

ПРОБЛЕМЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ ПРИ НАПРАВЛЕННОМ БУРЕНИИ

Аль-шаббани А.М.

Магистрант

ДГТУ

г.Ростов на Дону, российская Федерация

Вследствие зависимости эффективности реализации проекта от рациональной эксплуатации труб бурильная колонна требует большой осторожности со стороны бурового подрядчика и экипажа. Некоторые из дополнительных факторов, например, покупка, эксплуатация, геологические условия в скважине, промывка скважины, устойчивость, траектория, параметры буровой установки, точность манометров, параметры насосов являются взаимоисключающими. Например, требования для промывки скважины и ограничения давления в насосе могут предполагать использование диаметров 5-1 / 2 " вместо 4-1 / 2 "; однако цена, вес труб и необходимое пространство могут говорить о меньших. Следовательно, следует учитывать, в каких условиях горизонтального бурения и при какой нагрузке внешние напряжения, действующие на материал трубы, могут достигать критического уровня, то есть превышать допустимые значения напряжений. Это должно быть сделано для безопасной и рациональной эксплуатации бурильной колонны [2]. Что касается конструктивного аспекта бурильной колонны, то вертикальное бурение сильно отличается от его направленных аналогов, в частности, горизонталей.

При вертикальном бурении бурильная колонна в основном состоит из бурильных труб и бурильных труб, тогда как в горизонтальных скважинах нет необходимости использовать традиционную сборку забойных скважин. Бурильные трубы при горизонтальном бурении используются для приложения осевого давления на долото, что невозможно в случае вертикальных скважин.

Растягивающее усилие, исходящее от бурильной колонны, подвешенной на выходе из буровой скважины, меньше во время бурения, чем ожидалось по измеренной глубине (длине) MD. Это связано с тем, что колонна опирается на стенку скважины, особенно под большим углом отклонения. При отключении сила больше, чем в вертикальных скважинах. Кроме того, значение вращающего момента в процессе бурения также выше, чем в вертикальных скважинах. Максимальное растягивающее усилие представляет собой граничную нагрузку в вертикальных скважинах, тогда как в горизонтальных скважинах это прочность на кручение.

Нагрузки, рассчитанные на основе величины нагрузки, подвешенной на выходе из скважины, имеют первостепенное значение для вертикальных скважин. Влияние трения часто невелико и объясняется коэффициентами безопасности или незначительным воздействием на растяжение MOR. Влияние

трения и сопротивления в горизонтальных скважинах настолько велико, что его нельзя игнорировать, и поэтому требуется моделирование вместо простых расчетов ожидаемой нагрузки в вертикальных скважинах. Конфигурация бурильной колонны для вертикальных скважин требует одного цикла расчета; в случае горизонтальных скважин - необходимы итерационные расчеты.

Буровая колонна в скважине

Конструкция бурильной колонны для направленного и горизонтального бурения требует учета ряда факторов. Вследствие увеличения глубины горизонтальных скважин поведение бурильной колонны в скважине должно быть хорошо понято. Буровая колонна, ограниченная стенками скважины, может принимать одну из форм своей траектории, то есть прямую, синусоидальную, неустойчивую синусоидальную или спиральную. Любинский применил уравнения в колонне балок, чтобы учесть напряжения в бурильной трубе с растяжением замков в двумерном отверстии постоянной кривизны. Отклонение соединения инструмента значительно увеличивает изгибные напряжения в бурильной трубе. Введение в расчеты крутящего момента в статье Карлика [6] расширило полезность анализа для практика. Анализ прогиба бурильных труб в скважине был предметом многих работ за последние 20 лет. Наиболее продвинутый подход к поведению бурильной колонны в буровой скважине, разработанный Митчелом и Миской [5], учитывает трехмерную спиральную деформацию бурильной колонны с помощью замков с моментом растяжения.

Усталость бурильной колонны

При вращении бурильной колонны значения напряжения изгиба изменяются, изменяя значения напряжения растяжения, в основном в режиме пульсации. Пульсирующие сжимающие напряжения появляются только в передних зонах плеча в соединениях инструмента API, где сжимающие напряжения вызываются сборкой резьбовых соединений. Изгибные напряжения, создаваемые изгибающим моментом от искривления отверстия и винтовой деформацией бурильных труб, значительно увеличиваются за счет отклонения стыка инструмента. С другой стороны, не следует игнорировать такие параметры, как переменные напряжения кручения, создаваемые переменными сопротивлениями бурения и трением труб к обсадной колонне в ходе вращения колонны и скважины определенной кривизны. В процессе бурения форма оси бурильной колонны в направленном стволе скважины демонстрирует очень динамический характер напряжений. В ходе первых операций бурения во время эксплуатации бурильной колонны в материале бурильной колонны образуются микротрещины в местах, известных в теории механики разрушения как концентраторы напряжений. Их происхождение может быть связано с

