

**ЗАКЛЮЧЕНИЕ**  
**коллегии палаты по патентным спорам**  
**по результатам рассмотрения  возражения  заявления**

Коллегия в порядке, установленном пунктом 3 статьи 1248 Гражданского кодекса Российской Федерации (далее – Кодекс) и Правилами подачи возражений и заявлений и их рассмотрения в Палате по патентным спорам, утвержденными приказом Роспатента от 22.04.2003 № 56, зарегистрированным в Министерстве юстиции Российской Федерации 08.05.2003 № 4520 (далее – Правила ППС), рассмотрела возражение компании ВЕЛЛТЕК А/С, Дания (далее – заявитель), поступившее 12.12.2016 на решение Федеральной службы по интеллектуальной собственности (Роспатент) от 23.05.2016 об отказе в выдаче патента на изобретение по заявке № 2012155128/03, при этом установлено следующее.

Заявлена группа изобретений «Система контроля скважины», совокупность признаков которой изложена в формуле, представленной в Роспатент в дополнительных материалах от 11.04.2016, в следующей редакции:

«1. Система (1) контроля скважины для получения данных с информацией о нефтеносном и газоносном пласте, например, о положении и количестве газа, нефти и/или воды по мере отвода углеводородов из нефтяного или газового месторождения через обсадную колонну (2) в стволе скважины (3) в пласте (4), где обсадная колонна имеет вертикальную часть вблизи верха (25) и внутреннюю поверхность, причем система содержит:

первый датчик (5) для измерения содержания газа, нефти и/или воды в пласте и

второй датчик (5) для измерения содержания газа, нефти и/или воды в пласте,

отличающаяся тем, что первый и второй датчики размещены, по

крайней мере, частично в стенке обсадной колонны и второй датчик установлен на некотором расстоянии от первого датчика,

причем система дополнительно содержит вторую обсадную колонну (50), размещенную во втором стволе скважины и содержащую:

первый датчик (5) для измерения содержания газа, нефти и/или воды в пласте и

второй датчик (5) для измерения содержания газа, нефти и/или воды в пласте,

причем первый и второй датчики второй обсадной колонны размещены, по крайней мере, частично в стенке второй обсадной колонны и второй датчик установлен на некотором расстоянии от первого датчика,

причем система содержит несколько датчиков с беспроводной связью, размещенных на заданном расстоянии между собой вдоль обсадной колонны до ее верха, причем указанное расстояние определяется промежутком, на котором два таких устройства способны поддерживать беспроводную связь между собой,

причем обеспечена возможность получения приемником (8), находящимся в датчике второй обсадной колонны (50), первого сигнала (7), передаваемого передатчиком (6) датчика (5), находящегося в первой обсадной колонне (2), с обеспечением прохождения сигнала через пласт, информацию о содержании газа, нефти и/или воды в котором необходимо получить.

2. Система контроля скважины по п.1, в которой первый датчик содержит:

по крайней мере один передатчик (6) первого сигнала (7),

по крайней мере один приемник (8), принимающий первый сигнал и/или второй сигнал, и

по крайней мере, одно передающее устройство (9), и

второй датчик содержит:

по крайней мере один передатчик (6) второго сигнала (7),

- по крайней мере один приемник (8) первого и/или второго сигнала, и
- по крайней мере одно передающее устройство (9).

3. Система контроля скважины по п.1, в которой датчики размещены в отверстиях во внутренней поверхности или в сквозном отверстии стенки обсадной колонны.

4. Система контроля скважины по любому из п.1, в которой датчики размещены в стенке обсадной колонны так, что они образуют часть внешней поверхности обсадной колонны и имеют контакт с жидкотекучей средой скважины и/или с пластом.

5. Система контроля скважины по любому из п.1, в которой датчики выступают из внутренней поверхности обсадной колонны в пласт, окружающий обсадную колонну.

6. Система контроля скважины по любому из п.2, в которой в качестве передатчика использован акустический излучатель.

7. Система контроля скважины по п.6, в которой акустический излучатель содержит молоток или груз (41).

8. Система контроля скважины по п.6, в которой акустический излучатель содержит двигатель (44) для оттягивания груза (41) в одном направлении и отпускания груза для выталкивания его пружиной (45) в другом направлении, противоположном первому направлению, в сторону пласта и с упором в пласт.

9. Система контроля скважины по любому из п. 2, в которой в качестве приемника использован акустический приемник (43).

10. Система контроля скважины по любому из п. 9, в которой в качестве акустического приемника использован акселерометр.

11. Система контроля скважины по любому из п. 9 или 10, в которой приемник содержит двигатель (44) для оттягивания акустического приемника (43) в одном направлении и последующего выталкивания его с помощью пружины (57) в другом направлении, противоположном первому

направлению, в сторону пласта и с упором в пласт.

12. Система контроля скважины по п.1 - 4, в которой первый датчик содержит первый электрод (10) и второй электрод (11), обеспечивающие протекание тока от первого ко второму электроду для измерения электрических сопротивления или проводимости пласта для определения содержания в нем газа, нефти и/или воды.

13. Система контроля скважины по любому из пп.1 - 10, в которой датчик содержит микрочип (12) для преобразования измеренных значений сигнала, сопротивления или проводимости в данные и/или для хранения и/или передачи данных и/или сохранения представления данных.

14. Система контроля скважины (1) для получения данных с информацией о нефтеносном и газоносном пласте, например, о положении и количестве газа, нефти и/или воды по мере отвода углеводородов из нефтяного или газового месторождения через обсадную колонну (2) в стволе скважины (3) в пласте (4), где обсадная колонна имеет вертикальную часть вблизи верха (25) и внутреннюю поверхность, причем система содержит:

первый датчик (5) для измерения содержания газа, нефти и/или воды в пласте и

второй датчик (5) для измерения содержания газа, нефти и/или воды в пласте,

отличающаяся тем, что первый и второй датчики размещены, по крайней мере, частично в стенке обсадной колонны и второй датчик установлен на некотором расстоянии от первого датчика,

причем система дополнительно содержит вторую обсадную колонну (50), размещенную во втором стволе скважины и содержащую:

первый датчик (5) для измерения содержания газа, нефти и/или воды в пласте и

второй датчик (5) для измерения содержания газа, нефти и/или воды в

пласте,

причем первый и второй датчики второй обсадной колонны размещены, по крайней мере, частично в стенке второй обсадной колонны и второй датчик установлен на некотором расстоянии от первого датчика,

причем первый датчик содержит, по меньшей мере один передатчик (6) первого сигнала (7), по меньшей мере, один приемник (8), принимающий первый сигнал и/или второй сигнал, и, по меньшей мере, одно передающее устройство (9),

причем второй датчик содержит, по меньшей мере один передатчик (6) второго сигнала (7), по меньшей мере, один приемник (8) первого сигнала и/или второго сигнала, и, по меньшей мере, одно передающее устройство (9),

причем обеспечена возможность получения приемником (8), находящимся в датчике второй обсадной колонны (50), первого сигнала (7), передаваемого передатчиком (6) датчика (5), находящегося в первой обсадной колонне (2), с обеспечением прохождения сигнала через пласт, информацию о содержании газа, нефти и/или воды в котором необходимо получить,

причем система дополнительно содержит, по меньшей мере один прибор (13), содержащий устройство (14) связи для приема данных от передающих устройств при нахождении прибора в обсадной колонне.

15. Система контроля скважины по любому из пп.1 - 10 или 14, дополнительно содержащая, по меньшей мере один прибор (13), включающий в себя акустический излучатель (53), имеющий груз (41), связанный с вращающимся валом (54), приводимым во вращение двигателем (55), установленным в приборе.

16. Система контроля скважины по п.14, в которой прибор дополнительно содержит крепежный узел 40 для фиксации прибора внутри обсадной колонны.

17. Система контроля скважины по п.16, в которой крепежный узел содержит, по меньшей мере первый анкер (56), проходящий в первом

радиальном направлении прибора, и второй анкер (56), проходящий во втором направлении, противоположном первому, анкеры выходят из внешней поверхности корпуса прибора по разному, что обеспечивает эксцентричное крепление прибора по отношению к обсадной трубе.

