К ВОПРОСУ АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ВИНТОВЫМИ ЗАБОЙНЫМИ ДВИГАТЕЛЯМИ

А.В. Вerveкин

Пермский национальный исследовательский
политехнический университет, Пермь, Россия

Рассмотрена эффективность применения тормоза электропорошкового на примере технического анализа диаграмм геолого-технологических исследований. Показаны примеры бурения в твердой и переслаивающейся по степени бурения породе с применением и без применения тормоза электропорошкового. Выделена проблема современной автоматизации процесса бурения нефтяных и газовых скважин. Предложено решение по модернизации тормоза электропорошкового, способное обеспечить высокую механическую скорость проходки при бурении нефтяных и газовых скважин. Обозначены этапы внедрения регулятора подачи долота, основной принцип которого заключается в контроле дифференциального перепада давления. Отмечен положительный результат по разработке принципиальной схемы и подключению макета регулятора к шкафу тормоза электропорошкового. Также показано влияние энергетических характеристик тихоходных и быстроходных винтовых забойных двигателей на рейсовую скорость проходки при бурении нефтяных и газовых скважин, а также влияние человеческого фактора при эксплуатации винтовых забойных двигателей.

Отмечено отсутствие современной автоматизации процесса бурения и эксплуатации забойных двигателей по двум параметрам: контроль темпа изменения давления в нагнетательной линии и поддержание заданного дифференциального перепада давления на гидравлический забойный двигатель. Показан метод определения моментоемкости породы в забойных условиях при бурении нефтяных и газовых скважин винтовыми забойными двигателями. Рассмотрено влияние осевой нагрузки на крутящий момент. В результате исследований определено, что одним из важных аспектов при бурении, увеличивающих рейсовую скорость, являются оперативная дозировка и автоматизированное управление подводимой гидравлической энергией при разрушении горных пород в процессе бурения нефтяных и газовых скважин гидравлическими забойными двигателями.

Ключевые слова: бурение нефтяных и газовых скважин, винтовой забойный двигатель, регулятор подачи долота, автоматизация процесса бурения, тормоз электропорошковый, механическая скорость, гидравлическая энергия, крутящий момент, дифференциальный перепад давления, энергетическая характеристика.

TO THE QUESTION OF AUTOMATION OF OIL AND GAS WELLS DRILLING WITH SCREW DOWNHOLE MOTORS

A.V. Vervekin

Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation

Efficiency of the electro powder brakes application on the example of geotechnical studies diagrams technical analysis is examined. Examples of drilling in hard and interbedded by the drilling extent rock with and without the electro powder brakes are shown. The problem of modern automation of oil and gas wells drilling process is highlighted. Decision on electro powder brake upgrades that can provide high mechanical penetration speed in drilling oil and gas wells is proposed. Stages of implementation feed controller bit are designated, the basic principle of which is to control the differential pressure drop. A positive result for the development of the concept and connection to the control brakes electro powder closet layout is indicated. Also the influence of the energy characteristics of low-speed and high-speed screw downhole motors on scheduled rate of penetration in drilling oil and gas wells, as well as the human factor in the operation of the screw downhole motors is shown.

The absence of modern automation drilling and operation of downhole motors process is noted in two parameters: control the rate of change of pressure in the discharge line and maintaining a given differential pressure drop across the mud motor. A method for determining the rock moment capacity in downhole conditions in drilling oil and gas wells with screw downhole motors is shown. The influence of the axial load on the rotation torque is considered. The studies determined that one of the important aspects of the drilling, which increase scheduled speed, is operational dosage and automated management of hydraulic power supplied in rock failure in the process of drilling oil and gas wells with hydraulic downhole motors.

Keywords: drilling oil and gas wells, screw downhole motors, control bit feeding, automation of the drilling process, electro powder brake, mechanical speed control, hydraulic power, torque, differential pressure drop, energy characteristic.

Введение

Разрушение горной породы – основной процесс при строительстве нефтяных и газовых скважин, требующий существенного изучения, и именно от скорости процесса углубления зависит срок строительства скважины. Для того чтобы понимать процесс углубления и то, как можно управлять гидравлической энергией, необходимо разобраться в механике разрушения горной породы, опираясь на механические свойства породы, а также руководствуясь характеристикой породоразрушающего инструмента в совокупности с характеристикой привода; необходимо вывести общие зависимости – моментомкость горной породы, крутящий момент на приводе, энергопотребление долота и т.д.

Разрушение горной породы

При изучении литературы по данной теме были получены следующие теоретические результаты. Согласно источнику [1] горные породы разрушаются вследствие отрыва (от нормальных напряжений) или сдвига, скалывания, среза (от касательных напряжений). При сжатии порода разрушается преимущественно на скалывание, при растяжении – на отрыв. Разрушение горных пород – процесс сложный, и разрушение на скалывание и отрыв сопровождают друг друга. Источник [1] также определяет, что процесс разрушения требует времени и происходит постепенно, но с различной скоростью. Разрушение происходит по контактными поверхностям отдельных минеральных зерен. Продолжительность разрушения для одной и той же породы при прочих равных условиях определяется нагрузкой, температурой, активностью среды, напряженным состоянием и т.д. При бурении скважины разрушение горных пород долотами различного типа может быть поверхностным и объемным. Первый вид разрушения обычно неэффективен – он сводится к дроблению, истиранию, выламыванию из мас-

сива и проталкиванию в направлении движения инструмента частиц породы. Характеристики горной породы определяются различными способами в лабораторных условиях, по справочнику. Теоретические исследования по источнику [1]: объемный тип разрушения – разбуривание породы долотом можно рассматривать как процесс вдавливания в породу наконечника (штампа) с плоским и криволинейным основаниями. Переход от меньшей степени нагрузки на штамп к большей изменяет скорость деформации. При этом различаются три фазы напряженного состояния породы под штампом: уплотнение (затухание деформации), предельное равновесие (разрывы и сдвиги) и разрушение. Три фазы разрушения составляют полный цикл разрушения горной породы. Ключевым словом и выводом по приведенному материалу является разрушение. Вдавливание штампа – это еще не процесс бурения, необходимо знать момент сопротивления горной породы разрушению, у каждой породы он свой. По источнику [1] установлено, что в процессе вдавливания наконечников разрушение породы наступает при их погружении на 0,1–0,25 мм, а продолжительность цикла разрушения породы составляет около 0,002 с. Таким образом, скальные породы разрушаются без внедрения в них зубцов шарошек. При большей продолжительности контакта зубцов с породой происходит их погружение, но не в материнскую породу, а в продукты ее разрушения. Меньшей по продолжительности действующей силой можно достичь большего разрушительного эффекта, чем большей силой, но действующей мгновенно.

