Torsional Stick-Slip – Theoretical Background

The sticking and slipping of the drillstring (known as rotational or torsional stick-slip) is an important dynamic phenomenon which can result in premature bit wear, drill pipe fatigue, and premature failure of downhole motors, and can induce other detrimental drillstring dynamics. This “torsional” stick-slip should not be confused with “axial” stick-clip during sliding (which is due to friction acting axially along the drillstring, resulting in intermittent bit loading). Torsional stick-slip is due to dynamic and static friction between the BHA and borehole wall, which is impeding the steady-state rotation of the BHA.

 In the theoretical examination of torsional stick-slip, the drillstring may be thought of as a torsional spring (drill pipe) and a lumped mass (BHA). When rotation commences at the surface, the lumped mass will tend to lag behind until sufficient torque is built up to overcome the inertia of the mass and any additional frictional forces that may be present.

The rotational speed of the mass will tend to oscillate around the surface rotary speed (these oscillations will eventually stop) until the bit’s rotary speed matches the surface rotary speed.

The oscillations described above are known as torsional oscillations. The period of one oscillation (depending on the length’s of the drill pipe and BHA, and their respective diameters) will generally range between 2 to 15 seconds. Stick-slip is a severe and persistent case of these torsional oscillations, whereby the BHA comes to a complete stop and then suddenly releases at a high rate of speed.

This torsional stick-slip is due to higher static than dynamic friction levels which impedes the rotation of the BHA and bit. These high static friction levels are caused by various drilling phenomena, such as:

* Buckling or whirling of the BHA;
* Aggressive cutting action of a PDC;
* Lithology changes;
* Contact between stabilizers and borehole wall;
* Abruptly starting the bit on bottom.

When sufficient torque is developed in the string to overcome this static friction, the drillstring will initially rotate rapidly, then slow down. It will stop again when its rotational velocity drops below some critical value, bringing static friction back into play.

The period of this stick-slip phenomenon is generally longer then the torsional oscillation period, due to the time the bit is motionless. Even though the rotary speed at the bit (on average) will be the same as the surface rotary speed, its instantaneous speed will vary from zero to more than twice the surface speed, and can even become negative (backwards rotation) in particularly severe cases.

Торсионный прихват-проскальзывание – Теоретические основы

Прихват и проскальзывание бурильной колонны (известные так же как вращательное или торсионное прихват-проскальзывание) является важным динамическим явлением, которое может привести к преждевременному износу долота, усталости бурильных труб и преждевременному отказу забойного двигателя, а также может вызвать различные динамические повреждения бурильной колонны. Торсионный тип прихвата не следует путать с «осевым» типом прихвата, который может произойти во время направленного бурения. Осевой прихват возникает от осевого трения бурильной колонны о стенки скважины в результате непостоянной нагрузки на долото. Торсионный прихват есть следствие динамических и статических взаимодействий между КНБК и стенкой скважины, который затрудняет непрерывное вращение КНБК.

В теории, при торсионном прихвате бурильная колонна может быть рассмотрена как торсионная пружина (бурильные трубы) и однородное твердое тело (КНБК). Когда на поверхности начнется вращение ротора и бурильных труб, КНБК начнет вращение с того момента, когда вращательный момент преодолеет инерцию массы КНБК, а также силы трения.

Скорость вращения начнет расти, будет непостоянной, но в пределах скорости вращения ротора на поверхности. Со временем эти колебания скорости прекратятся, и скорость вращения КНБК уравняется со скоростью вращения ротора.

Колебания, описываемые выше, известны как торсионные колебания. Период одного колебания (в зависимости от длины бурильной колонны и КНБК и их соответствующих диаметров), в общем случае, будет находиться в пределах 2 – 15 секунд. Прихват-проскальзывание является наихудшим следствием таких торсионных колебаний, когда КНБК полностью останавливается и затем неожиданно освобождается (проскальзывает) с большой скоростью.

Такие торсионные прихваты в большей степени являются следствием статических, чем динамических взаимодействий, затрудняющих вращение КНБК и долота. Большие силы трения, возникающие при этом, вызваны различными факторами бурения, такими как:

* Изгибание или закручивание КНБК;
* Интенсивное разрушение породы при бурении алмазными (PDC) долотами;
* Изменение литологического строения;
* Контакт стабилизаторов со стенкой скважины;
* Резкая подача долота на забой.

Когда крутящий момент бурильной колонны станет достаточен для преодоления этого статического сопротивления, бурильная колонна сначала начнет быстро вращаться, а затем замедлится. Она опять остановится, когда ее скорость вращения упадет ниже некоторого критического значения и статические силы трения опять придут в действие.

Длительность таких прихватов-проскальзываний обычно больше, чем длительность торсионных колебаний вследствие времени, которое долото находится без движения. Несмотря на то, что скорость вращения долота (в среднем) будет такой же, как скорость вращения ротора на поверхности, его мгновенная скорость будет изменяться от нуля до более чем двойной скорости вращения ротора и в отдельных случаях даже может становиться отрицательной (обратное вращение).