

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(21) **201800489** (13) **A1**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОЙ ЗАЯВКЕ

(43) Дата публикации заявки
2020.02.28

(51) Int. Cl. *E21B 43/14* (2006.01)

(22) Дата подачи заявки
2018.08.13

(54) СПОСОБ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ

(96) 2018/EA/0067 (BY) 2018.08.13

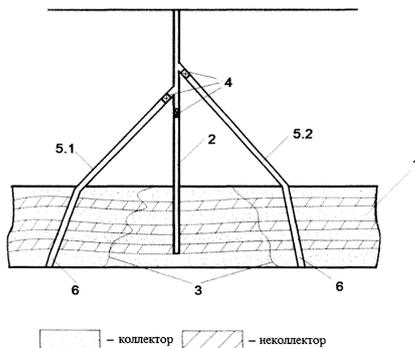
(72) Изобретатель:

(71) Заявитель:
**РЕСПУБЛИКАНСКОЕ
УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ
"ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ
ОБЪЕДИНЕНИЕ
"БЕЛОРУСНЕФТЬ" (BY)**

**Повжик Петр Петрович, Демяненко
Николай Александрович, Кудряшов
Алексей Александрович, Халецкий
Андрей Васильевич, Мармылёв Игорь
Юрьевич (BY)**

(74) Представитель:
Громыко С.В. (BY)

(57) Изобретение относится к нефтяной промышленности. Сущность: бурят нагнетательные (НС) и добывающие скважины (ДС), осуществляют закачку рабочего агента через НС и выработку нефти через ДС до предельного обводнения. Определяют направление зон с невыработанными запасами, временно консервируют основной ствол и бурят боковой ствол (БС) в указанную зону, вводят в эксплуатацию и эксплуатируют до предельного обводнения, после чего его временно консервируют. По результатам эксплуатации БС определяют следующую зону со слабо дренируемыми запасами и бурят второй БС в эту зону с последующей эксплуатацией до предельного обводнения и его временной консервацией. Определяют следующие зоны с недренируемыми запасами и повторяют аналогичным образом вышеуказанные операции. После консервации последнего БС первого цикла эксплуатации осуществляют циклы реэксплуатации путем расконсервации и запуска в эксплуатацию тех стволов, вокруг которых переформировалось нефтенасыщение до близкого к начальному, повторяют циклы реэксплуатации до полной выработки запасов. Технический результат - увеличение коэффициента извлечения нефти.



201800489 A1

201800489

A1

Способ разработки нефтяной залежи

Изобретение относится к нефтяной промышленности, а именно к способам разработки нефтяных залежей.

Известен способ разработки нефтяной залежи [1], включающий закачку рабочего агента через нагнетательные скважины и отбор продукции через добывающие вертикальные и горизонтальные скважины с восходящим стволом, причем горизонтальные скважины с восходящим стволом выполняют с одного куста веерообразно, нижнюю часть каждой скважины размещают выше на 7-10 м границы между зоной нефтенасыщенности и остаточной нефтенасыщенности, скважины выполняют с открытым стволом в зоне продуктивного пласта.

Недостатком вышеуказанного способа является низкая эффективность выработки запасов нефти в неоднородных пластах, так как в горизонтальных скважинах с большой площадью контакта ствола скважины с пластом депрессия весьма неравномерно передается на пласт. В основном вырабатываются высокопроницаемые зоны пласта. Низкопроницаемые зоны и пропластки либо не вырабатываются, либо вырабатываются слабо, так как для осуществления из них полноценной фильтрации величины создаваемой депрессии на пласт недостаточно из-за активных фильтрационных процессов по высокопроницаемым зонам.

Известен также способ разработки нефтяного пласта [2], включающий бурение проектного числа нагнетательных и эксплуатационных скважин, двухэтапное заводнение пласта и извлечение нефти на поверхность до прорыва вытесняющего агента, перевод части эксплуатационных скважин под нагнетание и бурение дополнительных эксплуатационных скважин, причем перед бурением нагнетательных и эксплуатационных скважин изучают изометрию поверхности кровли

пласта с построением изометрической карты, на первом этапе разработки эксплуатационные скважины размещают по равномерной сетке, а нагнетательные в куполовидных поднятиях кровли продуктивного пласта, на втором этапе разработки переводят под нагнетание часть эксплуатационных скважин, расположенных в прогибах и характеризующихся обводненностью более 98% или нестабильным отбором нефти, а бурение дополнительных эксплуатационных скважин осуществляют в местах локальных куполовидных поднятий.

Недостатком данного способа разработки является следующее. При разбуривании сетки скважин учитывают только изометрию поверхности кровли пласта и не учитывают геологическую и фильтрационно-емкостную неоднородность пласта. При таком формировании сетки скважин невозможно обеспечить полную выработку запасов. Значительные объемы извлекаемых запасов остаются не выработанными в низкопроницаемых зонах и пропластках.

Известен способ разработки нефтяной залежи [3], включающий закачку рабочего агента через ряды нагнетательных скважин, отбор продукции через ряды добывающих скважин, уплотнение сетки добывающих скважин и перевод обводнившихся добывающих скважин в нагнетательные. При этом уплотнение выполняют со второго от ряда нагнетательных скважин ряда добывающих скважин. При уплотнении из добывающих скважин второго ряда бурят боковые вертикальные и/или горизонтальные стволы с размещением забоев новых стволов в продуктивном пласте между первым и вторым рядами добывающих скважин равноудаленно от забоев соседних скважин. При толщине продуктивного пласта более 1,5 м в качестве бокового ствола бурят боковой горизонтальный ствол с длиной горизонтальной части в продуктивном пласте не менее 30 м. При толщине продуктивного пласта менее 1,5 м в качестве бокового ствола бурят боковой ствол с вертикальной частью в продуктивном пласте. По мере обводнения

переходят к одновременно-раздельной эксплуатации скважин с боковыми стволами, причем по мере обводнения отключают или переводят под нагнетание обводнившиеся боковые стволы или сами скважины в зависимости от очередности обводнения. По мере обводнения второго ряда добывающих скважин уплотнение и эксплуатацию скважин проводят с третьего ряда аналогично работам со второго ряда. Уплотнение центрального ряда добывающих скважин проводят в направлении обоих рядов нагнетательных скважин.

