

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **036665**

(13) **B1**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ

(45) Дата публикации и выдачи патента
2020.12.07

(21) Номер заявки
201700009

(22) Дата подачи заявки
2016.11.28

(51) Int. Cl. *E21B 43/14* (2006.01)
E21B 43/20 (2006.01)
E21B 7/04 (2006.01)
E21B 49/08 (2006.01)

**(54) СПОСОБ РАЗРАБОТКИ ИЗОЛИРОВАННОЙ ЛИТОЛОГИЧЕСКИ ИЛИ
ТЕКТОНИЧЕСКИ ЭКРАНИРОВАННОЙ НЕОДНОРОДНОЙ НЕФТЕНАСЫЩЕННОЙ
ЗАЛЕЖИ**

(43) **2018.05.31**

(96) **2016/ЕА/0094 (ВУ) 2016.11.28**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
**РЕСПУБЛИКАНСКОЕ
УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ
"ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ
ОБЪЕДИНЕНИЕ
"БЕЛОРУСНЕФТЬ" (ВУ)**

(56) RU-C1-2336414
RU-U1-119388
RU-C1-2245439
RU-C1-2582353
RU-C1-2289685

(72) Изобретатель:
**Демяненко Николай Александрович,
Повжик Пётр Петрович, Галай
Михаил Иванович, Седач Владислав
Григорьевич (ВУ)**

(57) Изобретение относится к области разработки неоднородных по геолого-физическим свойствам, изолированных литологически или тектонически экранированных многопластовых нефтенасыщенных залежей, вскрытых одиночной скважиной; обеспечивает максимальный коэффициент извлечения нефти и накопленную добычу нефти при уменьшении периода разработки. Способ разработки изолированной литологически или тектонически экранированной неоднородной нефтенасыщенной залежи, вскрытой одиночной вертикальной скважиной, расположенной в центральной или краевой зоне залежи, включает определение зоны выклинивания или тектонического экранирования залежи, анализ профиля залежи и выполнение расчета запасов нефти в ней, бурение не менее одного бокового ствола через вертикальную скважину с входом в залежь на расстоянии не менее 50 м от вертикальной скважины в зону с наибольшими извлекаемыми запасами и вскрытие верхнего пропласта пород-коллекторов, перфорацию в вертикальной скважине в интервале нефтенасыщенной залежи, установку по меньшей мере одного пакера выше зоны перфорации, закачку рабочего агента в залежь и отбор пластового флюида. Согласно изобретению боковой ствол строят с субвертикальным окончанием, которым вскрывают пропластки пород-коллекторов, с зенитным углом 5-20°, из ствола вертикальной скважины и субвертикального окончания бокового ствола путем их перфорирования и создания не менее чем на одном уровне глубокопроникающих радиальных каналов фильтрации в каждом пропластке формируют по меньшей мере одну ориентированную по дирекционному углу систему охвата залежи выработкой, включающую систему вытеснения и систему сбора пластового флюида.

036665 B1

036665 B1

Изобретение относится к области разработки неоднородных по геолого-физическим свойствам изолированных литологически или тектонически экранированных нефтенасыщенных залежей (линз), вскрытых одиночной скважиной.

Известен способ разработки мелких отдельных нефтяных линз [1], включающий вскрытие линзы одиночной скважиной, чередование отбора пластовой жидкости из верхней части линзы до снижения пластового давления до уровня давления насыщения нефти газом или падения дебита нефти до предельно рентабельного и закачку вытесняющего агента с повышением пластового давления. Закачку вытесняющего агента ведут при давлении, не превышающем давления разрыва пород, определяемого по геолого-физическим параметрам линзы, до снижения приемистости до 50% от первоначальной, а отбор жидкости осуществляют до падения дебита нефти на 20-60% от первоначального, причем периоды закачки на начальном этапе ведут через равные промежутки времени, пока пластовое давление не достигнет первоначального, а периоды отбора на начальном этапе осуществляют также через равные промежутки времени, пока пластовое давление не снизится до 80-90% от давления насыщения, причем начальный этап разработки считается завершенным при снижении первоначального дебита нефти во втором и последующих циклах отбора до 30-60% от первоначального дебита нефти в первом цикле.

Недостатком данного способа разработки неоднородной изолированной линзы является низкий охват ее выработкой, так как в разработку будут включены, в основном, наиболее проницаемые разности пород. Кроме того, выработкой будет охвачена только прискважинная область пласта, что не позволит получить высокий коэффициент нефтеотдачи.

Известен способ разработки литологически экранированной нефтенасыщенной линзы одной скважиной [2], который включает чередование отбора пластовой жидкости до снижения пластового давления до уровня давления насыщения нефти газом или падения дебита нефти до предельно рентабельного и закачку воды с повышением пластового давления, при этом анализируют профиль линзы, определяют границы и участки с пониженным и повышенным расположением залежи, через вертикальную скважину в продуктивный пласт в направлении пониженного или повышенного участка бурят не менее одного горизонтального ствола, закачку воды производят периодически в пониженный участок линзы, а отбор пластовой жидкости ведут периодически из повышенного участка линзы.

Недостатком данного способа является низкий охват неоднородного пласта вытеснением, так как горизонтальный ствол, как правило, проводят в пределах одного интервала пласта. А при наличии между интервалами пород-коллекторов линзы слабопроницаемых пропластков выработкой будет охвачен только тот интервал, в пределах которого выполнен горизонтальный ствол. Способ не позволит достичь высокого коэффициента извлечения нефти.

Наиболее близким по технической сущности к заявляемому изобретению является способ разработки изолированной литологически экранированной нефтенасыщенной линзы [3], вскрытой одиночной вертикальной скважиной, расположенной в центральной или краевой зоне линзы, включающий определение границ и анализ профиля линзы, бурение не менее одного бокового ствола через вертикальную скважину с входом в нефтенасыщенный пласт линзы на расстоянии не менее 50 м от вертикального ствола в зону с наибольшими извлекаемыми запасами и вскрытие верхней части нефтенасыщенного пласта линзы, перфорацию в вертикальной скважине в интервале подошвенной части нефтенасыщенного пласта линзы, установку пакера выше зоны перфорации, закачку рабочего агента через вертикальную скважину и отбор продукции скважины через боковой ствол, при этом закачку рабочего агента производят в циклическом режиме с ее приостановкой.

Недостатком данного способа является то, что он предполагает разработку линз с толщиной нефтенасыщенной части пласта менее 2 м и не позволяет обеспечить высокие коэффициенты извлечения нефти из линз, представленных весьма неоднородным пластом, содержащим несколько пропластков, разделенных непроницаемыми или слабопроницаемыми породами.

Задачей изобретения является повышение эффективности разработки изолированной литологически или тектонически экранированной нефтенасыщенной залежи (линзы), представленной несколькими нефтенасыщенными пропластками, увеличение коэффициента охвата линзы выработкой, обеспечение максимальных коэффициента извлечения нефти и накопленной добычи нефти.

