

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(21) **201891497** (13) **A1**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОЙ ЗАЯВКЕ

(43) Дата публикации заявки
2020.04.17

(51) Int. Cl. *E21B 49/00* (2006.01)

(22) Дата подачи заявки
2018.06.21

(54) УЛУЧШЕНИЯ В НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ ИЛИ ОТНОСЯЩИЕСЯ К НИМ

(31) 1709960.7

(72) Изобретатель:

(32) 2017.06.22

Сантарелли Фредерик Джозеф (NO)

(33) GB

(74) Представитель:

(86) PCT/GB2018/051728

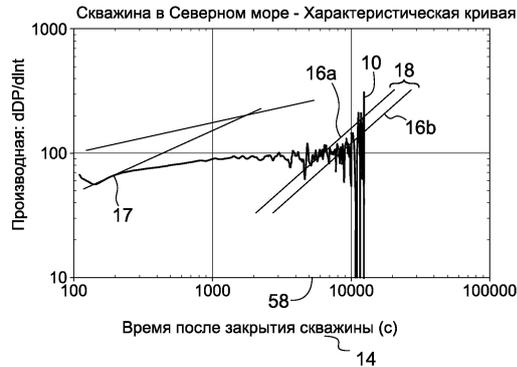
Нилова М.И. (RU)

(87) WO 2018/234806 2018.12.27

(71) Заявитель:

ГЕОМЕК ИНЖИНИРИНГ ЛТД (GB)

(57) Способ определения поперечного перетока в нагнетательной скважине в многопластовом резервуаре. Для идентификации послепритока, указывающего на поперечный переток, измеряют устьевое давление и анализируют характеристическую кривую. Волна давления гидравлического удара может быть также анализирована при закрытии скважины для идентификации наличия заполнения пилотной части ствола скважины песком. Путем измерения устьевое давления обеспечивается непрерывное и не требующее проникновения в скважину наблюдение нагнетательной скважины, таким образом позволяющее принимать меры для уменьшения выноса песка и поддержания приёмистости.



201891497

A1

A1

201891497

УЛУЧШЕНИЯ В НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ ИЛИ ОТНОСЯЩИЕСЯ К НИМ

Настоящее изобретение относится к нагнетанию текучих сред в скважины и, более
5 конкретно, но без ограничения, к способу определения поперечного перетока и наличия
песка в нагнетательной скважине для принятия мер по уменьшению выноса песка и
поддержанию приёмистости.

В настоящее время добыча углеводородного сырья в основном нацелена на увеличение
10 коэффициента извлечения из скважины. Это связано с тем, что все области, которые могут
содержать нефть, уже разработаны, кроме тех, которые находятся в удаленных и особо
важных с точки зрения охраны окружающей среды регионах планеты (например, Арктика
и Антарктика). Несмотря на наличие больших объемов нетрадиционных углеводородов,
15 таких как высоковязкая нефть, нефтяные сланцы, сланцевый газ и газовые гидраты,
многие способы разработки этих ресурсов являются либо очень энергоемкими (например,
нагнетание пара в тяжелую нефть), либо непростыми с политической/экологической точки
зрения (например, гидравлический разрыв пласта для извлечения сланцевого газа).

Для улучшения коэффициента извлечения скважины в настоящее время распространена
20 практика нагнетания текучих сред, в частности воды, в резервуар через нагнетательные
скважины. В этом способе улучшенной нефтедобычи применяют нагнетаемую воду для
увеличения пониженного давления внутри резервуара и также перемещения нефти в такой
участок, из которого она может быть извлечена. Повторное нагнетание пластовой воды
также обеспечивает экологические преимущества.

25 Во время нагнетания текучей среды в многопластовый резервуар на поверхности каждой
проницаемой зоны образуется разный градиент давления. Этот градиент давления создает
движущие силы в стволе скважины во время закрытия скважины, которые вызывают
перемещение нагнетаемой текучей среды от зон более высокого давления к зонам более
30 низкого давления, явление, известное как поперечный переток. При слабой
продуктивности пласта при поперечном перетоке может происходить вынос песка.
Вследствие гравитационного осаждения этот песок со временем будет постепенно
накапливаться в пилотной части ствола скважины (rat-hole). Пористость пласта рядом с
отверстиями в продуктивном интервале будет постепенно увеличиваться со временем.
35 Через некоторое время и количество закрытий скважины пористость пласта рядом с

отверстиями в продуктивном интервале достигнет критического предела. При достижении этого предела может происходить разжижение пласта рядом с отверстиями в продуктивном интервале посредством волны давления гидравлического удара, которая возникает при нагнетании. Разжижение пласта приводит к полному разрушению и
5 значительному притоку песка в скважину. В некоторых случаях скважина может потерять всю приёмистость вследствие наполнения песком. Следовательно, для уменьшения выноса песка, поддержания приёмистости и увеличения прогнозируемого периода эксплуатации скважины требуется определение поперечного перетока и наличия песка в нагнетательной скважине.

10 Согласно известным технологиям сначала определяют уменьшение коэффициента приёмистости на протяжении закрытия скважины, причем коэффициент приёмистости представляет собой отношение расхода нагнетания к давлению нагнетания (с поправкой на динамические забойные условия) минус давление в дальней зоне резервуара. Далее
15 применяют прибор для определения приёмистости скважины («ILT», injection logging tool) для измерения поперечного перетока. Этот каротаж предоставляет расход поперечного перетока и направление в определенный момент времени после закрытия скважины. Для измерения уровня заполнения пилотной части ствола скважины песком используют желонку для песка или кольцевой калибр. В заключение, осуществляют анализ прочности
20 песка для определения риска выноса песка. Эти данные анализируют для принятия решения, следует ли изолировать один из интервалов нагнетания и/или применять процедуры постепенного закрытия скважины для предотвращения разжижения песка в любой момент – так как операции спуска-подъема насоса не всегда могут это позволять.