Недостатком выше описанного технического решения является следующее. При уплотнении сетки скважин путем бурения боковых стволов по данному способу не учитывают геологическую, фильтрационно-емкостную неоднородность пласта и не вскрывают боковыми стволами адресно не выработанные зоны. При таком формировании сетки скважин невозможно обеспечить полную рентабельную выработку запасов. Значительные объемы извлекаемых запасов остаются не выработанными в низкопроницаемых и неохваченных выработкой застойных зонах пласта и пропластках. Поэтому не обеспечивается высокий коэффициент извлечения нефти из пласта. Кроме того, разработка пластов по данной схеме ведет к непроизводительным финансовым затратам и росту себестоимости добываемой продукции.

Наиболее близким к заявляемому изобретению является способ веерной поинтервальной эксплуатации нефтедобывающих скважин [4]. Способ веерной поинтервальной эксплуатации нефтедобывающих скважин, включает бурение нагнетательных скважин и добывающих многозабойных скважин с горизонтальным расположением стволов в области продуктивного пласта, из которых осуществляют отбор жидкости, причем боковые стволы располагают горизонтально в продуктивном пласте, симметрично в радиальном направлении относительно основного ствола, а отбор жидкости из скважин осуществляют циклически поинтервально, начиная с последнего пробуренного бокового

горизонтального ствола и заканчивая основным стволом, кроме того, отбор жидкости из каждого интервала пласта, дренируемого основным и боковыми горизонтальными стволами, производят до снижения текущего пластового давления до 60-80% от начального или увеличения обводненности добываемой продукции до 100%, повторение циклов и эксплуатацию скважин прекращают после полной выработки запасов нефти из части продуктивного пласта, дренируемого этими скважинами.

Недостатком данного способа является симметричное в радиальном направлении расположение боковых стволов, которое позволяет полно вырабатывать только однородные продуктивные пласты. В условиях весьма неоднородных пластов и хаотичного расположения неоднородностей, как по площади, так и по разрезу, применение данного способа приводит, с одной стороны, к непроизводительным затратам на бурение при разбуривании залежей, а, с другой стороны, при таком формировании сетки горизонтальных скважин невозможно обеспечить охват неоднородных по разрезу пластов дренированием и полную выработку запасов. Значительные объемы извлекаемых запасов остаются не выработанными в низкопроницаемых и застойных зонах пласта и пропластках в разных частях разреза, не охваченных пробуренными горизонтальными стволами. Поэтому не обеспечивается высокий коэффициент извлечения нефти из пласта. Разработка пластов по данной схеме ведет к потерям в добыче нефти, непроизводительным финансовым затратам и росту себестоимости добываемой продукции.

Задачей, на решение которой направлено предлагаемое изобретение, является увеличение охвата и коэффициента извлечения нефти неоднородных по геологическим и фильтрационно-емкостным свойствам пластов, как по площади, так и по разрезу.

Поставленная задача достигается за счет того, что, согласно заявляемому способу разработки нефтяной залежи, бурят в области продуктивного пласта нагнетательные и добывающие скважины,

осуществляют закачку рабочего агента через нагнетательные скважины и на первом этапе осуществляют выработку запасов нефти из, по меньшей мере, одной добывающей скважины до предельного её обводнения; по результатам эксплуатации добывающей скважины определяют направление расположения зоны с не дренируемыми, или слабо дренируемыми запасами, временно консервируют основной ствол скважины и бурят первый боковой ствол в выше указанную зону, вводят ствол в эксплуатацию и эксплуатируют его до предельного обводнения добываемой из него продукции, после чего его также временно консервируют; по результатам бурения и выработки запасов первым боковым стволом определяют следующую зону с не дренируемыми, или слабо дренируемыми запасами и бурят из основного ствола второй боковой ствол в эту зону с последующей эксплуатацией до предельного обводнения добываемой продукции из этого ствола и его временной консервацией; последовательно определяют следующие зоны с не дренируемыми, или слабо дренируемыми запасами и повторяют аналогичным образом операции бурения боковых стволов, их эксплуатации до предельного обводнения и временной консервации; после консервации последнего обводненного бокового ствола первого цикла эксплуатации добывающей скважины осуществляют второй и последующие циклы реэксплуатации путем последовательной расконсервации и запуска в эксплуатацию тех стволов, вокруг которых произошло переформирование нефтенасыщенных зон за счет гравитационно-капиллярной сегрегации до нефтенасыщения, близкого к начальному, повторяют циклы реэксплуатации стволов до полной выработки запасов нефти на участке продуктивного пласта, дренируемого этими стволами.

При этом боковые стволы могут заканчиваться диагонально-секущими окончаниями от кровли до подошвы пласта, с зенитными углами стволов в пределах окончаний от 20 до 75°.

Кроме этого, временно консервировать ствол скважины могут путем его отсечения ниже интервала забуривания нового бокового ствола за счет установки или разбуриваемого пакера, или мостовой пробки, или пластыря, а забуривание осуществляют из вырезаемого в основном стволе окна.

Зоны расположения не дренируемых, или слабо дренируемых запасов и направления бурения последующих боковых стволов определяют после бурения каждого из предыдущих стволов по результатам последовательного детального анализа геологического строения пласта, характера изменения его геологической, фильтрационно-емкостной неоднородности, анализа выработки запасов каждым из предыдущих стволов с привлечением геолого-гидродинамического моделирования, а период времени, через который запускают в повторную реэксплуатацию основной и боковые стволы, определяют по результатам модельных исследований на керновом материале и геолого-гидродинамического моделирования.

Помимо этого, основной и боковые стволы многократно циклически запускают в реэксплуатацию с периодом остановок запусков каждого из них 5 – 8 лет до максимального достижения коэффициента извлечения нефти.

Кроме этого, могут осуществлять второй и последующие циклы реэксплуатации добывающей скважины с ввода в эксплуатацию основного ствола и последовательно всех пробуренных боковых стволов, или одновременно основного ствола и, по меньшей мере, одного бокового ствола; или, по меньшей мере, одного из последних пробуренных боковых стволов и основного ствола.