18. Система контроля скважины по п.17, в которой прибор или устройство связи содержит блок 18 питания для питания датчика.

19. Система контроля скважины по п.17 или 18, в которой блок питания и датчик содержат индуктивную связь (19, 20) для подачи питания от прибора к датчику индукцией.

20. Система контроля скважины по п.19, в которой индуктивную связь используют для передачи данных от датчика к прибору.

21. Система контроля скважины по любому из пп.1 - 10, 14, 16 - 18 или 20, в которой датчик содержит процессор (21) для преобразования измеренных значений сигнала, сопротивления или проводимости в данные и/или для хранения и/или передачи данных и/или сохранения представления данных.

22. Система контроля скважины по любому из пп.2 - 10, 14, 16 - 18 или 20, в которой сигналы формируют акустические излучатели.

23. Система контроля скважины по любому из пп. пп.1 - 10, 14, 16 - 18 или 20, в которой система содержит несколько устройств связи, размещенных на заданном расстоянии друг от друга вдоль обсадной колонны до ее верха, расстояние определяется промежутком, в пределах которого два устройства способны поддерживать беспроводную связь между собой.

24. Система контроля скважины по любому из пп.1 - 10, 14, 16 - 18 или 20, в которой система содержит несколько датчиков с беспроводными средствами связи, размещенными на заданном расстоянии между ними вдоль обсадной колонны до ее верха, расстояние определяется промежутком, в пределах которого два устройства способны поддерживать беспроводную связь между собой.

25. Система контроля скважины по любому из пп.1 - 10, 14, 16 - 18 или 20, в которой система содержит ударное устройство (51), установленное на поверхности или на морском дне для подачи акустических волн в пласт.

26. Система контроля скважины по любому из пп.2 - 10, 14, 16 - 18 или 20, в которой сигнал является низкочастотным акустическим или звуковым сигналом в диапазоне частот 1 Гц-100 кГц, предпочтительно 10-50 кГц, еще лучше 15-35 кГц.

27. Скважинный прибор для считывания данных датчиков в системе контроля скважины по любому из пп.1-26, причем прибор содержит приводные средства, например, колеса для перемещения прибора по обсадной колонне и устройство связи по любому из пп.14-26.

28. Способ установки системы по любому из пп.1-26, включающий в себя шаги:

обеспечение ряда углублений на некотором расстоянии друг от друга в обсадной колонне в скважине, и

размещение датчиков в углублениях в стенке обсадной колонны в системе контроля скважины по любому из пп.1-26.

29. Способ по п.28, дополнительно включающий в себя шаги:

установку прибора в скважине снаружи датчика для передачи данных с информацией о состоянии нефтеносного и газоносного пласта от датчика прибору,

подача питания от прибора датчику,

передача сигнала с помощью передатчика или подача тока от первого электрода,

прием сигнала приемником или прием тока вторым электродом,

преобразование сигнала или тока в данные, и

передача данных от датчика прибору.

30. Способ оптимизации добычи, содержащий шаги:

передача первого сигнала с помощью первого передатчика в датчиках в

системе контроля скважины по любому из пп.1-26,

прием первого сигнала несколькими приемниками,

преобразование первого сигнала в данные,

передача данных от датчика соседнему датчику и устройствам связи по всей длине до поверхности,

передача второго сигнала в заданный интервал времени, отсчитываемый от передачи первого сигнала, с помощью второго передатчика в датчиках,

прием второго сигнала несколькими приемниками,

преобразование второго сигнала в данные, и

передача данных от датчика соседнему датчику и устройствам связи по всей длине до поверхности.

31. Способ оптимизации добычи по п.30, дополнительно включающий в себя шаги:

возбуждение пласта посылаемыми в пласт акустическими волнами одновременно несколькими датчиками для увеличения добычи смеси жидкотекучей среды в скважине,

измерение импульса возбуждения пласта при передаче сигнала одним передатчиком в датчиках,

прием сигнала несколькими приемниками,

преобразование сигнала в данные,

передача данных от датчика соседнему датчику и устройствам связи по всей длине до поверхности.

32. Способ оптимизации добычи по п.30 или 31, дополнительно содержащий шаги опускания скважинного зонда в обсадную колонну и выполнение каротажа для определения содержания газа, нефти и/или воды в жидкотекучей среде в обсадной колонне.

33. Способ оптимизации добычи по любому из пп.30 и 31, дополнительно содержащий шаги сохранения данных, полученных от



датчиков нескольких скважин, и обработки данных в трехмерной модели пласта в части содержания газа, нефти и/или воды в пласте.»

При экспертизе заявки по существу к рассмотрению была принята вышеприведенная формула, характеризующая заявленную группу изобретений.

В решении Роспатента об отказе в выдаче патента от 23.05.2016 приведены следующие источники информации:

описание к патенту РФ - RU 2374440 C2, опубл. 07.07.2005 (далее — [1]);

описание международной заявки ВОИС – WO 98/50680 A1, опубл. 12.11.1998 (далее – [2]);

описание международной заявки ВОИС – WO 00/00850 A1, опубл. 06.01.2000 (далее – [3]);

описание международной заявки ВОИС – WO 03/002850 A1, опубл. 09.01.2003 (далее – [4]);

описание к авторскому свидетельству СССР – SU 265804 A1, опубл. 17.03.1970 (далее – [5]);

описание к евразийскому патенту – EA 009357 B1, опубл. 28.12.2007 (далее – [6]);

описание к евразийскому патенту – EA 11736 B1, опубл. 28.04.2009 (далее – [7]);

описание к патенту РФ — RU 2236549 C2, опубл. 20.09.2004 (далее - [8]).

При этом в решении Роспатента отмечается, что каждое из изобретений, входящих в группу изобретений, раскрытую в вышеприведенной формуле, не соответствует условию патентоспособности

«изобретательский уровень» ввиду очевидности для специалиста заявленных технических решений из документов [1] - [8].

На решение об отказе в выдаче патента на изобретение в соответствии с пунктом 3 статьи 1387 Кодекса поступило возражение, в котором заявитель выражает несогласие с выводом упомянутого решения. В частности, заявитель не согласен с тем, что из документа [1] известны такие признаки изобретения по независимому пункту 1 формулы как «система содержит несколько датчиков с беспроводной связью, размещенных на заданном расстоянии между собой вдоль обсадной колонны до ее верха, причем указанное расстояние определяется промежутком, на котором два таких устройства способны поддерживать беспроводную связь между собой». По мнению заявителя, указанные признаки также не известны и из документов [2] - [8], а также не подтверждена известность влияния данных признаков на указанный в документах заявки технический результат. Кроме того, как подчеркивает заявитель, в противопоставленных документах не приведено подтверждение известности влияния отличительных признаков по независимым пунктам 14 и 27, 28 и 30 формулы на указанный в документах заявки технический результат. В связи с этим заявитель в возражении сделал вывод, что все заявленные изобретения не следуют явным образом из уровня техники и соответственно отвечают условию патентоспособности «изобретательский уровень».

С учетом даты подачи заявки (31.05.2011) правовая база для оценки патентоспособности заявленного изобретения включает Кодекс и Административный регламент исполнения Федеральной службой по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам государственной функции по организации приема заявок на изобретение и их рассмотрения, экспертизы и выдачи в установленном порядке патентов Российской Федерации на изобретение, утвержденный приказом

Министерства образования и науки Российской Федерации от 29.10.2008 №327, зарегистрированный в Министерстве юстиции Российской Федерации 20.02.2009 №13413 (далее – Регламент ИЗ).

В соответствии с пунктом 1 статьи 1350 Кодекса изобретению предоставляется правовая охрана, если оно является новым, имеет изобретательский уровень и промышленно применимо.

В соответствии с пунктом 2 статьи 1350 Кодекса изобретение имеет изобретательский уровень, если для специалиста оно явным образом не следует из уровня техники.

Согласно подпункту 3 пункта 24.5.3 Регламента ИЗ не признаются соответствующими условию изобретательского уровня изобретения, основанные на дополнении известного средства какой-либо известной частью, присоединяемой к нему по известным правилам, если подтверждена известность влияния такого дополнения на достигаемый технический результат.

