

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2866611

**СПОСОБ БУРЕНИЯ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ
СКВАЖИН**

Патентообладатель: *Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
"Санкт-Петербургский горный университет
императрицы Екатерины II" (RU)*

Авторы: *Двойников Михаил Владимирович (RU), Морозов
Дмитрий Олегович (RU)*

Заявка № **2025132204**

Приоритет изобретения **19 ноября 2025 г.**

Дата государственной регистрации
в Государственном реестре изобретений
Российской Федерации **21 июля 2026 г.**

Срок действия исключительного права
на изобретение истекает **19 ноября 2045 г.**

*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

Ю.С. Zubov



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК

E21B 7/04 (2026.05)

(21)(22) Заявка: 2025132204, 19.11.2025

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
19.11.2025Дата регистрации:
21.07.2026

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 19.11.2025

(45) Опубликовано: 21.07.2026 Бюл. № 21

Адрес для переписки:

199106, Санкт-Петербург, В.О., 21 линия, 2,
ФГБОУ ВО "СПбГУ", Патентно-
лицензионный отдел

(72) Автор(ы):

Двойников Михаил Владимирович (RU),
Морозов Дмитрий Олегович (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего
образования "Санкт-Петербургский горный
университет императрицы Екатерины II"
(RU)(56) Список документов, цитированных в отчете
о поиске: US 11105157 B1, 21.08.2021. SU 943389
A, 15.07.1982. RU 2112129 C1, 27.05.1998. US
8567528 B2, 29.10.2013. CN 215485870 U,
11.01.2022. CN 115874923 A, 31.03.2023.

(54) СПОСОБ БУРЕНИЯ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтяной и газовой промышленности. Способ бурения наклонно-направленных скважин характеризуется тем, что перед началом бурения осуществляют сборку двухсекционного винтового забойного двигателя бироторного механизма действия. Для этого над роторным столом породоразрушающий инструмент присоединяют к выходному валу нижнего винтового забойного двигателя, устанавливают переводник на корпус нижнего винтового забойного двигателя. Перед подачей верхнего винтового забойного двигателя производят ориентирование меток регулятора угла, установленного в его трансмиссионной секции, выходной вал верхнего винтового забойного двигателя подсоединяют к переводнику, корпус присоединяют к клапану обратному, проводят контроль свободного вращения корпуса нижнего винтового забойного двигателя. Производят спуск двухсекционного винтового забойного двигателя бироторного механизма действия в ствол скважины с постепенным наращиванием буровой колонны.

Изменяют азимутальное положение регулятора угла для корректировки траектории профиля скважины поворотом буровой колонны на азимутальный угол с помощью поверхностного привода. В ходе дальнейшего углубления варьируют подачу бурового раствора для поддержания необходимой азимутальной ориентации регулятора угла относительно исходного положения путем изменения режимных параметров работы верхнего и нижнего винтовых забойных двигателей и динамики корпуса нижнего двигателя, поддерживая баланс моментов верхнего и нижнего винтовых забойных двигателей двухсекционного винтового забойного двигателя бироторного механизма действия, на основе полученных данных от датчиков о гидравлических потерях в скважине и расходе бурового раствора на манифольде, путем увеличения частоты вращения породоразрушающего инструмента и уменьшения момента трения на вращающемся корпусе нижнего винтового забойного двигателя. Поверхностный привод азимутально

RU 2866611 C1

поворачивают по часовой стрелке, если резьбы элементов бурильной колонны выполнены в правую сторону, или против часовой стрелки, если резьбы элементов бурильной колонны выполнены в левую сторону, на угол смещения регулятора угла для его установки в изначальном положении, но не на 360 или более градусов. Затем производят смещение по часовой стрелке или против часовой стрелки для элементов бурильной колонны с правой или левой резьбой, соответственно, для достижения азимутального ориентирования соответствующего новому азимутальному углу, если значение нового азимутального угла находится между значениями

исходного азимутального угла и угла закручивания регулятора угла, причем их значение определяют в направлении против часовой стрелки для правой резьбы элементов бурильной колонны и по часовой стрелке для левой резьбы элементов бурильной колонны, то азимутальное смещение бурильной колонны на устье скважины производят на значение, равное разнице между углом закручивания регулятора угла и новым азимутальным углом. Обеспечивается повышение эффективности бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин с большим отходом от вертикали. 1 табл.