технологическим процессом работы труб (неметаллические осадки, микроструктурные дефекты, днища резьбовых соединительных канавок и т. Д.), Эксплуатацией в самом широком смысле (надрезы от проскальзываний на сверлильном столе, надрезы, надрезы и ямы, накопленные во время обработки и бурения), рабочая среда (ямы коррозии, водород, наведенный из кислых жидкостей). Микротрещины в стали являются результатом скользящего перемещения смещений к незакрепленным поверхностям или трещины, вызванной повышенным напряжением в циклически усиленной зоне или следствием слияния вакансий. Существует ряд гипотез усталости металла, вытекающих из различных предположений. Их можно анализировать на фоне доминирующего типа кристаллической решетки материала и уровня разрешения наблюдения / анализа. Кроме того, статистические методы развивались годами. Они используют некоторые физические параметры, которые зависят от доступности данных измерений. Условия бурения очень специфичны и их трудно идентифицировать и отслеживать каждую отдельную трубу в течение срока ее службы, особенно с учетом сбора подробных данных измерений и сравнения с историей конкретной детали бурильной колонны. Большинство отказов бурильных труб являются результатом усталости материала. Количество усталостных повреждений, которые приводят к эксплуатации, зависит от растягивающей и скручивающей нагрузки в трубе на изгибе, серьезности изгиба и коррозии. Коррозионная среда увеличивает количество концентраторов напряжений, а также усиливает распространение трещин, особенно при низкой частоте изменений напряжения / деформации. Для прогнозирования роста трещины можно использовать уравнение Формана, как это предложено в работе [4]. Однако эта концепция, взятая из механики разрушения, требует ряда данных о материале, доступность которых все еще ограничена. Для проектирования бурильной колонны все еще возможно использовать сравнительный метод для оценки прочности бурильной колонны в различных конфигурациях [1], [4]. Метод расчета долговечности бурильной колонны в зависимости от ее конструкции и условий бурения пока не разработан.

Комбинированные крутильные и растяжимые эксплуатационные пределы
Высокие крутильные и растягивающие нагрузки встречаются одновременно, особенно при бурении с расширенным вылетом (ERD), когда бурильная колонна вращается во время вытягивания из отверстия, которое выполняется на верхних установках. В API RP 7G рекомендуется, чтобы инструментальные соединения имели прочность при кручении 80% от прочности при кручении трубы. Крутящие моменты затяжки в инструментальных соединениях представлены там [1] и составляют 60% от расчетного предела текучести при кручении. Способ построения диаграммы, показывающей пределы для комбинированного крутящего момента и натяжения для вращающегося плечевого соединения, также приведен в API RP 7G. Пределы бурильной трубы

могут быть рассчитаны по формуле [1]. На следующем рисунке представлены пределы для комбинированного скручивания и растяжения [2] инструментального соединения NC38 5x29 / 16 на схеме бурильной трубы S-135 31 / 2x2,764 (Рис.1).

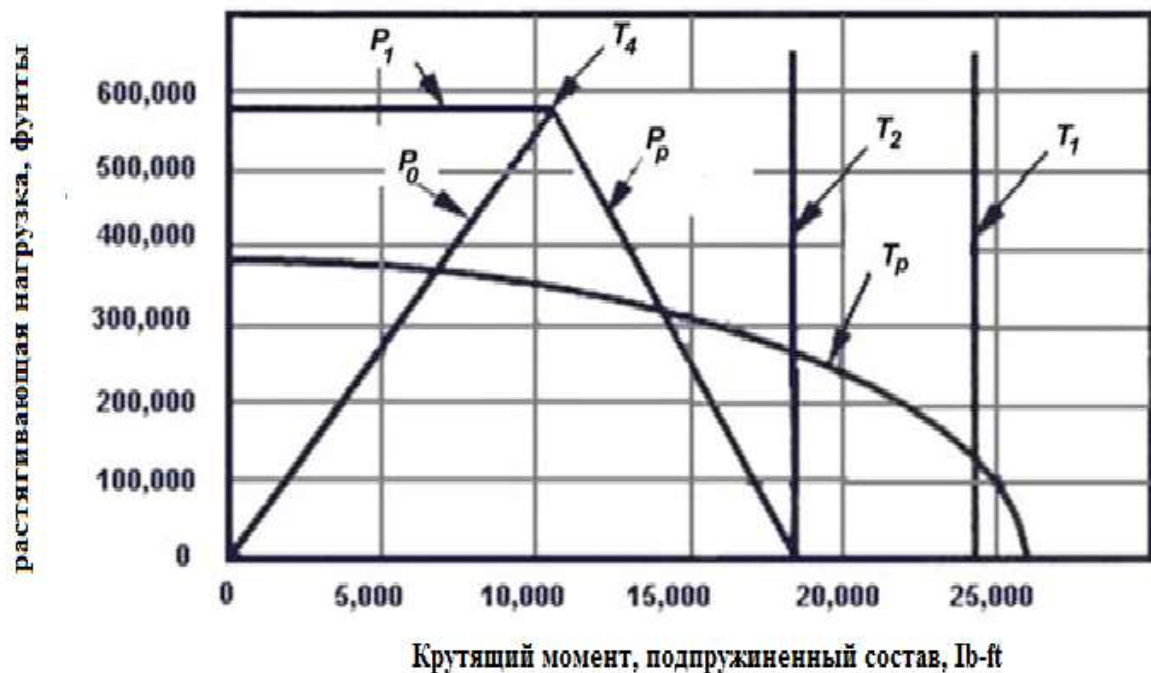


Рис. 1. Диаграмма предела крутящего момента-натяжения для $5 \times 29 / 16''$ Инструментальный соединитель NC38 на $3 \frac{1}{2}''$ 13,30 фунт / фут бурильной трубы S-135.