При этом согласно подпункту 2 пункта 24.5.3 Регламента ИЗ проверка изобретательского уровня может быть выполнена по следующей схеме:

определение наиболее близкого аналога;

выявление признаков, которыми заявленное изобретение, охарактеризованное в независимом пункте формулы, отличается от наиболее близкого аналога (отличительных признаков);

выявление из уровня техники решений, имеющих признаки, совпадающие с отличительными признаками рассматриваемого изобретения;

анализ уровня техники с целью подтверждения известности влияния признаков, совпадающих с отличительными признаками заявленного изобретения, на указанный заявителем технический результат.

Согласно подпункту 2 пункта 24.5 Регламента ИЗ в том случае, когда в предложенной заявителем формуле содержится признак, выраженный альтернативными понятиями, проверка патентоспособности проводится в

отношении каждой совокупности признаков, включающий одно из таких понятий.

Согласно подпункту 3 пункта 24.5.4 Регламента ИЗ если заявлена группа изобретений, проверка патентоспособности проводится в отношении каждого из входящих в нее изобретений. Патентоспособность группы изобретений может быть признана только тогда, когда патентоспособны все изобретения группы.

Согласно подпункту 4 пункта 24.9 Регламента ИЗ если установлено, что одна из совокупностей признаков, включающих разные альтернативные признаки, признана не соответствующей условиям патентоспособности и заявитель отказывается скорректировать или исключить из формулы характеристику этого изобретения, принимается решение об отказе в выдаче патента. При этом в решении подтверждается патентоспособность другого изобретения, в отношении которого получен такой вывод.

Согласно пункту 4.9 Правил ППС при рассмотрении возражения коллегия вправе предложить лицу, подавшему заявку на выдачу патента на изобретение, внести изменения в формулу изобретения, если эти изменения устраняют причины, послужившие единственным основанием для вывода о несоответствии рассматриваемого объекта условиям патентоспособности.

Согласно пункту 5.1 Правил ППС в случае если заявителем по предложению коллегии внесены изменения в формулу изобретения, решение Палаты по патентным спорам должно быть принято с учетом результатов дополнительного информационного поиска, проведенного в полном объеме.

Существо заявленного изобретения выражено в приведенной выше формуле, которую коллегия принимает к рассмотрению.

Анализ доводов, содержащихся в решении Роспатента и в возражении, показал следующее.

Источники информации [1] - [8] были опубликованы до даты приоритета заявленного изобретения, т.е. могут быть включены в уровень

техники для целей проверки соответствия заявленных изобретений условию патентоспособности «изобретательский уровень».

Анализ сведений, содержащихся в патенте [1], показал, что охарактеризованное в нем изобретение является средством того же назначения, что и первый объект изобретения, приведенный в независимом пункте 1 формулы.

Как справедливо отмечено в решении Роспатента об отказе в выдаче патента, в патенте [1] раскрыта система контроля скважины для получения данных с информацией о нефтеносном и газоносном пласте (см. реферат), например, о положении и количестве газа, нефти и/или воды по мере отвода углеводородов из нефтяного или газового месторождения через обсадную колонну в стволе скважины в пласте (см. строки 5 – 14 стр. 13 описания), где обсадная колонна имеет вертикальную часть вблизи верха и внутреннюю поверхность (см. фиг. 18 - 20), которая содержит:

первый датчик для измерения содержания газа, нефти и/или воды в пласте и второй датчик для измерения содержания газа, нефти и/или воды в пласте (см. строки 11 – 32 описания, фиг. 2),

при этом первый и второй датчики размещены, по крайней мере, частично в стенке обсадной колонны и второй датчик установлен на некотором расстоянии от первого датчика пласте (см. строки 11 – 32 описания, фиг. 2).

Также можно согласиться с выводом, приведенном в решении Роспатента, о том, что из заявки [2] известна следующая совокупность признаков:

«система дополнительно содержит вторую обсадную колонну, размещенную во втором стволе скважины (см. например, фиг. 2 или 4) и содержащую: первый датчик для измерения содержания газа, нефти и/или воды в пласте и второй датчик для измерения содержания газа, нефти и/или воды в пласте, которые аналогичны по конструкции и месту установки

датчикам первой обсадной колонны (см. стр. 13 строку 18 – строки 17 стр. 15),

причем обеспечена возможность получения приемником, находящимся в датчике второй обсадной колонны, первого сигнала, передаваемого передатчиком датчика, находящегося в первой обсадной колонне, с обеспечением прохождения сигнала через пласт, информацию о содержании газа, нефти и/или воды в котором необходимо получить (см. стр. 20 строки 5 – 8, фиг. 4)».

В то же время, как справедливо подчеркивает заявитель, система контроля скважины, раскрытая в документе [1] не может быть охарактеризована таким признаком как «система содержит несколько датчиков с беспроводной связью, размещенных на заданном расстоянии между собой вдоль обсадной колонны до ее верха, причем указанное расстояние определяется промежутком, на котором два таких устройства способны поддерживать беспроводную связь между собой». Действительно в патенте [1] датчики, размещенные во вставках (11), не передают измерительную информацию от одного к другому вплоть до верха скважины. В системе контроля скважины, раскрытой в патенте [1], информация, зарегистрированная сенсорными вставками (11), передается по радиоканалу к подвешенному на тросе инструменту 22, который поочередно опрашивает датчики, а затем с записанной на него информацией поднимается на поверхность (см. стр. 8 строки 33 – 43 описания, фиг. 2).

Указанный признак также не известен из документов [2] – [8], приведенных в решении об отказе в выдаче патента от 23.05.2016.

Таким образом, поскольку из противопоставленных документов не известна вся совокупность признаков независимого пункта 1 формулы, нельзя признать правомерным сделанный в решении Роспатента вывод о том, что изобретение по независимому пункту 1 формулы не отвечает условию патентоспособности «изобретательский уровень».

Аналогичный вывод может быть сделан и в отношении изобретения по независимому пункту 14 формулы.

Как справедливо отмечено в решении Роспатента об отказе в выдаче патента, в документе [1] раскрыта система контроля скважины для получения данных с информацией о нефтеносном и газоносном пласте (см. реферат), например, о положении и количестве газа, нефти и/или воды по мере отвода углеводородов из нефтяного или газового месторождения через обсадную колонну в стволе скважины в пласте (см. строки 5 – 14 стр. 13 описания), где обсадная колонна имеет вертикальную часть вблизи верха и внутреннюю поверхность (см. фиг. 18 - 20), которая содержит:

первый датчик для измерения содержания газа, нефти и/или воды в пласте и второй датчик для измерения содержания газа, нефти и/или воды в пласте (см. строки 11 – 32 описания, фиг. 2),

при этом первый и второй датчики размещены, по крайней мере, частично в стенке обсадной колонны и второй датчик установлен на некотором расстоянии от первого датчика пласте (см. строки 11 – 32 описания, фиг. 2),

причем система дополнительно содержит, по меньшей мере один прибор, содержащий устройство связи для приема данных от передающих устройств при нахождении прибора в обсадной колонне (см. стр. 8 строки 24 – 43, фиг. 2, 7).

Также в решении Роспатента об отказе в выдаче патента справедливо отмечено, что из заявки [2] известна следующая совокупность признаков:

«система дополнительно содержит вторую обсадную колонну, размещенную во втором стволе скважины (см. например, фиг. 2 или 4) и содержащую: первый датчик для измерения содержания газа, нефти и/или воды в пласте и второй датчик для измерения содержания газа, нефти и/или

воды в пласте, которые аналогичны по конструкции и месту установки датчикам первой обсадной колонны (см. стр. 13 строку 18 – строки 17 стр. 15),

причем обеспечена возможность получения приемником, находящимся в датчике второй обсадной колонны, первого сигнала, передаваемого передатчиком датчика, находящегося в первой обсадной колонне, с обеспечением прохождения сигнала через пласт, информацию о содержании газа, нефти и/или воды в котором необходимо получить (см. стр. 20 строки 5 – 8, фиг. 4)».