25 Первым признаком, указывающим на потенциальную проблему накопления песка в водонагнетательной скважине, считают потерю коэффициента приёмистости при закрытии скважины. К сожалению, к уменьшению коэффициента приёмистости при закрытии скважины могут приводить другие факторы, относящиеся к резервуару. Было установлено, что поперечный переток не может быть точно смоделирован через некоторое
30 время после запуска скважины вследствие изменений давления резервуара в различных пластах, которые в большей степени остаются неизвестными. Единственным способом подтверждения поперечного перетока является запуск прибора для определения приёмистости скважины на каротажной проволоке и измерение потока во время осуществления закрытия скважины. В этом заключается применяемая в настоящее время
35 технология. В настоящее время единственным способом подтверждения наполнения

пилотной части ствола скважины является запуск желонки для песка на каротажной проволоке. К сожалению, применение каротажной проволоки само по себе является дорогостоящим: менее для сухого устья скважины и более для подводных скважин. Наименее благоприятной является необходимость проникновения в скважину.

- 5 Применение каротажной проволоки прерывает нагнетание в скважину от нескольких часов до нескольких дней, что в свою очередь задерживает добычу.

Также известен способ наблюдения снижения давления на забое («ВНР», bottom hole pressure) в нагнетательной скважине во время закрытия скважины. На фиг. 1(a) показан график давления А на забое и расход В нагнетания в зависимости от времени С. Четыре точки, пронумерованные от 1 до 4, отмечены для отображения положений на кривой падения давления на забое. Так называемая характеристическая кривая представляет собой диагностический график, в котором измерения падения давления на забое во время закрытия скважины отражены на графике с логарифмическими координатами на обеих осях как:

$$\frac{dBHP}{d \ln(\Delta t)} \text{ vs. } \Delta t$$

Это показано на фиг. 1(b) посредством кривой D. Как показано, указанные четыре точки, от 1 до 4, соответствуют различным наклонам кривой D. На основании наиболее используемых решений диффузионных уравнений давления в испытании скважины, могут быть обнаружены различные режимы потока в соответствии с наклоном кривой D, нанесенной на диаграмму и совпадающей с указанными четырьмя точками, такие как: наклон 1 имеет градиент, составляющий 1, и может рассматриваться как эффект ствола скважины, который предположительно должен быть очень коротким для водонагнетательной скважины вследствие малой сжимаемости текучей среды; наклон 2 имеет градиент, составляющий 0,5, что указывает на линейный поток; наклон 3 имеет градиент, составляющий 0,25, выражающий билинейный поток; а наклон 4 с нулевым градиентом представляет собой чистый радиальный поток.

- 30 Задача настоящего изобретения заключается в обеспечении способа определения поперечного перетока в нагнетательной скважине, который устраняет или уменьшает по меньшей мере некоторые недостатки уровня техники.

Еще одна задача по меньшей мере одного варианта реализации настоящего изобретения заключается в обеспечении способа определения наличия песка в пилотной части ствола нагнетательной скважины, который устраняет или уменьшает по меньшей мере некоторые недостатки уровня техники.

5

В соответствии с первым аспектом настоящего изобретения предложен способ определения поперечного перетока в нагнетательной скважине, включающий этапы, согласно которым:

- (a) нагнетают текучую среду в скважину;
- 10 (b) закрывают скважину;
- (c) измеряют давление в скважине;
- (d) осуществляют построение характеристической кривой; и
- (e) идентифицируют послеприток.

- 15 На характеристической кривой уровня техники эффект ствола скважины является первым режимом потока после закрытия скважины. Заявитель неожиданно установил, что послеприток (late wellbore storage), т.е. эффект ствола скважины, обозначенный наклоном с градиентом, составляющим один, на характеристической кривой, возникающий через некоторое время после начала закрытия скважины, указывает на поступающий поток,
- 20 который представляет собой поперечный переток.

Предпочтительно давление измеряют на устье скважины. Таким образом, определение поперечного перетока может происходить без проникновения в скважину. Это повышает затратоэффективность. Более предпочтительно давление измеряют непрерывно во время

25 закрытия скважины. Таким образом, обеспечивается немедленное обнаружение поперечного перетока и возможность быстрого применения предупредительных мер. Предпочтительно давление измеряют с частотой приблизительно 1 Гц. Таким образом, обеспечивается сбор нескольких точек данных для явной идентификации послепритока.

30 Предпочтительно продолжительность поперечного перетока измеряют на характеристической кривой посредством временного интервала длины наклона послепритока. Таким образом, предоставляется информация о поперечном перетоке, альтернативная известному каротажу прибора для определения приёмистости скважины, который измеряет расход и направление поперечного перетока в данный момент времени.

