

ЗАКЛЮЧЕНИЕ
коллегии по результатам
рассмотрения [x] 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, регистрационный № 4520, с изменениями от 11.12.2003 (далее – Правила ППС), рассмотрела возражение компании Интеллизерв Интернэшнл Холдинг, ЛТД, Каймановы острова (далее – заявитель), поступившее 18.02.2015, на решение Федеральной службы по интеллектуальной собственности (далее – Роспатент) от 18.08.2014 об отказе в выдаче патента Российской Федерации на изобретение по заявке №2010137427/03, при этом установлено следующее.

Заявленная группа изобретений «Мониторинг скважинных показателей при помощи измерительной системы, распределенной по бурильной колонне» с приоритетом от 03.03.2008, совокупность признаков которых изложена в уточненной формуле, представленной в корреспонденции, поступившей 18.06.2014, в следующей редакции:

«1. Способ мониторинга скважинных показателей в буровой скважине, проходящей через формацию, согласно которому размещают в буровой скважине колонну соединенных труб, формирующую скважинную электромагнитную цепь, обеспечивающую создание электромагнитного сигнального канала между множеством датчиков в колонне соединенных труб, получают через скважинную электромагнитную цепь данные от первого датчика указанного множества датчиков; получают через скважинную электромагнитную цепь данные от второго датчика указанного

множества датчиков, который расположен на расстоянии в продольном направлении от первого датчика в колонне соединенных труб; сопоставляют данные первого датчика и данные второго датчика; делают вывод о скважинном показателе на основе данных от датчиков; и управляют скважинным показателем на основе указанного сопоставления путем выборочной регулировки с учетом указанного вывода по меньшей мере одного параметра, влияющего на указанный скважинный показатель, причем выборочную регулировку указанного по меньшей мере одного параметра выполняют до тех пор, пока указанный скважинный показатель не будет соответствовать целевому скважинному показателю в заданном диапазоне погрешности.

2. Способ по п. 1, согласно которому: получение данных от первого датчика происходит на заданной глубине в одно время; получение данных от второго датчика происходит на указанной заданной глубине в другое время; сопоставление данных от первого датчика и данных от второго датчика также включает определение изменения в буровой скважине как функцию времени; и управляют скважинным показателем или скважинным параметром на основе указанного изменения.

3. Способ по п. 1, согласно которому получение данных от первого датчика происходит на заданной глубине в одно время; получение данных от второго датчика происходит на указанной заданной глубине в другое время; а сопоставление данных от первого датчика и данных от второго датчика также включает усреднение данных от первого датчика и данных от второго датчика для получения расчетного параметра скважины.

4. Способ по п. 1, согласно которому определяют перемещение колонны труб с использованием данных от датчиков, и включают приводной механизм для приведения в действие подвижной массы системы сдвига с многоточечной массой.

5. Способ по п. 4, согласно которому вращают подвижную массу до приведения его в действие.

6. Способ по п. 4, согласно которому осуществляют торможение вращающейся подвижной массы в установленные временные интервалы.

7. Способ мониторинга скважинных показателей в буровой скважине, проходящей через формацию, согласно которому размещают в буровой скважине колонну соединенных труб, формирующую скважинную электромагнитную цепь, обеспечивающую создание электромагнитного сигнального канала между множеством датчиков в колонне соединенных труб, получают через скважинную электромагнитную цепь данные от первого датчика указанного множества датчиков; получают через скважинную электромагнитную цепь данные от второго датчика указанного множества датчиков, который расположен на расстоянии в продольном направлении от первого датчика в колонне соединенных труб; сопоставляют данные первого датчика и данные второго датчика; производят сигнал первым датчиком в заданный промежуток на первой глубине; производят сигнал вторым датчиком в заданный промежуток на второй глубине; соотносят указанные сигналы; управляют скважинным показателем или скважинным параметром на основе указанного сопоставления.

8. Способ по п. 7, согласно которому осуществляют построение графика измерений от первого датчика как функции глубины на основании сигнала от первого датчика и данных от первого датчика; и построение графика измерений от второго датчика, которые были проведены позже на той же глубине через временные интервалы, на основании сигнала от второго датчика и данных от второго датчика.