Однако не представляется возможным согласиться с выводом, приведенным в решении Роспатента, что из заявки [3] известны такие признаки как «первый датчик содержит, по меньшей мере, один передатчик (6) первого сигнала (7), по меньшей мере, один приемник (8), принимающий первый сигнал и/или второй сигнал, и, по меньшей мере, одно передающее устройство (9), и «второй датчик содержит, по меньшей мере один передатчик (6) второго сигнала (7), по меньшей мере, один приемник (8) первый сигнал и/или второго сигнала, и, по меньшей мере, одно передающее устройство (9)». В указанной заявке раскрыта обсадная колонна, снабженная множеством приемных датчиков удельного сопротивления (5a, 5b, ...5n). Однако, как справедливо отмечает в возражении заявитель, в заявке [3] не содержится сведений, раскрывающих возможность передачи сигнала от одного датчика к другому. Указанные датчики только принимают сигнал единого передатчика, расположенного в верхней части обсадной колонны (см. стр. 7 строки 5 – 29, фиг. 2A).

Таким образом, поскольку из противопоставленных документах не известна вся совокупность признаков независимого пункта 14 формулы, нельзя признать правомерным сделанный в решении Роспатента вывод о том, что изобретение по независимому пункту 14 формулы не отвечает условию патентоспособности «изобретательский уровень».



Поскольку независимые пункты 27, 28 и 30 формулы включают в себя всю совокупность признаков независимого пункта 1 или независимого пункта 14, которые, как было показано выше, не следуют для специалиста явным образом, из приведенных в решении Роспатента об отказе в выдаче патента источников информации, то аналогичный вывод может быть сделан и в отношении независимых пунктов 27, 28 и 30 формулы. Соответственно в вышеупомянутом решении об отказе выдаче патента также неверно сделан вывод о том, что изобретения, раскрытые в данных пунктах формулы не отвечают условию патентоспособности «изобретательский уровень».

В связи с тем, что, как было установлено на заседании коллегии от 14.03.2017, информационный поиск по данной заявке был проведен не в полном объеме в соответствии с пунктом 5.1 Правил ППС, данная заявка была направлена для проведения дополнительного информационного поиска.

По результатам проведения дополнительного поиска 08.06.2017 был представлен отчет о дополнительном информационном поиске и соответствующее заключение.

В заключении экспертизы, представленном по результатам дополнительного информационного поиска в дополнение к вышеупомянутым документам [1], [2], [4] – [8], приведено четыре новых источника информации: патент US 5829520 A, опубликованный 03.11.1998 (далее – [9]), заявка US 2003/0047308 A1, опубликованная 13.03.2003 (далее – [10]), заявка RU 2008101909 A1, опубликованная 27.07.2009 (далее – [11]) и авторское свидетельство SU 1347744 A1, опубликованное 30.04.1995 (далее – [12]). При этом в заключении, прилагаемом к указанному отчету об информационном поиске, отмечено, что каждое из изобретений заявленной группы изобретений, охарактеризованное представленной заявителем формулой, не отвечает условию патентоспособности «изобретательский уровень».

Как отмечается в указанном заключении, совокупность признаков независимого пункта 1 известна из документов [2] и [9] (или [11]), совокупность признаков независимого пункта 14 известна из документов [1] и [2] в части первого альтернативного варианта исполнения и документов [10] и [2] в части второго альтернативного варианта исполнения, совокупность признаков независимого пункта 27 формулы известна из документов [1] и [8], совокупность признаков независимого пункта 28 формулы известна из документа [1] с учетом известности [2], [9] и [10], совокупность признаков независимого пункта 30 формулы известна из документов [2], [11] и [12].

Заявитель на заседании коллегии от 16.11.2018 представил отзыв на заключение экспертизы и результаты дополнительного поиска, в котором указал, что не согласен с выводом, содержащимся в заключении, о том, что в документе [2] раскрыты датчики, которые содержат приемник и передатчик сигнала, а также подчеркнул, что такие датчики находятся вне обсадных колонн. Также заявитель дополнительно указал на то, что документ [9] не раскрывает признак наличия нескольких датчиков с беспроводной связью, размещенных на заданном расстоянии между собой вдоль обсадной колонны до ее верха. Также, по мнению заявителя, данный признак в части использования беспроводной передачи данных не известен и из документа [11].

На основании вышеизложенного заявитель в вышеуказанном отзыве делает вывод, что из противопоставленных документов не известна вся совокупность признаков независимых пунктов 1 и 14 формулы, в связи с чем изобретения по указанным пунктам формулы отвечают условию патентоспособности «изобретательский уровень». Также заявитель подчеркивает, что поскольку независимые пункты 27, 28 и 30 формулы содержат отсылку на независимые пункты 1 и 14, т.е. содержат в себе всю совокупность признаков этих пунктов, изобретения по независимым пунктам

27, 28 и 30 формулы также не известны из уровня техники и соответственно отвечают условию патентоспособности «изобретательский уровень».

Проанализировав документы, приведенные в заключение экспертизы и результаты дополнительного поиска, а также заслушав стороны коллегия установила следующее.

Как справедливо показано в заключении, из документа [2] известна система контроля скважины для получения данных с информацией о нефтеносном и газоносном пласте, например, о положении и количестве газа, нефти и/или воды по мере отвода углеводородов из нефтяного или газового месторождения через обсадную колонну в стволе скважины в пласте (см. реферат и стр. 12 строки 1 - 3), где обсадная колонна имеет вертикальную часть вблизи верха и внутреннюю поверхность (см. фиг. 2), которая содержит:

первый датчик (40) для измерения содержания газа, нефти и/или воды в пласте и

второй датчик (40) для измерения содержания газа, нефти и/или воды в пласте,

при этом первый и второй датчики размещены, по крайней мере, частично в стенке обсадной колонны и второй датчик установлен на некотором расстоянии от первого датчика (см. стр. 10, строки 8 — 9, фиг. 2),

причем система дополнительно содержит вторую обсадную колонну, размещенную во втором стволе скважины и содержащую:

первый датчик (40) для измерения содержания газа, нефти и/или воды в пласте и

второй датчик (40) для измерения содержания газа, нефти и/или воды в пласте,

причем первый и второй датчики второй обсадной колонны размещены, по крайней мере, частично в стенке второй обсадной колонны и

второй датчик установлен на некотором расстоянии от первого датчика (см. стр. 10, строки 8 — 9, фиг. 2),

причем обеспечена возможность получения приемником, находящимся в датчике второй обсадной колонны, первого сигнала, передаваемого передатчиком датчика, находящегося в первой обсадной колонне, с обеспечением прохождения сигнала через пласт, информацию о содержании газа, нефти и/или воды в котором необходимо получить.

В альтернативном варианте исполнения технического решения, раскрытого в [2], вместо волоконно-оптических датчиков (40) могут использоваться активный чувствительный элемент, содержащий приемник акустического сигнала (272) и генератор (передатчик) акустического сигнала (274). При этом в рассматриваемом техническом решении, также как и в заявленном изобретении, обеспечена возможность передавать акустический сигнал от передатчика (274) чувствительного элемента одной обсадной колонны через продуктивный пласт к приемнику (272) чувствительного элемента другой обсадной колонны (см. стр. 20 строки 1 — 5, фиг. 4).

Однако содержащийся в заключении вывод о том, что из документа [9] известен признак «система для контроля скважины, которая содержит датчики с беспроводной связью, размещенных на заданном расстоянии между собой вдоль обсадной колонны до ее верха, причем указанное расстояние определяется промежутком, на котором два таких устройства способны поддерживать беспроводную связь между собой» не является верным. Анализ технического решения, раскрытого в [9], показал, что в нем не реализована беспроводная передача информации от одного сенсорного прибора к другому вплоть до самого верха скважины. Как справедливо отмечает заявитель в отзыве к возражению, сенсорные приборы (26) могут с помощью проводов или беспроводным образом передавать информацию к скважинному контроллеру (150) (см. см. колонку 10 строки 34 - 48). Однако при этом нигде

в материалах документа [9] не содержится сведений, что сенсорные приборы (26) или входящие в их состав датчики (136) могут ретранслировать сигнал от одного к другому. Более того, сенсорные приборы (126) расположены только в продуктивном пласте (24) (см. фиг. 1), а в документе [9] отсутствуют сведения о том, что указанные сенсорные приборы могут быть расположены также и в верхней части обсадной колонны. А следовательно они априори не могут использоваться в качестве средств обеспечения связи до верха обсадной колонны.

