкостную смесь.

Использование диспергированной однородной газожидкостной смеси перед поступлением в ЭЦН 2 приводит к снижению вредного влияния газа на ЭЦН 2, что обеспечивает бесперебойную работу ЭЦН 2, повышая его производительность и эффективность работы.

Расположение, по меньшей мере, одного пакера 3 над ЭЦН 2 позволит аккумулировать газ в подпакерной зоне и тем самым создать давление в затрубном пространстве свыше 60 атм.

Пакер 3, расположенный над ЭЦН 2, отсекает верхние пласты и устьевую арматуру скважины от повышенного давления газа, что предотвращает воздействие повышенного давления газа на устьевое оборудование, в т.ч. на сальниковые уплотнительные элементы (на фиг. не показано), имеющие ограничение по давлению на 40-60 атм. Кроме этого, пакер 3, установленный над ЭЦН 2, предназначен для разделения межтрубного пространства на подпакерную и надпакерную области, при этом в разработку ЭЦН 2 вовлекается только подпакерная область.

Пакер 3, аккумулируя свободный газ в подпакерной области, обеспечивает возможность перепуска его в трубную область НКТ 1 над ЭЦН 2 для дополнительного барботажа и лифтирования газом газожидкостной смеси. Расположение пакера 3 над ЭЦН 2 позволяет также отсечь в процессе эксплуатации скважины интервалы негерметичности или интервалы перфорации верхних пластов, например, в виду сильного их обводнения. Это приводит к снижению обводненности и увеличению добычи нефти, что дополнительно повышает эффективность эксплуатации скважины. При использовании над ЭЦН 2 больше одного пакера 3, дополнительный пакер устанавливается над пакером 3.

Скважинная установка для добычи нефти дополнительно снабжена мультифазным

насосом 5. Мультифазный насос 5 устанавливается на приеме ЭЦН 2 для увеличения его подпора, для обеспечения увеличения давления и интенсивность перемешивания многофазного потока, поступающего на прием ЭЦН 2. При этом мультифазный насос 5 установленный, например, под диспергатором 4, увеличивает подпор, обеспечивает повышение давления и интенсивность перемешивания пластового флюида и свободного газа, поступающего из пласта или из затрубного подпакерного пространства, на входе в диспергатор 4 и затем в ЭЦН 2.

Скважинная установка для добычи нефти дополнительно снабжена, по меньшей мере, одним эжектором 6, расположенным между пакером 3 и ЭЦН 2 или между пакерами 3, расположенными над ЭЦН 2.

Эжектор 6 обеспечивает перепуск свободного газа из подпакерной зоны в НКТ 1 над ЭЦН 2 и обеспечивает лифтирование и барботаж жидкости (пластового флюида) газом внутри НКТ 1. Кроме того эжектор 6 обеспечивает дополнительный отбор пластового флюида из верхнего пласта, расположенного над ЭЦН 2.

Эжектор 6 может представлять собой, например, струйный насос.

Скважинная установка для добычи нефти дополнительно снабжена, по меньшей мере, одним газосепаратором 7, расположенным перед диспергатором 4, и, по меньшей мере, одним эжектором 6, расположенным между пакером 3 и ЭЦН 2 или между пакерами 3, расположенными над ЭЦН 2.

Газосепаратор 7 защищает ЭЦН 2 от прорывов свободного газа, поступающего иногда вместе с пластовым флюидом в виде газовых пачек, и предназначен для отделения-сепарирования свободного и части растворенного газа от жидкости (пластового флюида), поступающей на прием ЭЦН 2, и перепуска свободного газа в затрубное пространство.

Скважинная установка для добычи нефти дополнительно снабжена диспергатором 4 или диспергаторами 4, использование которых позволит произвести более интенсивное перемешивание - диспергирование пластового флюида с газом.

