

резко возрастает при попадании в раствор сульфатовосстанавливающих бактерий или окисляющих серу и сульфиды тионовых бактерий.

Ингибиторами коррозии называют вещества, введение которых в небольшом количестве в агрессивную среду тормозит процесс коррозионного разрушения и изменения механических свойств металлов и сплавов. Использование ингибиторов коррозии в нефтегазовой промышленности можно объяснить тем, что оборудование и сооружения, произведенные в основном из конструкционных углеродистых сталей, эксплуатируются в условиях агрессивных коррозионных сред. Отличительной чертой метода защиты с помощью ингибиторов – возможность при небольших капитальных затратах замедлять коррозионное разрушение оборудования, тем самым продлевая ресурс работы этого оборудования. [1]

Учитывая тот факт, что изменяя скоротечность протекания коррозии, ингибиторы должны видоизменять кинетику электрохимической реакции. Так, ингибиторы коррозии неорганического происхождения могут подразделяться на анодные ингибиторы, тормозящие только анодный процесс, когда скорость коррозии замедляется за счет уменьшения скорости перехода ионов металла в раствор, а так же из-за сокращения активной части электрода вследствие пассивации, катодные ингибиторы, которые при любой концентрации помогают снизить скорость коррозионного процесса во всех случаях катодной деполяризации, смешанные ингибиторы, а так же появившиеся относительно недавно бактерициды - поглотители сероводорода, подавляющих рост сульфатовосстанавливающих бактерий.

Литература

1. Энциклопедия по буровым растворам. – Я.А.Рязанов. – Оренбург: Летопись, 2005. 664с.
2. Буровые промывочные жидкости. Учебное пособие. – В.П.Овчинников, Н.А.Аксенова.- Тюмень, 2008. 309с.

ОБЗОР СПОСОБОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЧАСТОТЫ ВРАЩЕНИЯ ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА ПРИ СООРУЖЕНИИ СКВАЖИНЫ

А.В. Анисимов, А.В. Епихин

Научный руководитель: ассистент А.В. Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время сложно представить процесс разрушения горной породы без использования вращения породоразрушающего инструмента. Частота вращения инструмента является одним из ключевых параметров режима бурения и в совокупности с грамотно выбранной осевой нагрузкой и расходом бурового раствора обеспечивает эффективное разрушение породы на забое.

Каждому классу пород и типу долот соответствуют свои оптимальные частоты вращения инструмента, при которых разрушение горных пород максимально. Расчет частоты вращения для шарошечных долот производится из условий:

- создания оптимальной линейной скорости на периферийном венце шарошки (статистический метод)

(1):

$$n_1 = 19,1 \frac{V_d}{D_d}, \quad (1)$$

где V_d – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с; D_d – диаметр долота, м.

- по времени контакта зубьев долота с горной породой (аналитический метод) (2):

$$n_2 = 0,6 \cdot 10^5 \frac{d_{ш}}{\tau \cdot z \cdot D_d}, \quad (2)$$

где $d_{ш}$ – диаметр шарошки, мм; τ – минимальное время контакта зуба долота с породой, мс; z – число зубьев на периферийном венце шарошки; D_d – диаметр долота, мм.

- по стойкости опор (технологический метод) (3):

$$n_3 = \frac{T_o}{0,02(\alpha + 2)}, \quad (3)$$

где α – коэффициент, характеризующий свойства горной породы; T_o – стойкость опоры, которая определяется по формуле (4), час.

$$T_o = 0,0935 D_d, \quad (4)$$

где D_d – диаметр долота, мм.

Для безопорных долот (в том числе долот типа БИТ/PDC) расчет производится только из условия создания необходимой линейной скорости на периферии долота.

Анализ представленной методики показывает, что для безопорных долот методика выбора частоты вращения является скудной и не позволяет учесть технические особенности долота, его состояние, степень износа.

В целом, все приведенные выше алгоритмы выбора частот вращения породоразрушающего инструмента имеют существенные недостатки по причине того, что не учитывают его технического состояния, износа и

рекомендации производителя. В настоящее время при проектировании параметров режима бурения буровики руководствуются следующей информацией:

- рекомендации производителя (паспорт породоразрушающего инструмента) по максимально возможной и оптимальной рабочей частоте вращения;
- для буровых долот, которые находятся в эксплуатации, к подбору частоты вращения подключаются еще рекомендации инженера по долотам, который обязан учитывать степень износа инструмента и его рабочих элементов;
- для одного типа долот учитываются рекомендации по проектированию частоты вращения на основе опыта уже сооруженных скважин на данном месторождении (кусте, площади, лицензионном участке);
- способ бурения (роторный, турбинный, ВЗД), тип используемого забойного двигателя и его характеристики.

Вопрос о правильном подходе к выбору частоты вращения долота в заданных горно-геологических условиях до сих пор не решен с предоставлением теоретически-обоснованной методики, которая хорошо зарекомендовала себя в условиях реального бурения. Но еще более острым является вопрос о выборе объективного способа измерения и контроля частоты вращения инструмента на забое в процессе бурения.

Отсутствие информации о таком забойном параметре режима бурения как частота вращения породоразрушающего инструмента может привести к целому ряду негативных последствий: уменьшение механической скорости бурения (снижение эффективности разрушения горной породы на забое); преждевременный выход из строя породоразрушающего инструмента и его рабочих элементов. Таким образом, помимо обоснованного алгоритма подбора частоты вращения инструмента важно обеспечить условия для ее обеспечения, регистрации, контроля и поддержания в заданном диапазоне.