9. Способ мониторинга скважинных показателей в буровой скважине, проходящей через формацию, согласно которому размещают в буровой скважине колонну соединенных труб, формирующую скважинную электромагнитную цепь, обеспечивающую создание электромагнитного сигнального канала между множеством датчиков в колонне соединенных труб, получают через скважинную электромагнитную цепь данные от первого датчика указанного множества датчиков; получают через

скважинную электромагнитную цепь данные от второго датчика указанного множества датчиков, который расположен на расстоянии в продольном направлении от первого датчика в колонне соединенных труб; получают данные о давлении от указанного первого и второго датчика, причем данные о давлении включают измерения давления внутри и снаружи колонны труб; создают кривую градиента давления с использованием указанных внутренних и наружных измерений давления; управляют скважинным показателем или скважинным параметром на основе указанной кривой градиента давления.

10. Способ по п. 9, согласно которому создание кривой градиента давления содержит обновление существующей кривой градиента давления с использованием указанных внутренних и наружных измерений давления.

11. Способ по п. 9, согласно которому дополнительно сопоставляют созданную кривую градиента давления с требуемой кривой градиента давления; и определяют разницу между созданной кривой градиента давления с требуемой кривой градиента давления.

12. Способ по п. 11, согласно которому управление скважинным показателем или скважинным параметром включает регулирование скважинного показателя или скважинного параметра в случае превышения указанной разницей заданной погрешности.

13. Способ по п. 12, согласно которому регулирование скважинного показателя или скважинного параметра включает регулирование распределение давления вдоль ствола скважины для изменения видимой эквивалентной циркулярной плотности.

14. Способ по п. 12, согласно которому регулирование скважинного показателя или скважинного параметра включает по меньшей мере приведение в действие по меньшей мере одного ограничителя неустановившегося течения и управление этим ограничителем для ограничения расхода в кольцевой области между буровой скважиной и колонной труб, если давление в нижней части буровой скважины меньше,

чем заданное придонное давление, или приведение в действие по меньшей мере одного ограничителя неустановившегося течения и управления этим ограничителем для ограничения течения внутри ствола колонны труб, если давление в нижней части буровой скважины больше, чем заданное придонное давление.

15. Способ по п. 12, согласно которому регулирование скважинного показателя или скважинного параметра включает регулирование кольцевого проходного сечения в управляющем устройстве.

16. Способ по п. 15, согласно которому регулирование кольцевого проходного сечения в управляющем устройстве включает выдвижение по меньшей мере одного выдвижного ограничителя площади в кольцевое проходное сечение для ограничения расхода или отведение указанного по меньшей мере одного выдвижного ограничителя площади с целью оставить по меньшей мере один постоянный ограничитель площади и увеличить проходное сечение.

17. Способ мониторинга скважинных показателей в буровой скважине, проходящей через формацию, согласно которому размещают в буровой скважине колонну труб, которая содержит множество датчиков и электромагнитный сигнальный канал, соединяющий указанное множество датчиков с образованием скважинной электромагнитной цепи; получают через скважинную электромагнитную цепь данные от датчиков указанного множества датчиков; сопоставляют данные, полученные от различных датчиков на различных глубинах через заданные промежутки времени; делают вывод о скважинном показателе на основе указанных сопоставленных данных от датчиков; и управляют скважинным показателем на основе указанного сопоставления путем выборочной регулировки с учетом указанного вывода по меньшей мере одного параметра, влияющего на указанный скважинный показатель, причем выборочную регулировку указанного по меньшей мере одного параметра выполняют до тех пор, пока

указанный скважинный показатель не будет соответствовать целевому скважинному показателю в заданном диапазоне погрешности.

18. Способ мониторинга скважинных показателей в буровой скважине, проходящей через формацию, согласно которому размещают в буровой скважине колонну труб, которая содержит множество датчиков и электромагнитный сигнальный канат, соединяющий указанное множество датчиков с образованием скважинной электромагнитной цепи; получают выходной сигнал от датчика характеристик ствола скважины и пласта; получают выходной сигнал от датчика глубины; сопоставляют выходной сигнал от датчика характеристик ствола скважины и пласта и выходной сигнал от датчика глубины; делают вывод о скважинном показателе на основе указанных сопоставленных выходных сигналов от датчиков; и управляют скважинным показателем на основе указанного сопоставления путем выборочной регулировки с учетом указанного вывода по меньшей мере одного параметра, влияющего на указанный скважинный показатель, причем выборочную регулировку указанного по меньшей мере одного параметра выполняют до тех пор, пока указанный скважинный показатель не будет соответствовать целевому скважинному показателю в заданном диапазоне погрешности.