Пакер 3 содержит ствол со сквозным осевым каналом или со сквозным пазом, в котором герметично располагают силовую кабель 8, соединяющий ЭЦН 2 со станцией управления (на фиг. не показано).

Силовой кабель 8 располагают в сквозном осевом канале или в сквозном пазу, заполненном газопроницаемым и/или герметизирующим наполнителем, или закрепляют в сквозном осевом канале или в сквозном пазу, используя зажимные устройства с резиновыми манжетами и резинометаллическими прокладками или сальниковыми уплотнительными элементами и т.п. Кроме того, силовой кабель 8, устанавливаемый в осевом сквозном канале или сквозном пазу с газопроницаемым и/или герметизирующим наполнителем, дополнительно снабжен герметизирующими прокладками или резиновыми манжетами.

Газопроницаемый и герметизирующий наполнитель представляет собой, например, компаунд, силиконовый клей, эпоксидную смолу, шпаклевку и т.п., который герметизирует и удерживает силовую кабель 8 вместо кабельного ввода в осевом сквозном канале или сквозном пазу.

Кроме того, скважинная установка для добычи нефти дополнительно снабжена приемной сеткой 9, которая защищает его от засорения механическими примесями.

Способ добычи нефти включает установку в скважину колонны труб (НКТ) 1 на заданную глубину.

Над ЭЦН 2 производят отсекаание верхних пластов и/или интервала негерметичности скважины путем установки на НКТ 1, по меньшей мере, одного

пакера 3. В процессе отсекаания верхних пластов и/или интервала негерметичности скважины путем установки на НКТ 1, по меньшей мере, одного пакера 3 образуется подпакерная зона.

Затем в подпакерной зоне осуществляют диспергирование пластового флюида с пластовым и подпакерным газом посредством диспергатора 4 до получения однородной гомогенной газожидкостной смеси. Полученную однородную гомогенную газожидкостную смесь подают на прием ЭЦН 2 с дальнейшей откачкой на поверхность однородной гомогенной газожидкостной смеси.

Для улучшения рабочих характеристик откачиваемой продукции дополнительно осуществляют эжектирование газа из подпакерной зоны посредством эжектора 6.

Установка более одного пакера 3 над ЭЦН 2 необходима также в случаях одновременно-раздельной и поочередной эксплуатации нескольких пластов, например, один пласт вырабатывается эжектором 6 в виде струйного насоса, а другой пласт вырабатывается ЭЦН 2 (Фиг.2).

Для снижения газосодержания в скважинах дополнительно производят сепарирование газа сепаратором 7 в затрубное пространство и в подпакерную зону с одновременным эжектированием газа из подпакерной зоны в НКТ 1 над ЭЦН 2 посредством, например, струйного насоса 6.

Способ добычи нефти предусматривает дополнительное отсекаание пластов между собой, расположенных ниже ЭЦН 2, посредством установки ниже ЭЦН 2, по меньшей мере, одного пакера 10. В этом случае регулирование поступления пластового флюида на прием ЭЦН 2 осуществляют посредством регулирующего устройства 11, например, в виде регулируемого штуцера или клапана, установленного в посадочном элементе пакера 10 или НКТ 1, и/или в скважинной камере 12 (Фиг.5-9).

Расположение, по меньшей мере, одного пакера 10 под ЭЦН 2 позволяет отсекаать один или несколько нижележащих пластов и вести одновременно-раздельную и поочередную добычу продукции из пласта и регулировать откачку продукции из пласта посредством регулирующего устройства 11, например, в виде регулируемого штуцера или клапана.

Дополнительное отсекаание одного пласта или нескольких пластов, по меньшей мере, одним пакером 10, расположенным ниже ЭЦН 2, производят также для ограничения и регулирования притока флюида из этих пластов. Причина такого ограничения может быть связана, например, с высокой обводненностью и др.

При этом дополнительное регулирование отборов пластового флюида из пластов ниже ЭЦН 2 ограничивает нежелательное поступление высокообводненного пластового флюида на прием ЭЦН 2.

