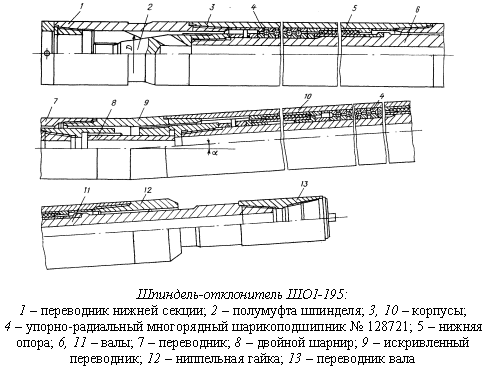
Турбобур - забойный гидравлический двигатель

Турбобур - забойный гидравлический двигатель для бурения глубоких скважин преимущественно на нефть и газ. На первом этапе турбинного бурения (1924—34) применялся турбобур , изобретённый в СССР в 1922 М. А. Капелюшниковым совместно с Н. А. Корневым и С. М. Волохом. В этом турбобуре высокооборотная одноступенчатая турбина передавала вращение долоту через планетарный, заполненный маслом редуктор.

В 1935—50 применялся безредукторный турбобурс многоступенчатой турбиной, вал которой непосредственно вращает долото (авторы П. П. Шумилов, Р. А. Иоаннесян, Э. И. Тагиев, М. Т. Гусман). В многоступенчатом турбобуре общий перепад давлений дифференцируется по ступеням турбины, а момент на валу определяется суммой моментов, развиваемых каждой ступенью. Многоступенчатый турбобур — машина открытого типа, вал его вращается в радиальных и осевых резинометаллических подшипниках, смазкой и охлаждающей жидкостью для которых является циркулирующая промывочная жидкость — глинистый раствор. Для получения максимальных значений кпд лопатки турбины профилируют так, чтобы безударный режим их обтекания совпадал с максимумом мощности турбины. Выполняют турбины цельнолитыми, общее число ступеней турбины достигает 120, рабочие диаметры турбобура для бурения глубоких и сверхглубоких скважин — 164, 172, 195, 215, 240, 280 мм, частота вращения вала турбины от 150 до 800—1000 об/мин. Рабочий момент на валу турбобура зависит от его диаметра и составляет от 1 до 5—6 кнм (1 нм = 0,1 кгсм). С 1950 для увеличения вращающего момента на валу применяют многосекционные турбобуры, в которых последовательно соединяются 2—3 секции турбин турбобура с общим числом ступеней 300—450. Это позволило наряду с увеличением вращающего момента снизить частоту вращения вала турбины до 300—400 об/мин (для более эффективной работы шарошечных долот). В этих турбобурах шаровая осевая опора вынесена в специальный шпиндель, присоединяемый к нижней секции турбобура. В шпинделе имеются также радиальные опоры и сальник, позволяющий использовать гидромониторные долота. С 1970 для дальнейшего снижения частоты вращения вала турбины в турбобурах применяют ступени гидродинамического торможения, позволившие бурить при 150— 250 об/мин. С начала 70-х гг. внедряются турбобуры с независимой подвеской секции и с демпфирующими устройствами, которые обладают увеличенным сроком межремонтной работы и улучшают условия работы шарошечных долот за счёт снижения вибрации бурильной колонны. Для работы с гидромониторными долотами, без дополнительного нагружения буровых насосов, начато применение турбобуров с разделённым потоком на нижней секции, который отличается тем, что перепад давлений, срабатываемый в его нижней секции, равен перепаду давлений в штуцерах гидромониторного долота. При этом нижняя секция турбобура работает на части потока, подаваемого в скважину.

В разведочном бурении для отбора керна в полом валу турбобура размещается съёмная грунтоноска. Для бурения в условиях борьбы с кривизной ствола скважины используют турбобур с вращающимся корпусом.



В турбинном бурении наибольшая величина крутящего момента обусловлена только сопротивлением породы вращению долота (труб и механизмов между долотом и турбобуром в случае их установки). В роторном бурении максимальный крутящий момент труб определяется сопротивлением породы вращению долота, сопротивлением трению труб о стенки скважины и вращающейся жидкости и инерционным эффектом упругих крутильных колебаний. Максимальный крутящий момент в трубах, определяемый расчетом турбины (значением ее тормозного момента), не зависит от глубины скважины, числа оборотов долота, осевой нагрузки на долото и механических свойств проходимых горных пород. Практика применения турбобуров показывает, что стойкость труб примерно в 10 раз превышает стойкость труб в роторном бурении.

В турбинном бурении коэффициент передачи мощности от источника энергии к долоту значительно выше, чем в роторном. Идея использования гидравлического двигателя для бурения скважин возникла в 80-е годы XIX в: первый патент на турбину для бурения нефтяных скважин был взят в 1873 г. Гроссом. В 1890 г. Г.Г. Симченко (Баку) разработал проект первого забойного круговращательного гидравлического двигателя.

В начале 1900-х годов был разработан и использован на практике для быстроударного бурения в твердых породах забойный гидравлический таран, создававший 500 — 600 ударов в минуту по забою. В 1923 г. М.А. Капе-люшников разработал (совместно с СМ. Волохом и Н.А. Корневым) турбинный аппарат для бурения скважин, названный турбобуром Капелюш-никова. Он развивал мощность до 12 л.с. и представлял собой гидравлический двигатель, выполненный на базе одноступенчатой осевой турбины, вал которой через промежуточный многоярусный планетарный редуктор приводил во вращение долото. Проблема реализации турбинного бурения была решена П.П. Шумиловым, Р.А. Иоаннесяном, Э.И. Тагиевым и

М.Т. Гусманом. Позднее, благодаря работам ВНИИБТ, турбинное бурение приобрело общее признание.