RU 2866611 C1



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(52) CPC
E21B 7/04 (2026.05)

(21)(22) Application: **2025132204**, **19.11.2025**

(24) Effective date for property rights:
19.11.2025

Registration date:
21.07.2026

Priority:

(22) Date of filing: **19.11.2025**

(45) Date of publication: **21.07.2026** Bull. № 21

Mail address:

**199106, Sankt-Peterburg, V.O., 21 liniya, 2, FGBOU
VO "SPbGU", Patentno-litsenzionnyj otdel**

(72) Inventor(s):

**Dvoynikov Mikhail Vladimirovich (RU),
Morozov Dmitrii Olegovich (RU)**

(73) Proprietor(s):

**federalnoe gosudarstvennoe biudzhethnoe
obrazovatelnoe uchrezhdenie vysshego
obrazovaniia «Sankt-Peterburgskii gornyi
universitet imperatritsy Ekateriny II» (RU)**

(54) **METHOD OF DRILLING DIRECTIONAL WELLS**

(57) Abstract:

FIELD: oil and gas industry.

SUBSTANCE: method of drilling directional wells is characterized in that before the start of drilling, a two-section screw downhole motor with a bi-rotor mechanism of action is assembled. To do this, the rock-cutting tool is connected to the output shaft of the lower downhole screw motor above the rotary table, and a sub is installed on the body of the lower downhole screw motor. Before feeding the upper downhole screw motor, the marks of the angle regulator installed in its transmission section are oriented, the output shaft of the upper downhole screw motor is connected to the adapter, the housing is connected to the check valve, and the free rotation of the housing of the lower downhole screw motor is checked. A two-section screw downhole motor with a bi-rotor mechanism is lowered into the wellbore with a gradual extension of the drill string. The azimuthal position of the angle regulator is changed to correct the well profile trajectory by rotating the drill string at an azimuthal angle using a surface drive. During further deepening, the supply of drilling fluid is varied to maintain the required azimuthal orientation of the angle regulator relative to the initial position by changing the operating parameters of the

upper and lower downhole screw motors and the dynamics of the lower motor housing, maintaining a balance of the moments of the upper and lower downhole screw motors of a two-section downhole screw motor with a bi-rotor mechanism of action, based on the data received from sensors on hydraulic losses in the well and the flow rate of drilling fluid on the manifold, by increasing the rotational speed of the rock-cutting tool and reducing the friction moment on the rotating housing of the lower downhole screw motor. The surface drive is azimuthally rotated clockwise if the threads of the drill string elements are made to the right side, or counterclockwise if the threads of the drill string elements are made to the left side, by the angle of displacement of the angle regulator for setting it in the initial position, but not by 360 degrees or more. Then, a clockwise or counterclockwise shift is made for the drill string elements with right-hand or left-hand threads, respectively, to achieve an azimuthal orientation corresponding to the new azimuthal angle, if the value of the new azimuthal angle is between the values of the initial azimuthal angle and the twist angle of the angle regulator, and their value is determined in the counterclockwise direction for the right-hand thread

of the drill string elements and clockwise for the left-hand thread of the drill string elements, then the azimuthal shift of the drill string at the wellhead is made by a value equal to the difference between the twist angle of the angle regulator and the new azimuthal

angle.
EFFECT: increased efficiency of drilling directional and horizontal wells with a large deviation from the vertical.
1 cl, 1 tbl

R U 2 8 6 6 6 1 1 C 1

R U 2 8 6 6 6 1 1 C 1

Изобретение относится к нефтяной и газовой промышленности, а именно к способам бурения забойным двигателем героторного типа, которое может быть использовано для бурения скважин с большим отходом от вертикали за счёт наличия двух винтовых забойных двигателей и жёсткого соединения выходного вала одного из них, корпус которого неподвижен и искривлён, с корпусом другого, посредством чего он приводится во вращательное движение.

Известен способ направленного бурения скважин (патент US № 8567528, опубл. 29.10.2013), заключающийся в применении двух винтовых забойных двигателей, причём нижний выполнен с изогнутым корпусом для вращения долота, а установленный выше по бурильной колонне и вращающий нижний двигатель в направлении, противоположном вращению бурильной колонны, имеет прямой корпус. Управление байпасной линией через верхний двигатель поддерживает нижний в практически статичном состоянии относительно вращающейся колонны при бурении криволинейного участка, после чего может быть установлен новый режим для бурения прямолинейного участка.