Поставленная задача решается за счет того, что в способе разработки изолированной литологически или тектонически экранированной неоднородной нефтенасыщенной залежи, включающей несколько пропластков пород-коллекторов, центральную или краевую зону залежи вскрывают одиночной вертикальной скважиной, определяют зоны выклинивания или тектонического экранирования залежи, осуществляют анализ профиля залежи и выполняют расчет запасов нефти в ней, бурят по меньшей мере один боковой ствол через вертикальную скважину с входом в нефтенасыщенную залежь на расстоянии не менее 50 м от вертикальной скважины в зону с наибольшими извлекаемыми запасами, вскрывают верхний пропласток пород-коллекторов и достраивают боковой ствол субвертикальным окончанием, которым вскрывают пропластки пород-коллекторов, с зенитным углом 5-20°, перфорируют ствол вертикальной скважины и субвертикальное окончание бокового ствола в каждом из пропластков пород-коллекторов и создают в каждом пропластке не менее чем на одном уровне системы глубокопроникающих радиальных каналов фильтрации, тем самым формируя в каждом пропластке по меньшей мере одну ориентирован-

ную по дирекционному углу систему охвата залежи выработкой, включающую систему вытеснения и систему сбора пластового флюида, в вертикальную скважину на лифтовых трубах выше зоны перфорации устанавливают по меньшей мере один пакер, закачивают рабочий агент в системы глубокопроникающих радиальных каналов фильтрации системы вытеснения пластового флюида и отбирают пластовый флюид системами радиальных каналов фильтрации системы сбора пластового флюида с дальнейшим подъемом пластового флюида на устье скважины.

Кроме этого, при горизонтальном расположении пропластков пород-коллекторов и расположении вертикальной скважины в центральной зоне могут бурить по меньшей мере два боковых ствола в зоны выклинивания или тектонического экранирования залежи, при этом закачку рабочего агента будут осуществлять по вертикальной скважине, а отбор пластового флюида - по боковым стволам.

Помимо этого, при наклонном расположении пропластков пород-коллекторов и расположении вертикальной скважины в центральной зоне могут осуществлять разработку залежи путем первоначального бурения бокового ствола с субвертикальным окончанием в пониженную часть залежи, при этом в вертикальную скважину спускают лифтовые трубы, оснащенные одним пакером, через боковой ствол осуществляют закачку рабочего агента, а отбор пластового флюида осуществляют через вертикальную скважину, после обводнения добываемой продукции добычу останавливают, извлекают лифтовые трубы и бурят боковой ствол в повышенную часть залежи, в вертикальную скважину спускают лифтовые трубы, оснащенные двумя пакерами, фильтром между пакерами и штуцерной камерой внизу лифтовых труб, при этом пакеры устанавливают так, чтобы верхний пакер находился выше входа в боковой ствол, а нижний - ниже входа в боковой ствол, пробуренный в пониженную часть залежи, после чего осуществляют закачку в залежь рабочего агента через боковой ствол, пробуренный в пониженную часть залежи, и вертикальную скважину, а отбор пластового флюида осуществляют из бокового ствола, пробуренного в повышенную часть залежи. При этом для выравнивания фронта вытеснения и увеличения охвата пласта вытеснением в голове вытесняющего агента через боковой ствол, пробуренный в пониженную часть залежи, при перекрытой заглушкой штуцерной камере могут нагнетать порцию потокоотклоняющей композиции в объеме не менее 0,5 объема пор пласта, а затем воды в объеме не менее 0,5 объема пор пласта между боковым стволом, пробуренным в пониженную часть залежи, и вертикальной скважиной, извлекают из штуцерной камеры заглушку и устанавливают штуцер, посредством которого распределяют объемы закачиваемого в залежь рабочего агента между боковым стволом, пробуренным в пониженную часть залежи, и вертикальной скважиной в пропорциях, определяемых путем гидродинамического моделирования и обеспечивающих максимальный коэффициент извлечения нефти.

При наклонном расположении нефтенасыщенной залежи и расположении вертикальной скважины в центральной зоне могут осуществлять разработку залежи путем выполнения последовательного бурения двух боковых стволов в пониженную и повышенную части залежи, при этом в вертикальную скважину спускают лифтовые трубы, оснащенные двумя пакерами, фильтром между пакерами, обратным клапаном внизу лифтовых труб и перепускным патрубком, обеспечивающим связь между подпакерным пространством скважины, отсекаемым нижним пакером, и надпакерным пространством, образованным в затрубном пространстве над верхним пакером, при этом нагнетание рабочего агента ведут через боковой ствол, пробуренный в пониженную часть залежи, а отбор пластового флюида - через вертикальную скважину и боковой ствол, пробуренный в повышенную часть залежи.

Способ разработки нефтенасыщенной залежи поясняется следующими фигурами:

на фиг. 1 изображена схема разработки месторождения А;

на фиг. 2 - схема на фиг. 1, вид в плане;

на фиг. 3 - схема разработки месторождения В;

на фиг. 4 - схема на фиг. 3, вид в плане;

на фиг. 5 - схема разработки месторождения С;

на фиг. 6 - схема на фиг. 5, вид в плане;

на фиг. 7 - схема разработки месторождения С на первом этапе разработки;

на фиг. 8 - схема разработки месторождения С на втором этапе разработки;

на фиг. 9 - схема разработки месторождения С в случае отбора нефти через вертикальную скважину

и один из боковых стволов;

на фиг. 10 - схема разработки месторождения D;

на фиг. 11 - схема на фиг. 10, вид в плане;

на фиг. 12 - схема разработки месторождения E;

на фиг. 13 - схема на фиг. 12, вид в плане;

на фиг. 14 - таблица.

Способ разработки изолированной литологически или тектонически экранированной неоднородной нефтенасыщенной залежи заключается в следующем.

Одиночной вертикальной скважиной вскрывают многопластовую нефтенасыщенную изолированную литологически или тектонически экранированную залежь (линзу). Выполняют геолого-геофизические исследования вертикальной скважины и определяют неоднородный характер продуктивного пласта, в пределах залежи представленный пропластками пород-коллекторов, разделенных слабо-

проницаемыми глинистыми породами. Выполняют анализ материалов геолого-геофизических исследований скважины и сеймики 3D, строят геологическую модель залежи, определяют зоны выклинивания или тектонического экранирования залежи и границы залежи и осуществляют анализ профиля залежи, строят геологические профили залежи, выполняют расчет геологических запасов. Эти построения позволяют определить положение вертикальной скважины относительно границ залежи, зону с наибольшими извлекаемыми запасами и наметить точку для вскрытия линзы одним или большим количеством боковых стволов для последующего достижения при разработке залежи максимального коэффициента извлечения нефти (КИН). Через вертикальную скважину в нефтенасыщенную залежь на расстоянии не менее 50 м от вертикальной скважины бурят в зону с наибольшими извлекаемыми запасами нефти по меньшей мере один боковой ствол и вскрывают им верхний пропласток пород-коллекторов. Достают боковой субвертикальным окончанием, которым вскрывают пропластки пород-коллекторов с зенитным углом 5-20°. Перфорируют ствол вертикальной скважины и субвертикальное окончание бокового ствола в каждом из пропластков пород-коллекторов, и создают в каждом пропластке не менее чем на одном уровне системы глубокопроникающих радиальных каналов фильтрации, тем самым формируя в каждом пропластке по меньшей мере одну ориентированную по дирекционному углу систему охвата залежи выработкой, включающую систему вытеснения и систему сбора пластового флюида по направлениям, позволяющим обеспечить максимальный охват залежи выработкой. В вертикальную скважину на лифтовых трубах выше зоны перфорации устанавливают, по меньшей мере, один пакер. Закачивают рабочий агент (воду) либо в вертикальную скважину, либо в боковой(ые) ствол(ы), либо в вертикальную скважину и один из боковых стволов и отбирают пластовый флюид (нефть) через боковой(ые) ствол(ы) или через боковой ствол и вертикальную скважину, в зависимости от пространственной ориентации залегания залежи (линзы) и выбранной системы ее разработки. Таким образом, в пределах нефтенасыщенной залежи (линзы) формируется система ее разработки, включающая систему вытеснения и систему сбора пластового флюида.