Рассматриваемый признак «система для контроля скважины, которая содержит датчики с беспроводной связью, размещенных на заданном расстоянии между собой вдоль обсадной колонны до ее верха, причем указанное расстояние определяется промежутком, на котором два таких устройства способны поддерживать беспроводную связь между собой», вопреки мнению экспертизы, также не известен и из документа [11]. Анализ технического решения, раскрытого в данном документе показал, что нем реализована только проводная связь между отдельными модемами, передающими информацию вверх по скважине, используя для этого непосредственно проводящие трубы обсадной колонны (см. параграф [0046] с учетом сведений, приведенных в параграфах [0040] и [0061]).

Указанный признак «система для контроля скважины, которая содержит датчики с беспроводной связью, размещенных на заданном расстоянии между собой вдоль обсадной колонны до ее верха, причем указанное расстояние определяется промежутком, на котором два таких устройства способны поддерживать беспроводную связь между собой» также не известен и из остальных документов, приведенных в отчете о дополнительном информационном поиске.

В связи с этим можно констатировать, что из уровня техники неизвестна вся совокупность признаков независимого пункта 1 формулы, а

следовательно данный объект изобретения отвечает условию патентоспособности «изобретательский уровень», как это предусмотрено п. 2 ст. 1350 Кодекса.

В отношении независимого пункта 14 формулы в заключении о дополнительном информационном поиске от 08.06.2017 справедливо отмечено, что из документа [1] известна следующая совокупность признаков данного пункта формулы:

Система контроля скважины для получения данных с информацией о нефтеносном и газоносном пласте (см. реферат), например, о положении и количестве газа, нефти и/или воды по мере отвода углеводородов из нефтяного или газового месторождения через обсадную колонну в стволе скважины в пласте (см. строки 5 – 14 стр. 13 описания), где обсадная колонна имеет вертикальную часть вблизи верха и внутреннюю поверхность (см. фиг. 18 - 20), которая содержит:

первый датчик для измерения содержания газа, нефти и/или воды в пласте и второй датчик для измерения содержания газа, нефти и/или воды в пласте (см. строки 11 – 32 описания, фиг. 2),

при этом первый и второй датчики размещены, по крайней мере, частично в стенке обсадной колонны и второй датчик установлен на некотором расстоянии от первого датчика пласте (см. строки 11 – 32 описания, фиг. 2),

причем система дополнительно содержит, по меньшей мере один прибор, содержащий устройство связи для приема данных от передающих устройств при нахождении прибора в обсадной колонне (см. стр. 8 строки 24 – 43, фиг. 2, 7),

Помимо вышеупомянутых признаков в независимом пункте 14 формулы содержится еще два признака «причем первый датчик содержит, по

меньшей мере один передатчик (6) первого сигнала (7), по меньшей мере, один приемник (8), принимающий первый сигнал и/или второй сигнал, и, по меньшей мере, одно передающее устройство (9)» и «причем второй датчик содержит, по меньшей мере один передатчик (6) второго сигнала (7), по меньшей мере, один приемник (8) первого сигнала и/или второго сигнала, и, по меньшей мере, одно передающее устройство (9)», которые выражены альтернативными понятиями.

В соответствии с подпунктом 2 пункта 24.5 Регламента ИЗ в том случае, когда в предложенной заявителем формуле содержится признак, выраженный альтернативными понятиями, проверка патентоспособности проводится в отношении каждой совокупности признаков, включающий одно из таких понятий.

В отношении совокупности признаков, предполагающей использование первой альтернативы, содержащейся в первом из указанных признаков «причем первый датчик содержит, по меньшей мере один передатчик (6) первого сигнала (7), по меньшей мере, один приемник (8), принимающий первый сигнал, и, по меньшей мере, одно передающее устройство (9)», и второй альтернативы, содержащейся во втором из указанных признаков «причем второй датчик содержит, по меньшей мере один передатчик (6) второго сигнала (7), по меньшей мере, один приемник (8) второго сигнала, и, по меньшей мере, одно передающее устройство (9)», в заключении правомерно сделан вывод, что из документа [1] известны данные альтернативы рассматриваемых признаков.

Так стр. 13, строки 26 – 45 и фиг. 12 патента [1] наглядно показано, что сенсорная вставка 11 содержит как эмитирующий электрод 94, по существу являющийся передатчиком измерительного сигнала, так и измерительные электроды 92, являющиеся приемниками сигнала, излучаемого передающим электродом 94 этой сенсорной сборки. При этом на стр. 8 строках 30 – 43 и фиг. 2 дополнительно показано, что сенсорная вставка 11 оснащена

передающим устройством, которое передает зарегистрированную информацию на опрашивающий инструмент 22. Следовательно, если рассматривать сенсорную вставку 11 в качестве первого датчика, можно сделать вывод, что она включает в себя такие элементы как передатчик первого сигнала, приемник, принимающий указанный первый сигнал, и передающее устройство. Поскольку все датчики - сенсорные вставки 11 идентичны по конструкции друг другу, второму датчику будут присущи те же конструктивные особенности, что и первому датчику.

Второй объект, охарактеризованный независимым пунктом 14 формулы изобретения, отличается от устройства, раскрытого в документе [1] тем, что «система дополнительно содержит вторую обсадную колонну, размещенную во втором стволе скважины и содержащую: первый датчик для измерения содержания газа, нефти и/или воды в пласте и второй датчик для измерения содержания газа, нефти и/или воды в пласте, которые аналогичны по конструкции и месту установки датчикам первой обсадной колонны, причем обеспечена возможность получения приемником, находящимся в датчике второй обсадной колонны, первого сигнала, передаваемого передатчиком датчика, находящегося в первой обсадной колонне, с обеспечением прохождения сигнала через пласт, информацию о содержании газа, нефти и/или воды в котором необходимо получить».

Как справедливо отмечено в заключении от 08.06.2017 данные признаки известны из заявки [2]:

«система дополнительно содержит вторую обсадную колонну, размещенную во втором стволе скважины (см. например, фиг. 2 или 4) и содержащую: первый датчик для измерения содержания газа, нефти и/или воды в пласте и второй датчик для измерения содержания газа, нефти и/или воды в пласте, которые аналогичны по конструкции и месту установки датчикам первой обсадной колонны (см. стр. 13 строку 18 – строки 17 стр.



15),

причем обеспечена возможность получения приемником, находящимся в датчике второй обсадной колонны, первого сигнала, передаваемого передатчиком датчика, находящегося в первой обсадной колонне, с обеспечением прохождения сигнала через пласт, информацию о содержании газа, нефти и/или воды в котором необходимо получить (см. стр. 20 строки 5 – 8, фиг. 4)».

При этом также можно констатировать, что от реализации указанных отличительных признаков будет обеспечиваться тот же технический результат, что и указанный заявителем в материалах заявки «разработка способа и системы для получения данных о нефтеносном и газоносном пласте, включая положение и количество газа, нефти и воды по мере выкачивания углеводородов из нефтяного или газового месторождения» (см. в частности, стр. 5 строку 10 — стр. 6 стр.7 описания [2], где отмечено, что рассматриваемое устройство позволяет в режиме реального времени отслеживать множество различных параметров в скважине, характеризующих количество нефти, воды и газа и соответственно обновлять карту подземной формации).

Таким образом, приведенный в заключении о проведении дополнительного информационного поиска от 08.06.2017 вывод о том, что изобретение по независимому пункту 14 формулы в части альтернатив «причем первый датчик содержит, по меньшей мере один передатчик (6) первого сигнала (7), по меньшей мере, один приемник (8), принимающий первый сигнал, и, по меньшей мере, одно передающее устройство (9)» и «причем второй датчик содержит, по меньшей мере один передатчик (6) второго сигнала (7), по меньшей мере, один приемник (8) второго сигнала, и, по меньшей мере, одно передающее устройство (9)» не отвечает условию патентоспособности «изобретательский уровень» является правомерным.