Источник [2] определяет следующее: твердость горных пород является одним из свойств, представляющих интерес с позиции механики разрушения. В процессе бурения на шарошечное долото действуют статические и динамические силы. Распределение нагрузки зависит от

физико-механических свойств разбуриваемых пород. Источник [3] вводит следующие определения: пластичность – это способность материала к увеличению интенсивности деформирования по мере роста нагрузки и к сохранению остаточной деформации после снятия нагрузки. Для характеристики пластических свойств материала вводятся понятия модуля пластичности и коэффициента пластичности. Каждый вид деформации имеет свою специфику, пределы прочности по каждому виду разрушения различны для одной и той же горной породы. Согласно источнику [3] в практике бурения используется еще одна характеристика горных пород – буримость – это свойство горной породы, которое характеризует ее разрушаемость на ограниченной поверхности забоя скважины. Это относительная характеристика, зависящая от уровня развития техники и технологии бурения. Мера буримости той или иной горной породы – средняя скорость углубления ствола скважины. Обычно механические свойства горных пород изучаются в условиях простой деформации: при растяжении, сжатии и т.п. Но необходимо учитывать, что на забое скважины горная порода находится в условиях напряженного состояния. На нее действует давление в контакте с породоразрушающим инструментом, гидростатическое давление столба жидкости в скважине, поровое (или пластовое) давление жидкости, находящейся в порах, и другие факторы, поэтому надо рассматривать сложное деформированное состояние, возникающее при всем многообразии действующих нагрузок.

Одна и та же порода обладает различными свойствами на поверхности и на значительной глубине, и это различие возрастает с глубиной. Изменение механических свойств пород, наблюдаемое с ростом глубины их залегания, происходит под действием ряда факторов: давление вышележащих пород, гидростатиче-

ское давление, пластовое давление, температура среды.

Сходя из источника [3] разрушение горной породы на забое скважины представляет собой сложный энергетический процесс. На углубление скважины расходуется только небольшая часть подведенной к породоразрушающему инструменту мощности, а преобладающую ее долю составляют неизбежные потери. Полезно расходуемая мощность идет на разрушение горной породы на забое. Доля мощности, расходуемой непосредственно на разрушение горной породы на забое, составляет несколько процентов от подведенной (по данным А.И. Спивака, 2–15 %), а физический коэффициент полезного действия (КПД), определяемый по расходу энергии на образование новой свободной поверхности частиц шлама, оказывается еще меньше (по данным Л.А. Шрейнера, около 0,01 %). Распределение подведенной мощности, КПД ее использования в одной и той же породе в значительной степени зависят от условий работы породоразрушающего инструмента, которые определяются различными факторами, в первую очередь технологическим режимом бурения. По источнику [3], реализуемая через долото мощность, приходящаяся на 1 см его диаметра, может достигать 5–10 кВт, статическая осевая нагрузка – 10–15 кН. Динамическая осевая нагрузка может превышать статическую в 1,5–2,0 раза. На долоте расходуется два вида энергии – гидравлическая (постоянная) и механическая (переменная).

Режимы бурения

Немаловажным будет рассмотреть режимы бурения. По источникам [4, 5], в процессе углубления скважины можно изменять определенные параметры, которые принято называть параметрами режима бурения: осевая нагрузка на долото G , условно разделяемая на динамическую и статическую составляющие; расход промывочной жидкости и пара-

метры, характеризующие ее свойства; частота вращения долота (или бурильной колонны – для роторного бурения). Без прекращения процесса углубления скважины можно изменять и давление на выкиде бурового насоса или в бурильной колонне, и вращательный момент для работы долота или на валу забойного двигателя (P_n , M_v и M_d). Но P_n , M_v и M_d не принято относить к параметрам режима бурения, хотя P_n является одним из главных и управляемых параметров, который определяет работу гидравлического забойного двигателя (ГЗД) и оказывает соответствующее влияние на темп углубления скважины.

Действительно, на темп бурения ГЗД оказывают определяющее влияние два стержневых параметра: гидравлическая мощность на выкиде бурового насоса и мощность, переданная забою скважины. Следовательно, наряду с расходом Q давление $P_n = P_{\max}$ определяет величину коэффициента передачи мощности на забой скважины. По количеству технологических связей P_n равнозначно разгрузке инструмента на буровом крюке, и, видимо, P_n следует отнести к параметрам режима бурения, хотя это пока не принято.

Определенное сочетание управляемых с устья скважины параметров режима бурения называют режимом бурения. В настоящее время принято выделять три вида режимов. Режим бурения, при котором можно получить необходимое качество пробуренной с высокой рейсовой скоростью скважины при данной технической вооруженности буровой, называется оптимальным или рациональным. При возможности замены некоторого оборудования буровой, особенно энергетического, повышают темп углубления скважины, и тогда рациональный режим бурения называют скоростным. Другие названия режимов бурения (силовой, форсированный, режим максимальной проходки на долото и др.) в настоящее время практически не применяют в связи с тем, что режим бурения всегда должен

быть рациональным, т.е. экономически выгодным.

Если необходимо получить какие-либо отдельные качественные показатели при проводке скважины, например отобрать требуемое количество керна, углубить скважину в зонах осложнений или при аварийной ситуации, при интенсивном изменении зенитного и азимутального углов оси скважины (в том числе при исправлении направления оси скважины), а также при некоторых исследовательских работах в скважине, режим бурения называют специальным. Иногда применяют символические названия: режим роторного или турбинного бурения, режим бурения с электробуром и др.

Также в источнике [4] приводятся методы проектирования режимов бурения. В настоящее время имеется три основных метода проектирования режимов бурения: статистический, который проектируется по промысловым данным с применением методов и алгоритмов статистики при ручной обработке или чаще с использованием вычислительной техники; аналитический и метод пересчета.

Сущность статистического метода состоит в том, что показатели бурения, в первую очередь показатели отработки долот, группируют с учетом сопоставимости геологических, технических и технологических условий бурения скважины, а затем обрабатывают соответственно интервалам пород геологического разреза скважины с условно одинаковой буримостью. Этот метод позволяет выявить эффективные режимы бурения, модели и типы долот и забойных двигателей, а также эффективный способ бурения без привлечения данных о механических свойствах горных пород, но он имеет недостатки:

– зависимость результатов обработки промысловых данных от достоверности информации, внесенной в первичную документацию при недостаточном оснащении скважинной аппаратурой;

– трудоемкость метода, особенно при сборе первичной информации;

– зависимость результатов применения метода от объемов бурения, поэтому достоверность метода повышается, когда значительная часть месторождения уже разбурена. При этом привлекаются данные на прошедший период, при котором состояние техники и технологии бурения было на более низком уровне. Следовательно, нельзя однозначно утверждать, что применявшийся режим бурения будет наилучшим в перспективе при изменившейся технике и технологии бурения скважины или при изменившихся условиях бурения скважины, даже на том же месторождении или площади.