Недостатком данного способа является необходимость постоянного вращения бурильной колонны.

Известен способ применения нескольких забойных буровых двигателей (патент US № 11619094, опубл. 04.04.2023), заключающийся во включении в работу одного из двух последовательно установленных двигателей в компоновку низа бурильной колонны. Между ними расположена муфта, с помощью которой происходит включение в работу одного из винтовых забойных двигателей. Долото вращается благодаря такому выборочному включению, при этом предусмотрено нейтральное положение муфты.

Недостатком данного способа бурения является возможность бурения только прямолинейных участков скважины из-за неспособности установки регулятора угла в двигатель.

Известен способ бурения моторизированной роторно-управляемой системой для подземного бурения (патент WO № 2006119022, опубл. 29.03.2007), с помощью которого можно осуществлять наклонно направленное бурение с большим отходом от вертикали. В ходе проведения этого способа бурения для улучшения доведения осевой нагрузки до породоразрушающего инструмента, а также в целях интенсификации выноса шлама, может вращаться бурильная колонна, подвергающая кручению корпус двигателя.

Недостатками этого способа являются ограничение в интенсивности набора угла траектории профиля скважины, низкая надёжность механизмов искривления, а также повышенные напряжения в теле бурильных труб.

Известен способ автоматизированного управления углом ориентации инструмента при скользящем бурении (патент WO № 2015/061106, опубл. 30.04.2015), заключающийся в том, что на поверхности производится измерение перепада давления на двигателе и/или осевой нагрузки на долоте, с помощью чего прогнозируется реактивный момент двигателя. Затем производится автоматическое регулирование частотно-моментных характеристик системы верхнего привода для компенсации реактивного момента и удержания мотора на заданной азимутальной ориентации регулятора угла в реальном времени.

Недостатком этого способа является высокая неточность регуляции из-за трения, торсионных колебаний на корпусе двигателя и упругости бурильной колонны. По этой причине часть поверхностного углового смещения поглощается трением и крутильной жёсткостью бурильных труб, что требует дополнительной коррекции и может снижать оперативность наведения.

Известен способ направленного бурения (патент US № 11105157, опубл. 31.08.2021), принятый за прототип, включающий определение начальной и конечной пространственных точек участка траектории профиля скважины и определение последовательности чередования двух режимов бурения, без вращения бурильной колонны и с вращением бурильной колонны, с учётом прогнозируемого отклика двигателя на осевую нагрузку, частоту вращения долота и азимутального положения регулятора угла.

Недостатком этого способа бурения является возможность углубления скважин с отношением горизонтального отклонения к вертикальной глубине менее или равным 4,0. Это связано со статичностью корпуса нижнего двигателя, в то время как при его вращении пропадает возможность искривления траектории профиля ствола скважины.

Техническим результатом является повышение эффективности бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин с большим отходом от вертикали.

Технический результат достигается тем, что перед началом бурения осуществляют сборку двухсекционного винтового забойного двигателя бироторного механизма действия, для этого над роторным столом породоразрушающий инструмент присоединяют к выходному валу нижнего винтового забойного двигателя, устанавливают переводник на корпус нижнего винтового забойного двигателя, при этом перед подачей верхнего винтового забойного двигателя производят ориентирование меток регулятора угла, установленного в его трансмиссионной секции, выходной вал верхнего винтового забойного двигателя подсоединяют к переводнику, корпус присоединяют к клапану обратному, проводят контроль свободного вращения корпуса нижнего винтового забойного двигателя, производят спуск двухсекционного винтового забойного двигателя бироторного механизма действия в ствол скважины с постепенным наращиванием бурильной колонны, изменяют азимутальное положение регулятора угла для корректировки траектории профиля скважины поворотом бурильной колонны на азимутальный угол с помощью поверхностного привода, в ходе дальнейшего углубления варьируют подачу бурового раствора для поддержания необходимой азимутальной ориентации регулятора угла относительно исходного положения путем изменения режимных параметров работы верхнего и нижнего винтовых забойных двигателей и динамики корпуса нижнего двигателя, поддерживая баланс моментов верхнего и нижнего винтовых забойных двигателей двухсекционного винтового забойного двигателя бироторного механизма действия, на основе полученных данных от датчиков о гидравлических потерях в скважине и расходе бурового раствора на манифольде, удовлетворяющим условию:

$$M_{д.в} = M_{р.д.н} + M_{тр}, \text{ где}$$

$M_{д.в}$ - полезный момент верхнего винтового забойного двигателя, Н·м;