Успехи современного турбинного бурения главным образом зависят от возможности реализации оптимальных режимов отработки новых конструкций высокопроизводительных долот, созданных в последнее время1.

Турбобур — машина быстроходная. Поэтому большое значение имеют работы, направленные на создание низкооборотных турбобуров, способных эффективно отрабатывать шарошечные долота с герметизированными мас-лонаполненными опорами типов ГНУ и ГАУ.

В области турбоалмазного бурения особую актуальность приобретает создание высокомоментных турбобуров для работы с новыми долотами с поликристаллическими алмазными режущими элементами типа Stra-topax.

Современный турбобур должен обеспечивать:

1. Достаточный крутящий момент при удельных расходах жидкости

не более 0,07 л/с на 1 см2 площади забоя.

2. Устойчивую работу при частотах вращения меньше 7 с"1 для шаро­

шечных и 7 — 10 с"1 для алмазных долот.

3. Максимально возможный КПД.

4. Срабатывание перепада давления на долоте не менее 7 МПа.

5. Наработку на отказ не менее 300 ч.

6. Долговечность не менее 2000 ч.

7. Постоянство энергетической характеристики по меньшей мере до

наработки на отказ.

8. Независимость энергетической характеристики от давления и тем­

пературы окружающей среды.

9. Возможность изменения реологических свойств бурового раствора в

процессе долбления.

10. Возможность введения в буровой раствор различных наполнителей

и добавок.

11. Возможность осуществления промывки ствола скважины без вра­

щения долота.

12. Возможность проведения замеров траектории ствола скважины в

любой точке вплоть до долота без подъема бурильной колонны.

13. Стопорение выходного вала с корпусом в случае необходимости и

освобождение от стопорения.

14. Гашение вибраций бурильного инструмента.

15. Экономию приведенных затрат на 1 м проходки скважины по

сравнению с альтернативными способами и средствами бурения.

Понятно, что в одной конструкции все или большую часть этих требований воплотить очень сложно. В то же время для одного и того же диаметра целесообразно иметь возможно меньшее количество типов турбобуров.

В начале 50-х гг. в связи с увеличением глубин скважин стали стремиться к увеличению числа ступеней турбины для снижения частот вращения долот. Появились секционные турбобуры, состоящие из двух — трех секций, собираемых в одну машину непосредственно на буровой. Секции свинчивали с помощью конической резьбы, а их валы соединяли сначала

конусными, а затем конусно-шлицевыми муфтами. Осевая опора секционного турбобура устанавливалась в нижней секции.

В дальнейшем, с целью упрощения эксплуатации турбобуров, осевую опору вынесли в отдельную секцию — шпиндель. Это усовершенствование позволило производить смену на буровой наиболее быстроизнашиваемого узла турбобура — его опоры.

Секционные шпиндельные турбобуры типа ЗТСШ в настоящее время серийно выпускаются машиностроительными заводами Минхиммаша с диаметрами корпуса 172, 195 и 240 мм.

В конце 50-х гг. во ВНИИБТ были начаты интенсивные исследования по разработке опоры качения турбобура. Дело в том, что резинометалличе-ская пята, хорошо работающая при использовании в качестве бурового раствора воды или буровых (глинистых) растворов с относительно низким содержанием твердой фазы, а также при невысоких значениях перепада давления на долоте, в случае применения утяжеленных или сильно загрязненных буровых растворов существенно искажала выходную характеристику турбобура, что в свою очередь снижало эффективность турбинного способа бурения.

В начале 60-х гг. Р.А. Иоаннесяном, Д.Г. Малышевым и Ю.Р. Иоанеся-ном была создана упорно-радиальная шаровая опора турбобура типа 128 000, представляющая собой многоступенчатый шарикоподшипник двухстороннего действия.

Турбобуры с шаровой опорой серии А в настоящее время серийно выпускаются машиностроительными заводами Минхиммаша с диаметрами корпуса 164, 195 è 240 ìì.

Дальнейшее совершенствование конструкций турбобура связано с появлением новых высокопроизводительных шарошечных долот с герметизированными маслонаполненными опорами. Для эффективной отработки этих долот требуются частоты вращения около 2,5… 5 с"1 [2]. Это привело к созданию целого ряда новых направлений в конструировании турбобуров:

с системой гидродинамического торможения;

многосекционных;

с высокоциркулятивной турбиной и клапаном-регулятором расхода бурового раствора;

с системой демпфирования вибраций;

с разделенным потоком жидкости и полным валом;

с плавающей системой статора;

с тормозной приставкой гидромеханического типа;

с редукторной вставкой.

Появились также гидравлические забойные двигатели объемного типа — винтовые.

Среди конструкторов турбобуров еще нет единого мнения о наиболее эффективном и перспективном направлении развития техники турбинного способа бурения. С целью объективной оценки новых конструкций и выбора лучшей из них для широкого внедрения в серийное производство проводятся сравнительные испытания макетных образцов новых забойных двигателей.