В связи с указанными недостатками статистический метод проектирования режима бурения почти не осуществляется в полном объеме, а только выборочно по отдельным интервалам бурения, например для сравнения результатов небольшого объема бурения при прежде и вновь применяемых оборудовании и технологии. В производственных условиях обычно применяют грубо упрощенный статистический метод проектирования режима бурения и анализа, связанного с выявлением эффективных показателей бурения, когда определяют, по сути, средние величины искомого параметра без привлечения представительной выборки данных и без определения критериев достоверности параметра.

Аналитический метод проектирования режима бурения скважин применяется в двух вариантах. При первом варианте необходимы данные о физических свойствах горных пород, составляющих геологические разрезы скважин, и об основных характеристиках долот, которые желательно получать на этапе бурения разведочных скважин. Для успешного применения второго варианта проектирования режима бурения должны быть известны сведения о параметрах эмпирических зависимостей средней механической скорости проходки от осевой на-

грузки на долото и частоты вращения долота – $V_m = f(G; n)$, а также зависимости долговечности долота (в первую очередь его опоры $T_{оп}$) от G и n : $T_{оп} = f(G; n)$.

Этот вариант более эффективен при бурении опорно-технологических скважин (ОТС), когда имеется возможность постоянно корректировать величины коэффициентов, входящих в такие зависимости, что является одним из существенных недостатков варианта в связи с удорожанием буровых работ при бурении ОТС. Определение коэффициентов осуществляется с применением методов статистики, поэтому этот вариант проектирования режима бурения фактически является промежуточным между статистическим методом и первым вариантом аналитического метода, хотя для турбинного бурения этот метод неэффективен в связи с неравенством $G \neq G_3$.

Необходимо особо отметить: большая часть алгоритмов первого варианта метода проектирования режима бурения основана на достаточно глубоком научном понимании процессов, происходящих в скважине и на забое, и дает четкое представление о балансе затрат энергии в скважине, что позволяет квалифицированно и эффективно анализировать как ранее, так и на перспективу запроектированные режимы бурения, а также целенаправленно совершенствовать технику и технологию бурения глубоких скважин.

Метод пересчета при проектировании режимов бурения можно применять в том случае, если на месторождениях осуществляется переход к бурению скважин долотами другого (или нового) типоразмера при уверенности в том, что ранее применяемый режим был наиболее эффективным на данном месторождении или в конкретном интервале бурения, а также в том случае, когда V_p в большей степени зависит от величины $V_{мех}$, чем от H_d .

Физико-механические свойства горных пород и осложнения в скважине в каждом районе буровых работ имеют свою специфику. Это является одной из

основных причин того, что до сих пор не разработаны общие методы проектирования специальных режимов бурения, поэтому часто применяют статистический метод проектирования специальных режимов бурения или эмпирические зависимости, часто пригодные только для отдельных районов бурения.

Таким образом, используя соответствующий объем промышленной информации и применяя разные методы проектирования, можно запроектировать режим бурения скважины на инженерно-научном уровне. Выявив условия и цели бурения скважины, проанализировав имеющуюся информацию о процессах бурения скважин в данном районе или в районе с сопоставимыми условиями углубления скважин, выбирают метод проектирования режима бурения скважин. Причем можно принять один из методов проектирования режима за основной, а другой использовать как проверочный; кроме того, режим бурения можно проектировать рваными методами в интервалах пород по буримости. Перед проектированием режима бурения необходимо выбрать тип долот. Основным вопросом применения расчетных режимов бурения на практике можно считать применение автоматизированной технологии.

Техника и технология автоматизации процесса бурения

Вопрос передовой автоматизации процесса (АП) бурения нефтяных и газовых скважин (НГС) не теряет своей актуальности с оснащением буровых установок (БУ) современными комплексами автоматизации. В вопросах АП бурения НГС смело можно выделить модернизацию тормоза электропорошкового (ТЭП). Существующие вариации ТЭП обновляются с целью достижения высокой надежности и простоты в обслуживании. В любом случае модернизация никак не затрагивает сам принцип работы такого тормоза. И по сей день он остается неизменным – АП бурения НГС исходя из

задания осевой нагрузки на долото. В работе [6] приводятся доводы о неэффективном принципе работы АП по заданию осевой нагрузки на долото. Также в статьях [6]–[9] АП бурения НГС признается эффективной при применении регулятора подачи долота (РПД) [10]. Основным принцип данного регулятора – поддержание заданного эффективного дифференциального перепада давления ($P_{\text{диф}}$) на гидравлическом забойном двигателе (ГЗД). Регулятор был разработан в 1991 г. на основе имеющейся в то время элементарной базы в электротехнике.

В настоящее время в ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент» проводятся работы по созданию современного комплекса РПД для БУ с учетом современных достижений. Работы проводятся в два этапа:

1. Создание принципиальной схемы подключения к современному ТЭП. Разработка комплекса РПД.

2. Промысловые испытания РПД.

Внедрение комплекса РПД – это процесс сравнения передовой технологии бурения и применяемой в данное время уже укрепившейся методики. В целях результативного проведения процесса внедрения были разработаны поэтапные шаги к п. 1, общий смысл которых заключается в следующем: подбор БУ, оснащенной современным ТЭП; подбор слаженной буровой бригады (для исключения человеческого фактора, упомянутого в работе [9]); оценка эффективности применения ТЭП в данных условиях бурения; разработка принципиальной схемы подключения РПД к ТЭП, не влияющей на штатную работу.

По созданию принципиальной схемы проведены подготовительные работы на действующей буровой установке, оборудованной ТЭП-45. АП бурильщик пользуется с глубины бурения ЭК (в зависимости от проекта на бурение). Ниже приведен анализ эффективности применения ТЭП с учетом конкретных условий бурения по диаграмме геолого-технологических исследований (ГТИ) – рис. 1–3.

Рис. 1. Диаграмма ГТИ. Бурение интервала 1194,1–1205,2 м

Рис. 2. Диаграмма ГТИ. Бурение интервала 1230,3–1242,2 м

Рис. 3. Диаграмма ГТИ. Бурение интервала 1475–1486,9 м

На приведенных диаграммах бурение велось винтовым забойным двигателем (ВЗД) ДГР-178.5/6 (производство «ВНИИБТ-Буровой инструмент») плюс шарошечное долото 215,9. Долото предназначено для бурения пород средней твердости с пропластками твердых пород с высокой прочностью на сжатие.

