Скважины ив нефть или газ имеют различное назначение. В зависимости от назначении все скважин различают на пять категорий: опорные, параметрические, поисковые, разведовательные и добывающие (эксплуатационные). Опорное скважины предназначены для установлении общих закономерностей залеганий горных пород я недрах. Тем самым выявлений возможности нахождения в этих пластах нефти и газа (примером такой скважины может служить известная скважина на Кольском полуострове. забои которой находится на глубине более 12 км, а процесс бурения продолжается). Параметрические скважины предназначены для изучении глубинного строения горных пород в зонах, где предполагается наличие условий для образования нефтяных и газовых месторождений. Поисковые скважины пробуривают по данным результатов, полученных на параметрических скважинах, а также по данным геофизических исследований. Параметрические скважины обеспечивают данными, подтверждающими или отвергающими предположения о наличии в данных пластах нефти или газа. Ряхаедочныс сказжи.чи пробури¬вают после того как с помощью поисковых скважин будет установ¬лено наличие в данном районе нефтяного или газового месторождения. Назначение разведочных скважин — оценка промышленного значения месторождения нефти или газа и накопление данных для составления просктоп разработки месторождения,

При бурении всех описанных скважин на нужных глубинах отби¬рает и поднимают на поверхность пробы пород - керны в виде стол¬бика-цилиндра.

Добывающие или эксплуатационные скоажимы предназначены для извлечения нефти или газа из продуктивных пластов. 8 настоящее вре¬мя п СССР нее екпажины на нефть иги газ пыполнмют только праща тельным способом. Вращательное бурение широко применяется во всех странах, где ведется разработка нефтяных или газовых местсром- дений. Разрушение породы на забое скважины при вращательном бу- ре-нии производите" с помощью специального породоразрушаюшего инструмента - долота. На забое скважины долото приводится во вра¬щательное движение - о i сюда -и иазпание пращательное бурение. Вра¬щение долота на забое может осуществляться с поверхности земли через колонну бурильных труб. Колонну бурильных труб приводят ио вращэтепьное движение епомошью специального механизма - ротора Этот метод бурения получил название роторное бурение. Однако бо¬лее прогрессивным пппнетсп метод вращательного бурения с приме¬нением забойных двигателе\*. Забой-ый дви-атель - это двигатель, вписывающийся а габариты скважины и находящийся на ее забое. К ва¬лу этого двигателя не посредственно присоединяют допото. в качестве эУЗойного двигателя применяет гидравлический дви-атепь - турбобур или специальный электродвигатель, получивший иазпание электро- бура. В перве-м случае бурение называю: турбинным, а во втором

электробурение. Забойные двит атели закрепляют на конце колонны бурильных труб Следует отметить большой вклад советских ученых и инженеров в разргйотчу прогрессипных методов бурении - турбин - ного и электробурения. Первый турбобур я пиде одноступенчатого двигателя был разработан М.А. Капелюшииксвым в 1923 г. и приме¬нялся Для бурения скважин в районе Баку. Однако одноступенчатый турбобур был пысокоойоротным и имел низкий коэффициент ПОПвЗ- кого действия (к.п.д.). 8 1940 г. группой советских инженеров'лсд руководством П.П. Шумилова был создай мне» оступенчатый ryixio- бур. с небольшой модернизацией зрименяемый при бурении нефтяных и газовых скважин до настоящего времени

Установка для бурения скважин изображена на рис 9. Пиродораз- рушающий инструмент — долото I находится иа забое. Вращательное движение долоту передается либо забойным дпит отелем 22. либо через колонну бурильных труб ротором 13. находящимся на попгрхности земли (при роторном бурении). Оборудование, находящееся на поверх ности, связано с долотом и забойным двигателем колонн:\*! бурильных труб.состоящей из ведущей трубы 11 квадратного сечения и соединен ной с ней с тюмощью переводника 19 бурильных труб 20. Колонна бурильных труб проходит через оэтор и годвешипастся на крюке 9 оснастки грузоподъемного механизма. Вращагельное движение колоч- ны бурильных труб осуществляют через ротор(рис. 10).Ротоо -это кони¬ческий редуктор сцепным прииодом or электродвигателя или дизельного двигателя Во внутренней полости станины 1 г-отора установлен на подшипнике стоп 2 с коническим зубчатым колесом, которое входит в зацепление с конической шестерней, насаженной на вал 6. На другой конец вала нагажено цепное колесо |на рисунке не показано), через которое передается вращение столу от двигателя. Стол ротора имеет в центре отверстие, диаметр которого определяется максимальным диаметром долота, проходящего через него при спуске и подъеме колон¬ны бурильных труб. 8 отперотие iccne спуска колонны бурильных груб вставляют два вкладыша 4. а внутрь их два зажима 3. которые Образуют отперстие кпадрзтного сечения В этом отве\*хтии находит¬ся ведущдо труба бурильной колонны также квадратного сечения. Она воспринимав! вращающий момент от стопа ротора и свободно перемещается вдоль оси ротора. Вращающийся стол огражден кожу ХОМ 5 Подъем, спуск и удержание на весу колонны буриг^ных труб осуществляются грузоподъемным механизмом, о состап которого иходн! буровая лебедка 4 (см. р\*»с. 9). привод (электродвигатели 5 или дизельные двит атели), система оснастки, талепый блок 8 и крон- блок. вертлюг 6 и крю\* 9- Каркасом подъемника грузоподъемного механизма служит буровая вышка 12. Для снижения усилии, действую¬щего на стальной канат 7 оснастки, применяют систему полиспастов. Полиспаст представляет систему подвижных и неподвижных блоков.

4?