В частности, во втором и последующих циклах реэксплуатации могут вести одновременно-раздельную эксплуатацию основного и, по меньшей мере, одного бокового ствола, или, по меньшей мере, двух боковых стволов.

Реексплуатацию стволов ведут до достижения добываемой из них продукцией предельной обводненности. После повторного обводнения стволов до предельного, их консервируют, отсекая пакером или мостовой пробкой ниже входа в боковой ствол. Путем извлечения изолирующего пластыря восстанавливают связь с боковыми стволами, в околоствольной зоне которых завершился процесс сегрегации нефти и запускают их в повторную реексплуатацию.

Заявляемый способ разработки нефтяной залежи поясняется фигурами 1-4. На фиг.1 показан разрез неоднородного пласта, состоящего из переслаивания пород коллекторов и не коллекторов; на фиг. 2 - схема расположения на залежи основного и боковых стволов в плане; на фиг. 3 - изменение нефтенасыщенности в зонах расположения основного ствола скважины и бокового ствола на разные даты моделирования; на фиг. 4 - показатели работы основного и бокового стволов скважины при их циклической реексплуатации до предельной выработки запасов.

Способ разработки нефтяной залежи осуществляют следующим образом.

Бурят в области продуктивного пласта 1 нагнетательные и добывающие скважины (фиг. 1, 2), осуществляют закачку рабочего агента через нагнетательные скважины и на первом этапе разработки нефтяной залежи (1-м цикле эксплуатации скважины) осуществляют выработку запасов нефти из основного ствола 2 выбранной добывающей скважины. После обводнения добываемой стволом 2 продукции до предельной, при которой дальнейшая его эксплуатация становится не рентабельной, добычу прекращают. Путем детального анализа геолого-промысловой информации, результатов эксплуатации пласта стволом 2 с привлечением геолого-гидродинамического моделирования устанавливают, что по простиранию пласта 1 имеется неоднородность 3, за пределами которой располагается зона с не дренируемыми, или слабо дренируемыми запасами. Основной ствол 2 временно консервируют путем его отсечения,

для чего устанавливают в стволе или разбуриваемый пакер, или мостовую пробку, или пластырь 4, вырезают в основном стволе 2 выше зоны отсечения окно и из него бурят в направлении зоны с не дренируемыми или слабо дренируемыми запасами первый боковой ствол 5.1, который заканчивают диагонально-секущим окончанием 6 с зенитным углом окончания в пределах от 20 до 75°. Вводят в эксплуатацию первый боковой ствол 5.1 и эксплуатируют его до предельного обводнения добываемой из него продукции, после чего его также временно консервируют. По результатам бурения и последовательного детального анализа геологического строения пласта, характера изменения его геологической, фильтрационно-емкостной неоднородности, анализа выработки запасов боковым стволом 5.1, с привлечением геолого-гидродинамического моделирования, определяют следующую зону с не дренируемыми или слабо дренируемыми запасами, вырезают окно в основном стволе 2 выше интервала зарезки окна для первого бокового ствола 5.1 и бурят второй боковой ствол 5.2 в направлении зоны с не дренируемыми или слабо дренируемыми запасами с последующей эксплуатацией до предельного обводнения добываемой продукции из этого ствола и его временной консервацией. Последовательно определяют следующие зоны с не дренируемыми, или слабо дренируемыми запасами и повторяют аналогичным образом операции бурения боковых стволов 5.3, 5.4...5.n. (на фиг. 1 не показаны), их эксплуатации до предельного обводнения и временной консервации. После консервации последнего обводненного бокового ствола 5.n первого цикла эксплуатации добывающей скважины осуществляют второй и последующие циклы реэксплуатации путем последовательной расконсервации и запуска в эксплуатацию тех стволов, вокруг которых произошло переформирование нефтенасыщенных зон за счет гравитационно-капиллярной сегрегации до нефтенасыщения, близкого к начальному, повторяют циклы реэксплуатации стволов 2, 5 до полной выработки запасов нефти на участке продуктивного пласта 1,

дренируемого этими стволами, при этом период времени, через который запускают в повторную реэксплуатацию основной и боковые стволы, определяют по результатам модельных исследований на керновом материале и геолого-гидродинамического моделирования, а период остановок запусков основного и каждого бокового ствола составляет 5 – 8 лет, что позволяет достичь максимального коэффициента извлечения нефти. Кроме этого, при достижении одновременной гравитационно-капиллярной сегрегации нефти в околоствольной зоне основного и боковых стволов, пробуренных первыми, или нескольких боковых стволов пробуренных в последующем, ведут одновременно-раздельную реэксплуатацию основного и бокового ствола, или двух боковых стволов, или основного и двух боковых стволов, или трех боковых стволов с применением современного глубинно-насосного оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации скважин. Одновременно-раздельная реэксплуатация позволяет учитывать объемы добычи нефти из каждой зоны пласта и контролировать выработку запасов из зон пласта, дренируемых каждым из стволов скважины, включая основной и боковые стволы.

Рассмотрим эффективность данного способа на примере 1 разработки участка реальной залежи скважиной с основным 2 и одним боковым стволом 5.1. Для подтверждения эффективности предлагаемого способа выполнили геолого-гидродинамическое моделирование на участке залежи с весьма неоднородным геологическим строением и фильтрационно-емкостными свойствами О-вичского месторождения. Глубина залегания кровли пласта – 2466 м. Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина залежи на рассматриваемом участке составляет 50 м. Породы представлены неоднородными карбонатными коллекторами со средней проницаемостью $0,06 \text{ мкм}^2$. Тип коллектора трещиновато-порový. Пластовая нефть характеризуется как средней плотности (868

кг/м³), незначительной вязкости (2,7 мПа·с). Давление насыщения нефти газом составляет 10,1 МПа.