$M_{р.д.н}$ - реактивный момент нижнего винтового забойного двигателя, Н·м;

$M_{тр}$ - момент трения на корпусе нижнего винтового забойного двигателя, Н·м;

путем увеличения частоты вращения породоразрушающего инструмента и уменьшения момента трения на вращающемся корпусе нижнего винтового забойного двигателя, при этом поверхностный привод азимутально поворачивают по часовой стрелке, если резьбы элементов бурильной колонны выполнены в правую сторону, или против часовой стрелки, если резьбы элементов бурильной колонны выполнены в левую сторону, на угол смещения регулятора угла для его установки в изначальном положении, но не на 360 или более градусов, затем производят смещение по часовой стрелке или против часовой стрелки для элементов бурильной колонны с правой или

левой резьбой соответственно для достижения азимутального ориентирования соответствующего новому азимутальному углу, если значение нового азимутального угла находится между значениями исходного азимутального угла и угла закручивания регулятора угла, причем их значение определяют в направлении против часовой стрелки для правой резьбы элементов бурильной колонны и по часовой стрелке для левой резьбы элементов бурильной колонны, то азимутальное смещение бурильной колонны на устье скважины производят на значение, равное разнице между углом закручивания регулятора угла и новым азимутальным углом.

Способ осуществляется следующим образом.

Перед началом бурения над роторным столом породоразрушающий инструмент присоединяют к выходному валу нижнего винтового забойного двигателя. Далее устанавливают переводник на корпус нижнего винтового забойного двигателя. Перед подачей верхнего винтового забойного двигателя производят ориентирование меток регулятора угла, установленного в его трансмиссионной секции. Затем выходной вал верхнего винтового забойного двигателя подсоединяют к переводнику, корпус присоединяют к клапану обратному. Затем производят пуск двигателя посредством предварительной циркуляции бурового раствора для определения проходимости жидкости в рабочих органах, роторе и статоре, двухсекционного винтового забойного двигателя, а также сопоставляют падение давления на поверхностном датчике давления с расчётными величинами. Проводят контроль свободного вращения корпуса нижнего винтового забойного двигателя.

Далее производят спуск двухсекционного винтового забойного двигателя бироторного механизма действия в ствол скважины с постепенным наращиванием бурильной колонны. Производят постоянный долив бурового раствора в бурильную колонну. По достижении расчетной глубины перед началом бурения выполняют плавный пуск циркуляции бурового раствора. Выдерживают режим прогрева силовых секций винтовых забойных двигателей на малом расходе бурового раствора. Далее ступенчато увеличивают расход бурового раствора до рабочего значения и контролируют перепад давления на поверхностном датчике давления. Затем выполняют плавную посадку долота на забой скважины. По устойчивым значениям давления на поверхностном датчике давления подтверждают устойчивую работу верхнего и нижнего двигателей, после чего наращивают осевую нагрузку на породоразрушающий инструмент до рабочего значения.

Изменение азимутального положения регулятора угла для корректировки траектории профиля скважины производят поворотом бурильной колонны на азимутальный угол с помощью поверхностного привода. Вращение бурильной колонны на устье скважины производят только для азимутального ориентирования регулятора угла. В ходе дальнейшего углубления подачу бурового раствора могут варьировать для поддержания необходимой азимутальной ориентации регулятора угла относительно исходного положения. Это производят изменением режимных параметров работы винтовых забойных двигателей и динамики корпуса нижнего двигателя. Это приводит к изменению реактивных моментов, действующих на компоновку бурильных труб в целом.

На устье скважины, где на персональном компьютере обрабатывают данные, полученные от датчиков, должны быть установлены датчик давления и расходомер, которые передают данные о гидравлических потерях в скважине и расходе бурового раствора на манифольде соответственно. На основе полученных данных определяют моментные характеристики обоих винтовых забойных двигателей, при их независимой работе:

$$M_d = -M_{p.d} \cdot \eta_{гм} = \frac{PV\eta_{гм}}{2\pi}, \quad (1)$$

где

M_d – полезный момент винтового забойного двигателя, НЧм;

$M_{p.d}$ – реактивный момент винтового забойного двигателя, НЧм;

P – перепад давления на винтовом забойном двигателе, Па;

V – рабочий объём винтового забойного двигателя, м³/об.;

$\eta_{гм}$ – гидромеханический КПД винтового забойного двигателя, ед.

