

И.Г.ШЕЛКОВНИКОВ, О.В.КАБАНОВ
*Санкт-Петербургский государственный
горный институт (технический университет)*
С.К.КОРОВИН, Е.А.РУСАКОВ
*Петербургский государственный университет
путей сообщения*

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ПОДВОДНЫХ БУРОВЫХ СТАНКОВ РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ

Предлагаемый станок подводного разведочного бурения гарантирует проходку скважин в заданных геологических условиях с соблюдением требований безопасности, экологичности и высокого качества работ при относительно невысокой их стоимости. Станок входит в состав бурового комплекса, который, кроме станка, как правило включает: базовое судно, систему спуска-подъема станка, систему энергоснабжения, систему управления, контроля и защиты, аварийную систему и др.

The offered machine tool of underwater prospecting drilling guarantees passing wells in the set geological conditions with observance requirements of safety, ecological compatibility and high quality works at their rather low cost. It is part of a chisel complex which, except for the machine tool, as a rule includes: base a vessel, system of descent – hoisting of the machine tool, system of power supply, a control system, the control over protection, emergency system, etc.

В ближайшие годы в Российской Федерации начнется интенсивное промышленное освоение морских месторождений полезных ископаемых. Особый интерес представляют морские месторождения нефти и газа. «Энергетическая стратегия России на период до 2020 г.» является директивным документом по изучению и освоению нефтегазовых ресурсов континентального шельфа, определяет параметры добычи. Российская Федерация обладает крупнейшим в мире континентальным шельфом, нефтегазовый потенциал которого превышает 30 % начальных суммарных ресурсов углеводородов, содержащихся в недрах Мирового океана. Согласно прогнозам, к 2020 г. планируется довести уровень добычи на континентальном шельфе до 95 млн т нефти и 320 млрд м³ газа. Потенциальная доля морской добычи нефти составит к 2020 г. 20 %, а газа – 45 % в общем объеме полученного углеводородного сырья. Максимальная концентрация углеводородов с учетом современного состояния изученности акватории характерна для шельфов Западной Арктики (Баренцево, Печорское, Карское моря), где

сосредоточено около 55 % всех ресурсов нефти и 90 % газа. Весьма значительны и запасы газоконденсата.

Перспективными техническими средствами для проведения разведочных работ, в особенности на Арктическом шельфе, являются подводные буровые станки, позволяющие бурить скважины с отбором керна глубиной до 100 м, диаметром до 112 мм при глубине воды 200 м и более. Обуславливается это возможностью вести бурение независимо от погодных условий, подо льдом, при наличии гибкой связи с судноносителем и незначительным переоборудованием последнего.

Не оспаривая эффективности многих технических решений существующих подводных буровых станков разведочного бурения, предлагаемый станок подводного разведочного бурения гарантирует проходку скважин в заданных геологических условиях с соблюдением требований безопасности, экологичности и высокого качества работ при относительно невысокой их стоимости.

Станок буровой подводный (СБП) предназначен для колонкового бурения вер-

тикальных геолого-разведочных скважин в породах до X категории по шкале буримости для вращательного колонкового бурения или в породах с коэффициентом крепости 10-12 по шкале М.М.Протоdjяконова.

СБП входит в состав бурового комплекса, который, кроме станка, как правило включает: базовое судно, систему спуска-подъема станка, систему энергоснабжения, систему управления, контроля и защиты, аварийную систему и др.

Область применения СБП – разведка подводных месторождений газовых гидратов и других твердых полезных ископаемых, преимущественно на шельфе и континентальном склоне морей, на глубинах до 750-1000 м, при уклоне дна не более 15° и глубине залегания полезного ископаемого до 50 м.

Разработано два варианта станка:

- с диаметром бурения 76 мм и глубиной погружения 750 м;
- с диаметром бурения 112 мм и глубиной погружения 1000 м.