Рассмотрим на примерах варианты разработки неоднородных изолированных залежей (линз) с применением заявляемого способа.

Пример 1.

На месторождении А одиночной вертикальной скважиной 1 вскрывают горизонтально залегающую неоднородную нефтенасыщенную залежь (линзу) 2 (фиг. 1, 2). По результатам исследований устанавливают, что вертикальная скважина 1 расположена ближе к центральной части залежи 2 и ею вскрыта нефтенасыщенная залежь (линза) 2, включающая четыре нефтенасыщенных интервала (пропластка пород-коллекторов) 4, разобленных слабопроницаемыми глинистыми перемычками 5. Посчитали, что геологические запасы нефти составляют 320 тыс. тонн. Для разработки данной залежи 2 из вертикальной скважины 1 бурят в зоны, близкие к выклиниванию пропластков-коллекторов 4, но с максимальными эффективными нефтенасыщенными толщинами, на расстоянии более 50 м от скважины 1, два боковых ствола 6, 7, выполняют геофизические исследования (ГИС), определяют геолого-физические свойства залежи в точке вскрытия залежи 2 каждым из боковых стволов 6 и 7. Достают боковые стволы 6, 7 ниже точек вскрытия верхнего нефтенасыщенного пропластка залежи субвертикальными окончаниями 8 и 9 соответственно (фиг. 1, 2), которыми вскрывают нефтенасыщенные пропластки пород-коллекторов 4. Перфорируют ствол вертикальной скважины 1 и субвертикальные окончания 8, 9 боковых стволов 6, 7 соответственно в зонах пропластков 4 и создают не менее одной системы глубокопроникающих радиальных каналов фильтрации 10, 11 и 12 соответственно (фиг. 1, 2) по направлениям и с протяженностью их, позволяющими обеспечить максимальный охват залежи 2 выработкой и КИН (фиг. 2). Каналами фильтрации 10, 11, 12 залежь 2 охвачена от вертикального ствола скважины 1 и субвертикальных окончаний 8, 9 до зоны 3 выклинивания пропластков пород-коллекторов 4. В вертикальную скважину 1 на лифтовых трубах 13 выше зоны перфорации 14 пропластков 4 устанавливают пакер 15. В лифтовые трубы 13 закачивают рабочий агент (воду). Вода из скважины 1 через систему глубокопроникающих радиальных каналов фильтрации 10 (фиг. 2, 3) поступает вглубь пропластков пород-коллекторов 4 до границы выклинивания 3 залежи (линзы) 2 и начинает вытеснять нефть к системам глубокопроникающих радиальных каналов фильтрации 11, 12, выполненных из субвертикальных окончаний 8, 9. Таким образом, создается фронт вытеснения нефти в каждом из вскрытых интервалов пород-коллекторов 4 со стороны зоны расположения вертикального ствола скважины 1, через который ведется закачка воды. В зонах расположения субвертикальных окончаний 8, 9 боковых стволов 6, 7 соответственно нефть начинает поступать в созданные глубокопроникающие радиальные каналы фильтрации 11 и 12 в пределах от точек вскрытия 16, 17 пропластков пород-коллекторов 4 каждым из боковых стволов 6 и 7 до зоны выклинивания 3 пропластков 4. Вытесняемая нефть движется к субвертикальным окончаниям 8, 9 и боковым стволам 6 и 7, далее по затрубному пространству 18 между лифтовыми трубами 13 и стенкой скважины 1 поднимается на поверхность в систему сбора пластового флюида (на фигурах не показана).

Пример 2.

На месторождении В одиночной вертикальной скважиной 1 вскрывают зону, близкую к границе выклинивания 3 горизонтально залегающей нефтенасыщенной неоднородной залежи (линзы) 2 (фиг. 3, 4). По результатам исследований определяют геологические запасы нефти, которые составляют 270 тыс. тонн, а также то, что они сосредоточены в четырех пропластках пород-коллекторов 4, разобленных сла-

бопроницаемыми глинистыми перемычками 5, а зона с наибольшими запасами расположена у зоны выклинивания (или тектонического экранирования) залежи (у противоположной границы залежи). При этом зона выклинивания залежи 2 располагается на расстоянии более 50 м от вертикальной скважины 1. Для разработки данной залежи из вертикальной скважины 1 к зоне выклинивания 3 и в то же время с максимальными нефтенасыщенными толщинами (запасами), бурят боковой ствол 6 к зоне вскрытия 16 верхнего пропластка пород-коллекторов, а далее строят субвертикальное окончание 8 (фиг. 3, 4), которым вскрывают многопластовую залежь 2. Перфорируют ствол вертикальной скважины 1 и субвертикальное окончание 8 бокового ствола 6 в каждом из нефтенасыщенных пропластков пород-коллекторов 4 и создают системы глубокопроникающих радиальных каналов фильтрации 10 и 11 соответственно (фиг. 3, 4). Системы глубокопроникающих каналов фильтрации 10 и 11 и их протяженность выполняют таким образом, чтобы обеспечить максимальный охват залежи 2 вытеснением и выработкой и получить предельно возможный КИН. В вертикальную скважину 1 на лифтовых трубах 13 выше зоны перфорации 14 пропластков 4 устанавливают пакер 15. В лифтовые трубы 13 закачивают рабочий агент (воду). Вода из ствола скважины 1 через систему глубокопроникающих радиальных каналов фильтрации 10 (фиг. 3, 4) поступает вглубь пропластков пород-коллекторов 4 до границы выклинивания 3 залежи 2 и вытесняет нефть к системам глубокопроникающих радиальных каналов фильтрации 11, выполненным из субвертикального окончания 8 бокового ствола 6. Таким образом, создается фронт вытеснения нефти в каждом из вскрытых интервалов пород-коллекторов пропластков 4 со стороны зоны расположения вертикальной скважины 1, через который ведут закачку воды. В зоне расположения субвертикального окончания 8 бокового ствола 6 нефть начинает поступать в созданные глубокопроникающие радиальные каналы фильтрации 11 в пределах от точки вскрытия 16 пропластков пород-коллекторов 4 боковым стволом 6 до зоны выклинивания 3 залежи 2. Вытесняемая нефть движется к субвертикальному окончанию 8 и боковому стволу 6, далее по затрубному пространству 18 между лифтовыми трубами 13 и стенкой скважины 1 поднимается на поверхность в систему сбора пластового флюида (на фигурах не показана).

Пример 3.