На рис. 1 приведена работа штатного ТЭП-45. Применяемые режимы бурения: нагрузка $G = 17...18$ т, расход бурового раствора $Q = 37$ л/с. Геология интервала бурения – известняк. На диаграмме рис. 1 мы видим равномерное создание осевой нагрузки на долото – работа ТЭП, при этом происходит изменение дифференциального перепада давления на ВЗД в пределах 5–12 атм. Механическая скорость ($V_{\text{мех}}$) за интервал 1194,1–1203,1 колеблется от 7 до 15 м/ч. При детальном изучении диаграммы, нельзя определенно четко сказать, что при поддержании $P_{\text{диф}} = 12$ атм $V_{\text{мех}}$ больше, чем $V_{\text{мех}}$ при $P_{\text{диф}} = 5$ атм. Таким образом, следуя работе [8], работу ТЭП можно признать результативной в однородной породе.

На рис. 2 приведена работа бурильщика – ТЭП отключен. Режимы бурения в сравнении с рис. 1 существенно не изменились, за исключением подачи осевой нагрузки – подача ведется ступенчато с частичным применением метода выработки. Это повлияло на дозировку гидравлической энергии и выразилось в изменении рабочего $P_{\text{диф}}$ от 5 до 22 атм. Такую работу возможно отнести к бурению в переслаивающихся породах – по проекту геология представлена аргиллитом-известняком, что в конечном итоге выразилось в увеличении механической скорости проходки (МСП) в интервале 1238,2–1242,2 м. Таким образом, мы наблюдаем удовлетворительную работу бурильщика (в части подачи инструмента), однако по сравнению с ранее рассмотренным примером (см. рис. 1) на рис. 2 ВЗД все больше находится в режиме разгон-торможение, что не обеспечивает эффективную эксплуатацию ВЗД.

На рис. 3 диаграмма ГТИ разделена на три участка. Для бурения применен ТЭП. Геология – известняк, доломит. Для бурения интервала 1475–1486,9 м бурильщик выбрал один режим бурения – ТЭП установлен на $G = 17...18$ т. В интервале 1 бурение в твердой породе $P_{\text{диф}1} = 10...17$ атм. В интервале 2 наблюдается изменение породы по степени буримости с твердой на более мягкую, об этом свидетельствует изменение $P_{\text{диф}2} = 10...23$ атм. Постепенный рост $V_{\text{мех}2}$ и $P_{\text{диф}2}$ происходит до определенного момента: смена геологии – корректировка в работу ТЭП не вносится, и в результате $V_{\text{мех}2}$ падает. На участке 3 $P_{\text{диф}3} = P_{\text{х.х.}}$. Итогом бурения интервала 1475–1486,9 м – применение ТЭП в перемежающейся породе по степени бурения требует постоянного контроля и корректировки режимов бурения. Эффективная технология бурения опирается на постоянное поддержание необходимой гидравлической энергии $N_{\text{гидр.эф.}}$. В условиях бурения пород разной моментоемкости индикатором к дозированию $N_{\text{гидр}}$ служит как раз ВЗД. В рассмотренном примере (см. рис. 3) применение ТЭП не учитывает базовых основ эффективной технологии бурения пород разного энергопотребления.

Анализ режимов бурения с использованием ТЭП определил важность возобновления работ по широкому применению РПД [10], разработанному еще в 1991 г. Основной принцип – поддержание заданного дифференциального перепада давления. Первым этапом стала разработка принципиальной схемы подключения РПД к шкафу управления ТЭП. На действующей буровой установке, оборудованной ТЭП-45, были проведены работы по проверке работоспособности разработанной схемы. Положительным результатом стало подключение макета РПД к шкафу управления ТЭП.

О регуляторе подачи долота упоминается в источнике [6]. Регулятор подачи

бурового инструмента (далее по тексту – регулятор [10]) был изобретен и успешно применен на практике еще в 1991 г. [11]. Он предназначался для автоматической подачи бурильного инструмента при бурении скважин только ВЗД. Регулятор позволяет одновременно обеспечить процесс автоматизации и соблюдение требований и режимов бурения современными ГЗД. Немаловажный факт – переоснащение уже существующих буровых установок не требует глобальной модернизации, при этом стоимость выполнения работ по установке регулятора несоизмеримо мала. Автоматизация процесса бурения с помощью модернизированного регулятора позволит отрабатывать не только ВЗД, но и турбобуры с изменяющейся линией давления.

Таким образом, повышение эффективности технологии бурения нефтяных и газовых скважин ГЗД заключается главным образом в автоматизации процесса бурения и эксплуатации забойных двигателей по двум параметрам: контроль темпа изменения давления в нагнетательной линии и поддержание заданного дифференциального перепада давления на ГЗД. Контроль темпа изменения давления обеспечит более эффективную эксплуатацию оборудования в перемежающихся пропластках горных пород разной буримости. Поддержание заданного дифференциального перепада на ГЗД, в свою очередь, обеспечит: стабильную работу ГЗД; постоянный крутящий момент на долоте – «постоянство крутящего момента обеспечивает постоянный угол закручивания бурильной колонны, что особенно важно при бурении скважины ориентируемыми компонентами, и исключает недогруз и перегруз долота» [10]; уменьшить колебания низа бурильной колонны; позволит повысить гарантированный межремонтный период ГЗД без конструктивных изменений и уменьшить количество СПО, что, в свою очередь, приведет к росту скорости бурения, сокращению сроков строительства

скважин и к снижению аварий, происходящих от перегрузок.

Практика применения гидравлических забойных двигателей

В работе [12] приведены исследования эксплуатации разных типов ВЗД без автоматизации процесса бурения – рыночные отношения применимы ко всем отраслям промышленности, и в этом случае выигрывает тот, кто применяет наиболее технологичные и экономически обоснованные способы достижения конечной цели заказчика. В нефтяной и газовой промышленности, а именно при строительстве скважин, конечной целью можно считать достижение минимально возможных сроков строительства скважины, например путем повышения механической скорости проходки (МСП). Одним из способов при этом выступает применение высокотехнологичных гидравлических забойных двигателей. К данному типу современного оборудования можно отнести высокооборотные (ВО) или так называемые быстроходные (БХ) винтовые забойные двигатели (ВЗД) с высокой частотой вращения выходного вала.