35

Предпочтительно этап (b) представляет собой жесткое закрытие скважины. Таким образом, закрытие скважины происходит немедленно. Более предпочтительно при закрытии скважины образуется волна давления гидравлического удара. Таким образом, волна давления гидравлического удара может быть использована для получения дополнительной информации. Предпочтительно на этапе (a) вычисляют последний расход нагнетания текучей среды в скважину для обеспечения достаточной амплитуды гидравлического удара без повреждения скважины. Таким образом, может быть осуществлен анализ волны давления гидравлического удара в скважине. Предпочтительно затухание волны давления гидравлического удара анализируют для идентификации наличия заполненности пилотной части ствола скважины. Таким образом, быстрое затухание волны давления гидравлического удара свидетельствует о том, что пилотная часть ствола скважины наполнена наносной породой. Предпочтительно отражение волны давления гидравлического удара анализируют для идентификации чистой пилотной части ствола скважины. Таким образом, при отражении волны давления гидравлического удара, пилотная часть ствола скважины не содержит наносной породы. Следовательно, настоящее изобретение обеспечит обнаружение наличия заполнения пилотной части ствола скважины в отличие от известного способа использования желонки для песка, измеряющей уровень заполнения пилотной части ствола скважины песком. Более предпочтительно анализ осуществляют на измеренном устьевом давлении. Таким образом устьевое давление может быть использовано для определения заполнения пилотной части ствола скважины песком и определения поперечного перетока в скважине.

Предпочтительно способ включает начальный этап определения уменьшения коэффициента приёмистости при закрытии скважины. Предпочтительно способ включает следующий этап осуществления анализа прочности песка для определения риска выноса песка. Таким образом настоящее изобретение включено в этапы уровня техники путем замещения проникающих этапов применения каротажа прибора для определения приёмистости скважины и желонки для песка.

Предпочтительно способ включает дополнительные этапы выполнения действия в ответ на определение поперечного перетока в скважине. Это действие может представлять собой изолирование одного или более интервалов нагнетания. Таким образом обеспечивается предотвращение поперечного перетока. Альтернативно, такое действие может осуществляться для усиления процедур постепенного закрытия скважины. Таким образом может быть предотвращено разжижение песка.

Соответственно, чертежи и описание следует рассматривать как иллюстративные, а не ограничительные по своей сущности. Кроме того, используемые в настоящем документе термины и формулировки приведены исключительно в целях описания, и их не следует воспринимать как ограничивающие объем, такие слова, как «включающий», «содержащий», «имеющий», «состоящий из» или «относящийся к» и их формы, применены в широком значении и включают предмет, указанный после них, эквиваленты и дополнительный не указанный предмет, и не исключают другие дополнения, компоненты, числа или этапы. Аналогично, термин содержащий считается синонимичным терминам включающий или состоящий из для применимых целей правового характера. Любое упоминание документов, актов, материалов, устройств, статей и т.п. включено в описание исключительно для предоставления контекста для настоящего изобретения. То, что любой из этих элементов или все из них образуют часть уровня техники на основании общедоступного знания в области техники, относящейся к настоящему изобретению, не подразумевается или преподносится. Предполагается, что все цифровые значения в описании модифицированы наречием «приблизительно». Следует понимать, что все единственные формы элементов или любых других компонентов, описанных в настоящем документе, включают их множественные формы и наоборот.

Несмотря на использование в этом описании терминов верх и низ, а также верхний и нижний, следует понимать, что они являются относительными в соответствии со стволом скважины и наклоном ствола скважины, которая несмотря на изображение вертикальной на некоторых чертежах, может быть наклонной или даже горизонтальной.

Далее исключительно в качестве примера варианты реализации настоящего изобретения будут описаны со ссылкой на сопроводительные чертежи, на которых:

На фиг. 1(a) и 1(b) показаны графики давления на забое и расхода нагнетания в зависимости от времени, и характеристическая кривая, соответственно, предыдущего уровня техники;

На фиг. 2 показан график характеристической кривой, иллюстрирующий послеприток и, следовательно, поперечный переток в соответствии с вариантом реализации настоящего изобретения;

На фиг. 3 показана схематическая иллюстрация водонагнетательной скважины, включающей наблюдение устьевого давления, которое включено в способ в соответствии с вариантом реализации настоящего изобретения;

- 5 На фиг. 4 показан график расхода поперечного перетока в зависимости от времени, изображающий естественный поперечный переток;

На фиг. 5 показан график расхода поперечного перетока в зависимости от времени, изображающий принудительный поперечный переток; и

- 10 На фиг. 6 показан график давления в зависимости от времени для двух закрытых скважин, изображающий отражение и затухание волны давления при гидравлическом ударе для испытания плотной части ствола скважины в соответствии с вариантом реализации настоящего изобретения.

- 15 Сначала делается ссылка на фиг. 2 чертежей, на которой показан график характеристической кривой, в общем обозначенной цифровым обозначением 10, образованной после закрытия водонагнетательной скважины 30. За устьевым давлением 12 наблюдали, и ближе к более поздним моментам времени 14 после закрытия скважины
20 можно видеть, что кривая 10 демонстрирует тенденцию к наклонам 16 a,b. Градиент каждого наклона 16 a,b приблизительно равен 1. Наклоны 16 a,b указывают на эффект ствола скважины, а характеристическая кривая 10, следовательно, обнаруживает послеприток 18, указывающий на поперечный переток 20 в скважине 30 в соответствии с
вариантом реализации настоящего изобретения.