На месторождении С одиночной вертикальной скважиной 1 вскрывают наклонно залегающую, неоднородную по геолого-физическим свойствам залежь (линзу) 2 (фиг. 5, 6). По результатам исследований определяют, что запасы нефти сосредоточены в четырех пропластках пород-коллекторов 4, разоб- щенных слабопроницаемыми глинистыми породами 5, а геологические запасы нефти составляют 360 тыс. тонн. Было установлено, что зоны с наибольшими запасами расположены в пониженной и повышенной частях залежи, которые расположены у зон выклинивания (или тектонического экранирования) залежи (у границ залежи). При этом зоны выклинивания залежи 2 располагаются на расстоянии более 50 м от вертикальной скважины 1. Также было установлено, что вертикальная скважина 1 вскрыла нефтенасыщенную залежь 2, практически, в центральной ее части (фиг. 6). Для разработки данной залежи из вертикальной скважины 1 бурят два боковых ствола: боковой ствол 6 - в пониженную часть залежи 2 к нижней границе выклинивания 3 и боковой ствол 7 - в повышенную часть залежи 2 к верхней границе выклинивания 3 (фиг. 5, 6). Разработку залежи 2 выполняют в два этапа. На первом этапе бурят боковой ствол 6 в пониженную часть залежи 2 с вскрытием субвертикальным окончанием 8 максимально возможной нефтенасыщенной толщины всех пропластков пород-коллекторов 4 (фиг. 5, 6). Перфорируют ствол вертикальной скважины 1 и субвертикальное окончание 8 бокового ствола 6 в каждом из нефтенасыщенных пропластков пород-коллекторов 4 и создают по меньшей мере на одном уровне, системы глубокопроникающих радиальных каналов фильтрации 10 и 11 соответственно с обеспечением максимального охвата залежи 2 вытеснением и отборами. В данном случае радиальные каналы выполнены субпараллельно границам выклинивания 3 пропластков пород-коллекторов 4 (фиг. 6) с простиранием радиальных каналов 11 до противоположных границ выклинивания 3 коллекторов 4. В вертикальную скважину 1 на лифтовых трубах 13 выше зоны перфорации 14 устанавливают пакер 15. В затрубное пространство 18 закачивают рабочий агент (воду). Вода из затрубного пространства 18 поступает в боковой ствол 6 (фиг. 7) и далее через субвертикальное окончание 8 бокового ствола 6 в систему глубокопроникающих радиальных каналов фильтрации 11 каждого из пропластков пород-коллекторов 4. В каждом из пропластков 4 формируется протяженный фронт вытеснения нефти от зоны влияния бокового ствола 6 к зоне сбора пластового флюида, сформированной в районе вертикальной скважины 1. В зоне сбора пластового флюида из каждого нефтенасыщенного коллектора 4 через систему глубокопроникающих радиальных каналов фильтрации 10 в подпакерное пространство 19 вертикальной скважины 1 начинает поступать пластовый флюид (нефть) и далее в колонну лифтовых труб 13, по которым поднимается на устье скважины в систему сбора пластового флюида (на фигурах не показана). После того, как на участке залежи между боковым стволом 6 и вертикальным стволом скважины 1 основные запасы будут выработаны и добываемая продукция, поступающая из залежи 2, обводнится до значения 80-90%, при которой рентабельность добычи значительно снизится, прекращают закачку воды в боковой ствол 6 и останавливают отбор пластового флюида залежи. Производят подъем на устье скважины колонны лифтовых труб 13 с пакером 15.

На втором этапе в направлении повышенной части залежи 2 к верхней границе выклинивания 3 бурят боковой ствол 7 со вскрытием его субвертикальным окончанием 9 максимально толщин пропластков пород-коллекторов 4 (фиг. 8). Боковой ствол 7 забуривают выше бокового ствола 6. Зенитный угол суб-

вертикального окончания 9 бокового ствола 7 составляет 10° . Перфорируют субвертикальное окончание 9 в каждом из пропластков пород-коллекторов 4 и из окончаний 9 бокового ствола 7 в каждом пропластке 4 создают не менее чем на одном уровне, системы глубокопроникающих радиальных каналов фильтрации 12 (фиг. 8). В рассматриваемой залежи 2 эти системы глубокопроникающих радиальных каналов фильтрации 12 в повышенной части залежи будут субпараллельны границе выклинивания 3. По протяженности радиальные каналы фильтрации 12 должны простираться от субвертикального окончания 9 бокового ствола 7 к границам выклинивания 3 пропластков пород-коллекторов 4 (фиг. 6). В скважину 1 на колонне лифтовых труб 13 спускают компоновку с двумя пакерами 15 и 20, хвостовиком-фильтром 21 между ними. Пакеры устанавливают так, чтобы верхний пакер 20 находился ниже входа в боковой ствол 7, но выше входа в боковой ствол 6, вскрывший пониженную часть залежи 2, а нижний пакер 15 - ниже входа в боковой ствол 6 (фиг. 8). Ниже фильтра 21 колонну лифтовых труб 13 оснащают штуцерной камерой 22 и устанавливаемым с помощью канатной техники штуцером (на фиг не показан), который предназначен для регулирования объемов рабочего агента, подаваемого в колонну лифтовых труб 13, через боковой ствол 6 в пониженную часть залежи 2 и в центральную часть залежи 2 через подпакерную зону 23 скважины 1. Через колонну лифтовых труб 13 с помощью канатной техники в штуцерную камеру 22 устанавливают заглушку 24. После этого в колонну лифтовых труб 13 производят нагнетание рабочего агента (воды), которая через фильтр 21 поступает в межпакерное пространство 25 и, далее, по боковому стволу 6 поступает в субвертикальное окончание 8 и через систему глубокопроникающих радиальных каналов фильтрации 11 (фиг. 8) в пониженную часть залежи 2. Нагнетаемая вода вытесняет пластовый флюид (нефть). Для довытеснения нефти из промытой части пласта между субвертикальным окончанием 8 и вертикальной скважиной 1, выравнивания фронта вытеснения, увеличения охвата вытеснением, в голове вытесняющего агента (воды) в многопластовую залежь нагнетают потокоотклоняющую композицию в объеме не менее 0,5 объема пор пласта между боковым стволом 6, пробуренным в пониженную часть залежи 2, и вертикальной скважиной 1. Закачку воды, после закачки потокоотклоняющей композиции, ведут в боковой ствол 6 в объеме, не менее 0,5 объема пор на участке залежи между боковым стволом 6 и вертикальной скважиной 1. Закачку воды приостанавливают, из штуцерной камеры 22 с помощью канатной техники извлекают заглушку 24 и вместо неё устанавливают штуцер (на фиг. не показан) с проходным сечением, обеспечивающим распределение потоков вытесняющего агента таким образом, чтобы достичь максимального КИН из залежи, после чего продолжают довытеснение нефти как из части залежи 2 между субвертикальным окончанием 8 бокового ствола 6 и вертикальным стволом 1, так и вытеснение нефти из непромытой части залежи 2 между вертикальным стволом 1 и субвертикальным окончанием 9 бокового ствола 7. Распределение объемов закачки между субвертикальным окончанием 8 и вертикальной скважиной 1 предварительно определяют путем выполнения многовариантных расчетов по вытеснению нефти из залежи на гидродинамической модели. За исходный вариант выбирают тот из них, в результате реализации которого получают максимальные КИН и накопленные объемы добычи.