Скважинная установка для добычи нефти работает следующим образом.

В скважину на колонне НКТ 1 спускают пакер 3, с пропущенным через него герметично установленным силовым кабелем 8, ЭЦН 2, работающего от погружного электродвигателя 13. На входе ЭЦН 2 устанавливают диспергатор 4 с приемной сеткой 9.

Пакер 3 устанавливают над ЭЦН 2 на заданной глубине с разделением скважинного пространства на надпакерную и подпакерную зоны.

ЭЦН 2 и диспергатор 4 приводят в действие погружным электродвигателем 13 после подачи электропитания по силовому кабелю 8.

После запуска скважинной установки для добычи нефти пластовый флюид и газ из подпакерной зоны проходят через приемную сетку 9 в диспергатор 4. Газ с жидкостью (пластовым флюидом) диспергируется посредством диспергатора 4 до

тонкодисперсного гомогенного состояния и поступает на прием ЭЦН 2, который откачивает диспергированную продукцию в виде однородной гомогенной газожидкостной смеси на поверхность. См. фиг.1.

5 Диспергатор 4 исключает образование газовых пробок в проточной части ЭЦН 2, блокирующих его работу, и за счет уменьшения вредного воздействия газа, улучшается работа ЭЦН 2, т.е. повышается производительность и эффективность работы скважинной установки для добычи нефти.

10 Скважинная установка для добычи нефти с двумя пакерами 3, расположенными выше ЭЦН 2, и эжектором 6 при использовании для одновременно-раздельной и поочередной эксплуатации двух пластов устройство работает следующим образом.

15 В скважину спускают на колонне НКТ 1 пакер 3 с пропущенным через него силовым кабелем 8, зафиксированным зажимными устройствами с резиновыми манжетами, ЭЦН 2, на входе которого установлен диспергатор 4 с приемной сеткой 9, и эжектор 6 в виде струйного насоса, расположенный между пакерами 3.

ЭЦН 2 и диспергатор 4 приводят в действие погружным электродвигателем 13 после подачи электропитания по силовому кабелю 8. Газ в свободной фазе улавливается и аккумулируется под пакером 3.

20 После запуска погружного электродвигателя 13 пластовый флюид и газ из подпакерной зоны проходят через приемную сетку 9 в диспергатор 4, где газ с пластовой жидкостью перемешивается до тонкодисперсного гомогенного состояния в виде однородной гомогенной газожидкостной смеси, затем полученная однородная гомогенная газожидкостная смесь поступает на прием ЭЦН 2, который откачивает
25 полученную однородную гомогенную газожидкостную смесь на поверхность.

При этом эжектор 6 производит дополнительный отбор пластового флюида из верхнего пласта, расположенного над ЭЦН 2. См. фиг.2.

30 Использование диспергатора 4 и эжектора 6 между пакерами 3, расположенными над ЭЦН 2, улучшает работу ЭЦН 2, повышает производительность и эффективность работы предлагаемой установки за счет уменьшения плотности однородной гомогенной газожидкостной смеси и противодавления на ЭЦН 2, исключая образование газовых пробок в проточной части ЭЦН 2, блокирующих его работу, а также увеличивает дебит за счет дополнительного отбора жидкости из верхнего
35 пласта, расположенного над ЭЦН 2.

Скважинная установка для добычи нефти с газосепаратором 7 и эжектором 6 работает следующим образом. См. фиг.3.

40 Если объем газа в объеме пластового флюида в пределах 25-100% и выше, то дополнительно производят сепарацию пластового флюида с выделением свободного газа в подпакерное пространство одновременно с эжектированием.

45 Спускают в скважину на колонне НКТ 1 пакер 3 с пропущенным через него силовым кабелем 8, зафиксированным зажимными устройствами с резиновыми манжетами, ЭЦН 2, на входе которого установлены приемная сетка 9, газосепаратор 7, диспергатор 4, и эжектор 6 в виде струйного насоса, расположенный между пакером 3 и ЭЦН 2.