Высокая МСП диктует требования и задает желаемые характеристики оборудования производителям ГЗД. Однако не всегда применение ВОВЗД позволяет получить ожидаемые результаты. В чем же проблема? Для начала мы попробуем теоретически разобраться, в чем все-таки преимущество ВО перед тихоходными (ТХ) ВЗД. По источнику [13], «важным различием между этими типами ВЗД с точки зрения энергетики являются выдаваемая двигателем мощность и момент силы на выходном валу. При одинаковой приводной гидравлической энергии промысловой жидкости быстроходный двигатель может существенно уступать тихоходному по этому показателю». Для понимания метода систематического выбора и применения ВЗД в тех или иных забойных условиях введем несколько по-

казателей соотношения эффективности ВЗД. Величина подводимой энергии к ВЗД является немаловажным фактором, поэтому определим 1-й показатель соотношения эффективности ВЗД – обороты выходного вала и мощность ВЗД. В качестве примера используем данные источника [13] – энергетические характеристики ВЗД (рис. 4): БХВЗД – ДГР-178М 6/7.57 и ТХВЗД – ДГР-178М 7/8.37. Частоты вращения выходного вала: БХ – 240 об/мин, ТХ – 136 об/мин, при расходе промывочной жидкости 33 л/с. При подводимой энергии жидкости мощностью $N_{гидр} = 145$ кВт на выходе ТХ выдает более 60 кВт, а БХ менее 40 кВт. Указанные стеновые характеристики говорят о возможностях ВЗД, при этом необходимо учитывать соотношение гидравлической энергии и крутящего момента, поэтому введем 2-й показатель соотношения эффективности ВЗД. Рассмотрим материал по источнику [13]. На рис. 5 показано: стеновые характеристики трех ВЗД – ДГР-172.4/5.72, ДГР-172.5/6.70 – БХ ВЗД с частотой оборотов выходного вала 255 и 224 об/мин при расходе 33 л/с, ДГР-172.7/8.56 – ТХВЗД с частотой оборотов выходного вала 150 об/мин при расходе 33 л/с; зависимость крутящего момента на выходном вале ВЗД от перепада давления на ВЗД; $\Delta P_{1(2)}$ – дифференциальный перепад давления на ВЗД при различном перепаде давления на ВЗД.

Рис. 4. Энергетические характеристики ВЗД

По данным источника [13], для обеспечения того же крутящего момента на

долоте при прочих равных условиях БХ требуется больше гидравлической энергии, чем ТХ. Только в таком случае скорость проходки с БХ будет выше, пропорционально частоте вращения долота. При резком увеличении момента на долоте необходима дополнительная гидравлическая энергия для его преодоления, намного большая, чем с ТХ (см. рис. 5). С ТХВЗД, даже меньшей мощности, в таких условиях тормозной режим происходит намного реже, так как его дифференциальные перепады давления (ΔP_1 , см. рис. 5) в 2 раза ниже. Таким образом, бурение пород с разной моментоемкостью приводит к скачкам давления, а следовательно, к тормозному режиму ВЗД. В связи с этим мы определяем 3-й показатель эффективности ВЗД – возможность ВЗД «спокойно» реагировать на изменения забойных условий и несвоевременную реакцию бурильщика, т.е. «прощать ошибки отработки ВЗД» – человеческий фактор. Существует еще и 4-й показатель эффективности – литологическая характеристика горных пород и глубина применения ВЗД. На больших глубинах БХВЗД требуется больше времени для создания требуемой гидравлической энергии, чем ТХ, при бурении интервалов пород с большей моментоемкостью.

Рис. 5. Соотношение гидравлической энергии и крутящего момента

Далее приведу некоторый литературный анализ характеристик ВЗД:

1. По источнику [1], «кратность действия является основным параметром ВЗД, что наглядно иллюстрируется теоретическими кривыми» (рис. 6) – зависимость момента (M) и частоты вращения (n) ВЗД от кинематического отношения рабочих элементов (i).

Рис. 6. Зависимость момента и частоты вращения ВЗД от кинематического отношения рабочих элементов i

Кинематическое отношение i – разность количества зубьев ротора и статора секции рабочих органов (СРО) ВЗД. По источнику [1], «характеристики ВЗД необходимы для выбора оптимальных параметров режима бурения и поддержания их в процессе долбления, а также для определения путей дальнейшего совершенствования конструкции ВЗД и технологии бурения с их использованием. В последнее время внимание к характеристикам ВЗД все более повышается. Это связано с внедрением регулируемых приводов буровых насосов, для эффективного использования которых знание характеристик гидромашины становится неременным условием; распространением новых технологий (наклонно направленное и горизонтальное бурение, бурение с использованием непрерывных труб), особенно чувствительных к изменению режимов работы ВЗД. Современные программы бурения ведущих зарубежных фирм предусматривают стено-

вые испытания каждого гидродвигателя с целью получения их фактических характеристик. Несмотря на дополнительные затраты, это позволяет наиболее эффективно использовать ВЗД, в частности, косвенно по давлению на стояке контролировать нагрузку на долото, что в конечном итоге приводит к улучшению технико-экономических показателей процесса бурения». Источник [1] выделяет статические и динамические характеристики ВЗД. Первые отражают зависимости между переменными гидродвигателя в установившихся режимах. Вторые определяют соответствующие зависимости в неустойчивых режимах и обуславливаются инерционностью происходящих процессов. К динамическим относятся и пусковые характеристики гидродвигателя. Статические характеристики ВЗД можно условно разделить на стеновые и нагрузочные. Стеновые характеристики (как функции от крутящего момента) определяют в результате испытания гидродвигателя. Нагрузочные характеристики (как функции от осевой нагрузки) чаще всего рассчитываются по стеновым характеристикам для конкретных условий бурения. Типичные стеновые характеристики винтового двигателя представлены на рис. 7. По мере роста момента M перепад давления P увеличивается практически линейно, а частота вращения n снижается вначале незначительно, а при приближении к тормозному режиму – резко. Кривые мощности N и общего КПД η имеют экстремальный характер. Различают четыре основных режима: холостой ($M = 0$); оптимальный (максимального КПД); экстремальный (максимальной мощности) и тормозной ($n = 0$). Оптимальный режим смещен влево по отношению к экстремальному, т.е. наступает при меньших значениях крутящего момента. Как правило, экстремальный режим, соответствующий условиям наиболее эффективного разрушения горных пород, расположен рядом с границей зоны устойчивой

работы ВЗД, при достижении которой дальнейшее увеличение нагрузки приводит к торможению двигателя.

Рис. 7. Типичная стендовая характеристика ВЗД

2. В источнике [3] приведено описание объемного винтового двигателя, а также характеристика ВЗД Д2-172. Характеристики ВЗД по источнику: при расходе промывочной жидкости 23–36 л/с и перепаде давления 4–6 МПа двигатель Д2-172 развивает мощность 33,0–9,19 кВт при частоте вращения вала 115–220 об/мин. Эффективность данного двигателя ограничивается словами: «Таким образом, объемный двигатель имеет вполне приемлемую для работы породоразрушающего инструмента характеристику, и в первую очередь для шарошечных долот. Он имеет невысокие разгонные частоты и обладает большой нагрузочной способностью».