С увеличением расхода бурового раствора перепад давления на обоих винтовых забойных двигателях увеличивается в зависимости от конфигурации их рабочих органов, что определяет увеличение моментных и реактивных характеристик двигателей.

Осевую силу, развиваемую в рабочих органах, определяют по формуле:

$$F_{p0} = P(S_k + z_2 S), \quad (2)$$

где

P – перепад давления на рабочих органах винтового забойного двигателя, Па;

S_k – площадь проекции контактных линий рабочих органов двигателя, м²;

z_2 – количество зубьев ротора двигателя, ед.;

S – площадь живого сечения рабочих органов, м².

Установка двух винтовых забойных двигателей в компоновке низа бурильной колонны приводит к возрастанию перепада давления в компоновке низа бурильной колонны, который создаёт дополнительную осевую нагрузку на породоразрушающий инструмент, причём увеличение расхода бурового раствора увеличивает перепад давления на рабочих органах двухсекционного винтового забойного двигателя бироторного механизма действия, что дополнительно повышает осевую нагрузку, создаваемую гидравлическим напором. Дополнительная осевая нагрузка, создаваемая гидравлическим перепадом давления в компоновке низа бурильной колонны на рабочих органах двухсекционного винтового забойного двигателя бироторного механизма действия, позволяет увеличить возможный отход от вертикали траектории профиля скважины, благодаря уменьшению количества устанавливаемых утяжелённых и толстостенных бурильных труб в бурильной колонне на вертикальном участке скважины, что понижает степень синусоидального и спирального изгибов бурильной колонны или предотвращает их.

Баланс моментов двигателей двухсекционного винтового забойного двигателя бироторного механизма действия находят по формуле:

$$M_{дв} = M_{p.d.n} + M_{тр}, \quad (3)$$

где

$M_{дв}$ – полезный момент верхнего двигателя, Н·м;

$M_{p.d.n}$ – реактивный момент нижнего двигателя, Н·м;

$M_{тр}$ – момент трения на корпусе нижнего двигателя, Н·м.

Левая часть соотношения принимает значение правой, если правая часть превышает значение левой, и наоборот, причём режимным параметром, от которого зависит значение момента трения на корпусе нижнего винтового забойного двигателя, является частота его вращения. Момент на породоразрушающем инструменте принимает значение полезного момента нижнего винтового забойного двигателя.

Частота вращения выходного вала верхнего винтового забойного двигателя и корпуса нижнего винтового забойного двигателя равны, и их определяют по формуле:

$$n_1 = \frac{\omega_1}{2\pi} = \frac{Q\eta_{0.1}}{V_1}, \quad (4)$$

где

ω_1 – скорость вращения выходного вала верхнего винтового забойного двигателя или корпуса нижнего винтового забойного двигателя, с^{-1} ;

Q – расход бурового раствора на винтовом забойном двигателе, $\text{м}^3/\text{с}$;

$\eta_{0.1}$ – объёмный КПД верхнего винтового забойного двигателя, ед.;

V_1 – рабочий объём верхнего винтового забойного двигателя, $\text{м}^3/\text{об}$.

С увеличением расхода бурового раствора увеличивается скорость вращения выходных валов обоих винтовых забойных двигателей, в частности верхнего, из-за чего повышается скорость вращения корпуса нижнего винтового забойного двигателя. Это приводит к уменьшению значения момента трения на корпусе нижнего винтового забойного двигателя. Также из-за кручения корпуса нижнего винтового забойного двигателя наблюдают увеличение возможного отхода от вертикали траектории профиля скважины, а также снижение вероятности возникновения дифференциального прихвата.

Момент трения на вращающемся корпусе нижнего винтового забойного двигателя уменьшается, а в некоторых геолого-технических условиях стремится к нулю, из-за изменения характера контакта со стенкой скважины из статического в кинетический, а также эффекта Штрибека в местах отсутствия контакта корпуса винтового забойного двигателя со стенкой скважины. Вклад вязкого трения, объясняемого потоком Куэтта, в итоговое значение момента трения на корпусе вращающегося винтового забойного двигателя ничтожно мало.