Для сокращения времени разработки рассматриваемой залежи на месторождении С возможен также вариант, когда после определения строения залежи бурят последовательно боковые стволы в ее пониженную и повышенную части. Создают, как ранее показано, из каждого ствола в каждом из пропластков пород-коллекторов системы глубокопроникающих радиальных каналов фильтрации. В вертикальную скважину 1 по колонне лифтовых труб 13 спускают компоновку с двумя пакерами 15 и 20, фильтром 21 между ними и перепускным патрубком 26 (фиг. 9). Перепускной патрубок 26 соединяет подпакерное пространство 23 под нижним пакером 15 с надпакерным пространством 18 над верхним пакером 20. Нижнюю часть колонны лифтовых труб 13 оснащают обратным клапаном 27 (фиг. 9). Верхний пакер 20 устанавливают над входом в боковой ствол 6, вскрывающий пониженную часть залежи 2, а нижний пакер 15 - под входом в этот же боковой ствол 6. В колонну лифтовых труб 13 закачивают вытесняющий рабочий агент (воду). При этом обратный клапан 27 препятствует выходу воды в подпакерное пространство 23 (фиг. 9). Вытесняющий рабочий агент из колонны лифтовых труб 13 через фильтр 21 поступает в боковой ствол 6 и, далее, через субвертикальное окончание 8 в систему радиальных каналов фильтрации 11. В пониженной части залежи 2 образуется фронт вытеснения нефти вверх. Добычу нефти осуществляют через системы сбора из радиальных каналов фильтрации 10 в вертикальную скважину 1 и через радиальные каналы фильтрации 12 в субвертикальное окончание 9 бокового ствола 7, пробуренного в повышенную часть залежи 2 (фиг. 9). Из радиальных каналов фильтрации 10 нефть поступает в подпакерную зону 23 вертикального ствола 1 и далее по перепускному патрубку 26 в затрубное пространство 18 над верхним пакером 20 (фиг. 9). Через боковой ствол 7 нефть из субвертикального окончания 9 также поступает в затрубное пространство 18 над верхним пакером 20 и далее на устье скважины в систему сбора пластового флюида. После достижения фронтом вытеснения системы сбора, созданной с помощью глубокопроникающих радиальных каналов 10 из вертикальной скважины 1 и предельного обводнения продукции, добываемой через вертикальную скважину 1, добычу нефти по схеме, отраженной на фиг. 9, останавливают и приступают к добыче, отображенной на фиг. 8 и описанной выше.

Пример 4.

На месторождении D неоднородную клиновидную изолированную тектоническими нарушениями залежь 2 вскрывают одиночной вертикальной скважиной 1 в северной опущенной приразломной зоне

(фиг. 10, 11). По результатам исследований определяют, что запасы нефти сосредоточены в четырех пропластках пород-коллекторов 4, разобленных слабопроницаемыми глинистыми породами 5, а геологические запасы нефти составляют 150 тыс. тонн. Для разработки залежи в повышенную ее часть с максимальной толщиной нефтенасыщенных пропластков 3, на расстоянии более 50 м от вертикальной скважины 1, бурят боковой ствол 6 с субвертикальным окончанием 8, которым вскрывают пропластки пород-коллекторов 4 залежи. Зенитный угол субвертикального окончания 8 бокового ствола 6 составил 12°. Перфорируют ствол вертикальной скважины 1 и субвертикальное окончание 8 в каждом из пропластков пород-коллекторов 4, и из ствола вертикальной скважины 1 и субвертикального окончания 8 бокового ствола 6 формируют в каждом из продуктивных пропластков 4 не менее чем на одном уровне, системы глубокопроникающих радиальных каналов фильтрации 10 и 11 соответственно. Каналы 10 и 11, как в вертикальной скважине 1, так и в субвертикальном окончании 8 бокового ствола 6, выполнены параллельно ограничивающему залежь 2 тектоническому нарушению 28 (фиг. 10, 11). Это позволяет организовать максимально возможное вытеснение нефти из залежи 2 и достичь высокого КИН. В вертикальную скважину 1 на колонне лифтовых труб 13 спускают пакер 15 и устанавливают над кровлей многопластовой залежи (фиг. 10). В колонну лифтовых труб 13 производят закачку вытесняющего рабочего агента (воды), а добычу нефти осуществляют через субвертикальное окончание 8 бокового ствола 6. Разработку залежи осуществляют по выше описанной схеме примера 3.

Пример 5.

На месторождении Е неоднородную, тектонически изолированную прямоугольной формы залежь 2 вскрывают одиночной вертикальной скважиной 1 в пониженной приразломной части (фиг. 12, 13). По результатам исследований определяют, что запасы нефти сосредоточены в пяти пропластках пород-коллекторов 4, разобленных слабопроницаемыми глинистыми породами 5, а геологические запасы нефти составляют 170 тыс. тонн. Повышенная часть залежи (ограничивающий залежь разлом) расположена на расстоянии более 50 м от скважины 1. Для разработки залежи и получения максимальных накопленных объемов добычи и КИН в ее повышенную часть бурят боковой ствол 6 с субвертикальным окончанием 8, вскрывающим пропластки пород-коллекторов 4 залежи 2. Зенитный угол субвертикального окончания 8 бокового ствола 6 составил 18°. В вертикальной скважине 1 и субвертикальном окончании 8 бокового ствола 6, в соответствии с описанным в примере 4, создали системы глубокопроникающих радиальных каналов фильтрации. Каналы фильтрации выполнены субпараллельно северному и южному, ограничивающим залежь, тектоническим нарушениям. В вертикальную скважину 1 на колонне лифтовых труб 13 спустили пакер 15 и установили его над кровлей верхнего пропластка пород-коллекторов 4. Закачку воды производят в затрубное пространство 18 скважины 1 и далее через боковой ствол 6 в систему глубокопроникающих каналов фильтрации 11. Добычу нефти организуют из вертикальной скважины 1 по колонне лифтовых труб 13 (фиг. 12, 13) согласно выше описанным схемам.

Для оценки эффективности предложенного технического решения в программном продукте PETREL построены геологические модели изолированных литологически или тектонически экранированных неоднородных нефтенасыщенных залежей по рассмотренным примерам А, В, С, D, Е. Геологические модели трансформированы в гидродинамические и на гидродинамических моделях выполнены расчеты таких показателей разработки, как накопленная добыча нефти, коэффициент извлечения нефти (КИН), длительность разработки залежи до достижения обводненности добываемой продукции 95%. Расчеты выполнены для разработки залежей по базовому варианту (прототипу) и по вариантам 1-5 согласно изобретению. Результаты расчетов приведены в таблице (фиг. 14). Как видно из данных таблицы, согласно изобретению, КИН увеличивается от 4,5 % (залежь примера Е) до 18,8% (залежь примера С). Суммарные накопленные объемы добычи нефти увеличиваются на 7,7 тыс. тонн (залежь примера Е) - 67,8 тыс. тонн (залежь примера С). При этом длительность разработки залежи уменьшается от 8 лет (залежь примера В) до 19 лет (залежь пример Е). Таким образом, видно, что предлагаемый способ разработки изолированной литологически или тектонически экранированной неоднородной нефтенасыщенной залежи позволяет увеличить КИН и суммарные объемы добычи нефти на период окончания разработки при достижении добываемым флюидом обводненности 95% и уменьшить период разработки.