3. По источнику [14], «классификация винтовых забойных двигателей предложена Ф.Д. Балденко и А.Н. Гноевых по 17 признакам: по кратности действия рабочих органов; по кинематике рабочих органов; по конструктивной компоновке; по конструкции силовой секции; по характеру распределения потока рабочей жидкости; по конструкции ротора рабочих органов; по конструкции узла соединения ротора и вала шпинделя; по конструкции шпинделя; по конструкции вала шпинделя; по типу осевой опоры в шпинделе; по конструкции уплотнения вала шпинделя; по назначению; по наружному диаметру; по термостойкости; по частоте вращения выходного вала; по типу механизма искривления; по роду

рабочего агента; по типу зацепления профилей рабочих органов».

Таким образом, ни в одном из источников не приводится практических рекомендаций по эксплуатации ТХ и БХ ВЗД, предназначенных конкретно для буровых.

Классификация ВЗД, именно по реакции на осевую нагрузку, заключена в стендовых характеристиках для каждого типа ВЗД.

Таким образом, основываясь на заключении [12], нужно давать оценку по МСП, на основе этого эффективность применения БХВЗД будет ошибочной вследствие присутствия множества нарушений технологии отработки БХ и ТХ ВЗД. Цели данной статьи – показать реакцию БХВЗД на создание осевой нагрузки и разработать эффективную технологию при строительстве нефтяных и газовых скважин. Квалифицированное сопоставление ранее выделенных показателей (четыре показателя) при выборе типа ВЗД в конечном итоге будет влиять на технологию отработки ВЗД на месторождении. Однако данное обстоятельство не отражается в руководящих документах: долотная программа, геологотехнологический наряд, программа на проводку скважины. Реакция – чувствительность ВЗД на создание осевой нагрузки у БХВЗД выше, чем у ТХВЗД, вследствие меньшего момента силы, однако повышенные обороты выходного вала дают возможность раскрыть потенциал БХВЗД при отработке совместно с шарошечными и долотами PDC. Таким образом, работать с ТХВЗД намного проще, чем с БХВЗД, и с этой работой может справиться бурильщик с низкой квалификацией. Эффективность применения БХВЗД в условиях чередования пород различной степени буримости заключается в комплексной работе с автоматом подачи долота с широким диапазоном, при этом необходимо поддерживать заданный дифференциальный перепад давления на ВЗД [10].

Мировой опыт и выбор эффективной технологии автоматизации процесса бурения

В работе [6] сделан обзор литературы, касающейся существующих способов автоматизации процесса бурения. Сегодня известно множество различных регуляторов и автоматов: тормоз электропопашковый (ТЭП), регулятор подачи долота (РПД) по заданной нагрузке или скорости бурения. Исполнительным механизмом таких автоматов является буровая лебедка, обеспечивающая заданную нагрузку на долото, или заданную скорость вращения барабана лебедки. Таким образом, указанная система автоматизации процесса бурения удовлетворяет требованиям по нагрузке на долото, или по заложенной механической скорости, при этом не учитываются требования по отработке ГЗД. Современные же требования (указано в паспорте на ВЗД и к современным турбобурам) следующие: «для достижения оптимальных результатов бурения и безаварийной работы рекомендуется поддерживать постоянным выбранный дифференциальный перепад давления путем изменения осевой нагрузки. Подачу бурового инструмента необходимо производить плавно, увеличивая нагрузку на долото с кратковременной выдержкой после каждого увеличения дифференциального перепада давления на 0,3–0,5 МПа» [6]. Выполнение данного требования осуществить с помощью ТЭП или указанного РПД без дополнительных устройств невозможно.

В июне 2012 г. в ООО «ВНИИБТ – Буровой инструмент» был проведен патентно-информационный поиск с целью определения мирового опыта по автоматизации процесса бурения нефтяных и газовых скважин. Исходя из анализа полученного материала, можно сказать, что наиболее полное изложение темы «Автоматизация процесса бурения» указано в источнике [2]: «Все известные системы

устройств, для подачи долота (УПД), можно разделить на следующие четыре основные группы:

1. Автоматы подачи, работающие в зависимости от выделяемой на бурение мощности.

2. Автоматы подачи, работающие в зависимости от натяжения талевого каната (нагрузки на долото).

3. Регуляторы подачи, осуществляющие равномерную подачу инструмента (регуляторы отличаются от автоматов подачи в основном тем, что у них отсутствует реверс бурильной колонны).

4. Стабилизаторы веса, осуществляющие подачу инструмента при постоянстве заданной осевой нагрузке на долото.

Существует ряд конструкций УПД. Например, РПД-3 обеспечивает:

- поддержание заданного значения осевой нагрузки на долото (нагрузка задается бурильщиком с пульта управления);
- поддержание постоянной скорости подъема или подачи бурильной колонны (скорость также задается с пульта управления)».

Наряду с представленным материалом считаю необходимым отметить следующие известные запатентованные способы и системы:

– система автоматического процесса бурения, содержащая датчики механической скорости и осевой нагрузки и экстремальный регулятор. Автоматический поиск режима бурения по осевой нагрузке [15];

– способ управления работой в скважине, при котором осуществляют построение модели процесса бурения. Получают множество результатов измерений условий бурения, осуществляют определение оптимальных параметров и передачу в систему управления наземным оборудованием [16];

– способ бурения на основе механической удельной энергии (MSE). При бурении используют нагрузку на доло-

то, выбранную на основе автоматизированного сравнения оптимальной MSE [17];

- способ автоматизации подачи долота – над долотом устанавливается устройство (с проточными отверстиями). Осевую нагрузку на долото при бурении определяют по перепаду давления в циркуляционной системе [18];

- автоматизация процесса бурения осуществляется с помощью регулятора подачи бурового инструмента, который снабжен датчиком давления, индикатором давления, задатчиками рабочего и предельно допустимого давления. При использовании регулятора контролируется давление в манифольдной линии, и в зависимости от буримых пород автоматически меняется скорость подачи инструмента [10];

- способ регулирования процесса бурения, основанный на задании режима бурения, времени прогнозирования момента подъема долота, измерении механической скорости проходки и времени бурения, поддержании заданного оптимального значения нагрузки на долото [19].

На основе патентного исследования по рассмотренной теме можно сказать, что только регулятор подачи бурового инструмента [10] способен осуществлять эффективную отработку ГЗД по дифференциальному перепаду давления на двигатель, а также выступать средством автоматизации процесса бурения. Недостатки остальных указанных способов: осуществление множества измерений, а также то, что «при изменении условий проходки меняется крутящий момент на долоте. Это приводит к перегрузке и недогрузке забойного двигателя, а в отдельных случаях к торможению двигателя, а также к интенсивным колебаниям низа бурильной колонны. Кроме того, при больших углах наклона и в горизонтальных скважинах величина силы

трения бурильной колонны о стенки скважины колеблется в больших пределах, что снижает эффективность буровых работ» [10].