Частоту вращения породоразрушающего инструмента определяют по формуле:

$$n = n_1 + n_2, \quad (5)$$

где

n_2 – частота вращения выходного вала нижнего винтового забойного двигателя, об/с.

При секционной установке винтовых забойных двигателей, частоту вращения породоразрушающего инструмента увеличивают с сохранением значения моментной характеристики. Это служит причиной увеличения мощностной характеристики породоразрушающего инструмента, что повышает эффективность бурения скважин, а также даёт возможность более широкого выбора породоразрушающего инструмента из линейки алмазных долот.

Величину необходимого азимутального смещения бурильной колонны на устье скважины для азимутального ориентирования регулятора угла определяют по формуле:

$$\varphi = |\varphi_y| \pm \varphi_n = \left| \sum_i \frac{M_i L_i}{G_i J_{p,i}} \right| \pm \varphi_n, \quad (6)$$

где

φ_y – азимутальный угол упругого закручивания бурильной колонны, градусы;

φ_n – новый азимутальный угол, градусы;

M_i – момент на i -м элементе бурильной колонны, Н·м;

L_i – длина i -го элемента бурильной колонны, м;

G_i – модуль сдвига материала i -го элемента бурильной колонны, Па;

$I_{p,i}$ – полярный момент сопротивления кручению i -го элемента бурильной колонны, м^4 .

Здесь и далее «по часовой стрелке» и «против часовой стрелки» означает соответствующее движение относительно наблюдателя, взгляд которого направлен на забой.

После определения азимутального смещения бурильной колонны в зоне регулятора угла относительно устья скважины, поверхностный привод азимутально поворачивают по часовой стрелке, если резьбы элементов бурильной колонны выполнены в правую сторону, или против часовой стрелки, если резьбы элементов бурильной колонны выполнены в левую сторону, на угол смещения регулятора угла для его установки в изначальном положении, но не на 360 или более градусов. Затем производят смещение по часовой стрелке или против часовой стрелки для элементов бурильной колонны с правой или левой резьбой соответственно для достижения азимутального ориентирования соответствующего новому азимутальному углу. Если значение нового азимутального угла находится между значениями исходного азимутального угла и угла закручивания регулятора угла, причём их значение определяется в направлении против часовой стрелки для правой резьбы элементов бурильной колонны и по часовой стрелке для левой резьбы элементов бурильной колонны, то азимутальное смещение бурильной колонны на устье скважины производится на значение, равное разнице между углом закручивания регулятора угла и новым азимутальным углом. Во избежание отворота элементов бурильной колонны с правой резьбой нарезку рабочих органов винтовых забойных двигателей выполняют в левую сторону и наоборот.

Осуществление азимутального ориентирования бурильной колонны поверхностным приводом производят при поддержании режимных параметров бурения, а также момента трения в компоновке низа бурильной колонны, на одном уровне.

Способ поясняется следующим примером.

Пример расчёта режимных параметров бурения и процесса работы винтовых забойных двигателей.

В примере приводится процесс бурения наклонно-направленной скважины на одном из месторождений Западной Сибири для способа бурения двухсекционным винтовым забойным двигателем бироторного механизма действия. Для расчёта используются следующие исходные данные (таблица 1).

Таблица 1 – Исходные данные для расчета

№	Параметр	Значение
1	Перепад давления на верхнем двигателе, МПа	4,67
2	Перепад давления на нижнем двигателе, МПа	3,27
3	Рабочий объём на верхнем двигателе, л/об	1,8
4	Рабочий объём на нижнем двигателе, л/об	2,3
5	Число зубьев ротора верхнего двигателя, ед	4
6	Число зубьев ротора нижнего двигателя, ед	5
7	Гидромеханический КПД верхнего двигателя, ед	0,70
8	Гидромеханический КПД нижнего двигателя, ед	0,65
9	Объёмный КПД верхнего двигателя, ед	0,8
10	Объёмный КПД нижнего двигателя, ед	0,8
11	Расход бурового раствора, л/с	10
12	Длина бурильных труб, м	1200
13	Длина корпуса силовой секции верхнего двигателя, м	3
14	Диаметр корпуса верхнего двигателя, мм	106
15	Внутренний диаметр корпуса верхнего двигателя, мм	91