- 25 Далее делается ссылка на фиг. 3 чертежей, на которой изображена нагнетательная скважина 30. Нагнетательная скважина 30 представляет собой известную в данной области техники нагнетательную скважину. Скважинные компоненты и заканчивание не
30 показаны в целях ясности, а размеры сильно изменены для выделения значимых участков, представляющих интерес. Скважина 30 находится в многопластовом резервуаре 22. Пористые зоны 24, 26 были обозначены и они отделены друг от друга непроницаемой зоной 28. В обсадных трубах 32 выполнены отверстия 34, 36 в каждой из проницаемых зон 24, 26, соответственно.

На поверхности 38 расположено стандартное устье 40 скважины. Устье 40 скважины обеспечивает канал (не показанный) для прохождения текучих сред в скважину 30. Устье 40 скважины также обеспечивает канал 42 для нагнетания текучих сред от насосов 44. Устьевые датчики 46 расположены на устье 40 скважины, и их управление обеспечено блоком 48 сбора данных, который также собирает данные от устьевых датчиков 46. Блок 48 сбора данных выполнен с возможностью анализа и/или передачи данных к удаленному пункту. Устьевые датчики 46 включают температурный датчик, датчик давления и датчик расхода. Датчики 46 выполнены с частотой взятия замеров от 0,2 Гц до 1 Гц. Предпочтительно датчик давления выполнен с возможностью брать замеры с частотой 1 Гц. Могут быть использованы и другие частоты взятия замеров, но они должны быть достаточными для измерения изменений в давлении при закрытии скважины. Все из поверхностных компонентов на устье 40 скважины являются стандартными.

После осуществления нагнетания скважину 30 закрывают известными способами, и она обеспечивает профиль нагнетания и давления, как показано на фиг. 1(а). Во время нагнетания на каждой проницаемой зоне 24, 26 образуется разный градиент давления. Этот градиент давления создает движущие силы в стволе скважины во время закрытия скважины, которые обуславливают перемещение нагнетаемой текучей среды от зон более высокого давления к зонам более низкого давления, явление, известное как поперечный переток. При слабой продуктивности пласта при поперечном перетоке может происходить вынос песка. Этот песок будет постепенно накапливаться в пилотной части ствола скважины со временем вследствие гравитационного осаждения. На фиг. 3 изображен вынос песка 38 из верхней зоны 24 при наличии поперечного перетока из верхней зоны 24 в нижнюю зону 26. Дополнительно, имело место выпадение песка 38 в осадок и его осаждение на дне скважины в пилотной части 50.

Поперечный переток и последующий вынос песка были рассмотрены в F.J. Santarelli, E. Skomedal, P. Markestad, H.I. Berge and H. Nasvik (1998). Sand production on water injectors: Just how bad can it get? Paper SPE/ISRM 47329, Proc. EUROCK'98 Conf., том 2, стр. 107 – 115, и F.J. Santarelli, F. Sanfilippo, J.M. Embry, M. White and J. Turnbull (2011). The sanding mechanisms of water injectors and their quantification in terms of sand production – Example of the Buzzard field. Paper SPE 146551, Proc. 2011 SPE ATCE, включенные в настоящий документ посредством ссылки. Они обнаружили следующее:

- При заканчивании водонагнетательной скважины в нескольких зонах, во время закрытия скважины может образовываться поперечный переток;

- При слабой продуктивности пласта при поперечном перетоке может происходить вынос песка;
- Вследствие гравитационного осаждения этот песок со временем будет постепенно накапливаться в пилотной части ствола скважины ;
- 5 • Со временем гористость пласта рядом с отверстиями в продуктивном интервале будет постепенно увеличиваться;
- Через некоторое время и количество закрытий скважины пористость пласта рядом с отверстиями в продуктивном интервале достигнет критического предела;
- При достижении этого предела может происходить разжижение пласта рядом с
10 отверстиями в продуктивном интервале посредством волны давления гидравлического удара;
- Разжижение пласта приводит к полному разрушению и значительному притоку песка в скважину; и
- В некоторых случаях скважина может потерять всю приёмистость вследствие
15 наполнения песком.

Поперечный переток в многопластовых резервуарах был проанализирован в M. Jalali, J.M. Embry, F. Sanfilippo, F.J. Santarelli and M.B. Dusseault (2016). Cross-flow analysis of injection wells in a multi-layered reservoir, *Petroleum* 2, 273-281, включенный в настоящий документ посредством ссылки. В этой работе было смоделировано поведение поперечного перетока,
20 который в зависимости от исходного давления в проницаемых пластах может быть именуем естественным поперечным перетоком (идентичные или естественные исходные давления) и принудительным поперечным перетоком (разные исходные давления вследствие эксплуатации).

25 На фиг. 4 изображен естественный поперечный переток, смоделированный на четырех пластах 52a-d в нагнетательной скважине. В этом случае был рассмотрен период нагнетания, составляющий 48 часов, при расходе 35000 баррелей в день с последующим закрытием скважины на 48 часов. Расход 54 поперечного перетока (в баррелях в день) нанесен на график в зависимости от времени 14 после закрытия скважины.
30 Отрицательный поперечный переток указывает на входящий поток, а положительный поперечный переток указывает на выходящий поток. Как показано, максимальный расход поперечного перетока образуется приблизительно через 2 часа после закрытия скважины с пренебрежимо слабым поперечным перетоком приблизительно после 36 часов.

Это показывает, что для естественного поперечного перетока при нахождении пластов в условиях равновесия давлений, период поперечного перетока является коротким.