19. Способ мониторинга скважинных показателей в буровой скважине, проходящей через формацию, согласно которому размещают в буровой скважине колонну труб, которая содержит множество датчиков и электромагнитный сигнальный канал, соединяющий указанное множество датчиков с образованием скважинной электромагнитной цепи; получают данные о давлении от указанных датчиков, причем данные о давлении включают измерения давления внутри и снаружи колонны труб; создают кривую градиента давления с использованием указанных внутренних и наружных измерений давления; сопоставляют созданную кривую градиента давления с требуемой кривой градиента давления; определяют разницу между созданной кривой градиента давления и требуемой кривой градиента

давления; и регулируют скважинный показатель или скважинный параметр в случае превышения указанной разницей заданной погрешности.

20. Система для мониторинга скважинных показателей в буровой скважине, проходящей через формацию, включающая: колонну соединенных труб, размещенную в буровой скважине, которая формирует скважинную электромагнитную цепь, обеспечивающую создание электромагнитного сигнального канала, между множеством датчиков в указанной колонне соединенных труб; по меньшей мере один процессор, который выполнен с возможностью принимать данные через скважинную электромагнитную цепь от первого датчика указанного множества датчиков, от второго датчика указанного множества датчиков, который расположен на расстоянии в продольном направлении от указанного первого датчика в колонне соединенных труб, а также с возможностью сопоставлять данные первого датчика и данные второго датчика, соотносить данные первого датчика и данные второго датчика; и управлять скважинным показателем или скважинным параметром на основе указанного сравнения или соотнесения.

21. Система по п. 20, в которой указанный по меньшей мере один процессор выполнен с возможностью приема данных о давлении от указанного первого и второго датчика, причем данные о давлении включают измерения давления внутри и снаружи колонны труб; создания кривой градиента давления с использованием указанных внутренних и наружных измерений давления; сопоставления созданной кривой градиента давления с требуемой кривой градиента давления; определения разницу между созданной кривой градиента давления и требуемой кривой градиента давления; и регулировки скважинного показателя или скважинного параметра в случае превышения указанной разницей заданной погрешности.

22. Система по п. 20, которая дополнительно содержит управляющее устройство переменного кольцевого проходного сечения, соединенное с указанным по меньшей мере одним процессором.

23. Система по п. 22, в которой указанное управляющее устройство содержит по меньшей мере один постоянный ограничитель площади и по меньшей мере один выдвижной ограничитель площади для прохождения в кольцевое проходное сечение и его ограничения.

24. Система по п. 20, которая дополнительно содержит систему сдвига с многоточечной массой, которая соединена с указанным по меньшей мере одним процессором и которая содержит приводной механизм, соединенный с подвижной массой.

25. Система по п. 24, в которой указанная подвижная масса установлена с возможностью вращения, а указанный приводной механизм выполнен с возможностью торможения подвижной массы.

26. Система для мониторинга скважинных показателей в буровой скважине, проходящей через формацию, включающая: колонну труб в буровой скважине, указанная колонна труб содержит множество датчиков и электромагнитный сигнальный канал, соединяющий указанное множество датчиков с образованием скважинной электромагнитной цепи; по меньшей мере один процессор, который выполнен с возможностью сопоставлять и соотносить данные от датчиков указанного множества датчиков через скважинную электромагнитную цепь, и с возможностью использовать сравненные и сопоставленные данные от датчиков для управления скважинным показателем или скважинным параметром, и управляющую подсистему, соединенную с указанным по меньшей мере одним процессором для приема управляющих данных, основанных на сравненных или сопоставленных данных от датчиков.

27. Система по п. 26, в которой указанная управляющая подсистема содержит управляющее устройство переменного кольцевого проходного сечения, которое содержит по меньшей мере один постоянный ограничитель площади и по меньшей мере один выдвижной ограничитель площади для прохождения в кольцевое проходное сечение и его ограничения.

28. Система по п. 26, которая дополнительно содержит систему сдвига с многоточечной массой, которая содержит приводной механизм, соединенный с вращающейся подвижной массой».

При вынесении решения Роспатента от 18.08.2014 об отказе в выдаче патента на изобретение к рассмотрению была принята вышеприведенная формула, характеризующая группу изобретений.

В решении Роспатента сделан вывод о несоответствии заявленной группы изобретений, по пунктам 20 и 26 формулы, условию патентоспособности «изобретательский уровень» ввиду известности из уровня техники следующих источников информации:

- ЕА 7962, 27.02.2007 (далее – [1]);
- RU2273727, 10.04.2006 (далее – [2]).