Что же касается той совокупности признаков, которая предполагает использование второй и третьей альтернатив, содержащихся в признаке «причем первый датчик содержит, по меньшей мере один передатчик (6) первого сигнала (7), по меньшей мере, один приемник (8), принимающий первый сигнал и/или второй сигнал, и, по меньшей мере, одно передающее устройство (9)», и первой и третьей альтернатив, содержащихся в признаке «причем второй датчик содержит, по меньшей мере один передатчик (6) второго сигнала (7), по меньшей мере, один приемник (8) первого сигнала и/или второго сигнала, и, по меньшей мере, одно передающее устройство (9)», то вывод об известности указанных признаков из документа [10] не является верным. Анализ указанного документа не выявил сведений, которые указывали бы на то, что система управления параметрами бурения, раскрытая в [10], содержит два идентичных датчика, каждый из которых содержит передатчик, приемник и передающее устройство, такие, что передатчик одного датчика будет генерировать сигнал, который принимается только приемником другого датчика, и наоборот, а передающее устройство, передает зарегистрированную таким образом информацию, беспроводным образом на средство сбора информации.

Рассматриваемые альтернативы «причем первый датчик содержит, по меньшей мере один передатчик (6) первого сигнала (7), по меньшей мере, один приемник (8), принимающий второй сигнал или первый и второй сигналы, и, по меньшей мере, одно передающее устройство (9)», и первой и третьей альтернатив, содержащихся в признаке «причем второй датчик содержит, по меньшей мере один передатчик (6) второго сигнала (7), по меньшей мере, один приемник (8) первого сигнала или первого и второго сигналов, и, по меньшей мере, одно передающее устройство (9)» также не известны и из остальных документов, приведенных в отчете о дополнительном информационном поиске.

В связи с этим можно констатировать, что из уровня техники

неизвестна вся совокупность признаков независимого пункта 14 формулы в части альтернатив «причем первый датчик содержит, по меньшей мере один передатчик (6) первого сигнала (7), по меньшей мере, один приемник (8), принимающий второй сигнал или первый и второй сигналы, и, по меньшей мере, одно передающее устройство (9)» и «причем второй датчик содержит, по меньшей мере один передатчик (6) второго сигнала (7), по меньшей мере, один приемник (8) первого сигнала или первого и второго сигналов, и, по меньшей мере, одно передающее устройство (9)», а следовательно данный объект изобретения в части вышеуказанных альтернатив отвечает условию патентоспособности «изобретательский уровень», как это предусмотрено п. 2 ст. 1350 Кодекса.

Анализ третьего и четвертого объектов изобретения, раскрытых соответственно в независимых пунктах 27 и 28 формулы, показал, что в случае выбора в рассматриваемых альтернативных признаках таких альтернатив как «причем первый датчик содержит, по меньшей мере один передатчик (6) первого сигнала (7), по меньшей мере, один приемник (8), принимающий первый сигнал, и, по меньшей мере, одно передающее устройство (9)» и «причем второй датчик содержит, по меньшей мере один передатчик (6) второго сигнала (7), по меньшей мере, один приемник (8) второго сигнала, и, по меньшей мере, одно передающее устройство (9)», также не могут быть признаны соответствующими условию патентоспособности «изобретательский уровень».

Учитывая, что изобретение, раскрытое в независимом пункте 27 может быть осуществлено в системе контроля по любому из пунктов 1 - 26 (например, по п. 14) и может использовать при этом устройство связи по любому из п.п. 14 - 26 (например, по п. 14), и при этом из уровня техники известен скважинный прибор для считывания данных датчиков в системе контроля скважины, который содержит приводные средства, например колеса

для перемещения прибора по обсадной колонне, и устройство связи (см. например, патент [8], стр. 5, правую колонку, строки 9 - 22, фиг. 1, 2), можно сделать вывод, что данное изобретение в части указанных выше альтернатив не отвечает условию патентоспособности «изобретательский уровень».

Аналогично, учитывая, что изобретение, раскрытое в независимом пункте 28 может быть осуществлено в системе контроля скважины по любому из пунктов 1 - 26 (например, по п. 14), и при этом из уровня техники известен способ установки системы контроля скважины, включающий в себя такие шаги как: обеспечение ряда углублений на некотором расстоянии друг от друга в обсадной колонне скважины и размещение датчиков в углубления в стенке обсадной колонны в системе контроля скважины (см. например, патент [1], стр. 4 строки 23 - 33, стр. 6 строки 10 - 23. фиг. 2) можно сделать вывод, что данное изобретение в части указанных выше альтернатив не отвечает условию патентоспособности «изобретательский уровень».

В то же время в случае выбора в вышеуказанных альтернативных признаках либо альтернативы «причем первый датчик содержит, по меньшей мере один передатчик (6) первого сигнала (7), по меньшей мере, один приемник (8), принимающий второй сигнал или первый и второй сигналы, и, по меньшей мере, одно передающее устройство (9)», либо альтернативы «причем второй датчик содержит, по меньшей мере один передатчик (6) второго сигнала (7), по меньшей мере, один приемник (8) первого сигнала или первого и второго сигналов, и, по меньшей мере, одно передающее устройство (9)», которые, как было показано выше, неизвестны из уровня техники, независимые пункты 27 и 28 формулы могут быть признаны патентоспособными.

В отношении независимого пункта 30 формулы нельзя согласиться с выводом, приведенном в рассматриваемом заключении от 08.06.2017, что данное изобретение может быть признано неответчающим условию патентоспособности «изобретательский уровень». В указанном заключении

справедливо отмечено, что из уровня техники известны такие признаки независимого пункта 30 формулы как «передача первого сигнала с помощью первого передатчика в датчиках в системе контроля скважины», «прием первого сигнала несколькими приемниками», «преобразование первого сигнала в данные», «передача второго сигнала с помощью второго передатчика», «прием второго сигнала несколькими приемниками», «преобразование второго сигнала в данные», (см. в частности стр. 19 строку 13 – стр. 20 строку 12, фиг. 4 заявки [2]), а также такие признаки как «производят передачу данных от датчика соседнему датчику и устройствам связи» (см. параграфы [0044] – [0046] заявки [11]). Однако, вопреки мнению, приведенному в рассматриваемом заключении, ни из одного документа, приведенного в отчете о поиске, неизвестно, что передача данных осуществляется от одного датчика к другому по всей длине вплоть до поверхности скважины, а также, что передача второго сигнала производится в заданный интервал времени, отсчитываемый от передачи сигнала, с помощью второго передатчика в датчиках. Так, например в приведенной в заключении заявке [11] не содержится сведений, что скважинные приборы (50), содержащие датчики и проводные модемы, размещены по всей длине скважины вплоть до самой ее поверхности, а в авторском свидетельстве [12] не содержится сведений, что передача первого и второго сигнала, осуществляемая от двух разных передатчиков – первого и второго, производится в разные моменты времени, так что момент передачи от второго передатчика отсчитывается от момента передачи первым передатчиком.

Следовательно изобретение, раскрытое в независимом пункте 30 формулы может признано патентоспособным.