На фиг. 5 показан принудительный поперечный переток, смоделированный для пяти пластов 56а-е, при условиях нагнетания и закрытия скважины, аналогичных фиг. 4, но в этом случае указанные пять пластов 56а-е не находятся в условиях равновесия давлений и разность давлений между пластами 56а-е становится главной движущей силой поперечного перетока. Расход 54 поперечного перетока (в баррелях в день) нанесен на график в зависимости от времени 14 после закрытия скважины. Здесь показано наличие исходного периода естественного поперечного перетока, который можно считать «промежуточным» поперечным перетоком, в котором направление поперечного перетока может изменяться со временем, и последующий чистый принудительный поперечный переток, приводящий к смешанному входящему потоку и выходящему потоку между пластами 56а-е. Принудительный поперечный переток продолжается на протяжении периода закрытия скважины.

Далее снова со ссылкой на фиг. 2 эффект этого принудительного поперечного перетока виден в измерении устьевого давления, как показано на характеристической кривой 10. Данные для этой фигуры были получены из нагнетательной скважины, в которой были перфорированы два отдельных интервала. Сначала испытания были проведены на нижнем интервале отдельно, а результаты показали, что он не был в сообщении с основным резервуаром (подвергнутым давлению после нагнетания). Затем второй интервал был перфорирован, и испытания были проведены на обоих интервалах. За устьевым давлением осуществляли наблюдение и обеспечили полученный в результате график 10 по фиг. 2. Результаты показывают наклон 17 линейного потока (градиент 0,5), указывающий на разрыв до послепритока, обозначенного наклоном с градиентом 1. Также был произведен каротаж прибором для определения приёмистости скважины, и он показал поперечный переток с расходом 1000 баррелей в день в момент времени 58 от изолированного к соединенному интервалу, таким образом подтверждая поперечный переток, на который указывает измерение устьевого давления и характеристическая кривая 10, показывающая послеприток 18 (поперечный переток) скважины 30.

Следовательно, в нагнетательной скважине этап осуществления каротажа прибором для определения приёмистости скважины для измерения поперечного перетока, т.е. расхода и направления поперечного перетока в определенный момент времени после закрытия

скважины, теперь может быть заменен простым анализом устьевого давления. Анализ характеристической кривой для послепритока идентифицирует продолжительность поперечного перетока, т.е. естественного или принудительного. Может быть обеспечена возможность непрерывного осуществления способа путем измерения устьевого давления, и, следовательно, определения поперечного перетока и немедленного принятия мер для уменьшения негативных последствий, т.е. путем изолирования интервалов и изменения процедур закрытия скважины для предотвращения разжижения песка.

Делается ссылка на фиг. 6 чертежей, на которой изображено давление 12, измеренное на устье 40 скважины в зависимости от времени 14. График иллюстрирует два закрытия 60 а,в скважины и, следовательно, первую 62 и вторую 64 реакции давления на закрытие скважины. В каждом случае скважину 30 подвергают жесткому закрытию скважины, т.е. в максимальной степени незамедлительному. Известно, что такое закрытие скважины обусловит формирование волны давления гидравлического удара. Последний расход нагнетания текучей среды вычисляют для обеспечения амплитуды гидравлического удара, достаточной, но не слишком большой, предотвращая повреждение скважины. После закрытия скважины удерживают высокую частоту взятия замеров давления, обычно 1 Гц, таким образом, чтобы наблюдать эффект удара с течением времени. При первом закрытии 60а скважины реакция 62 давления демонстрирует, что волна давления отражена, что указывает на отсутствие наносной породы, т.е. песка, в пилотной части 50 ствола скважины. В отличие от этого, при втором закрытии 60b скважины реакция давления демонстрирует быстрое затухание волны давления, которое указывает на заполнение пилотной части 50 ствола скважины наносной породой.

Следовательно, в нагнетательной скважине этап применения желонки для песка или кольцевого калибра для измерения уровня заполнения пилотной части ствола скважины песком теперь может быть заменен простым анализом устьевого давления. Путем анализа затухания волны давления гидравлического удара при закрытии скважины может быть обнаружено заполнение пилотной части ствола скважины.

Принципиальное преимущество настоящего изобретения заключается в том, что оно предоставляет способ определения поперечного перетока в нагнетательной скважине, не требующий проникновения в скважину.

Другое преимущество варианта реализации настоящего изобретения заключается в том, что он обеспечивает способ определения заполнения пилотной части ствола нагнетательной скважины песком, не требующий проникновения в скважину.

5 Еще одно преимущество настоящего изобретения заключается в том, что оно обеспечивает способ определения поперечного перетока в нагнетательной скважине с использованием измерений устьевого давления. Так как они уже подлежат регистрации, текущие измерения требуют минимальных измерений.

10 Еще одно преимущество варианта реализации настоящего изобретения заключается в том, что он обеспечивает способ определения заполнения пилотной части ствола нагнетательной скважины песком с использованием измерений устьевого давления.