В решении Роспатента также отмечается, что изобретения по пунктам 1, 7, 9, 17, 18 и 19 приведенной выше формулы, соответствуют условиям патентоспособности, предусмотренным п.1 ст.1350 Кодекса.

На решение об отказе в выдаче патента на изобретение в палату по патентным спорам в соответствии с пунктом 3 статьи 1387 Кодекса поступило возражение, в котором заявитель выражает несогласие с выводами Роспатента.

Заявитель отмечает, что признаки пунктов 20 и 26, раскрывающие выполнение процессора системы с возможностью сопоставления и соотнесения данных датчиков, не известны из патентного документа [1]. Кроме того, из патентного документа [1] не известны признаки пункта 26, раскрывающие управляющую подсистему, соединенную с указанным по меньшей мере одним процессором для приема управляющих данных, основанных на сравненных или сопоставленных данных от датчиков. При этом известная из патентного документа [2] система не обеспечивает сравнение и соотнесение данных, поступивших от датчиков, разнесенных в продольном направлении вдоль колонны соединенных труб, и управление на

основе указанного сравнения или соотнесения скважинным показателем или скважинным параметром. Таким образом, признаки пунктов 20 и 26, раскрывающие выполнение процессора системы с возможностью сопоставления и соотнесения данных датчиков, не известны из патентного документа [2]. Кроме того, из патентного документа [2] не известны признаки пункта 26, раскрывающие управляющую подсистему, соединенную с указанным по меньшей мере одним процессором для приема управляющих данных, основанных на сравненных или сопоставленных данных от датчиков. Также из патентных документов [1] и [2] не известен технический результат, обеспечиваемый отличительными признаками изобретений, охарактеризованными в пунктах 20 и 26, который заключается в обеспечении автоматической регулировки показателей и компенсации деструктивных динамических параметров, а также в обеспечении возможности полностью автоматизировать процесс бурения и осуществлять анализ и/или регулировку в режиме реального времени плотности бурового раствора с целью улучшения двухградиентного бурения.

Изучив материалы дела и заслушав участников рассмотрения возражения, коллегия установила следующее.

С учетом даты подачи заявки (02.03.2009) правовая база для оценки патентоспособности заявленной группы изобретений включает Кодекс, Административный регламент исполнения Федеральной службы 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 октября 2008г. №327 и зарегистрированный в Минюсте РФ 20 февраля 2009г., рег. №13413 (далее – Регламент ИЗ).

Согласно пункту 1 статьи 1350 Кодекса изобретению предоставляется правовая охрана, если оно является новым, имеет изобретательский уровень и промышленно применимо.

Согласно пункту 2 статьи 1350 Кодекса изобретение является новым, если оно не известно из уровня техники.

Уровень техники включает любые сведения, ставшие общедоступными в мире до даты приоритета изобретения.

Согласно подпункту (1) пункта 24.5.3 Регламента ИЗ изобретение явным образом следует из уровня техники, если оно может быть признано созданным путем объединения, изменения или совместного использования сведений, содержащихся в уровне техники, и/или общих знаний специалиста.

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 пункту 10.7.4.2 Регламента ИЗ в качестве аналога изобретения указывается средство того же назначения, известное из сведений, ставших общедоступными до даты приоритета изобретения.

В качестве наиболее близкого к изобретению аналога указывается тот, которому присуща совокупность признаков, наиболее близкая к совокупности существенных признаков изобретения.

Согласно подпункту 7 пункта 24.5.3 Регламента ИЗ в случае наличия в формуле изобретения признаков, в отношении которых заявителем не

определен технический результат, или в случае, когда установлено, что указанный им технический результат не достигается, подтверждения известности влияния таких отличительных признаков на технический результат не требуется.

Согласно пункту 5.1 Правил ППС в случае отмены оспариваемого решения при рассмотрении возражения на решение об отказе в выдаче патента, принятого без проведения информационного поиска или по результатам поиска, проведенного не в полном объеме, а также в случае, если патентообладателем по предложению Палаты по патентным спорам внесены изменения в формулу изобретения, полезной модели, перечень существенных признаков промышленного образца, решение Палаты по патентным спорам должно быть принято с учетом результатов дополнительного информационного поиска, проведенного в полном объеме.

Существо заявленной группы изобретений выражено в приведенной выше формуле, которую коллегия принимает к рассмотрению.