При моделировании режим работы добывающих скважин задавался постоянным забойным давлением в зоне отборов 7,5 МПа и предельной обводненностью добываемой продукции 95%. Текущая компенсация отборов закачкой по всей залежи устанавливалась на уровне 100%. На участке залежи пробурена скважина № 253 (основной ствол 2). После предельного обводнения добываемой этой скважиной продукции путем выполнения геолого-промыслового анализа, анализа выработки запасов и геолого-гидродинамического моделирования определили зону с невыработанными (слабо дренируемыми) запасами. Законсервировали основной ствол скважины № 253 путем установки разбуриваемой пробки. В зону невыработанных запасов пробурили боковой ствол № 253s2 (ствол 5.1) с заканчиванием его диагонально-секущим окончанием и вскрытием пласта от кровли до подошвы с зенитным углом окончания в пределах 35°. На фиг. 3 и 4 представлены результаты геолого-гидродинамического моделирования разработки рассматриваемого участка залежи по предлагаемому способу с реэксплуатацией основного и бокового стволов:

фиг. 3 – изменение нефтенасыщенности в зонах основного ствола скважины № 253 и бокового ствола № 253s2 на разные даты моделирования:

а) начало разработки пласта скважиной 253;

б) окончание эксплуатации пласта боковым стволом 253s2 в первом цикле при его предельном обводнении и окончании капиллярно-гравитационной сегрегации нефти в зоне основного ствола 253;

фиг. 4 – график показателей работы основного № 253 и бокового № 253s2 стволов скважины при циклической их эксплуатации и реэксплуатации до предельной выработки запасов.

Для оценки эффективности предлагаемой технологии поочередной эксплуатации и реэксплуатации основного и бокового

стволов были выполнены расчеты по двум этапам первого цикла эксплуатации и затем нескольким циклам реэксплуатации. На первом этапе после полного обводнения основного ствола скважины № 253 его изолировали отсечением ниже зарезки окна в эксплуатационной колонне для бурения бокового ствола (фиг. 3а). В результате детального анализа геологического строения пласта, характера изменения его геологической, фильтрационно-емкостной неоднородности, анализа выработки запасов с привлечением геолого-гидродинамического моделирования определили, что в 300 м от основного ствола в породах-коллекторах имеется не выработанный целик с начальной нефтенасыщенностью. Для его подключения в разработку в эксплуатационной колонне вырезали окно и из него пробурили боковой ствол № 253s2 приблизительно на той же гипсометрической отметке, что и первый ствол, но с отходом 400 м от основного ствола в невыработанную зону. После чего скважину запустили в эксплуатацию вторым стволом с дебитом жидкости 33 т/сут, и начальной обводненностью добываемой продукции 36%, которая постепенно прогрессировала. В дальнейшем ствол № 253s2 эксплуатировался до достижения им предельной обводненности (фиг. 3б).

На втором этапе расчета после достижения 95% текущей обводненности продукции второго ствола, ствол № 253s2 консервировали путем отсечения, а основной ствол № 253 повторно ввели в эксплуатацию. Период времени, по истечению которого после отсечения последнего бокового ствола основной ствол № 253 скважины вводили повторно в эксплуатацию обуславливался периодом стабилизации капиллярно-гравитационной сегрегации нефти до средневзвешенной по толщине нефтенасыщенности, определенной по материалам керновых исследований и последующего геолого-гидродинамического моделирования.

В результате фильтрационного моделирования на керновом материале, а затем и геолого-гидродинамического моделирования установлено, что максимальная активность гравитационно-капиллярной

сегрегации наблюдается в первые годы остановки разработки залежи и прекращения ее эксплуатации скважиной. Этот период составляет 5 - 8 лет. В дальнейшем интенсивность гравитационно-капиллярной сегрегации значительно снижается и изменение средней нефтенасыщенности происходит более медленными темпами. Стволы № 253 и № 253s2 эксплуатировались периодически до полной экономически рентабельной выработки запасов с циклами запусков-остановок 5-8 лет (фиг. 4). Геолого-гидродинамическое моделирование показало, что всего, до полной выработки запасов на рассматриваемом участке залежи необходимо будет выполнить 1 цикл начальной эксплуатации и 3 цикла реэксплуатации основного и бокового стволов. В течение 4-х циклов циклической разработки произойдет полная выработка запасов участка.

Максимальный прирост дополнительной добычи нефти достигается уже во втором цикле разработки. Конечная суммарная дополнительная добыча нефти в результате внедрения предлагаемого способа разработки составляет 27,72 тыс. тонн. Результаты геолого-гидродинамического моделирования выработки запасов по предлагаемому способу представлены в таблице 1.

Таблица 1

Показатели разработки	базовый вариант		предлагаемый вариант с реэксплуатацией		дополнительная добыча		суммарная дополнительная добыча
	скв. 253	скв. 253s2	скв. 253	скв. 253s2	скв. 253	скв. 253s2	
Накопленная добыча жидкости, тыс. т	432,5	183,2	1088,7	421,3	656,2	238,1	894,3
Накопленная добыча нефти, тыс. т	49,15	15,4	68,77	23,5	19,62	8,1	27,72

В совокупности установлено, что накопленная добыча нефти после многократного циклического запуска в реэксплуатацию стволов 253 и 253s2 на 30% больше по сравнению с вариантом эксплуатации основного ствола до полного обводнения продукции, без последующей

реэксплуатации. Также отмечается улучшение показателей разработки участка залежи, вскрытого стволом № 253s2.

Пример 2. Участок неоднородной по геолого-геофизическим и фильтрационным свойствам залежи на месторождении Н-ном последовательно, в соответствии с заявляемым способом разработки, на первом этапе разработки разбурен и эксплуатировался основным и 5-ю боковыми стволами. После предельного обводнения добываемой 5-ым, последним боковым стволом продукции, в результате анализа геолого-промысловой информации и геолого-гидродинамического моделирования установили, что на участке уже отсутствуют зоны с не дренируемыми или слабо дренируемыми запасами. Но за период последовательного бурения и эксплуатации боковых стволов, который составил около 15 лет, произошло капиллярно-гравитационное переформирование нефтенасыщенных зон до нефтенасыщения, близкого к начальному, вокруг основного и пробуренного первым бокового ствола. Поэтому после отсечения путем установки пластыря 5-го бокового ствола, восстановили связь с основным и первым боковым стволом. В скважину спустили глубинно-насосное оборудование для одновременно-раздельной эксплуатации каждого из этих стволов. Это оборудование позволило раздельно вести добычу и учет продукции из зон, дренируемых основным и первым боковым стволом. После четырех лет эксплуатации основного и первого бокового ствола обводненность добываемой ими продукции достигла предельной, при которой добыча нефти стала не рентабельной. Добычу остановили. Анализ разработки участка залежи и геолого-гидродинамическое моделирование показали, что в зонах расположения 2-го и 3-его боковых стволов за счет капиллярно-гравитационной сегрегации произошло переформирование нефтенасыщенности до значений, близких к начальной. Подняли глубинно-насосное оборудование. Установкой пакера и пластыря отсекали основной и первый боковой ствол. Восстановили связь со 2-ым и 3-им боковыми стволами. В скважину спустили глубинно-насосное