Таким образом, предлагаемое техническое решение позволяет повысить эффективность разработки одиночной вертикальной скважиной и по меньшей мере одним, выполненным из вертикальной скважины, боковым стволом с субвертикальным окончанием изолированной литологически или тектонически экранированной неоднородной нефтенасыщенной залежи, представленной несколькими пропластками пород-коллекторов, обеспечив максимальный коэффициент извлечения нефти и накопленную добычу нефти при уменьшении периода разработки, за счет увеличения охвата залежи выработкой.

Источники информации.

1. RU 2520997, МПК E21B 43/20, опубл. 27.06.2014.
2. RU 2242594, МПК E21B 43/20, опубл. 20.12.2004.
3. RU 2336414, МПК E21B 43/20, опубл. 20.10.2008.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

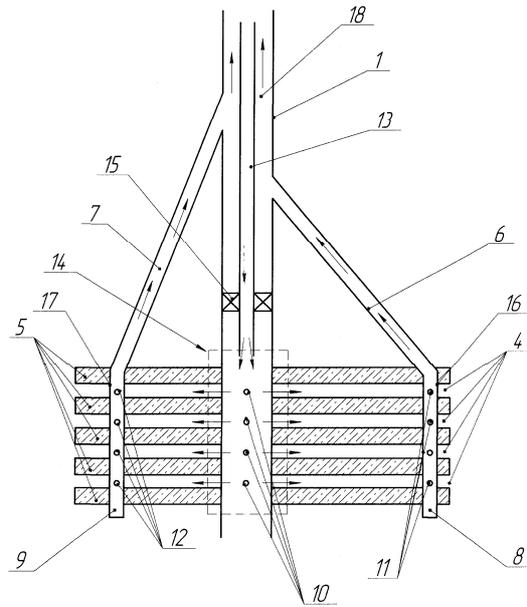
1. Способ разработки изолированной литологически или тектонически экранированной неоднородной нефтенасыщенной залежи, включающей несколько пропластков пород-коллекторов, заключающийся в том, что центральную или краевую зону залежи вскрывают одиночной вертикальной скважиной, определяют зоны выклинивания или тектонического экранирования залежи, осуществляют анализ профиля залежи и выполняют расчет запасов нефти в ней, бурят по меньшей мере один боковой ствол через вертикальную скважину с входом в нефтенасыщенную залежь на расстоянии не менее 50 м от вертикальной скважины в зону с наибольшими извлекаемыми запасами, вскрывают верхний пропласток пород-коллекторов и достраивают боковой ствол субвертикальным окончанием, которым вскрывают пропластки пород-коллекторов, с зенитным углом 5-20°, перфорируют ствол вертикальной скважины и субвертикальное окончание бокового ствола в каждом из пропластков пород-коллекторов и создают в каждом пропластке не менее чем на одном уровне системы глубокопроникающих радиальных каналов фильтрации, тем самым формируя в каждом пропластке по меньшей мере одну ориентированную по дирекционному углу систему охвата залежи выработкой, включающую систему вытеснения и систему сбора пластового флюида, в вертикальную скважину на лифтовых трубах выше зоны перфорации устанавливают по меньшей мере один пакер, закачивают рабочий агент в системы глубокопроникающих радиальных каналов фильтрации системы вытеснения пластового флюида и отбирают пластовый флюид системами радиальных каналов фильтрации системы сбора пластового флюида с дальнейшим подъемом пластового флюида на устье скважины.

2. Способ по п.1, отличающийся тем, что при горизонтальном расположении пропластков пород-коллекторов и расположении вертикальной скважины в центральной зоне бурят по меньшей мере два боковых ствола в зоны выклинивания или тектонического экранирования залежи, при этом закачку рабочего агента осуществляют по вертикальной скважине, а отбор пластового флюида - по боковым стволам.

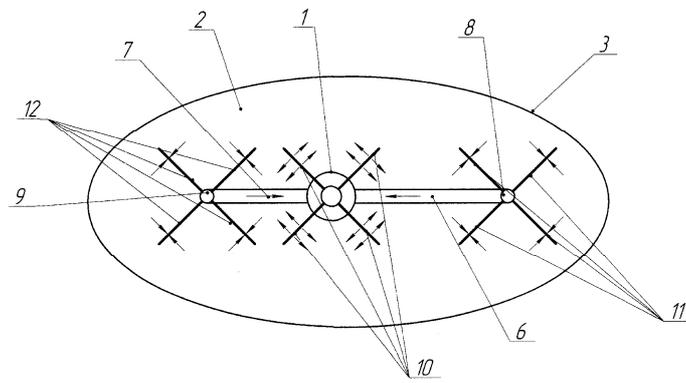
3. Способ по п.1, отличающийся тем, что при наклонном расположении пропластков пород-коллекторов и расположении вертикальной скважины в центральной зоне вначале бурят боковой ствол в пониженную часть залежи, в вертикальную скважину спускают лифтовые трубы, оснащенные одним пакером, через боковой ствол осуществляют закачку рабочего агента, а отбор пластового флюида осуществляют через вертикальную скважину; после обводнения добываемой продукции добычу останавливают, извлекают лифтовые трубы и бурят боковой ствол в повышенную часть залежи; в вертикальную скважину спускают лифтовые трубы, оснащенные двумя пакерами, фильтром между пакерами и штуцерной камерой внизу лифтовых труб, при этом пакеры устанавливают так, чтобы верхний пакер находился выше входа в боковой ствол, а нижний - ниже входа в боковой ствол, пробуренный в пониженную часть залежи, после чего осуществляют закачку в залежь рабочего агента через боковой ствол, пробуренный в пониженную часть залежи, и вертикальную скважину, а отбор пластового флюида осуществляют из бокового ствола, пробуренного в повышенную часть залежи.

4. Способ по п.3, отличающийся тем, что для выравнивания фронта вытеснения и увеличения охвата пласта вытеснением в голове вытесняющего рабочего агента через боковой ствол, пробуренный в пониженную часть залежи, при перекрытой заглушкой штуцерной камере нагнетают порцию потокоотклоняющей композиции в объеме не менее 0,5 объема пор, а затем рабочего агента в объеме не менее 0,5 объема пор пласта между боковым стволом, пробуренным в пониженную часть залежи, и вертикальной скважиной, извлекают из штуцерной камеры заглушку и устанавливают штуцер, посредством которого распределяют объемы закачиваемого в залежь рабочего агента между боковым стволом, пробуренным в пониженную часть залежи, и вертикальной скважиной в пропорциях, определяемых путем гидродинамического моделирования и обеспечивающих максимальный коэффициент извлечения нефти.