15 Специалистам в данной области техники будет понятно, что в изобретении, изложенном в настоящем документе, могут быть осуществлены изменения без отклонения от его объема. Например, при их наличии в нагнетательной скважине могут быть использованы скважинные манометры. Частота регистрации измерений давления может варьироваться для уменьшения количества собираемых данных. Может быть обеспечен анализ данных в реальном времени или их хранение для последующего анализа. Хотя была описана
20 водонагнетательная скважина, изобретение может распространяться на скважины, в которые нагнетают другие текучие среды.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

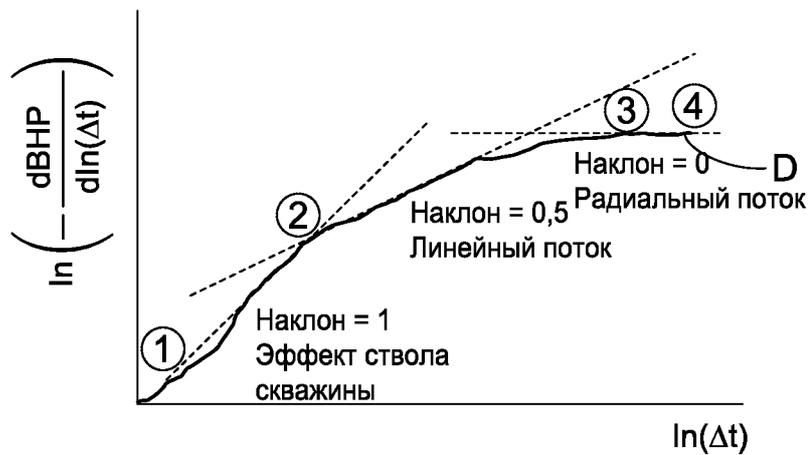
1. Способ определения поперечного перетока в нагнетательной скважине, включающий этапы, согласно которым:
 - 5 (a) нагнетают текучую среду в скважину;
 - (b) закрывают скважину;
 - (c) измеряют давление в скважине;
 - (d) осуществляют построение характеристической кривой; и
 - (e) идентифицируют послеприток.
- 10 2. Способ по п. 1, в котором давление измеряют на устье скважины.
3. Способ по п. 2, в котором давление измеряют непрерывно во время закрытия скважины.
- 15 4. Способ по п. 2 или п. 3, в котором давление измеряют с частотой приблизительно 1 Гц.
5. Способ по любому предыдущему пункту, в котором продолжительность поперечного перетока измеряют на характеристической кривой посредством временного интервала наклона послепритока.
- 20 6. Способ по любому предыдущему пункту, в котором этап (b) представляет собой жесткое закрытие скважины.
- 25 7. Способ по любому предыдущему пункту, в котором при закрытии скважины образуется волна давления гидравлического удара.
8. Способ по п. 7, в котором на этапе (a) вычисляют последний расход нагнетания текучей среды в скважину для обеспечения достаточной амплитуды гидравлического удара без повреждения скважины.
- 30 9. Способ по п. 7 или п. 8, в котором затухание волны давления гидравлического удара анализируют для идентификации наличия заполненности пилотной части ствола скважины.
- 35

10. Способ по п. 9, в котором быстрое затухание волны давления гидравлического удара свидетельствует о том, что пилотная часть ствола скважины наполнена наносной породой.
5
11. Способ по п. 9, в котором отражение волны давления гидравлического удара указывает на отсутствие наносной породы в пилотной части ствола скважины.
12. Способ по любому из пунктов 9 - 11, в котором измерения устьевого давления используют для определения заполнения пилотной части ствола скважины песком и определения поперечного перетока в скважине.
10
13. Способ по любому предыдущему пункту, включающий исходный этап определения уменьшения коэффициента приёмистости при закрытии скважины.
15
14. Способ по любому предыдущему пункту, в котором способ включает следующий этап осуществления анализа прочности песка для определения риска выноса песка.
15. Способ по любому предыдущему пункту, в котором способ включает дополнительные этапы изолирования одного или более интервалов нагнетания и/или применения процедур постепенного закрытия скважины.
20