Анализ доводов возражения, а также доводов, содержащихся в решении Роспатента, касающихся оценки соответствия предложенных изобретений по пунктам 20 и 26 указанной выше формулы условию патентоспособности «изобретательский уровень», показал следующее.

Объектами защиты, согласно пунктам 20 и 26 приведенной выше формулы, являются варианты системы для мониторинга скважинных показателей в буровой скважине.

При этом в пунктах 20 и 26 приведенной выше формулы, все указанные выше объекты представлены в общем виде.

В патентном документе [1] раскрыта система мониторинга скважинных показателей в буровой скважине, проходящей через формацию, включающая колонну соединенных труб, размещенную в буровой скважине, а также множество датчиков.

Указанному патентному документу [1], также присущи приемы сопоставления данных, полученных от различных датчиков на различных

глубинах через заданные промежутки времени и использования указанных сопоставленных данных для управления скважинными показателями или скважинным параметром, поскольку в патентном документе [1] указано, что значения, измеренные датчиками характеристик ствола скважины и пласта записываются в функции глубины, при этом запись происходит через определенные промежутки времени, то есть осуществляется сравнение и соотнесение сигналов от указанных датчиков с сигналами датчиков глубины, причем эти данные также используют для управления скважинным показателем или скважинным параметром.

Таким образом, можно констатировать, что в патентном документе [1] раскрыты средства того же назначения, что и в заявленных решениях по пунктам 20 и 26 приведенной выше формулы.

Варианты системы для мониторинга скважинных показателей в буровой скважине по пунктам 20 и 26 приведенной выше формулы отличаются от технического решения, известного из патентного документа [1] тем, что

- располагают множество датчиков на колонне труб,
- создают электромагнитный сигнальный канал между указанным множеством датчиков,
- содержит по меньшей мере один процессор, который выполнен с возможностью принимать данные через скважинную электромагнитную цепь от первого датчика и от второго датчика указанного множества датчиков, при этом второй датчик расположен на расстоянии в продольном направлении от указанного первого датчика в колонне труб.

В патентном документе [2] раскрыт прием расположения множества датчиков на колонне труб, формирующей скважинную электромагнитную цепь, обеспечивающую создание электромагнитного сигнального канала между указанным множеством датчиков, и система, содержащая по меньшей мере один процессор, который выполнен с возможностью принимать данные через скважинную электромагнитную цепь от первого датчика и от второго

датчика указанного множества датчиков, при этом второй датчик расположен на расстоянии в продольном направлении от указанного первого датчика в колонне труб, для повышения достоверности данных.

Т.о. при известности патентных документов [1] и [2] подтверждена известность влияния отличительных признаков изобретений по пунктам 20 и 26 приведенной выше формулы на указанный Заявителем технический результат – обеспечение автоматической регулировки процесса бурения и повышение достоверности данных.

Констатация вышесказанного обуславливает вывод о том, что все признаки независимых пунктов 20 и 26 вышеприведенной формулы известны из патентных документов [1] и [2], т.е. заявленные изобретения по независимым пунктам 20 и 26 не соответствуют условию патентоспособности «изобретательский уровень» (см. пункт 2 статьи 1350 Кодекса и подпункт 1 пункта 24.5.3 Регламента ИЗ).

Исходя из вышеизложенного, следует, что в возражении отсутствуют доводы, позволяющие признать вынесенное Роспатентом решение необоснованным.

При этом от заявителя поступило ходатайство о предоставлении ему возможности внести в независимые пункты 20 и 26 формулы изобретения признаки из описания заявки, характеризующие особенности управления скважинным показателем или скважинным параметром.

Уточненная формула была принята коллегией к рассмотрению и заявка направлена для проведения дополнительного информационного поиска. По результатам данного поиска было подготовлено заключение. Отчет о дополнительном поиске и заключение экспертизы были направлены заявителю в установленном порядке.

Согласно указанному заключению заявленные изобретения по независимым пунктам 20 и 26 формулы соответствуют всем условиям патентоспособности, предусмотренным пунктом 1 статьи 1350 Кодекса.

Кроме того, как было отмечено выше, изобретения по пунктам 1, 7, 9, 17, 18 и 19 формулы, соответствуют всем условиям патентоспособности.

Таким образом, коллегией не выявлено каких-либо обстоятельств, препятствующих вынесению решения о выдаче патента на изобретение с уточненной формулой.

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

удовлетворить возражение, поступившее 18.02.2015, отменить решение Роспатента от 18.08.2014 на основании обстоятельств, установленных на заседании коллегии, выдать патент Российской Федерации на изобретение с формулой, представленной 25.03.2016.