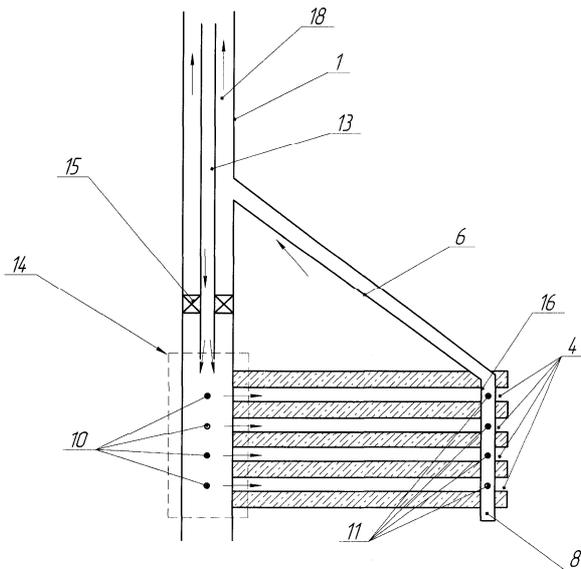
5. Способ по п.1, отличающийся тем, при наклонном расположении нефтенасыщенной залежи и расположении вертикальной скважины в центральной зоне выполняют последовательное бурение двух боковых стволов в пониженную и повышенную части залежи, в вертикальную скважину спускают лифтовые трубы, оснащенные двумя пакерами, фильтром между пакерами, обратным клапаном внизу лифтовых труб и перепускным патрубком, обеспечивающим связь между подпакерным пространством скважины, отсекаемым нижним пакером, и надпакерным пространством, образованным в затрубном пространстве над верхним пакером, при этом нагнетание рабочего агента ведут через боковой ствол, пробуренный в пониженную часть залежи, а отбор пластового флюида - через вертикальную скважину и боковой ствол, пробуренный в повышенную часть залежи.