Обсуждаемые выше напряжения изгиба должны быть включены в приложенное напряжение для бурильной трубы (эллиптическая кривая). Приложенный момент сверления или момент затяжки соединения инструмента перед применением натяжения находятся на горизонтальной оси вышеупомянутой диаграммы. Рекомендуется, чтобы рабочий крутящий момент был ограничен уровнем, меньшим, чем крутящий момент. Коэффициенты пересчета:

100 000 фунтов = 444,8 кН, 1 000 фунтов = 135,6 Нм.

Критерии построения диаграммы приведены ниже.

Р₀ - натяжение, необходимое для открывания заплечика коробки после подгонки замкового соединения к приложенному крутящему моменту и представлено наклонной линией,

P_1 - предел прочности штифта замкового инструмента на расстоянии 19,1 мм от заплечика. Он рассчитывается путем умножения площади поперечного сечения штифта на последней зацепленной резьбе на предел текучести материала соединения инструмента и деления на запас прочности 1,1, как все предельные вычисления,

T_1 - прочность при кручении ящика для инструмента,

T_2 - прочность при кручении штифта замкового соединения,

T_4 - значение крутящего момента в точке, когда штифт начинает сдавать и напряжение плеча становится равным нулю,

P_p - натяжение, необходимое для подачи штифта после макияжа,

T_p - прочность при кручении бурильной трубы на растяжение и представлена эллиптической кривой.

Чтобы оценить несущую способность (прочность при нагрузках, действующих одновременно) бурильной колонны, расчеты должны быть сделаны на основе механических свойств материала, геометрии соединения инструмента, качества смазки и критериев применяемого подпружиненного и вращающего момента. Во время всех операций комбинация крутящего момента и натяжения должна находиться под предельной кривой и предельными линиями, чтобы предотвратить повреждение бурильной трубы и соединения инструмента.

Практические советы

Правильный начальный момент затяжки является, пожалуй, самым важным фактором, влияющим на срок службы соединений замков. Выбор момента вращения и прогноз крутящего момента при бурении позволяют использовать правильные диаграммы, таблицы или расчеты. Для применения заданного момента затяжки требуется правильно откалиброванный калиброванный указатель крутящего момента. Контролируемые процедуры обкатки должны последовательно применяться к каждому соединению инструмента и бурильной трубе на заводе. Для ERD полезно использовать бурильные трубы с двухплечим соединением инструмента. Надлежащая практика использования буровых установок поможет исключить длительные поездки и другие операции из-за сбоев и повреждений в будущем эксплуатации.

Выводы

1. Усталостное повреждение в основном зависит от растягивающей и скручивающей нагрузки в трубе на изгибе, серьезности изгиба и коррозии.

2. Изгибающее напряжение от изгибающего момента спиральной балки может быть использовано для расчета комбинированных напряжений в критических точках бурильной колонны в скважинах с направленным, расширенным радиусом действия и горизонтальном бурении. Это достигается при трехмерном изгибе труб с помощью замков с приложенным крутящим моментом.

3. Требования к эксплуатации, являющиеся результатом практического опыта, подкрепленного теоретическим и лабораторным анализом, должны быть частью учебных программ технического персонала. Помимо проектирования колонны, также важно снизить риск отказа при бурении, это влияет на безопасную рабочую среду и надежность системы. Работа выполнена в исследовательском проекте Университета науки и технологий.

Список литературы

1. API RP 7G Recommended Practice for Drill Stem Design and Operating Limits., January 1995.
2. Bailey, E., I.: Calculating Limits for Torsion and Tensile Loads on Drill Pipe. Hart's Petroleum Engineer International, February 1998.
3. Bednorz, S.: Loads of drill string in fatigue conditions of deep hole. 9th International Mining Conference. Technical Development in Technologies and Equipments at the Survey and Deep Hole Drilling., September 2-5, 1997 Kosice
4. Hill, T., et all.: An Innovative Design Approach to Reduce Drill String Fatigue., JPT May 2004
5. Mitchell, R. F., Miska, S.: Helical Buckling of Pipe with Connectors and Torque., IADC/SPE, Paper 87205.
6. Karlic, S.: Load Capacity of Drill Pipe Rotating in the Zone of Curvature or in the Guide Bell of the Drilling Ship. Zeszyty Naukowe AGH Wiertnictwo Nafta Gaz z.8 Kraków 1991 (in Polish).

©Аль-шаббани А.М.