оборудование для одновременно-раздельной эксплуатации и учета продукции, добываемой вторым и третьим стволами и запустили их в эксплуатацию. В результате реэксплуатации 2-го и 3-его боковых стволов в течение 5,5 лет обводненность добываемой ими продукции достигла предельной. Добычу остановили. Выполнили анализ разработки участка залежи и геолого-гидродинамическое моделирование, которые показали, что в зонах расположения 4-ого и 5-ого боковых стволов и основного ствола за счет капиллярно-гравитационной сегрегации произошло переформирование нефтенасыщенности до значений, близких к начальной. Подняли насосное оборудование. Установкой пластырей отсекали 2-ой и 3-ий боковые стволы. Восстановили связь с 4-ым, 5-ым и основным стволом. В скважину спустили глубинно-насосное оборудование для одновременно-раздельной эксплуатации трех стволов (4-ого, 5-ого и основного) и запустили их в эксплуатацию. Циклически анализируя выработку запасов, запуская в эксплуатацию стволы скважины, в пределах зон которых происходит переформирование нефтенасыщенности, вырабатывают участок залежи до достижения максимального коэффициента извлечения нефти.

На приведенных выше примерах видно, что предлагаемый способ разработки нефтяной залежи позволяет решить поставленную задачу – увеличить охват пласта выработкой, коэффициент извлечения нефти (КИН) и добычу нефти до 43 % от базового, который обеспечивается при разработке залежи по способу, описанному в прототипе.

Таким образом, многократно повторяя циклическую реэксплуатацию в порядке переформирования остаточной нефти вокруг основного и боковых стволов, с периодами их покоя, достаточными для гравитационно-капиллярной сегрегации остаточной подвижной нефти в зонах, вскрытых основным и боковым стволами, достигают максимальной выработки запасов и коэффициентов извлечения нефти.

Источники информации:

1. RU 2473794, МПК E21B 43/20, опубл. 2013.01.27.
2. RU 2039217, МПК E21B 43/00, E21B 43/30, опубл. 1995.07.09.
3. RU 2451166, МПК E21B 43/20, E21B 43/30, опубл. 2012.05.20.
4. RU 2419717, МПК E21B 43/20, опубл. 2011.05.27.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ разработки нефтяной залежи, заключающийся в том, что бурят в области продуктивного пласта нагнетательные и добывающие скважины, осуществляют закачку рабочего агента через нагнетательные скважины и на первом этапе осуществляют выработку запасов нефти из, по меньшей мере, одной добывающей скважины до предельного её обводнения; по результатам эксплуатации добывающей скважины определяют направление расположения зоны с не дренируемыми, или слабо дренируемыми запасами, временно консервируют основной ствол скважины и бурят первый боковой ствол в выше указанную зону, вводят ствол в эксплуатацию и эксплуатируют его до предельного обводнения добываемой из него продукции, после чего его также временно консервируют; по результатам бурения и выработки запасов первым боковым стволом определяют следующую зону с не дренируемыми, или слабо дренируемыми запасами и бурят из основного ствола второй боковой ствол в эту зону с последующей эксплуатацией до предельного обводнения добываемой продукции из этого ствола и его временной консервацией; последовательно определяют следующие зоны с не дренируемыми, или слабо дренируемыми запасами и повторяют аналогичным образом операции бурения боковых стволов, их эксплуатации до предельного обводнения и временной консервации; после консервации последнего обводненного бокового ствола первого цикла эксплуатации добывающей скважины осуществляют второй и последующие циклы реэксплуатации путем последовательной расконсервации и запуска в эксплуатацию тех стволов, вокруг которых произошло переформирование нефтенасыщенных зон за счет гравитационно-капиллярной сегрегации до нефтенасыщения, близкого к начальному, повторяют циклы реэксплуатации стволов до полной

выработки запасов нефти на участке продуктивного пласта, дренируемого этими стволами.

2. Способ по п. 1, **отличающийся** тем, что боковые стволы заканчивают диагонально-секущими окончаниями от кровли до подошвы пласта, с зенитными углами стволов в пределах окончаний от 20 до 75°.

3. Способ по п. 1, **отличающийся** тем, что временно консервируют ствол скважины путем его отсечения ниже интервала забуривания нового бокового ствола за счет установки или разбуриваемого пакера, или мостовой пробки, или пластыря, а забуривание осуществляют из вырезаемого в основном стволе окна.