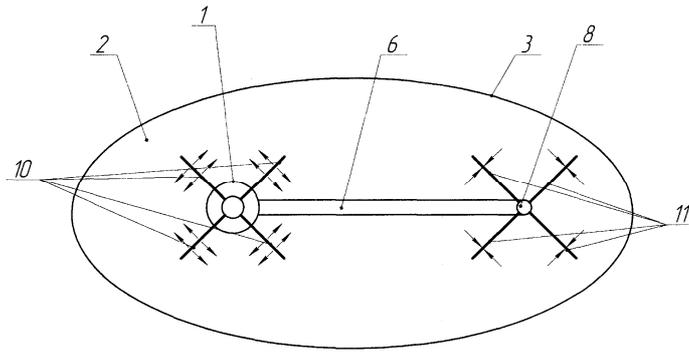
Фиг. 1



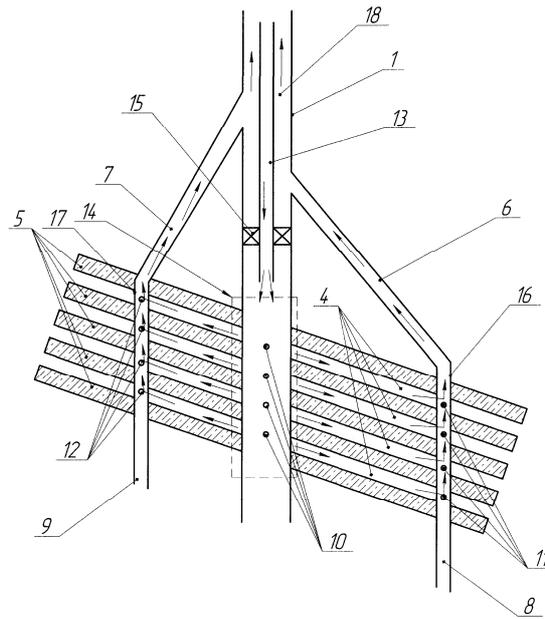
Фиг. 2



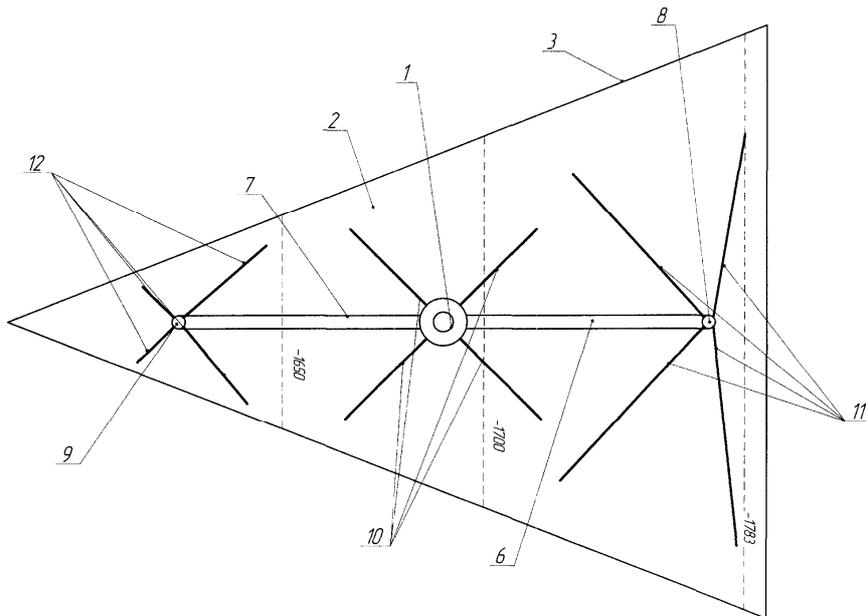
Фиг. 3



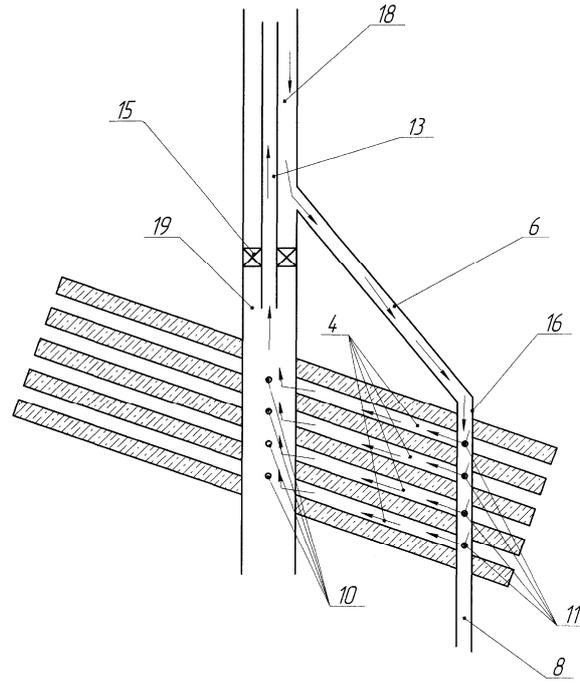
Фиг. 4



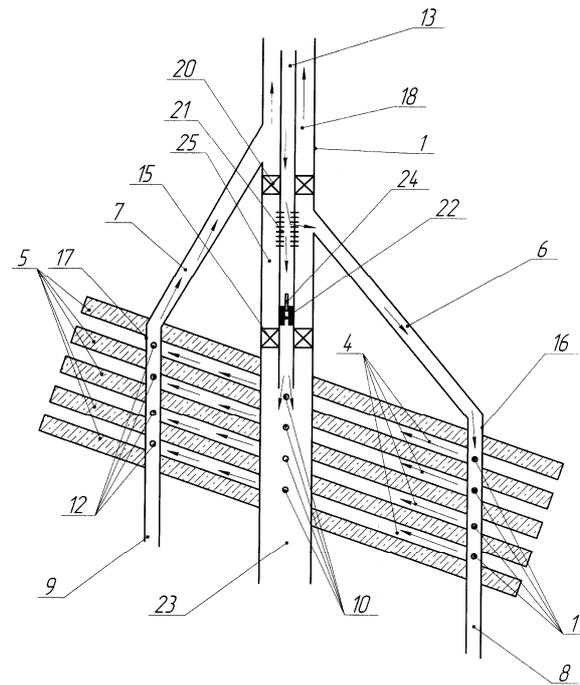
Фиг. 5



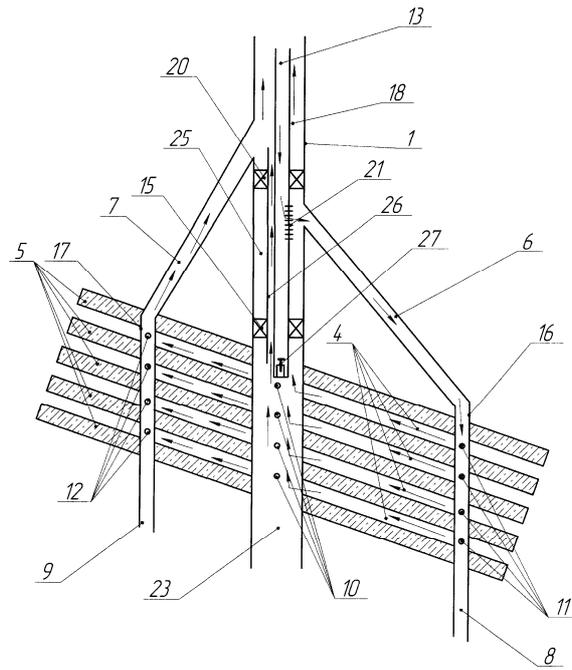
Фиг. 6



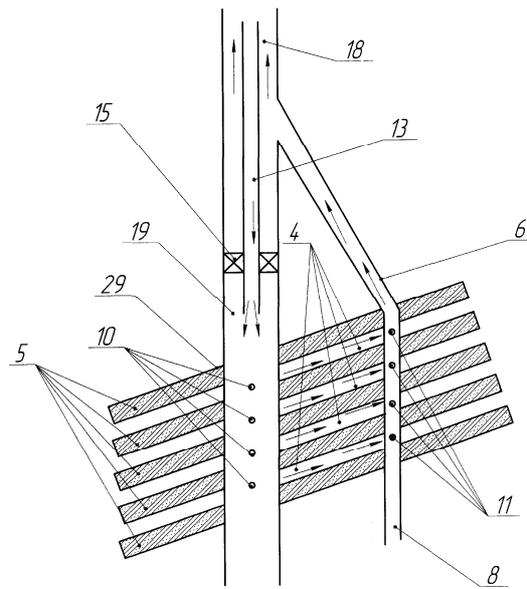
Фиг. 7



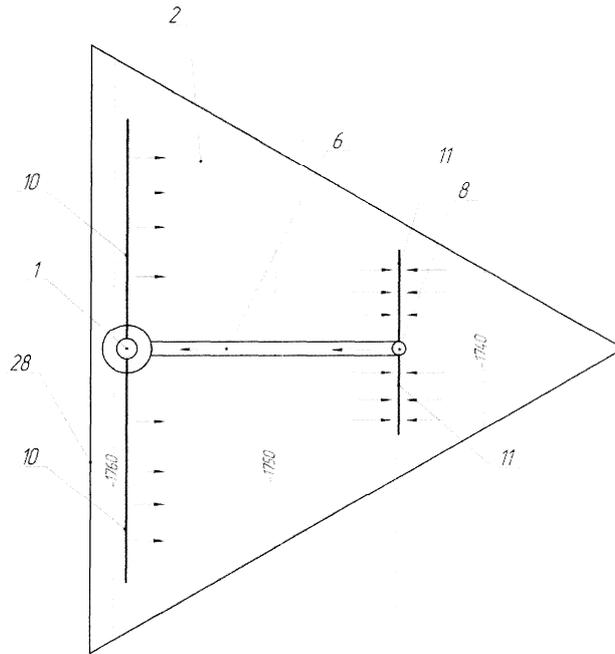
Фиг. 8



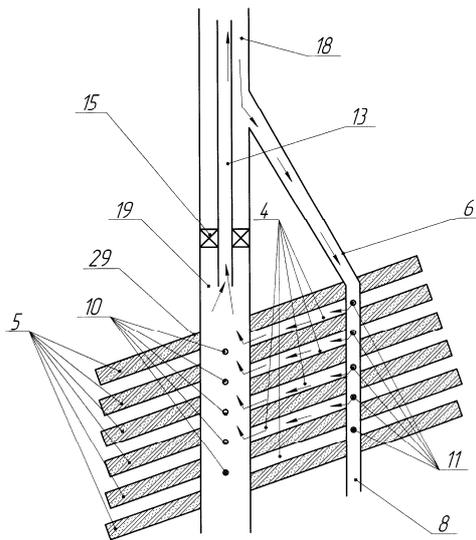
Фиг. 9



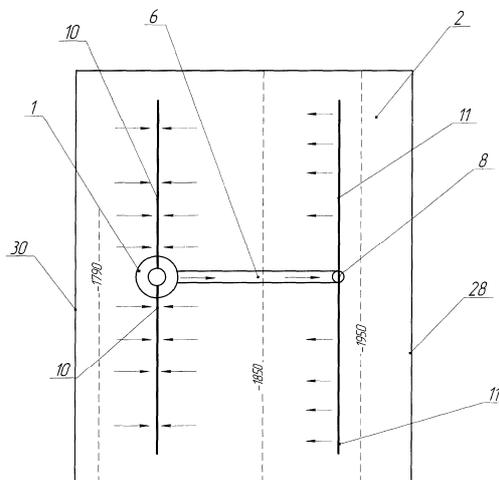
Фиг. 10



Фиг. 11



Фиг. 12



Фиг. 13

№ п.п.	Пример	Геологические запасы, тыс. т	Базовый вариант (прототип)		Длительность разработки, лет	Заявляемое изобретение		Длительность разработки, лет	Прирост показателей, согласно изобретению		Уменьшение периода разработки согласно изобретению, лет
			Накопленная добыча, тыс. т	КИН, доли ед.		Накопленная добыча, тыс. т	КИН, доли ед.		Накопленная добыча, тыс. т	КИН, доли ед.	
1	А	320	74.1	0.232	40	100.0	0.313	25	25.9	0.081	15
2	В	270	41.2	0.153	41	55.1	0.204	33	19.9	0.051	8
3	С	360	38.8	0.108	30	106.6	0.296	18	67.8	0.188	12
4	Д	150	32.1	0.214	38	40.4	0.269	23	8.3	0.055	15
5	Е	170	42.8	0.252	49	50.5	0.297	30	7.7	0.045	19

Фиг. 14