Поскольку независимый пункт 14, а также независимые пункты 27, 28 и 30 формулы, которые могут включать в себя всю совокупность признаков н.п. 14, в части одной из возможных альтернатив по результатам рассмотрения

возражения были признаны непатентоспособными (см. стр. 22 – 28 настоящего заключения), а в данном случае имелась возможность скорректировать формулу изобретения так, чтобы устранить причины, послужившие основанием для вывода о непатентоспособности соответствующих объектов изобретения, в соответствии с пунктом 4.9 Правил ППС коллегия предложила заявителю внести соответствующие изменения в формулу изобретения для устранения вышеуказанного несоответствия. Заявитель согласился с необходимостью корректировки независимого пункта 14 формулы и на заседании коллегии от 16.11.2018 представил ходатайство об изменении независимого пункта 14 формулы и просьбу изложить его в следующей редакции:

«14. Система контроля скважины (1) для получения данных с информацией о нефтеносном и газоносном пласте, например, о положении и количестве газа, нефти и/или воды по мере отвода углеводородов из нефтяного или газового месторождения через обсадную колонну (2) в стволе скважины (3) в пласте (4), где обсадная колонна имеет вертикальную часть вблизи верха (25) и внутреннюю поверхность, причем система содержит:

первый датчик (5) для измерения содержания газа, нефти и/или воды в пласте и

второй датчик (5) для измерения содержания газа, нефти и/или воды в пласте,

отличающаяся тем, что первый и второй датчики размещены, по крайней мере, частично в стенке обсадной колонны и второй датчик установлен на некотором расстоянии от первого датчика,

причем система дополнительно содержит вторую обсадную колонну (50), размещенную во втором стволе скважины и содержащую:

первый датчик (5) для измерения содержания газа, нефти и/или воды в пласте и

второй датчик (5) для измерения содержания газа, нефти и/или воды в пласте,

причем первый и второй датчики второй обсадной колонны размещены, по крайней мере, частично в стенке второй обсадной колонны и второй датчик установлен на некотором расстоянии от первого датчика,

причем первый датчик содержит, по меньшей мере один передатчик (6) первого сигнала (7), по меньшей мере, один приемник (8), принимающий первый сигнал и второй сигнал, и, по меньшей мере, одно передающее устройство (9),

причем второй датчик содержит, по меньшей мере один передатчик (6) второго сигнала (7), по меньшей мере, один приемник (8) первого сигнала и второго сигнала, и, по меньшей мере, одно передающее устройство (9),

причем обеспечена возможность получения приемником (8), находящимся в датчике второй обсадной колонны (50), первого сигнала (7), передаваемого передатчиком (6) датчика (5), находящегося в первой обсадной колонне (2), с обеспечением прохождения сигнала через пласт, информацию о содержании газа, нефти и/или воды в котором необходимо получить,

причем система дополнительно содержит, по меньшей мере один прибор (13), содержащий устройство (14) связи для приема данных от передающих устройств при нахождении прибора в обсадной колонне.»

В данной редакции независимого пункта 14 формулы исключен ряд альтернатив в признаках

«причем первый датчик содержит, по меньшей мере один передатчик (6) первого сигнала (7), по меньшей мере, один приемник (8), принимающий первый сигнал и/или второй сигнал, и, по меньшей мере, одно передающее устройство (9)», и

«причем второй датчик содержит, по меньшей мере один передатчик (6) второго сигнала (7), по меньшей мере, один приемник (8) первого сигнала

и/или второго сигнала, и, по меньшей мере, одно передающее устройство (9)»,

вследствие которых изобретение было признано неответчающим условию патентоспособности «изобретательский уровень».

В указанных признаках заявителем была сохранена только та альтернатива «приемник (8), принимающий первый сигнал и второй сигнал», в отношении которой был сделан вывод о патентоспособности изобретения по независимому пункту 14 формулы.

Поскольку независимые пункты 27, 28 и 30 формулы включают в себя всю совокупность признаков независимого пункта 1 или независимого пункта 14, которые могут быть признаны патентоспособными, то аналогичный вывод о патентоспособности изобретений может быть сделан и в отношении независимых пунктов 27, 28 и 30 формулы.

Таким образом, можно констатировать, что все пять объектов изобретения, раскрытых в независимых пунктах, 1, 14, 27, 28 и 30 формулы, являются патентоспособными, а следовательно отсутствуют причины, препятствующие выдаче патента на заявленную группу изобретений.

Учитывая вышеизложенное, коллегия пришла к выводу о наличии оснований для принятия Роспатентом следующего решения:

**удовлетворить возражение, поступившее 12.12.2016, отменить решение Роспатента от 23.05.2016 и выдать патент Российской Федерации на изобретение с формулой, представленной на заседании коллегии от 16.11.2017.**



(21) 2012155128/03

(51) МПК

*E21B 47/12* (2012.01)

*E21B 47/10* (2012.01)

(57)

1. Система (1) контроля скважины для получения данных с информацией о нефтеносном и газоносном пласте, например, о положении и количестве газа, нефти и/или воды по мере отвода углеводородов из нефтяного или газового месторождения через обсадную колонну (2) в стволе скважины (3) в пласте (4), где обсадная колонна имеет вертикальную часть вблизи верха (25) и внутреннюю поверхность, причем система содержит:

первый датчик (5) для измерения содержания газа, нефти и/или воды в пласте и

второй датчик (5) для измерения содержания газа, нефти и/или воды в пласте,

отличающаяся тем, что первый и второй датчики размещены, по крайней мере, частично в стенке обсадной колонны и второй датчик установлен на некотором расстоянии от первого датчика,

причем система дополнительно содержит вторую обсадную колонну (50), размещенную во втором стволе скважины и содержащую:

первый датчик (5) для измерения содержания газа, нефти и/или воды в пласте и

второй датчик (5) для измерения содержания газа, нефти и/или воды в пласте,

причем первый и второй датчики второй обсадной колонны

размещены, по крайней мере, частично в стенке второй обсадной колонны и второй датчик установлен на некотором расстоянии от первого датчика,

причем система содержит несколько датчиков с беспроводной связью, размещенных на заданном расстоянии между собой вдоль обсадной колонны до ее верха, причем указанное расстояние определяется промежутком, на котором два таких устройства способны поддерживать беспроводную связь между собой,

причем обеспечена возможность получения приемником (8), находящимся в датчике второй обсадной колонны (50), первого сигнала (7), передаваемого передатчиком (6) датчика (5), находящегося в первой обсадной колонне (2), с обеспечением прохождения сигнала через пласт, информацию о содержании газа, нефти и/или воды в котором необходимо получить.

2. Система контроля скважины по п.1, в которой первый датчик содержит:

по крайней мере один передатчик (6) первого сигнала (7),

по крайней мере один приемник (8), принимающий первый сигнал и/или второй сигнал, и

по крайней мере, одно передающее устройство (9), и

второй датчик содержит:

по крайней мере один передатчик (6) второго сигнала (7),

- по крайней мере один приемник (8) первого и/или второго сигнала, и

- по крайней мере одно передающее устройство (9).

3. Система контроля скважины по п.1, в которой датчики размещены в отверстиях во внутренней поверхности или в сквозном отверстии стенки обсадной колонны.

4. Система контроля скважины по любому из п.1, в которой датчики размещены в стенке обсадной колонны так, что они образуют часть внешней поверхности обсадной колонны и имеют контакт с жидкотекучей средой скважины и/или с пластом.

5. Система контроля скважины по любому из п.1, в которой датчики

выступают из внутренней поверхности обсадной колонны в пласт, окружающий обсадную колонну.

6. Система контроля скважины по любому из п.2, в которой в качестве передатчика использован акустический излучатель.

7. Система контроля скважины по п.6, в которой акустический излучатель содержит молоток или груз (41).

8. Система контроля скважины по п.6, в которой акустический излучатель содержит двигатель (44) для оттягивания груза (41) в одном направлении и отпускания груза для выталкивания его пружиной (45) в другом направлении, противоположном первому направлению, в сторону пласта и с упором в пласт.

9. Система контроля скважины по любому из п. 2, в которой в качестве приемника использован акустический приемник (43).

10. Система контроля скважины по любому из п. 9, в которой в качестве акустического приемника использован акселерометр.

11. Система контроля скважины по любому из п. 9 или 10, в которой приемник содержит двигатель (44) для оттягивания акустического приемника (43) в одном направлении и последующего выталкивания его с помощью пружины (57) в другом направлении, противоположном первому направлению, в сторону пласта и с упором в пласт.

12. Система контроля скважины по п.1 - 4, в которой первый датчик содержит первый электрод (10) и второй электрод (11), обеспечивающие протекание тока от первого ко второму электроду для измерения электрических сопротивления или проводимости пласта для определения содержания в нем газа, нефти и/или воды.

13. Система контроля скважины по любому из пп.1 - 10, в которой датчик содержит микрочип (12) для преобразования измеренных значений сигнала, сопротивления или проводимости в данные и/или для хранения и/или передачи данных и/или сохранения представления данных.