Заключение

Высокие требования к процессу строительства НГС наряду с современной составляющей технологии можно обеспечить только АП бурения. На сегодняшний день применение ТЭП не способно обеспечить высокую механическую скорость в перемежающихся породах. Работа с ТЭП требует постоянной корректировки режимов бурения. Для определения моментоемкости буримых пород бурильщику необходимо вести постоянный контроль за процессом бурения. Таким образом, процесс применения ТЭП нельзя назвать АП бурения вследствие постоянного человеческого контроля. Именно для перспективного АП бурения в ВНИИБТ возобновились работы по созданию современного варианта РПД. К настоящему моменту прошел 1-й этап внедрения РПД. Перспективность регулятора заключается не только в технологии, но и в простоте переоснащения БУ без проведения глобальной модернизации.

Модернизация РПД не предполагает изменения принципа применения технологии бурения, предложенного в патенте [10], однако современный комплекс РПД возможно дополнить новыми решениями, направленными на оптимизацию технологии бурения, в сочетании с ранее запатентованными, а также отличными от традиционных методов бурения, указанных в источниках [20, 21]. Одним из решений можно предложить контроль темпа роста дифференциального перепада давления [22]. Исследования в данном направлении уже ведутся. Значимость предложения будет рассмотрена в следующих работах.

Список литературы

1. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин: учеб. пособие для вузов / ООО «Недра-Бизнесцентр». – М., 2002. – 632 с.
2. Булатов А.И., Проселков Ю.М., Шаманов С.А. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: учеб. для вузов / ООО «Недра-Бизнесцентр». – М., 2003. – 1007 с.
3. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Никитин Б.А. Технология бурения разведочных скважин на нефть и газ: учеб. для вузов. – М.: Недра 1998. – 438 с.
4. Овчинников В.П., Грачев С.И., Фролов А.А. Справочник бурового мастера: учеб.-практ. пособие. – М.: Инфра-Инженерия, 2006. – Т. 1. – 608 с.
5. Овчинников В.П., Грачев С.И., Фролов А.А. Справочник бурового мастера: учеб.-практ. пособие. – М.: Инфра-Инженерия, 2006. – Т. 2. – 608 с.
6. Вервекин А.В., Плотников В.М., Молодило В.И. О повышении эффективности бурения нефтяных и газовых скважин гидравлическими забойными двигателями // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2013. – № 1. – С. 16–19.
7. Вервекин А.В., Плотников В.М. Влияние энергетической характеристики винтовых забойных двигателей на рейсовую скорость бурения // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2013. – № 4. – С. 12–16.
8. Вервекин А.В., Плотников В.М., Молодило В.И. Управление подводимой гидравлической энергией при разрушении горных пород в процессе бурения нефтяных и газовых скважин гидравлическими забойными двигателями // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 4. – С. 32–34.
9. Вервекин А.В., Плотников В.М., Молодило В.И. Субъективный фактор и эксплуатационные особенности турбобуров при бурении нефтяных и газовых скважин // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 9. – С. 66–69.
10. Регулятор подачи бурового инструмента: пат. 2013531, МПК E21B44/00 / В.И. Молодило, И.Н. Литвинов. № 5002279; заявл. 15.07.1991; опубл. 30.05.1994. Бюл. № 15.
11. Молодило В.И., Коротаев Ю.А., Медведев А.Ю. Автоматизация процесса бурения скважин с использованием винтовых забойных двигателей // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2002. – № 1–2. – С. 17–21.
12. Вервекин А.В. Реакция высокооборотных винтовых забойных двигателей на создание осевой нагрузки // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых: тез. докл. V Всерос. конф. – 2012. – 52 с.
13. Молодило В.И. Выбор винтовых забойных двигателей для повышения эффективности бурения // Нефть и газ. Инженерная практика. – 2012. – № 1. – С. 114–116.
14. Буровое оборудование: в 2 т. Т. 2. Буровой инструмент / В.Ф. Абубакиров, Ю.Г. Буримов, А.Н. Гноевых, А.О. Межлумов, В.Ю. Близуковых. – М.: Недра, 2003. – 494 с.
15. Система автоматического управления процессом бурения: пат. 2041348, МПК E21B45/00. / Е.В. Калыгин, И.А. Родионова, Г.А. Багаутинов, Т.Н. Кравцова; Уральский горный институт им. В.В. Вахрушева. № 4872260; заявл. 11.10.1990; опубл. 09.08.1995. Бюл. № 22.
16. Способ управления работой в скважине и система бурения скважины: пат. 2244117, МПК E21B44/00 / Д. Элдред Уолтер, Р. Михан; Шлюмбергер Текнолоджи БВ. № 2003106283; заявл. 05.03.2003; опубл. 10.01.2005. Бюл. № 1.
17. Автоматизированная бурильная установка на основе MSE: пат. 2424430, МПК E21B44/00 / Бун Скотт, Элвис Брайан, Каттел Бит, Папурас Крис, Скарборо Томми; Канриг Дриллинг Текнолоджи ЛТД. № 2009125638; заявл. 07.12.2007; опубл. 20.01.2011. Бюл. № 2.
18. Способ автоматизации подачи долота и устройство для реализации этого способа: пат. 2447254, МПК E21B19/08, E21B44/06 / М.Н. Едиханов, Р.Р. Фархутдинов, А.А. Исаев. № 2010127616; заявл. 02.07.2010; опубл. 10.01.2012. Бюл. № 1.
19. Способ регулирования процесса бурения: публикация SU 1231946, МПК E 21B 44/00 / В.И. Самсоненко, В.А. Бойченко; Грозненский нефтяной институт им. акад. М.Д. Миллионщикова. № 3762630; заявл. 08.05.1984; опубл. 27.11.1995. Бюл. № 33.
20. Cooper G., Directional Drilling // Scientific American. – 1994. – May. – № 5. – P. 82–87
21. Lyons C. Working Guide To Drilling Equipment And Operations. – Gulf Publishing, 2010. – 617 p.
22. Молодило В.И. Способ контроля режима работы винтового двигателя в забойных условиях: а.с. 1653390. СССР, с приоритетом 12.01.1989 г.