Запускают погружной электродвигатель 13, который приводит в действие газосепаратор 7, диспергатор 4 и ЭЦН 2.

50 Пластовый флюид проходит через приемную сетку 9, улавливая механические примеси, и затем поступает в газосепаратор 7, который удаляет излишний газ в затрубное подпакерное пространство. Далее пластовый флюид проходит через диспергатор 4 и поступает в ЭЦН 2.

ЭЦН 2 по НКТ 1 откачивает диспергированную продукцию в виде однородной гомогенной газожидкостной смеси, которая затем проходит через эжектор 6 и захватывает свободный газ из подпакерной зоны, повышая производительность и эффективность работы предлагаемой установки, в том числе и за счет

5 дополнительного лифтирования и барботажа жидкости газом внутри НКТ 1. См. фиг.3
Лифтирование и барботаж газом скважинной жидкости обеспечивает снижение плотности столба пластового флюида" над ЭЦН 2 и облегчает подъем скважинной продукции на поверхность.

10 Газ, образованный в подпакерной зоне, снижает давление на приеме ЭЦН 2 ниже давления насыщения. Уменьшение веса столба поднимаемой жидкости и снижение противодействия на ЭЦН 2 повышает производительность и эффективность работы ЭЦН 2 за счет сепарации части газа и перепуска его в затрубное пространство газосепаратором 7 и за счет перепуска газа в НКТ1 эжектором 6 над ЭЦН 2.

15 Скважинная установка для добычи нефти с мультифазным насосом 5 и приемной сетки 9 работает следующим образом. См. фиг.4.

В скважину спускают на колонне НКТ 1 пакер 3 с пропущенным через него силовым кабелем 8, зафиксированным зажимными устройствами с резиновыми манжетами, ЭЦН 2, на входе которого установлены приемная сетка 9, мультифазный насос 5 и диспергатор 4, и устанавливают на заданной глубине. Запускают в действие погружной электродвигатель 13, который приводит в работу мультифазный насос 5, диспергатор 4, ЭЦН 2.

25 Мультифазный насос 5 захватывает жидкость с газом и, сильно перемешивая их, нагнетает газожидкостную смесь под давлением в диспергатор 4. В результате нагнетания газожидкостной смеси снижается давление в призабойной зоне пласта и газожидкостная смесь начинает поступать к скважинной установке для добычи нефти. Мультифазный насос 5 за счет нагнетания и увеличения подпора на приеме ЭЦН 2 значительно улучшает параметры работы насоса.

30 В диспергаторе 4 газ с жидкостью диспергируются до тонкодисперсного гомогенного состояния и поступает на прием ЭЦН 2, затем откачивается ЭЦН 2 в виде однородной гомогенной газожидкостной смеси на поверхность.

Способ добычи нефти осуществляют следующим образом. См. фиг.5.

35 В скважину спускают НКТ 1 с пакером 10 и разъединителем колонны 14, скважинной камерой 12 с регулирующим устройством 11 в виде глубинного регулируемого штуцера. Пакер 10 устанавливают на заданной глубине ниже ЭЦН 2 между пластами.

40 Затем спускают НКТ 1 с пакером 3, ЭЦН 2 с силовым кабелем 8, диспергатором 4 и приемной сеткой 9 и устанавливают на заданную глубину. Пакер 3 разделяет скважинное пространство на надпакерную и подпакерную зоны, тем самым отсекая верхние пласты и/или интервалы негерметичности, расположенные выше ЭЦН 2.

Одновременно герметизируют в стволе пакера 3 силовую кабель 8.

45 Пакер 10, установленный ниже ЭЦН 2, отсекает пласты, находящиеся ниже ЭЦН 2. Регулирование поступления пластового флюида на прием диспергатора 4 и ЭЦН 2 через приемную сетку 9 осуществляют глубинным регулируемым штуцером 11, установленным в посадочном элементе скважинной камеры 12.