14. Система контроля скважины (1) для получения данных с

информацией о нефтеносном и газоносном пласте, например, о положении и количестве газа, нефти и/или воды по мере отвода углеводородов из нефтяного или газового месторождения через обсадную колонну (2) в стволе скважины (3) в пласте (4), где обсадная колонна имеет вертикальную часть вблизи верха (25) и внутреннюю поверхность, причем система содержит:

первый датчик (5) для измерения содержания газа, нефти и/или воды в пласте и

второй датчик (5) для измерения содержания газа, нефти и/или воды в пласте,

отличающаяся тем, что первый и второй датчики размещены, по крайней мере, частично в стенке обсадной колонны и второй датчик установлен на некотором расстоянии от первого датчика,

причем система дополнительно содержит вторую обсадную колонну (50), размещенную во втором стволе скважины и содержащую:

первый датчик (5) для измерения содержания газа, нефти и/или воды в пласте и

второй датчик (5) для измерения содержания газа, нефти и/или воды в пласте,

причем первый и второй датчики второй обсадной колонны размещены, по крайней мере, частично в стенке второй обсадной колонны и второй датчик установлен на некотором расстоянии от первого датчика,

причем первый датчик содержит, по меньшей мере один передатчик (6) первого сигнала (7), по меньшей мере, один приемник (8), принимающий первый сигнал и второй сигнал, и, по меньшей мере, одно передающее устройство (9),

причем второй датчик содержит, по меньшей мере один передатчик (6) второго сигнала (7), по меньшей мере, один приемник (8) первого сигнала и второго сигнала, и, по меньшей мере, одно передающее устройство (9),

причем обеспечена возможность получения приемником (8),

находящимся в датчике второй обсадной колонны (50), первого сигнала (7), передаваемого передатчиком (6) датчика (5), находящегося в первой обсадной колонне (2), с обеспечением прохождения сигнала через пласт, информацию о содержании газа, нефти и/или воды в котором необходимо получить,

причем система дополнительно содержит, по меньшей мере один прибор (13), содержащий устройство (14) связи для приема данных от передающих устройств при нахождении прибора в обсадной колонне.

15. Система контроля скважины по любому из пп.1 - 10 или 14, дополнительно содержащая, по меньшей мере один прибор (13), включающий в себя акустический излучатель (53), имеющий груз (41), связанный с вращающимся валом (54), приводимым во вращение двигателем (55), установленным в приборе.

16. Система контроля скважины по п.14, в которой прибор дополнительно содержит крепежный узел 40 для фиксации прибора внутри обсадной колонны.

17. Система контроля скважины по п.16, в которой крепежный узел содержит, по меньшей мере первый анкер (56), проходящий в первом радиальном направлении прибора, и второй анкер (56), проходящий во втором направлении, противоположном первому, анкеры выходят из внешней поверхности корпуса прибора по разному, что обеспечивает эксцентричное крепление прибора по отношению к обсадной трубе.

18. Система контроля скважины по п.17, в которой прибор или устройство связи содержит блок 18 питания для питания датчика.

19. Система контроля скважины по п.17 или 18, в которой блок питания и датчик содержат индуктивную связь (19, 20) для подачи питания от прибора к датчику индукцией.

20. Система контроля скважины по п.19, в которой индуктивную связь используют для передачи данных от датчика к прибору.

21. Система контроля скважины по любому из пп.1 - 10, 14, 16 - 18 или 20, в которой датчик содержит процессор (21) для преобразования

измеренных значений сигнала, сопротивления или проводимости в данные и/или для хранения и/или передачи данных и/или сохранения представления данных.

22. Система контроля скважины по любому из пп.2 - 10, 14, 16 - 18 или 20, в которой сигналы формируют акустические излучатели.

23. Система контроля скважины по любому из пп. пп.1 - 10, 14, 16 - 18 или 20, в которой система содержит несколько устройств связи, размещенных на заданном расстоянии друг от друга вдоль обсадной колонны до ее верха, расстояние определяется промежутком, в пределах которого два устройства способны поддерживать беспроводную связь между собой.

24. Система контроля скважины по любому из пп.1 - 10, 14, 16 - 18 или 20, в которой система содержит несколько датчиков с беспроводными средствами связи, размещенными на заданном расстоянии между ними вдоль обсадной колонны до ее верха, расстояние определяется промежутком, в пределах которого два устройства способны поддерживать беспроводную связь между собой.

25. Система контроля скважины по любому из пп.1 - 10, 14, 16 - 18 или 20, в которой система содержит ударное устройство (51), установленное на поверхности или на морском дне для подачи акустических волн в пласт.

26. Система контроля скважины по любому из пп.2 - 10, 14, 16 - 18 или 20, в которой сигнал является низкочастотным акустическим или звуковым сигналом в диапазоне частот 1 Гц-100 кГц, предпочтительно 10-50 кГц, еще лучше 15-35 кГц.

27. Скважинный прибор для считывания данных датчиков в системе контроля скважины по любому из пп.1-26, причем прибор содержит приводные средства, например, колеса для перемещения прибора по обсадной колонне и устройство связи по любому из пп.14-26.

28. Способ установки системы по любому из пп.1-26, включающий в себя шаги:

обеспечение ряда углублений на некотором расстоянии друг от друга в

обсадной колонне в скважине, и

размещение датчиков в углублениях в стенке обсадной колонны в системе контроля скважины по любому из пп.1-26.

29. Способ по п.28, дополнительно включающий в себя шаги:

установку прибора в скважине снаружи датчика для передачи данных с информацией о состоянии нефтеносного и газоносного пласта от датчика прибору,

подача питания от прибора датчику,

передача сигнала с помощью передатчика или подача тока от первого электрода,

прием сигнала приемником или прием тока вторым электродом,

преобразование сигнала или тока в данные, и

передача данных от датчика прибору.

30. Способ оптимизации добычи, содержащий шаги:

передача первого сигнала с помощью первого передатчика в датчиках в системе контроля скважины по любому из пп.1-26,

прием первого сигнала несколькими приемниками,

преобразование первого сигнала в данные,

передача данных от датчика соседнему датчику и устройствам связи по всей длине до поверхности,

передача второго сигнала в заданный интервал времени, отсчитываемый от передачи первого сигнала, с помощью второго передатчика в датчиках,

прием второго сигнала несколькими приемниками,

преобразование второго сигнала в данные, и

передача данных от датчика соседнему датчику и устройствам связи по всей длине до поверхности.

31. Способ оптимизации добычи по п.30, дополнительно включающий в себя шаги:

возбуждение пласта посылаемыми в пласт акустическими волнами

одновременно несколькими датчиками для увеличения добычи смеси жидкотекучей среды в скважине,

измерение импульса возбуждения пласта при передаче сигнала одним передатчиком в датчиках,

прием сигнала несколькими приемниками,

преобразование сигнала в данные,

передача данных от датчика соседнему датчику и устройствам связи по всей длине до поверхности.

32. Способ оптимизации добычи по п.30 или 31, дополнительно содержащий шаги опускания скважинного зонда в обсадную колонну и выполнение каротажа для определения содержания газа, нефти и/или воды в жидкотекучей среде в обсадной колонне.

33. Способ оптимизации добычи по любому из пп.30 и 31, дополнительно содержащий шаги сохранения данных, полученных от датчиков нескольких скважин, и обработки данных в трехмерной модели пласта в части содержания газа, нефти и/или воды в пласте.

Приоритет:

10164469.8      31.05.2010      EP

(56) RU 2374440 C2, 07.07.2005;

WO 98/50680 A1, 12.11.1998;

WO 03/002850 A1, 09.01.2003;

SU 265804 A1, 17.03.1970;

EA 009357 B1, 28.12.2007;

EA 11736 B1, 28.04.2009;

RU 2236549 C2, 20.09.2004;

US 5829520 A, 03.11.1998;

US 2003/0047308 A1, 13.03.2003;

RU 2008101909 A1, 27.07.2009;

SU 1347744 A1, 30.04.1995.



Примечание: при публикации сведений о выдаче патента будут использованы первоначальное описание и чертежи.