(21) 2010137427/03

(51) МПК

E21B47/13 (2006.01)

E21B47/06 (2006.01)

(57)

1. Способ мониторинга скважинных показателей в буровой скважине, проходящей через формацию, согласно которому

размещают в буровой скважине колонну соединенных труб, формирующую скважинную электромагнитную цепь, обеспечивающую создание электромагнитного сигнального канала между множеством датчиков в колонне соединенных труб,

получают через скважинную электромагнитную цепь данные от первого датчика указанного множества датчиков;

получают через скважинную электромагнитную цепь данные от второго датчика указанного множества датчиков, который расположен на расстоянии в продольном направлении от первого датчика в колонне соединенных труб;

сопоставляют данные первого датчика и данные второго датчика;

делают вывод о скважинном показателе на основе данных от датчиков; и

управляют скважинным показателем на основе указанного сопоставления путем выборочной регулировки с учетом указанного вывода по меньшей мере одного параметра, влияющего на указанный скважинный показатель, причем

выборочную регулировку указанного по меньшей мере одного параметра выполняют до тех пор, пока указанный скважинный показатель не будет соответствовать целевому скважинному показателю в заданном диапазоне погрешности.

2. Способ по п. 1, согласно которому:

получение данных от первого датчика происходит на заданной глубине в одно время;

получение данных от второго датчика происходит на указанной заданной глубине в другое время;

сопоставление данных от первого датчика и данных от второго датчика также включает определение изменения в буровой скважине как функцию времени; и

управляют скважинным показателем или скважинным параметром на основе указанного изменения.

3. Способ по п. 1, согласно которому

получение данных от первого датчика происходит на заданной глубине в одно время;

получение данных от второго датчика происходит на указанной заданной глубине в другое время; а

сопоставление данных от первого датчика и данных от второго датчика также включает усреднение данных от первого датчика и данных от второго датчика для получения расчетного параметра скважины.

4. Способ по п. 1, согласно которому

определяют перемещение колонны труб с использованием данных от датчиков, и включают приводной механизм для приведения в действие подвижной массы системы сдвига с многоточечной массой.

5. Способ по п. 4, согласно которому вращают подвижную массу до приведения его в действие.

6. Способ по п. 4, согласно которому осуществляют торможение вращающейся подвижной массы в установленные временные интервалы.

7. Способ мониторинга скважинных показателей в буровой скважине, проходящей через формацию, согласно которому

размещают в буровой скважине колонну соединенных труб, формирующую скважинную электромагнитную цепь, обеспечивающую

создание электромагнитного сигнального канала между множеством датчиков в колонне соединенных труб,

получают через скважинную электромагнитную цепь данные от первого датчика указанного множества датчиков;

получают через скважинную электромагнитную цепь данные от второго датчика указанного множества датчиков, который расположен на расстоянии в продольном направлении от первого датчика в колонне соединенных труб;

сопоставляют данные первого датчика и данные второго датчика;

производят сигнал первым датчиком в заданный промежуток на первой глубине;

производят сигнал вторым датчиком в заданный промежуток на второй глубине;

соотносят указанные сигналы;

управляют скважинным показателем или скважинным параметром на основе указанного сопоставления.

8. Способ по п. 7, согласно которому осуществляют

построение графика измерений от первого датчика как функции глубины на основании сигнала от первого датчика и данных от первого датчика; и

построение графика измерений от второго датчика, которые были проведены позже на той же глубине через временные интервалы, на основании сигнала от второго датчика и данных от второго датчика.

9. Способ мониторинга скважинных показателей в буровой скважине, проходящей через формацию, согласно которому

размещают в буровой скважине колонну соединенных труб, формирующую скважинную электромагнитную цепь, обеспечивающую создание электромагнитного сигнального канала между множеством датчиков в колонне соединенных труб,

получают через скважинную электромагнитную цепь данные от первого датчика указанного множества датчиков;

получают через скважинную электромагнитную цепь данные от второго датчика указанного множества датчиков, который расположен на расстоянии в продольном направлении от первого датчика в колонне соединенных труб;

получают данные о давлении от указанного первого и второго датчика, причем данные о давлении включают измерения давления внутри и снаружи колонны труб;

создают кривую градиента давления с использованием указанных внутренних и наружных измерений давления;

управляют скважинным показателем или скважинным параметром на основе указанной кривой градиента давления.