50 Запускают в действие погружной электродвигатель 13, который приводит в работу ЭЦН 2 и диспергатор 4.

В подпакерной зоне посредством диспергатора 4 осуществляют диспергирование пластового флюида с пластовым и подпакерным газом до получения однородной

гомогенной газожидкостной смеси, которую подают на прием ЭЦН 2, с дальнейшей откачкой в виде однородной гомогенной газожидкостной смеси на поверхность.

Применение способа добычи нефти и установки для его осуществления позволяет повысить эффективность эксплуатации скважины, повысить производительность и эффективность работы установки за счет уменьшения вредного воздействия газа на ЭЦН и снижения плотности столба скважинной жидкости над ЭЦН.

Использование дополнительного оборудования, а именно, использование более одного пакера позволяет увеличить дебит скважины за счет отбора пластового флюида из второго и т.д. пласта, использование сепаратора и эжектора обеспечивает лифтирование и барботирование скважинного продукта при его подъеме на, поверхность за счет использования энергии свободного газа поднимающего барботированную жидкость, а также за счет снижения противодействия на ЭЦН и снижения давления газа на устьевое оборудование, что тем самым повышает эффективность эксплуатации скважины.

Бесперебойная работа ЭЦН обеспечивает, в конечном счете, эффективную работу скважины. Кроме этого, применение пакеров и регулирующих устройств, расположенных под ЭЦН, позволяет дополнительно производить одновременно-раздельную и поочередную эксплуатацию нескольких пластов, расположенных под ЭЦН.

Формула изобретения

1. Способ добычи нефти, включающий диспергирование пластового флюида с газом с последующей подачей газожидкостной смеси на прием электроцентробежного насоса, отличающийся тем, что производят отсекание верхних пластов и нижних пластов и/или интервала негерметичности скважины путем установки, по меньшей мере, одного пакера над электроцентробежным насосом, производят сепарирование газа с одновременным эжектированием газа из подпакерной зоны в насосно-компрессорные трубы - НКТ над электроцентробежным насосом, а диспергирование пластового флюида осуществляют с пластовым и подпакерным газом и производят его в подпакерной зоне до получения однородной гомогенной газожидкостной смеси, с последующей ее подачей на прием электроцентробежного насоса и откачкой на поверхность однородной гомогенной газожидкостной смеси.

2. Способ добычи нефти по п.1, отличающийся тем, что дополнительно производят отсекание между собой пластов посредством установки, по меньшей мере, одного пакера ниже электроцентробежного насоса и регулирование поступления пластового флюида на прием электроцентробежного насоса посредством регулирующего устройства, установленного в посадочном элементе пакера или НКТ, и/или в скважинной камере.

3. Скважинная установка для добычи нефти, включающая установленный на колонне насосно-компрессорных труб - НКТ электроцентробежный насос - ЭЦН и расположенный на входе в него диспергатор, отличающаяся тем, что она дополнительно снабжена, по меньшей мере, одним пакером, установленным над ЭЦН, по меньшей мере, одним эжектором, расположенным между пакером и электроцентробежным насосом или между пакерами, расположенными над ЭЦН, и, по меньшей мере, одним газосепаратором, расположенным перед диспергатором.

4. Скважинная установка для добычи нефти по п.3, отличающаяся тем, что она дополнительно снабжена приемной сеткой.

5. Скважинная установка для добычи нефти по п.3, отличающаяся тем, что она

дополнительно снабжена мультифазным насосом.

6. Скважинная установка для добычи нефти по п.3, отличающаяся тем, что она снабжена дополнительным диспергатором или диспергаторами.

5 7. Скважинная установка для добычи нефти по п.3, отличающаяся тем, что пакер выполнен со стволом, имеющим осевой сквозной канал или сквозной паз с газопроницаемым и/или герметизирующим наполнителем, в котором герметично закреплен силовой кабель.