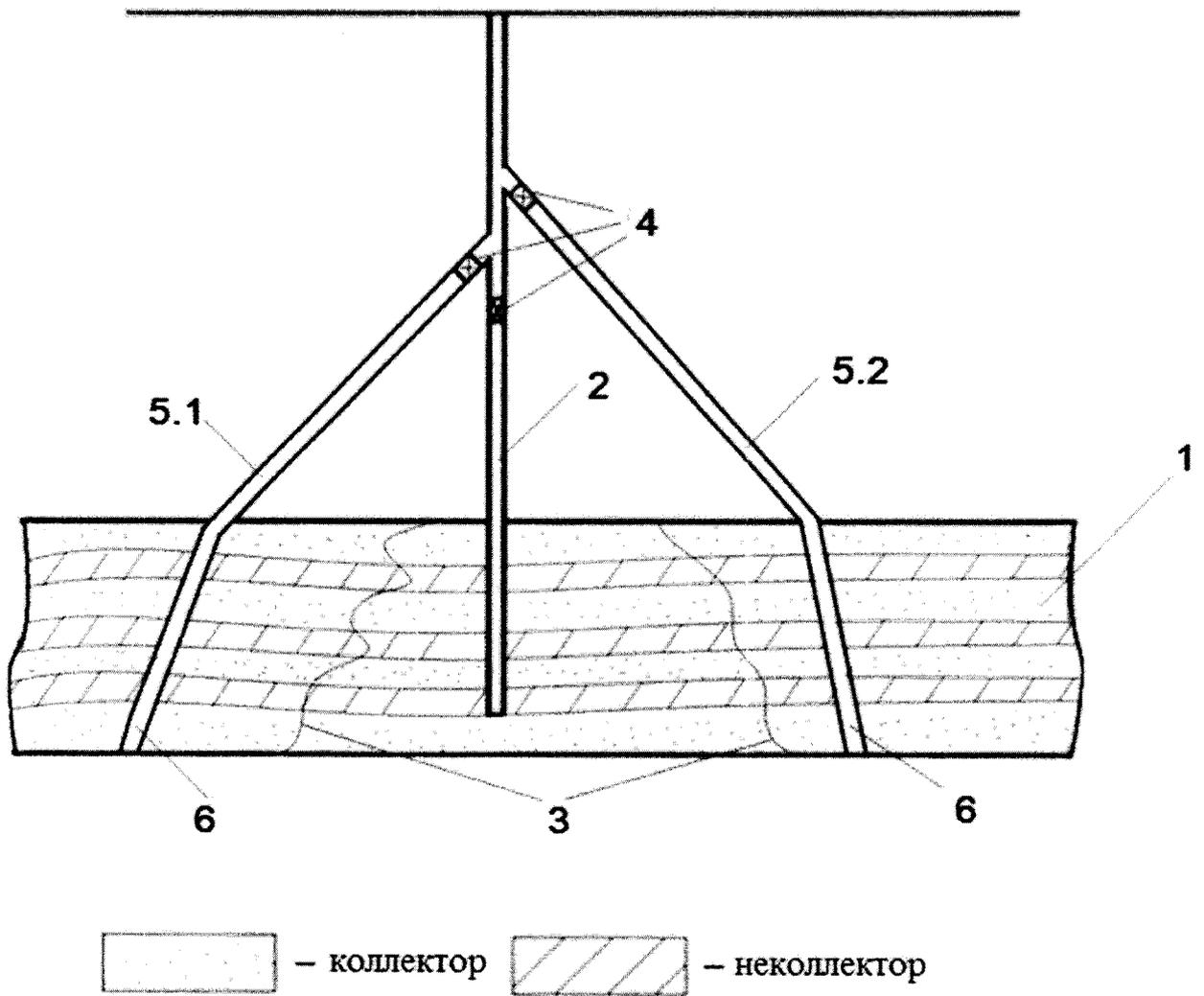
4. Способ по п. 1, **отличающийся** тем, что зоны расположения не дренируемых, или слабо дренируемых запасов и направления бурения последующих боковых стволов определяют после бурения каждого из предыдущих стволов по результатам последовательного детального анализа геологического строения пласта, характера изменения его геологической, фильтрационно-емкостной неоднородности, анализа выработки запасов каждым из предыдущих стволов с привлечением геолого-гидродинамического моделирования, а период времени, через который запускают в повторную реэксплуатацию основной и боковые стволы, определяют по результатам модельных исследований на керновом материале и геолого-гидродинамического моделирования.

5. Способ разработки нефтяной залежи по п. 1, **отличающийся** тем, что основной и боковые стволы многократно циклически запускают в реэксплуатацию с периодом остановок запусков каждого из них 5 – 8 лет до максимального достижения коэффициента извлечения нефти.

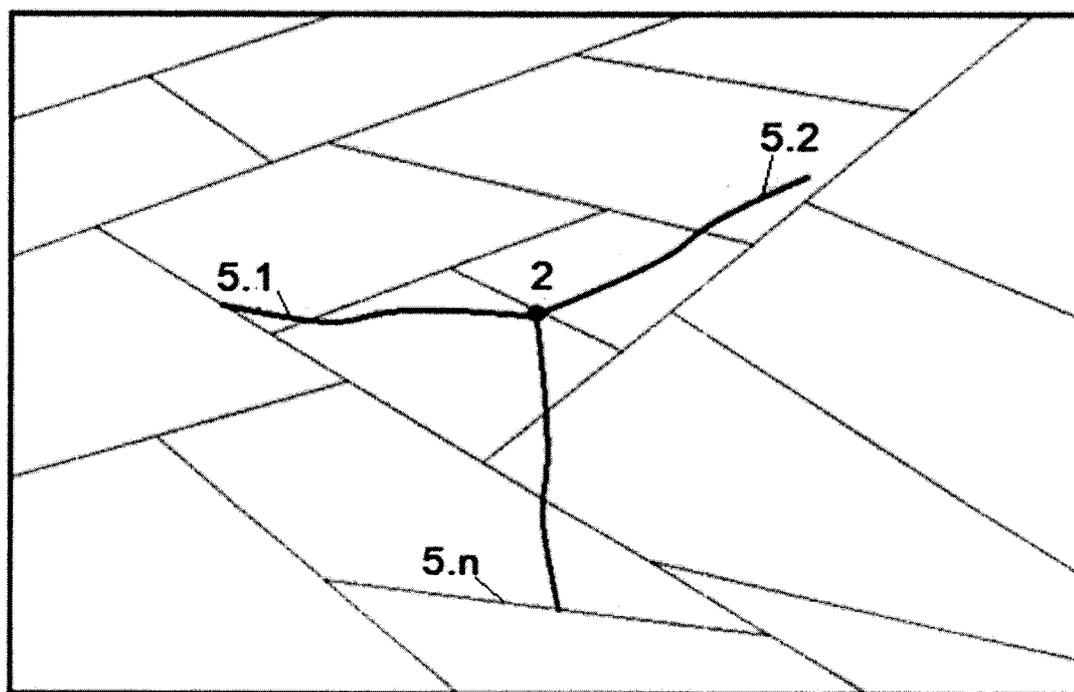
6. Способ разработки нефтяной залежи по п. 1, **отличающийся** тем, что осуществляют второй и последующие циклы реэксплуатации добывающей скважины с ввода в эксплуатацию основного ствола и последовательно всех пробуренных боковых стволов, или одновременно основного ствола и, по меньшей мере, одного бокового ствола; или, по

меньшей мере, одного из последних пробуренных боковых стволов и основного ствола.