10. Способ по п. 9, согласно которому создание кривой градиента давления содержит обновление существующей кривой градиента давления с использованием указанных внутренних и наружных измерений давления.

11. Способ по п. 9, согласно которому дополнительно сопоставляют созданную кривую градиента давления с требуемой кривой градиента давления; и

определяют разницу между созданной кривой градиента давления с требуемой кривой градиента давления.

12. Способ по п. 11, согласно которому управление скважинным показателем или скважинным параметром включает регулирование скважинного показателя или скважинного параметра в случае превышения указанной разницей заданной погрешности.

13. Способ по п. 12, согласно которому регулирование скважинного показателя или скважинного параметра включает регулирование распределение давления вдоль ствола скважины для изменения видимой эквивалентной циркулярной плотности.

14. Способ по п. 12, согласно которому регулирование скважинного показателя или скважинного параметра включает по меньшей мере

(i) приведение в действие по меньшей мере одного ограничителя неустановившегося течения и управление этим ограничителем для ограничения

расхода в кольцевой области между буровой скважиной и колонной труб, если давление в нижней части буровой скважины меньше, чем заданное придонное давление, или

(ii) приведение в действие по меньшей мере одного ограничителя неустановившегося течения и управления этим ограничителем для ограничения течения внутри ствола колонны труб, если давление в нижней части буровой скважины больше, чем заданное придонное давление.

15. Способ по п. 12, согласно которому регулирование скважинного показателя или скважинного параметра включает регулирование кольцевого проходного сечения в управляющем устройстве.

16. Способ по п. 15, согласно которому регулирование кольцевого проходного сечения в управляющем устройстве включает выдвижение по меньшей мере одного выдвижного ограничителя площади в кольцевое проходное сечение для ограничения расхода или отведение указанного по меньшей мере одного выдвижного ограничителя площади с целью оставить по меньшей мере один постоянный ограничитель площади и увеличить проходное сечение.

17. Способ мониторинга скважинных показателей в буровой скважине, проходящей через формацию, согласно которому

размещают в буровой скважине колонну труб, которая содержит множество датчиков и электромагнитный сигнальный канал, соединяющий указанное множество датчиков с образованием скважинной электромагнитной цепи;

получают через скважинную электромагнитную цепь данные от датчиков указанного множества датчиков;

сопоставляют данные, полученные от различных датчиков на различных глубинах через заданные промежутки времени;

делают вывод о скважинном показателе на основе указанных сопоставленных данных от датчиков; и

управляют скважинным показателем на основе указанного сопоставления путем выборочной регулировки с учетом указанного вывода по меньшей мере одного параметра, влияющего на указанный скважинный показатель, причем

выборочную регулировку указанного по меньшей мере одного параметра выполняют до тех пор, пока указанный скважинный показатель не будет соответствовать целевому скважинному показателю в заданном диапазоне погрешности.

18. Способ мониторинга скважинных показателей в буровой скважине, проходящей через формацию, согласно которому

размещают в буровой скважине колонну труб, которая содержит множество датчиков и электромагнитный сигнальный канал, соединяющий указанное множество датчиков с образованием скважинной электромагнитной цепи;

получают выходной сигнал от датчика характеристик ствола скважины и пласта;

получают выходной сигнал от датчика глубины;

сопоставляют выходной сигнал от датчика характеристик ствола скважины и пласта и выходной сигнал от датчика глубины;

делают вывод о скважинном показателе на основе указанных сопоставленных выходных сигналов от датчиков; и

управляют скважинным показателем на основе указанного сопоставления путем выборочной регулировки с учетом указанного вывода по меньшей мере одного параметра, влияющего на указанный скважинный показатель, причем

выборочную регулировку указанного по меньшей мере одного параметра выполняют до тех пор, пока указанный скважинный показатель не будет соответствовать целевому скважинному показателю в заданном диапазоне погрешности.

19. Способ мониторинга скважинных показателей в буровой скважине, проходящей через формацию, согласно которому

размещают в буровой скважине колонну труб, которая содержит множество датчиков и электромагнитный сигнальный канал, соединяющий указанное множество датчиков с образованием скважинной электромагнитной цепи;

получают данные о давлении от указанных датчиков, причем данные о давлении включают измерения давления внутри и снаружи колонны труб; создают кривую градиента давления с использованием указанных внутренних и наружных измерений давления;

сопоставляют созданную кривую градиента давления с требуемой кривой градиента давления;

определяют разницу между созданной кривой градиента давления и требуемой кривой градиента давления; и

регулируют скважинный показатель или скважинный параметр в случае превышения указанной разницей заданной погрешности.