10 8. Скважинная установка для добычи нефти по п.7, отличающаяся тем, что в качестве газопроницаемого и/или герметизирующего наполнителя используют силиконовый клей или компаунд.

15 9. Скважинная установка для добычи нефти по п.7, отличающаяся тем, что в качестве газопроницаемого и/или герметизирующего наполнителя используют эпоксидную смолу.

20 10. Скважинная установка для добычи нефти по п.7, отличающаяся тем, что силовой кабель дополнительно снабжен, по меньшей мере, одним сальниковым уплотнительным элементом.

25 11. Скважинная установка для добычи нефти по п.7, отличающаяся тем, что силовой кабель дополнительно снабжен, по меньшей мере, одним зажимным устройством с резиновыми манжетами и резинометаллическими прокладками.

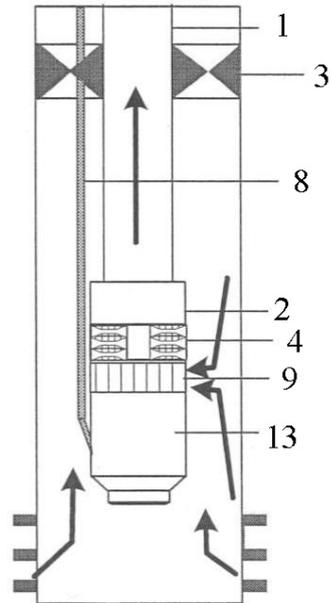
30

35

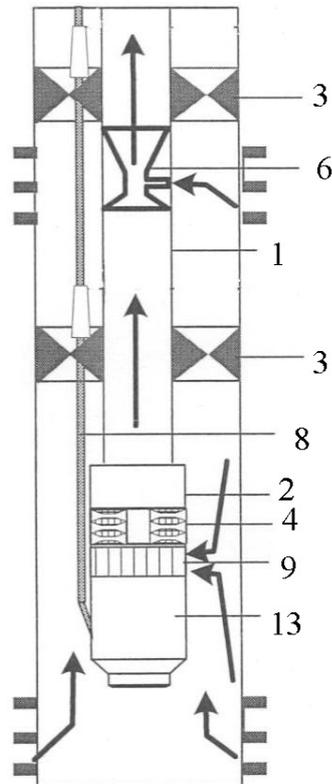
40

45

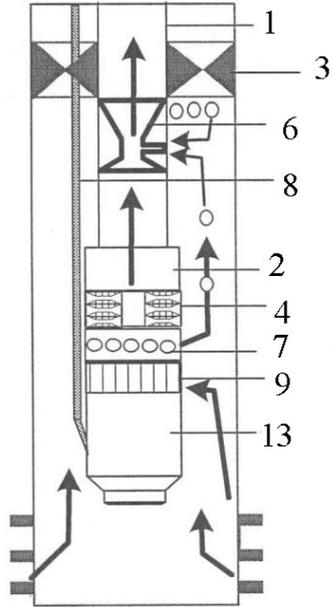
50



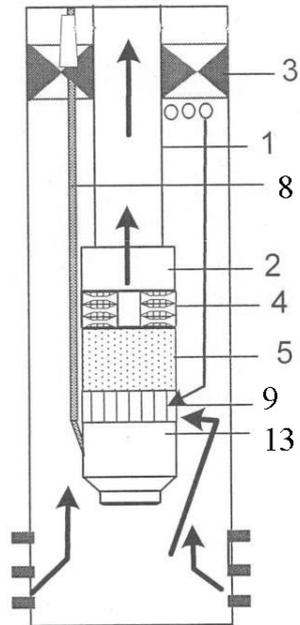
Фиг.1



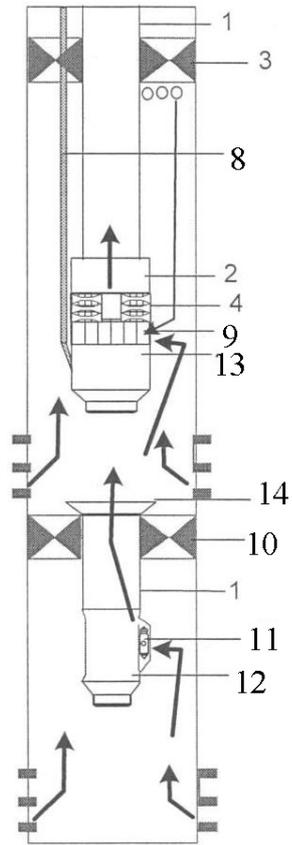
Фиг.2



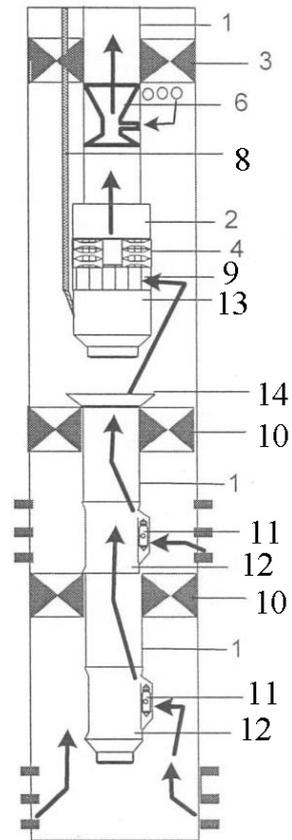
Фиг.3



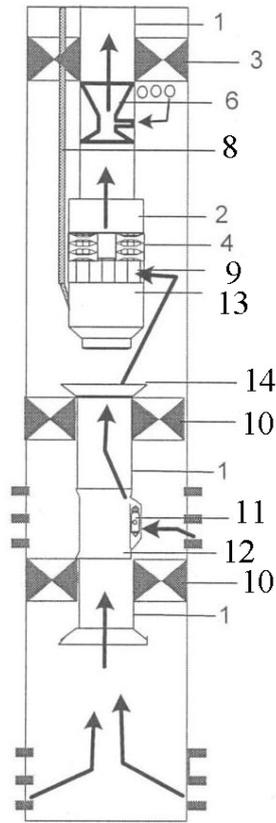
Фиг.4



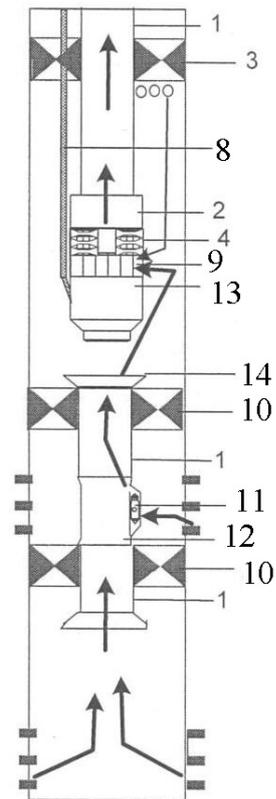
Фиг. 5



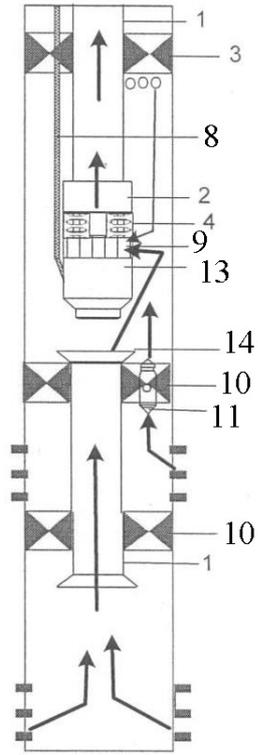
Фиг. 6



Фиг. 7



Фиг. 8



Фиг. 9