7. Способ разработки нефтяной залежи по п. 1, отличающийся тем, что во втором и последующих циклах реэксплуатации ведут одновременно-раздельную эксплуатацию основного и, по меньшей мере, одного бокового ствола, или, по меньшей мере, двух боковых стволов.

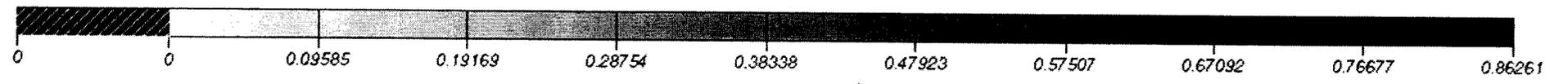
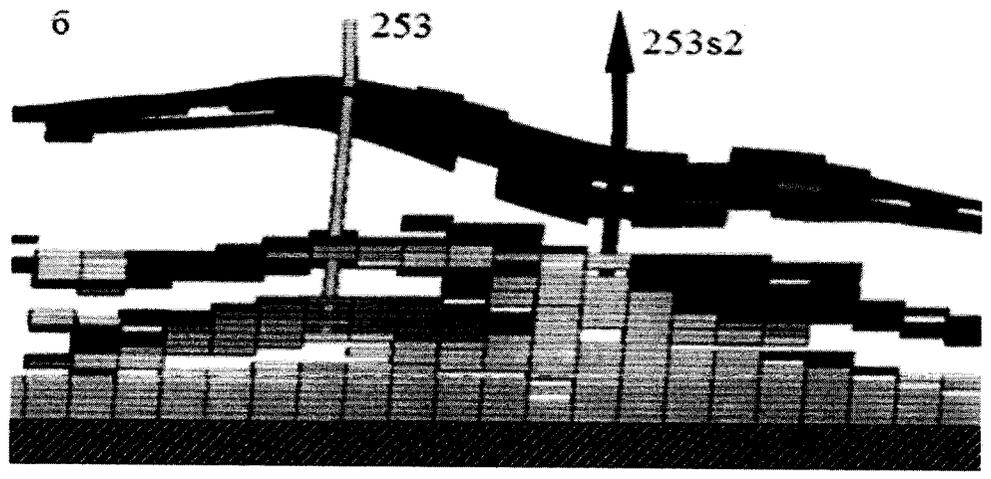
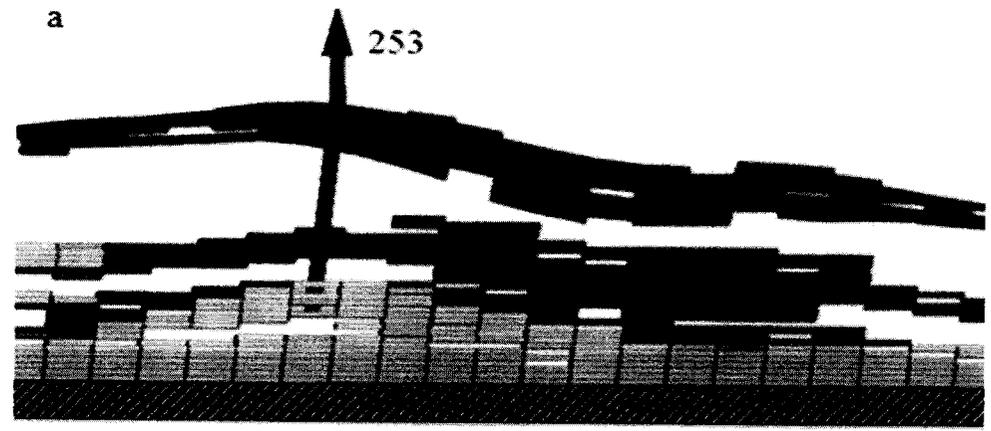