16	Внешний диаметр бурильных труб, мм	89
17	Внутренний диаметр бурильных труб, мм	70
18	Предписываемый азимутальный угол расположения регулятора угла, град.	45
19	Площадь проекции контактных линий рабочих органов верхнего двигателя, см ²	30,78
20	Площадь живого сечения РО верхнего двигателя, мм ²	900
21	Площадь проекции контактных линий рабочих органов нижнего двигателя, см ²	41,10
22	Площадь живого сечения РО нижнего двигателя, мм ²	805
23	Момент трения на корпусе нижнего двигателя, НЧм	20
24	Резьба элементов бурильной колонны	правая

Рассчитаем азимутальный угол закручивания регулятора угла относительно своего изначального азимутального положения по функциям 1-6. В настоящих расчётах учтена длина бурильных труб и длина корпуса силовой секции верхнего двигателя, угол торсионного их закручивания, тогда как этими значениями для утяжелённых бурильных труб, телесистемы, переводников, муфт бурильных труб, клапанов и прочих элементов бурильной колонны пренебрегаем из-за их малой длины и/или большой жёсткости.

Определим полярный момент инерции для бурильных труб:

$$I_{п.бт} = \frac{\pi}{2}(R_n^4 - R_v^4) = \frac{\pi}{2}(0,089^4 - 0,070^4) = 3,74 \cdot 10^{-6}(\text{м}^4)$$

Определим полярный момент инерции для корпуса секции с рабочими органами верхнего винтового забойного двигателя:

$$I_{п.сс} = \frac{\pi}{2}(R_n^4 - R_v^4) = \frac{\pi}{2}(0,106^4 - 0,091^4) = 5,66 \cdot 10^{-6}(\text{м}^4)$$

Рассчитаем скорость вращения корпуса нижнего винтового забойного двигателя в установившемся режиме работы:

$$\omega_v = \frac{2\pi \cdot 10 \cdot 0,8}{1,8} = 27,93 (\text{с}^{-1})$$

Рассчитаем частоту вращения породоразрушающего инструмента:

$$n = \frac{10 \cdot 0,8}{1,8} + \frac{10 \cdot 0,8}{2,3} = 475,36 \left(\frac{\text{об}}{\text{мин}} \right)$$

Определим полезный момент верхнего винтового забойного двигателя при его независимой работе:

$$M_{дв} = \frac{4,67 \cdot 10^6 \cdot \frac{1,8}{10^3} \cdot 0,70}{2\pi} = 936,98 (\text{Н} \cdot \text{м})$$

Определим полезный и реактивный моменты нижнего винтового забойного двигателя при его независимой работе:

$$M_{дн} = M_{р.дн} \cdot 0,65 = \frac{3,27 \cdot 10^6 \cdot \frac{2,3}{10^3} \cdot 0,65}{2\pi} = 778,45 (\text{Н} \cdot \text{м})$$

$$M_{р.дн} = \frac{778,45}{0,65} = 1197,61 (\text{Н} \cdot \text{м})$$

Определим моментную характеристику обоих двигателей и породоразрушающего инструмента в установившемся режиме бурения:

$$M_{дв} = M_{р.дн} + M_{тр} = 1197,61 + 20 = 1217,61 (\text{Н} \cdot \text{м})$$

$$M = M_{дн} = 778,45 (\text{Н} \cdot \text{м})$$

Мощность на породоразрушающем инструменте:

$$N = M \cdot \omega = 778,45 \cdot 2 \cdot \pi \cdot \frac{475,36}{60} = 38,75 \text{ (кВт)}$$

Следствием повышения значения частоты вращения породоразрушающего инструмента с сохранением значения моментной характеристики является повышение мощности, из-за чего наблюдаются повышение механической скорости бурения, а также возникновение выбора породоразрушающего инструмента из более широкой линейки алмазных долот.

Рассчитаем осевую силу, образующуюся в рабочих органах двухсекционного винтового забойного двигателя бироторного механизма действия в его рабочем режиме бурения:

$$F_{\text{по}} = 467 \cdot (30,78 + 4 \cdot 9) + 327 \cdot (41,10 + 5 \cdot 8,05) = 57,79 \text{ (кН)}$$

Из этого следует, что в компоновке низа бурильной колонны в рабочем режиме бурения, благодаря установке двух винтовых забойных двигателей, будет создаваться дополнительная нагрузка на породоразрушающий инструмент, равная 57,79 кН, которая увеличивает предельно допустимый отход от вертикали траектории профиля скважины.