References

1. Basarygin Iu.M., Bulatov A.I., Proselkov Iu.M. Burenie nef'tianykh i gazovykh skvazhin: uchebnoe posobie dlia vuzov [Drilling oil and gas wells: training manual for high schools]. Moscow: JSC "Nedra-Biznestsentr", 2002. 632 p.
2. Bulatov A.I., Proselkov Iu.M., Shamanov S.A. Tekhnika i tekhnologiya burenii nef'tianykh i gazovykh skvazhin [Technique and technology of drilling oil and gas wells]. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2003. 1007 p.
3. Kalinin A.G., Levitskii A.Z., Nikitin B.A. Tekhnologiya burenii razvedochnykh skvazhin na nef't' i gaz [Technology of drilling exploratory wells for oil and gas]. Moscow: Nedra, 1998. 438 p.
4. Ovchinnikov V.P., Grachev S.I., Frolov A.A. Spravochnik burovogo mastera [Handbook drilling foreman: teaching practical guide]. Moscow: Infra-Inzheneriia, 2006, vol. 1. 608 p.
5. Ovchinnikov V.P., Grachev S.I., Frolov A.A. Spravochnik burovogo mastera [Handbook drilling foreman]. Moscow: Infra-Inzheneriia, 2006, vol. 2. 608 p.
6. Vervekin A.V., Plotnikov V.M., Molodilo V.I. O povyshenii effektivnosti burenii nef'tianykh i gazovykh skvazhin gidravlichesкими zaboinymi dvigateliami [On improving the efficiency of drilling oil and gas wells by hydraulic downhole motors]. *Stroitel'stvo nef'tianykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 2013, no. 1, pp. 16–19.
7. Vervekin A.V., Plotnikov V.M. Vliianie energeticheskoi kharakteristiki vintovykh zaboinykh dvigatelei na reisovuiu skorost' burenii [Effect of energy characteristics of screw downhole motors on scheduled speed drilling]. *Stroitel'stvo nef'tianykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 2013, no. 4, pp. 12–16.
8. Vervekin A.V., Plotnikov V.M., Molodilo V.I. Upravlenie podvodimoi gidravlicheskoii energiei pri razrushenii gornykh porod v protsesse burenii nef'tianykh i gazovykh skvazhin gidravlichesкими zaboinymi dvigateliami [Management of input hydraulic power in rock failure in the drilling process oil and gas wells by hydraulic downhole motors]. *Nef'tianoe khoziaistvo*, 2013, no. 4, pp. 32–34.
9. Vervekin A.V., Plotnikov V.M., Molodilo V.I. Sub"ektivnyi faktor i ekspluatatsionnye osobennosti turboburov pri burenii nef'tianykh i gazovykh skvazhin [Subjective factor and operational features turbodrills in drilling oil and gas wells]. *Nef'tepromyslovoe delo*, 2013, no. 9, pp. 66–69.
10. Molodilo V.I., Litvinov I.N. Regulator podachi burovogo instrumenta [Regulator of the drilling bit]. *Patent RF No. 2013531*, 1994.
11. Molodilo V.I., Korotaev Iu.A., Medvedev A.Iu. Avtomatizatsiia protsesa burenii skvazhin s ispol'zovaniem vintovykh zaboinykh dvigatelei [Automating the process of drilling wells using screw downhole motors]. *Avtomatizatsiia, telemekhanizatsiia i sviaz' v nef'tianoi promyshlennosti*, 2002, no. 1 (2), pp. 17–21.
12. Vervekin A.V. Reaktsiia vysokooborotnykh vintovykh zaboinykh dvigatelei na sozdanie osevoi nagruzki [Reaction high-speed screw downhole motors at creating an axial load]. *Tezisnyi doklad V Vserossiiskoi konferentsii "Problemy razrabotki mestorozhdenii uglevodorodnykh i rudnykh poleznykh iskopae-mykh"*, 2012. 52 p.
13. Molodilo V.I. Vybór vintovykh zaboinykh dvigatelei dlia povysheniia effektivnosti burenii [Choosing screw downhole motors to improve drilling]. *Nef't' i gaz, Inzhenernaia praktika*, 2012, no. 1, pp. 114–116.
14. Abubakirov V.F., Burimov Iu.G., Gnoevykh A.N., Mezhlumov A.O., Blizniukov V.Iu. Burovye oborudovanie: Burovoi instrument [Drilling Equipment: Drilling Tools]. Moscow: Nedra, 2003, vol. 2. 494 p.
15. Kalygin E.V., Rodionova I.A., Bagautinov G.A., Kravtsova T.N. Sistema avtomaticheskogo upravleniia protsessom burenii [Automatic control system of the drilling process]. Ural'skii gornyi institut imeni V.V. Vakhursheva. *Patent RF No. 2041348*, 1995.
16. Eldred Uolter D., Mikhhan R. Sposób upravleniia rabotoi v skvazhine i sistema burenii skvazhiny [A method controlling the operation in wellbore and system drilling a well]. Shlumberger Tekhnologdzhii BV. *Patent RF No. 2244117*, 2005.
17. Bun Skott, Ellis Braian, Kattel Bit, Papuras Kris, Skarboro Tommi. Avtomatizirovannaia buril'naia ustanovka na osnove MSE [Automated drilling rig based on the MSE]. Kanrig Drilling Tekhnologdzhii LTD. *Patent RF No. 2424430*, 2011.

18. Edikhanov M.N., Farkhutdinov R.R., Isaev A.A. Sposob avtomatizatsii podachi dolota i ustroistvo dlia realizatsii etogo sposoba [A method automation filing bit and apparatus for implementing this method]. *Patent RF No. 2447254, 2012.*
19. Samsonenko V.I., Boichenko V.A. Sposob regulirovaniia protsessa bureniia [The method of controlling the drilling process]. Groznenskii neftianoi institut imeni akademika M.D. Millionshchikova. *Patent RF No. 1231946, 1995.*
20. Cooper G., Directional Drilling. *Scientific American*, 1994, no. 5, pp. 82–87.
21. Lyons C. Working Guide To Drilling Equipment And Operations. Gulf Publishing, 2010. 617 p.
22. Molodilo V.I. Sposob kontroliia rezhima raboty vintovogo dvigatel'ia v zaboinykh usloviiakh [Method for controlling the operating mode screw of the engine in downhole conditions]. *Patent 1653390, 1989.*

Об авторе

Вервекин Андрей Валерьевич (Пермь, Россия) – аспирант кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета, инженер 1-й категории технологического отдела по бурению ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент» (614000, г. Пермь, ул. Карпинского, 24; e-mail: AVervekin@integra.ru).

About the author

Andrei V. Vervekin (Perm, Russian Federation) – doctoral student of oil and gas technologies department of Perm National Research Polytechnic University, 1st category engineer of drilling technology department of VNIIBT-Drilling Tools Ltd. (614000, Perm, Karpinskogo st., 24; e-mail: AVervekin@integra.ru).

Получено 05.02.2014