Конструкция СБП включает следующие узлы: платформу-раму; механизм вращения буровой колонны; кассету револьверного типа для хранения бурильных труб, керноприемников и колонкового снаряда; опорный механизм; механизм для наращивания и развертки бурового става; устьевое устройство; устройство для извлечения керноприемника из скважины; систему промывки скважины; аварийную систему; систему энергоснабжения; систему дистанционного управления, контроля и защиты; систему автоматизации отдельных операций.

Все механизмы и устройства станка размещены на плоской прямоугольной раме-платформе. С целью уменьшения массы станка и сопротивления воды при спуске и подъеме рама-платформа выполнена решетчатой конструкции. Она не имеет «карманов», в которых могла бы накапливаться грязь и способна самоочищаться от донных и других отложений при подъеме. Устойчивое положение станка на грунте обеспечивают четыре регулируемые опоры-домкраты, расположенные по углам рамы.

На платформе перпендикулярно ее плоскости установлена мачта подающего механизма. С целью упрочнения конструкции она выполнена П-образной. В качестве механизма подачи буровой колонны использованы два гидравлических цилиндра. С целью разгрузки мачты от осевых усилий гидроцилиндры подачи закреплены непосредственно на раме. Штоки цилиндров соединены с тележкой вращательно-подающего механизма и перемещают ее вдоль оси буримой скважины.

Вращатель буровой колонны имеет привод от объемного гидромотора поршневого типа и включает зубчатый редуктор со шпинделем. На шпинделе неразъемным при бурении соединением закреплена рабочая труба, которая является продолжением шпинделя и по длине превышает бурильную трубу.

Бурильные трубы размещены в кассете револьверного типа. Кассету вращает вокруг оси шаговый механизм, а фиксируется она в рабочем положении конусным пальцем с приводом от гидроцилиндра.

По периметру кассеты расположены ячейки. В них, через одну ячейку, находятся бурильные трубы в исходном состоянии с керноприемниками. После каждого рейса керноприемник становится в специальную ячейку между ячейками для бурильных труб. В кассете может быть отдельная ячейка для устьевой трубы.

Кассета установлена на платформе так, что при каждом ее повороте на шаг ось рабочей ячейки совпадает с осью скважины и осью рабочей трубы. Отсутствие дополнительных механизмов для перемещения бурильных труб и керноприемников из кассеты на ось скважины упрощает конструкцию СБП, повышает точность позиционирования бурильных труб и керноприемников, повышает надежность работы станка.

При бурении рабочая труба после соединения с бурильной трубой всей буровой колонной проходит сквозь рабочую ячейку кассеты.

При сборке или разборке буровой колонны бурильная труба неподвижно фиксируется в кассете гидравлическим захватом.

Свинчивание-развинчивание резьбового соединения выше неподвижного захвата буровой трубы осуществляется вращателем, а ниже неподвижного захвата – трубооборотом. Трубооборот расположен по оси скважины над неподвижным захватом. Ниже трубооборота находится устройство для фиксации платформы станка относительно устьевого трубы.

Извлечение керноприемника из скважины производится механизмом, включающим ловитель и лебедку с гидроприводом. После бурения скважины на длину буровой трубы колонна буровых труб с помощью трубооборота отсоединяется от рабочей трубы и последняя вместе с вращателем поднимается податчиком в крайнее верхнее положение. В освобожденное пространство над кассетой на ось скважины перемещается ловитель. После поворота кассеты на один шаг ловитель сквозь ячейку для керноприемника опускается в скважину, захватывает керноприемник и поднимает его, оставляя в ячейке кассеты. Затем ловитель возвращается в исходное положение, кассета поворачивается на шаг и на оси скважины оказывается ячейка с буровой трубой. Производится наращивание колонны буровых труб, бурение и цикл повторяется.

Система промывки скважины от насоса с гидроприводом выполнена на основе ее сухопутных аналогов.

Аварийная система станка, включающая буй и механизм соединения буя со станком через трос-проводник, унифицирована с аналогичными системами подводных лодок. Дополнительная аварийная система предусматривает экстренное отсоединение СБП от обсадной трубы за счет нормально открытого захвата и от буровой колонны с помощью взрывчатки.