Рассчитаем азимутальное смещение регулятора угла относительно положения роторного стола, принятого за исходное:

$$\varphi = \left| -\frac{57,3}{80 \cdot 10^9} \left(\frac{1217,61 \cdot 1200}{3,74 \cdot 10^{-6}} + \frac{1217,61 \cdot 3}{5,66 \cdot 10^{-6}} \right) \right| + 45 = 324,70 \text{ (}^\circ\text{)}$$

Следовательно, бурильная колонна имеет крутильную упругую деформацию, определяемую её азимутальным смещением против часовой стрелки, равным 279,70°. Для азимутального ориентирования в новом направлении необходимо произвести азимутальное смещение бурильной колонны на устье скважины на 324,70° по часовой стрелке. Для заявленного способа бурения наклонно-направленных скважин с большим отходом от вертикали силы трения на внешней стенке компоновки низа бурильной колонны за счёт вращения корпуса нижнего винтового забойного двигателя уменьшаются.

Способ позволяет снизить уровень напряжённо-деформированного состояния бурильной колонны, увеличить предельно допустимый отход от вертикали траектории профиля наклонно-направленной скважины, а также вести ориентированное бурение с применением винтовых забойных двигателей и поддержанием вращения на корпусе одного из них без постоянного кручения бурильной колонны.

(57) Формула изобретения

Способ бурения наклонно-направленных скважин, характеризующийся тем, что перед началом бурения осуществляют сборку двухсекционного винтового забойного двигателя бироторного механизма действия, для этого над роторным столом породоразрушающий инструмент присоединяют к выходному валу нижнего винтового забойного двигателя, устанавливают переводник на корпус нижнего винтового забойного двигателя, при этом перед подачей верхнего винтового забойного двигателя производят ориентирование меток регулятора угла, установленного в его трансмиссионной секции, выходной вал верхнего винтового забойного двигателя подсоединяют к переводнику, корпус присоединяют к клапану обратному, проводят контроль свободного вращения корпуса нижнего винтового забойного двигателя, производят спуск двухсекционного винтового забойного двигателя бироторного механизма действия в ствол скважины с постепенным наращиванием бурильной колонны, изменяют азимутальное положение регулятора угла для корректировки траектории профиля скважины поворотом бурильной колонны на азимутальный угол

с помощью поверхностного привода, в ходе дальнейшего углубления варьируют подачу бурового раствора для поддержания необходимой азимутальной ориентации регулятора угла относительно исходного положения путем изменения режимных параметров работы верхнего и нижнего винтовых забойных двигателей и динамики корпуса нижнего двигателя, поддерживая баланс моментов верхнего и нижнего винтовых забойных двигателей двухсекционного винтового забойного двигателя бироторного механизма действия, на основе полученных данных от датчиков о гидравлических потерях в скважине и расходе бурового раствора на манифольде, удовлетворяющим условию:

$$M_{д.в} = M_{р.д.н} + M_{тр}, \text{ где}$$

$M_{д.в}$ - полезный момент верхнего винтового забойного двигателя, Н·м;

$M_{р.д.н}$ - реактивный момент нижнего винтового забойного двигателя, Н·м;

$M_{тр}$ - момент трения на корпусе нижнего винтового забойного двигателя, Н·м;

путем увеличения частоты вращения породоразрушающего инструмента и уменьшения момента трения на вращающемся корпусе нижнего винтового забойного двигателя, при этом поверхностный привод азимутально поворачивают по часовой стрелке, если резьбы элементов бурильной колонны выполнены в правую сторону, или против часовой стрелки, если резьбы элементов бурильной колонны выполнены в левую сторону, на угол смещения регулятора угла для его установки в изначальном положении, но не на 360 или более градусов, затем производят смещение по часовой стрелке или против часовой стрелки для элементов бурильной колонны с правой или левой резьбой соответственно для достижения азимутального ориентирования, соответствующего новому азимутальному углу, если значение нового азимутального угла находится между значениями исходного азимутального угла и угла закручивания регулятора угла, причем их значение определяют в направлении против часовой стрелки для правой резьбы элементов бурильной колонны и по часовой стрелке для левой резьбы элементов бурильной колонны, то азимутальное смещение бурильной колонны на устье скважины производят на значение, равное разнице между углом закручивания регулятора угла и новым азимутальным углом.