Использование турбобуров с импрегнированными долотами при строительстве скважин на новых месторождениях в крепких абразивных породах и при высоких температурах имеет большие перспективы. Такое оборудование, полностью отвечающее всем современным технологическим требованиям проводки скважин, производит ООО «ВНИИБТ – Буровой инструмент».

Use of turbodrills with impregnated bits during wells’ construction at new fields in hard abrasive rocks and at high temperatures has great prospects. VNIIBT-Drilling Tools Ltd produces such equipment that fully meets all modern technological requirements of hole making.

В России постепенно возрастает объем бурения скважин в крепких абразивных породах, которые встречаются на месторождениях Восточной Сибири, Калининградской области, Урало-Поволжья, шельфа Баренцева моря. Часто бурение подобных скважин производится при высокой температуре и с использованием бурового раствора повышенной плотности. Наиболее эффективной технологией бурения подобных скважин считается применение импрегнированного долота в сочетании с высокооборотным гидравлическим двигателем.

Принцип действия импрегнированного долота основан на истирании породы, а не на резании, как при бурении долотом PDC, или на разрушении, в случае использования шарошечного долота. В связи этим к приводу предъявляется ряд требований, существенно отличающихся от требований привода других типов долот. Глубина врезания в породу резцов импрегнированного долота мала, и для повышения эффективности бурения требуется увеличивать количество циклов врезания. Это достигается за счет увеличения частоты вращения не менее 800 об/мин, при этом создание большой осевой нагрузки не требуется. Ввиду малых размеров режущих кромок и их оголения по мере истирания время работы импрегнированного долота может достигать 1000 часов и более. Поэтому для уменьшения спускоподъемных операций и повышения эффективности бурения привод должен обладать высоким межремонтным периодом (МРП).

Из всех современных типов гидравлических забойных двигателей более всего данным условиям соответствуют турбобуры. Турбобур можно использовать при высокой плотности бурового раствора и температуре 200°С и выше. Механическая мощность турбобура определяется, в большей степени, частотой вращения, а не крутящим моментом. За счет отсутствия непосредственного контакта между ротором и статором турбины турбобур менее подвержен износу рабочих элементов и сохраняет стабильность энергетической характеристики в течение длительного периода работы.

Турбинное бурение в России применяется при строительстве скважин уже более 50 лет, поэтому сегодня существует большой модельный ряд как турбин, так и различных конструкций турбобуров. Основными типами стандартных (серийных) турбобуров являются: секционные шпиндельные турбобуры – ТСШ, турбобуры-отклонители – ТО, бесшпиндельные турбобуры – Т12РТ. Конструкции всех перечисленных турбобуров были разработаны в 80-х годах для бурения скважин шарошечными долотами. Впоследствии, по мере совершенствования технологии бурения и в связи с повсеместным внедрением долот PDC, объемы применения турбобуров значительно сократились по причине недостаточного крутящего момента для привода моментоемкого долота, а совершенствование конструкции турбобура длительное время не проводилось.

Сейчас при достаточно большом выборе моделей турбобуров использовать их для привода импрегнированного долота нецелесообразно по нескольким причинам.

Во-первых, из-за ряда эксплуатационных недостатков. Для секционных турбобуров – это большая длина компоновки (длина трехсекционного турбобура 3ТСШ1-195 в собранном виде – 25 м). Для турбобуров-отклонителей – это невозможность регулировки угла перекоса в условиях буровой, большое расстояние от долота до плоскости искривления, недостаточная жесткость вала шпинделя. И для всех типов турбобуров – отсутствие центрирующих элементов на корпусе.

Во-вторых, опорные элементы – осевые и радиальные подшипники серийного турбобура любого типа – обеспечивают его стабильную работу в течение не более чем 30 – 80 часов. Ранее, при бурении скважин шарошечными долотами, этого было вполне достаточно, но при использовании современных долот – это крайне мало.

В-третьих, в серийных турбобурах используются ступени турбины различных типов, изготавливаемые литьем в песчаные или земляные формы. При таком виде литья ограничена возможность получения сложного профиля лопаток, кроме того, рабочая поверхность получается с низким параметром шероховатости, что увеличивает гидравлические сопротивления, повышая перепад давления и снижая КПД турбобура. В большинстве случаев система циркуляции буровой установки имеет ограничение по перепаду давления, поэтому работу турбобура приходится проводить на пониженном расходе при малой механической мощности на выходном валу, величина которой определяет эффективность процесса бурения.

Подводя итог, можно обозначить основные направления совершенствования турбобура для привода импрегнированного долота:

Устранение эксплуатационных недостатков.

Повышение МРП турбобура.

Повышение энергетической характеристики турбины.

Устранение эксплуатационных недостатков

В основе этих работ лежит решение задач по оснащению турбобура регулятором угла и корпусными центраторами.

ООО «ВНИИБТ – Буровой инструмент» стало первым предприятием в России, успешно освоившим и в настоящее время серийно изготавливающим турбобуры-отклонители с регулятором угла. Особенности конструкции подобного турбобура подробно описаны в [1].

В зависимости от профиля скважины и компоновки низа бурильной колонны высокооборотный турбобур должен комплектоваться корпусными центраторами. С этой целью в ООО «ВНИИБТ – Буровой инструмент» в конструкции турбобуров внедрены различные варианты исполнений центраторов. Они могут располагаться в нижней части шпинделя на ниппеле (ниппельный центратор) и на переводниках турбинных секций (межсекционный или верхний центратор). Центраторы могут быть сменными или выполняться за одно целое с деталями турбобура. Сегодня центраторы изготавливаются как с прямыми лопастями, так и со спиральными. Трущиеся поверхности лопастей центраторов упрочняются износостойким материалом.