Гидравлическая система выполнена из нескольких автономных блоков. Блок имеет специальную гидравлическую аппаратуру дистанционного и автоматического управления. Количество блоков гидросистемы и их состав определены из условия исключения взаимных помех при работе исполнительных механизмов станка. Производительность гидронасосов приводов вращате-

ля и подачи регулируется в зависимости от свойств буримых пород и конструкции бурового инструмента. Приводы гидрозхватов бурового инструмента, исполнительных устройств керноловителя и кассеты, трубооборота, а также привод гидромотора промывочного насоса осуществляются от насосов постоянной производительности. Рабочей жидкостью гидросистемы является «Гликвол 3» или другая жидкость, аналогичная по свойствам и отвечающая требованиям охраны окружающей среды.

Увеличение глубины погружения станка до 1000 м при увеличении диаметра колонкового набора с 76 до 112 мм на конструкцию станка имеет незначительное влияние. Однако этот параметр играет существенную роль при энергосбережении станка, подборе кабель-троса, конструкции вспомогательных механизмов и узлов, находящихся на базовом судне, в том числе и грузоподъемных механизмов. При этом следует иметь в виду, что увеличение массы станка, массы кабель-троса и соответственно, массы всех вспомогательных механизмов повлечет за собой увеличение грузоподъемности и габаритов базового судна. В последнем случае значительно увеличиваются размеры однобарабанной кассеты. Для кассеты с диаметром колонкового набора 112 мм разработана двухбарабанная кассета с вращением обоих барабанов вокруг неподвижных осей. При этом ячейки с трубами и керноприемниками обоих барабанов могут быть совмещены с осью скважины. Применение двухбарабанной кассеты повлияло на изменение компоновки и различие в конструкции или размерах основных узлов станков с различным диаметром колонкового набора. Степень унификации основных узлов этих станков весьма ограничена. По существу это два разных станка подводного бурения.

Система управления и контроля обеспечивает контроль основных параметров, защиту от аварийных режимов, опускание станка на дно и подъем на борт корабля. Система работает в ручном, полуавтоматическом и автоматическом режимах.

В ручном режиме управление осуществляется оператором путем воздействия на

исполнительные механизмы в соответствии с циклограммой работ и визуальному контролю по приборам.

В полуавтоматическом режиме работы автоматизируются комплексы отдельных операций:

- бурение скважин с поддержанием постоянного давления в приводе подачи, задаваемого оператором;

- подготовка к бурению колонковым снарядом, включая бурение обсадной трубой, отсоединение переходника от обсадной трубы, отсоединение рабочей трубы от переходника, поворот кассеты, свинчивание рабочей трубы с колонковым снарядом;

- извлечение керна, включающее отрыв керна, отсоединение рабочей трубы от колонкового снаряда, поворот кассеты, извлечение керна и его транспортировку в ячейку кассеты;

- наращивание буровой колонны, включающее поворот кассеты, свинчивание рабочей трубы с бурильной трубой, свинчивание бурильной трубы с колонковым снарядом или буровой трубой;

- приведение в транспортное состояние, включающее отсоединение рабочей трубы от бурильной, развинчивание бурильных

труб, их транспортировку в ячейки кассеты, втягивание домкратов;

- автоматическую защиту от заклинивания или заштыбовки бурового снаряда.

В полуавтоматическом режиме предусматривается сигнализация выполнения комплекса операций и визуальный контроль параметров бурения.

Автоматический режим предусматривает циклическое выполнение всех операций без участия оператора. Бурение и защита осуществляются так же, как при полуавтоматическом режиме.

Система состоит из надводной и подводной частей. На корабле размещаются пульт управления, электронный блок управления и защиты. На станке размещаются датчики параметров работы станка, электрогидравлические блоки управления. Связь между надводной и подводной частями осуществляется по кабелю. При полуавтоматическом управлении предусмотрена логическая защита от неправильных действий оператора. Переход на автоматическое управление возможен, если все исполнительные механизмы находятся в логически правильном положении, определяемом циклограммой работ.