Фиг.1

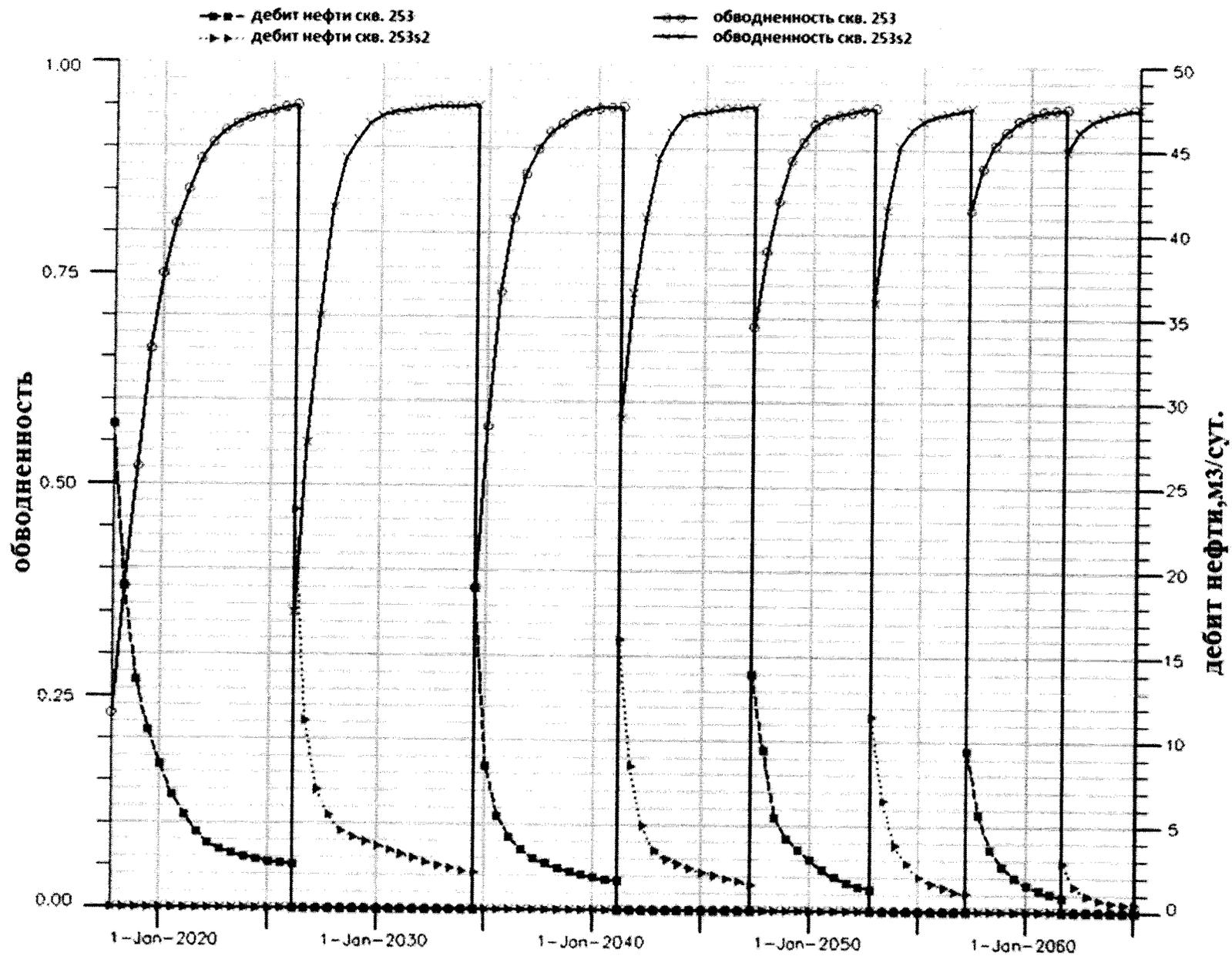


естественные границы зон изменения
фильтрационно-емкостных свойств пласта

Фиг. 2



Фиг. 3



Фиг. 4

ЕВРАЗИЙСКОЕ ПАТЕНТНОЕ ВЕДОМСТВО

ОТЧЕТ О ПАТЕНТНОМ
ПОИСКЕ(статья 15(3) ЕАПК и правило 42
Патентной инструкции к ЕАПК)

Номер евразийской заявки:

201800489

Дата подачи: 13 августа 2018 (13.08.2018)		Дата испрашиваемого приоритета:	
Название изобретения: СПОСОБ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ			
Заявитель: РЕСПУБЛИКАНСКОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ "ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ "БЕЛОРУСНЕФТЬ"			
<input type="checkbox"/> Некоторые пункты формулы не подлежат поиску (см. раздел I дополнительного листа)			
<input type="checkbox"/> Единство изобретения не соблюдено (см. раздел II дополнительного листа)			
А. КЛАССИФИКАЦИЯ ПРЕДМЕТА ИЗОБРЕТЕНИЯ:			
МПК: E21B 43/14 (2006.01)		СПК: E21B 43/14 (2013-01)	
Согласно Международной патентной классификации (МПК) или национальной классификации и МПК			
Б. ОБЛАСТЬ ПОИСКА:			
Минимум просмотренной документации (система классификации и индексы МПК) E21B 43/00, 43/12-43/27, 7/00-7/06			
Другая проверенная документация в той мере, в какой она включена в область поиска:			
В. ДОКУМЕНТЫ, СЧИТАЮЩИЕСЯ РЕЛЕВАНТНЫМИ			
Категория*	Ссылки на документы с указанием, где это возможно, релевантных частей		Относится к пункту №
X	RU 2419717 C1 (ИВАНОВА ЮЛИЯ ВЛАДИМИРОВНА и др.) 27.05.2011, с. 3, строка 37, с. 4, строка 31, с. 5, строки 1-38		1-3, 5, 6
Y			4,7
Y	RU 2513955 C1 (ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "ЛУКОЙЛ-ИНЖИНИРИНГ" ООО "ЛУКОЙЛ-ИНЖИНИРИНГ" и др.) 20.04.2014 с. 6, строки 24-32, с. 7, строки 19-47		4
Y	RU 2394981 C1 (ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО "ТАТНЕФТЬ" ИМ. В.Д. ШАШИНА) 20.07.2010, с. 5, строки 48-50		7
X	RU 2186203 C2 (КАЛМЫКОВ ГРИГОРИЙ ИВАНОВИЧ и др.) 27.07.2002, с. 6, строки 18-48, с. 7, строки 15-36		1, 3
<input type="checkbox"/> последующие документы указаны в продолжении графы В		<input type="checkbox"/> данные о патентах-аналогах указаны в приложении	
* Особые категории ссылочных документов:			
"А" документ, определяющий общий уровень техники		"I" более поздний документ, опубликованный после даты приоритета и приведенный для понимания изобретения	
"Е" более ранний документ, но опубликованный на дату подачи евразийской заявки или после нее		"X" документ, имеющий наиболее близкое отношение к предмету поиска, порочащий новизну или изобретательский уровень, взятый в отдельности	
"О" документ, относящийся к устному раскрытию, экспонированию и т.д.		"Y" документ, имеющий наиболее близкое отношение к предмету поиска, порочащий изобретательский уровень в сочетании с другими документами той же категории	
"Р" документ, опубликованный до даты подачи евразийской заявки, но после даты испрашиваемого приоритета		"&" документ, являющийся патентом-аналогом	
"D" документ, приведенный в евразийской заявке		"L" документ, приведенный в других целях	
Дата действительного завершения патентного поиска:		27 марта 2019 (27.03.2019)	
Наименование и адрес Международного поискового органа: Федеральный институт промышленной собственности РФ, 125993, Москва, Г-59, ГСП-3, Бережковская наб., д. 30-1. Факс: (499) 243-3337, телетайп: 114818 ПОДАЧА		Уполномоченное лицо:  Л. В. Андреева Телефон № (499) 240-25-91	