20. Система для мониторинга скважинных показателей в буровой скважине, проходящей через формацию, включающая:

колонну соединенных труб, размещенную в буровой скважине, которая формирует скважинную электромагнитную цепь, обеспечивающую создание электромагнитного сигнального канала, между множеством датчиков в указанной колонне соединенных труб;

по меньшей мере один процессор, который выполнен с возможностью принимать данные через скважинную электромагнитную цепь от первого датчика указанного множества датчиков, от второго датчика указанного множества датчиков, который расположен на расстоянии в продольном направлении от указанного первого датчика в колонне соединенных труб,

а также с возможностью сопоставлять данные первого датчика и данные второго датчика,

соотносить данные первого датчика и данные второго датчика; и

управлять скважинным показателем или скважинным параметром на основе указанного сравнения и соотнесения путем выборочной регулировки по

меньшей мере одного параметра, влияющего на указанный скважинный показатель, до тех пор, пока указанный скважинный показатель не будет соответствовать целевому скважинному показателю в заданном диапазоне погрешности.

21. Система по п. 22, в которой указанный по меньшей мере один процессор выполнен с возможностью

приема данных о давлении от указанного первого и второго датчика, причем данные о давлении включают измерения давления внутри и снаружи колонны труб;

создания кривой градиента давления с использованием указанных внутренних и наружных измерений давления;

сопоставления созданной кривой градиента давления с требуемой кривой градиента давления;

определения разницу между созданной кривой градиента давления и требуемой кривой градиента давления; и

регулировки скважинного показателя или скважинного параметра в случае превышения указанной разницей заданной погрешности.

22. Система по п. 20, которая дополнительно содержит управляющее устройство переменного кольцевого проходного сечения, соединенное с указанным по меньшей мере одним процессором.

23. Система по п. 22, в которой указанное управляющее устройство содержит по меньшей мере один постоянный ограничитель площади и по меньшей мере один выдвижной ограничитель площади для прохождения в кольцевое проходное сечение и его ограничения.

24. Система по п. 20, которая дополнительно содержит систему сдвига с многоточечной массой, которая соединена с указанным по меньшей мере одним процессором и которая содержит приводной механизм, соединенный с подвижной массой.

25. Система по п. 24, в которой указанная подвижная масса установлена с возможностью вращения, а указанный приводной механизм выполнен с возможностью торможения подвижной массы.

26. Система для мониторинга скважинных показателей в буровой скважине, проходящей через формацию, включающая:

колонну труб в буровой скважине, указанная колонна труб содержит множество датчиков и электромагнитный сигнальный канал, соединяющий указанное множество датчиков с образованием скважинной электромагнитной цепи;

по меньшей мере один процессор, который выполнен с возможностью сопоставлять и соотносить данные от датчиков указанного множества датчиков через скважинную электромагнитную цепь, и с возможностью управлять скважинным показателем или скважинным параметром на основании указанного сравнения и соотнесения путем выборочной регулировки по меньшей мере одного параметра, влияющего на указанный скважинный показатель, до тех пор, пока указанный скважинный показатель не будет соответствовать целевому скважинному показателю в заданном диапазоне погрешности, и

управляющую подсистему, соединенную с указанным по меньшей мере одним процессором для приема управляющих данных, основанных на сравненных или сопоставленных данных от датчиков.

27. Система по п. 26, в которой указанная управляющая подсистема содержит управляющее устройство переменного кольцевого проходного сечения, которое содержит по меньшей мере один постоянный ограничитель площади и по меньшей мере один выдвижной ограничитель площади для прохождения в кольцевое проходное сечение и его ограничения.

28. Система по п. 26, которая дополнительно содержит систему сдвига с многоточечной массой, которая содержит приводной механизм, соединенный с вращающейся подвижной массой.

(56) EA7962 B1, 27.02.2007;
US 6233524 B1, 15.05.2001;
US 2003209365 A1, 13.11.2003;
RU 2270919 C2, 27.02.2006;
RU 2178520 C2, 20.01.2002;
US 6186248 B1, 13.02.2001;
RU 2273727 C2, 10.04.2006;
RU 2004122771 A, 20.01.2006;
SU 1430516 A1, 15.10.1988.

Примечание: при публикации сведений о выдаче патента будут использованы описание и чертежи, представленные на дату подачи заявки.