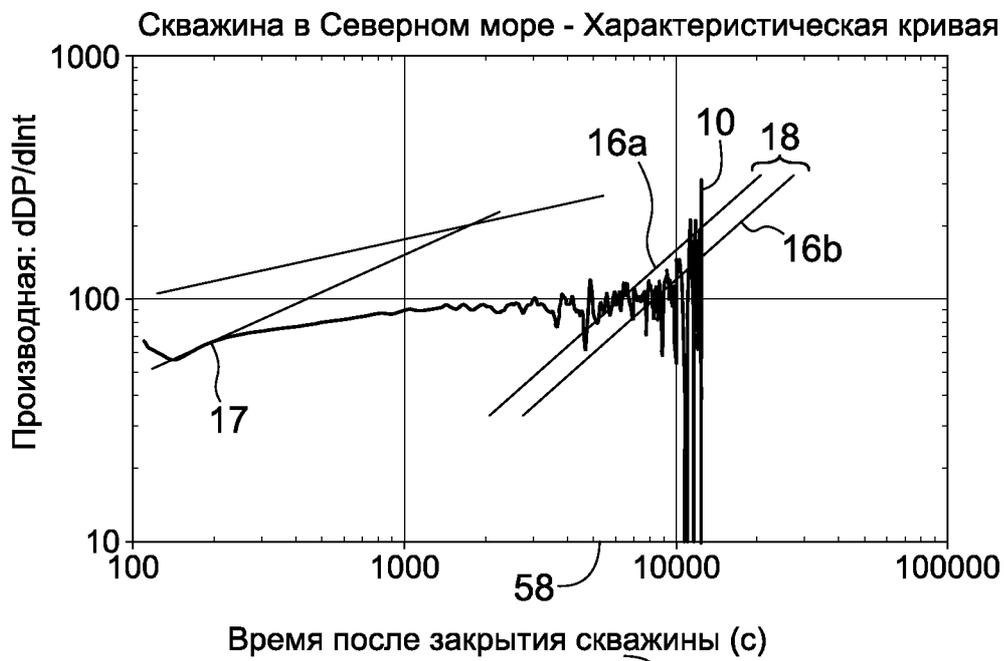
УРОВЕНЬ ТЕХНИКИ



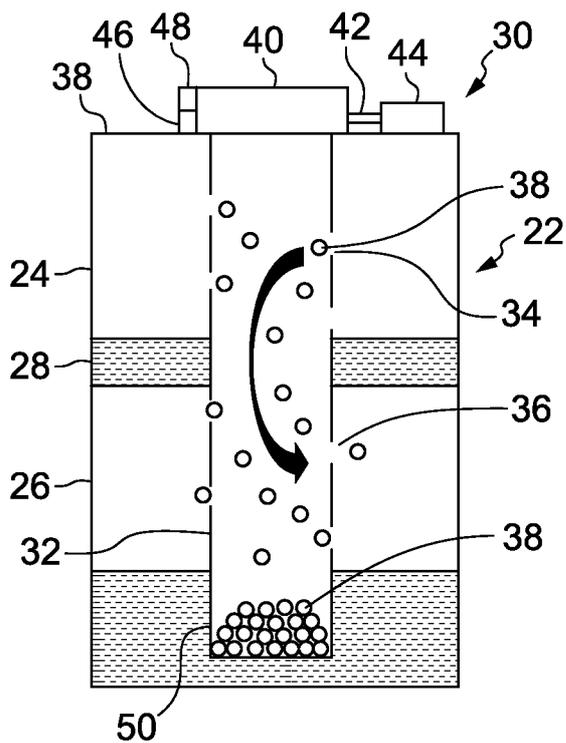
Фиг. 1а



Фиг. 1b

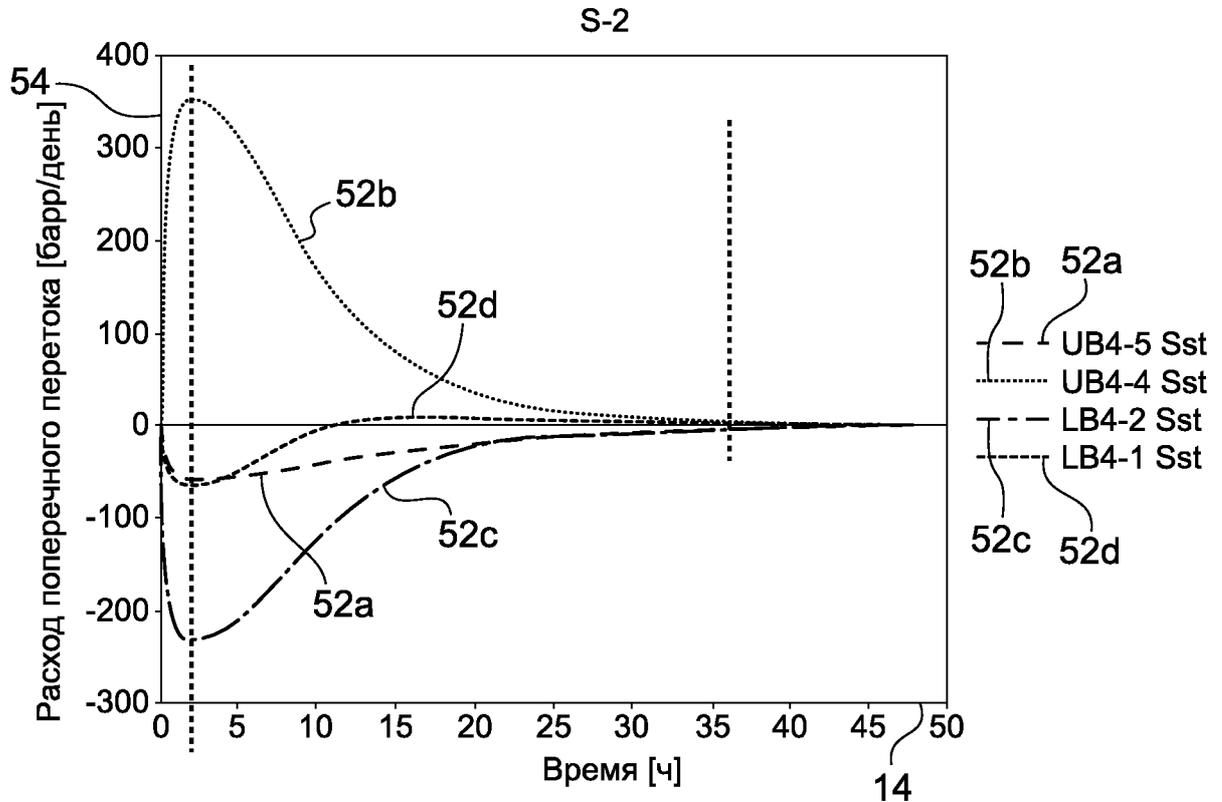


Фиг. 2

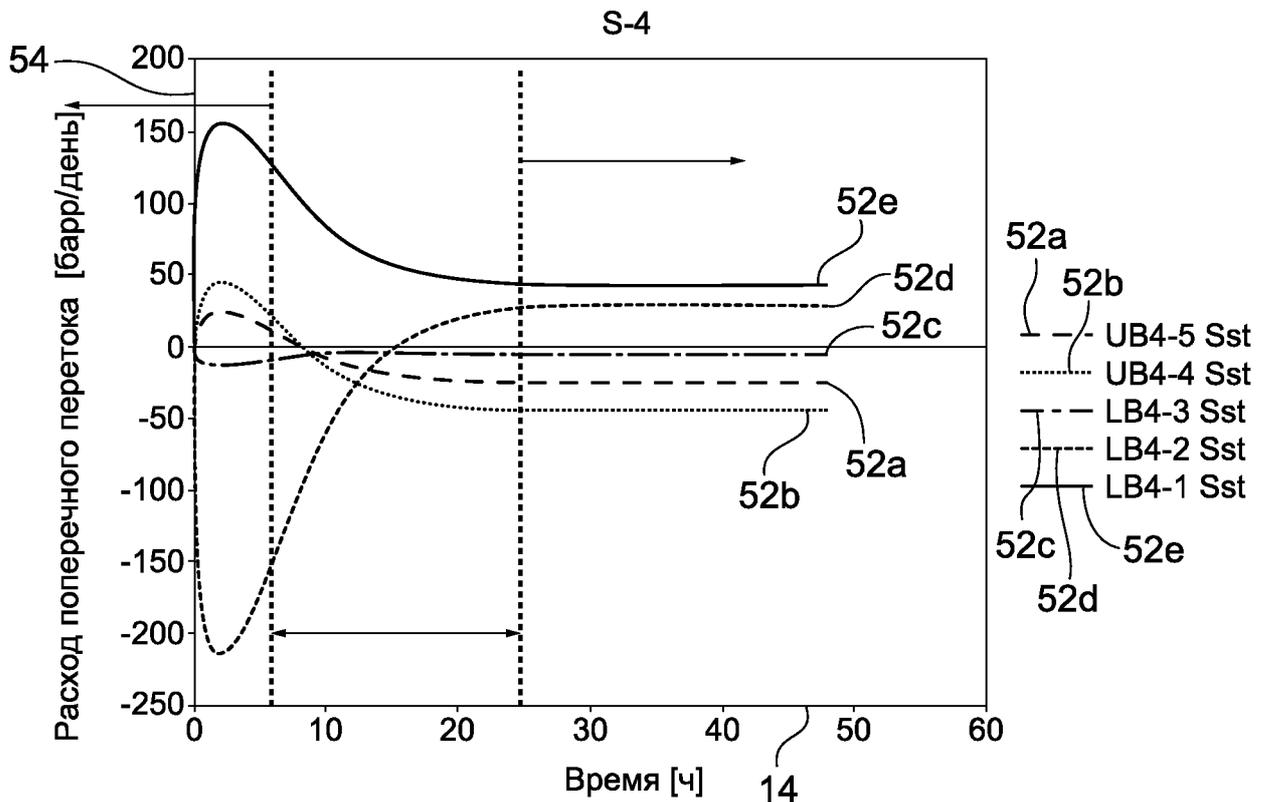


Фиг. 3

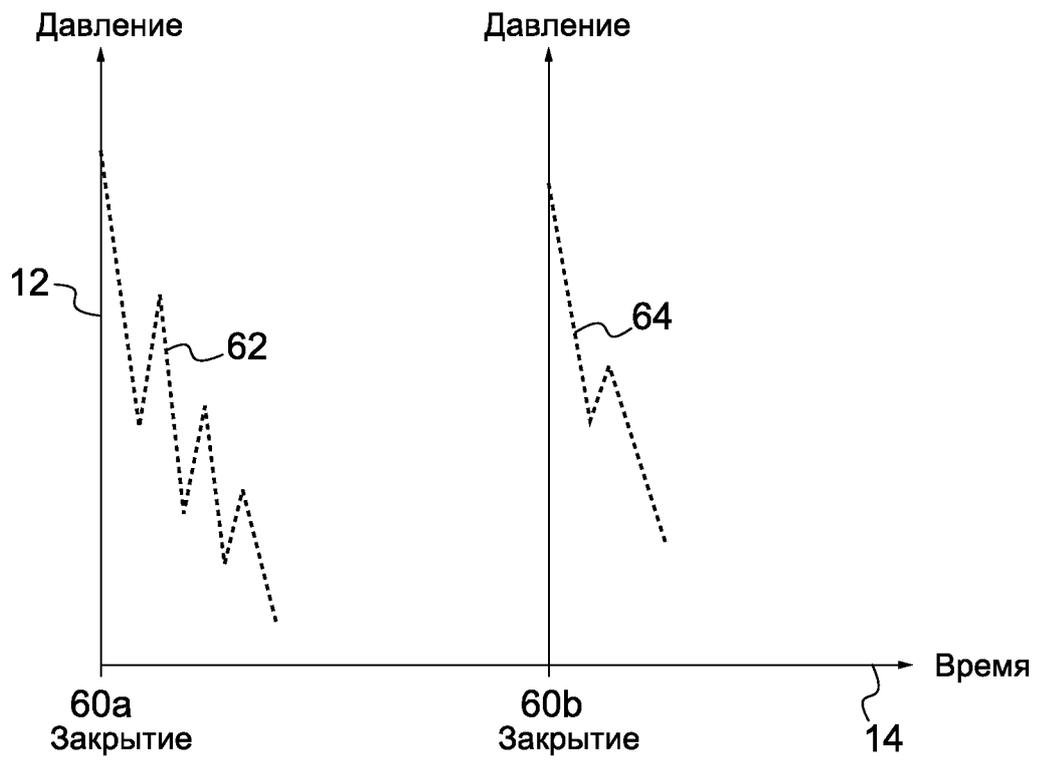
3/4



Фиг. 4



Фиг. 5



Фиг. 6