В рамках исследовательской работы производится анализ различных подходов к регистрации частоты вращения, которые могут быть применимы в бурении скважин. Основной целью являются поиск и оценка технического задела в отношении регистрации забойных значений частоты вращения.

Обзор информационных ресурсов позволил выделить несколько способов регистрации частоты вращения и сформулировать выводы о применимости их для использования в забойных условиях при сооружении скважин.

1. Стробоскопический метод основан на освещении вращающегося или колеблющегося тела короткими повторяющимися с известной частотой импульсами света и наблюдении при этом освещении специально нанесенных на тело меток. Данный принцип лежит в основе фототахометров. В бурении стробоскопический метод применим лишь в качестве поверхностного датчика частоты вращения бурильной колонны при роторном бурении. Разработка датчика, основанного на данном принципе, для регистрации забойных параметров не рентабельна из-за необходимости серьезных конструктивных изменений в компоновке низа бурильной колонны (включение дополнительно элемента, который будет передавать вращения от долота к элементу датчика с нанесенными метками). Кроме того, потребуются дополнительные затраты на защиту измерительного элемента от агрессивной среды, его изоляцию, обеспечения дополнительного источника питания для генерации светового сигнала.

2. Тахогенератор - измерительный генератор постоянного или переменного тока, предназначенный для преобразования мгновенного значения частоты (угловой скорости) вращения вала в пропорциональный электрический сигнал. Сгенерированный сигнал подается для непосредственного отображения на специально градуированный вольтметр (тахометр), либо на вход автоматических устройств, отслеживающих частоту вращения.

Данный принцип регистрации частоты вращения широко применяется в бурении с использованием забойных двигателей. Идея метода заключается в том, что на пути движения бурового раствора устанавливают гидравлическую турбину с электрогенератором на полом вала гидротурбины, расположенную над забойным двигателем и долотом. Устройство включает в себя забойный двигатель с долотом, систему управления, датчики, связанные с системой управления, тахогенератор скорости вращения забойного двигателя и две автономные системы, установленные на забое и устье скважины. От тахогенератора, измеряющего скорость вращения забойного двигателя, а, следовательно, и долота сигнал поступает в информационно-вычислительный блок, где он преобразуется в импульсы, поступающие на электрод управления тиристорного короткого замыкателя. Закодированная информация о скорости вращения долота определяет последовательность и частоту коротких замыканий, производимых в системе гидротурбины электрогенератора. Гидротурбина возбуждает серию гидравлических ударов в гидроканале. Возникающие при этом импульсы повышенного давления от забоя к устью скважины воспринимаются датчиком давления, который является приемником модулированных гидроударов. От датчика давления сигнал поступает в информационно-вычислительный блок автономной системы, где телеметрическая информация расшифровывается, и на дисплее пульта управления появляется информация о скорости вращения долота [2].

Данный метод измерения частоты вращения долота и забойного двигателя является одним из самых распространенных. Самым слабым звеном в данной системе является именно генератор сигналов, передаваемых по потоку промывочной жидкости к поверхности и сам гидравлический канал связи, который при сооружении скважин глубиной свыше 3000 м не позволяет передавать качественный сигнал на поверхность, требуется установка промежуточных усилителей, которые в свою очередь вносят погрешность в процесс измерений.

3. Определение частоты вращения с помощью сейсмо-акустических методов. Этот метод самый вариативный, учитывая, что в условиях реального бурения и агрессивной среды именно сейсмические и акустические датчики являются самыми удобными с позиции «качество/затратность».

Существует способ контроля местоположения бурового долота в процессе бурения, который основан на одновременной синхронной регистрации колебаний на дневной поверхности с помощью сейсмической антенны, состоящей из группы трехкомпонентных сейсмодатчиков, возбуждаемых буровым долотом в процессе бурения. С помощью данных датчиков регистрируют сигналы, возбуждаемые на забое вращением долота. С помощью данного способа есть возможность контролировать не только местоположение долота, но и определить некоторые параметры режима бурения – частоту вращения и осевую нагрузку. Например, по рис. 1, можно определить зависимость частоты сигнала от частоты вращения, и по этой зависимости определить с какими частотами вращается породоразрушающий инструмент или его рабочие элементы (шарошки). Данный метод применим как для роторного, так и турбинного способов бурения [4].

Аналогично, используя поток промывочной жидкости и акустические сигналы, генерируемые забойным оборудованием. Используют следующее оборудование для обеспечения измерений:

а) неуправляемый акустический режекторный фильтр в нагнетательной линии для подавления звуковой помехи в промывочной жидкости, звуковой помехи, генерируемой буровым насосом;

б) управляемый акустический режекторный фильтр - датчик частоты вращения вала турбобура для осуществления амплитудной модуляции суммарного звука; звука, генерируемого роторными лопатками, размещенными на валу турбобура; звука, генерируемого ударами долота о горную породу в промывочную жидкость, заполняющую буровую колонну;

в) гидрофон с измерительной аппаратурой между гусаксом, встроенным в вертлюг, и буровым шлангом.

Методика измерения осуществляется в виде следующих технологических этапов:

- спуск в скважину турбобура с долотом, с последующей остановкой на расстоянии 10-20 метров от забоя, для замера частоты вращения вала турбобура в режиме холостого хода;

- включение бурового насоса для подачи промывочной жидкости по буровой колонне в турбобур для осуществления вращения роторных лопаток (определение уровня акустического сигнала, определение частоты вращения турбобура в режиме холостого хода по амплитуде сигнала);

- бурение и оценка фактической частоты вращения турбобура (долота) по амплитуде акустического сигнала относительно полученной нагрузочной характеристики, полученной при работе в режиме холостого хода.

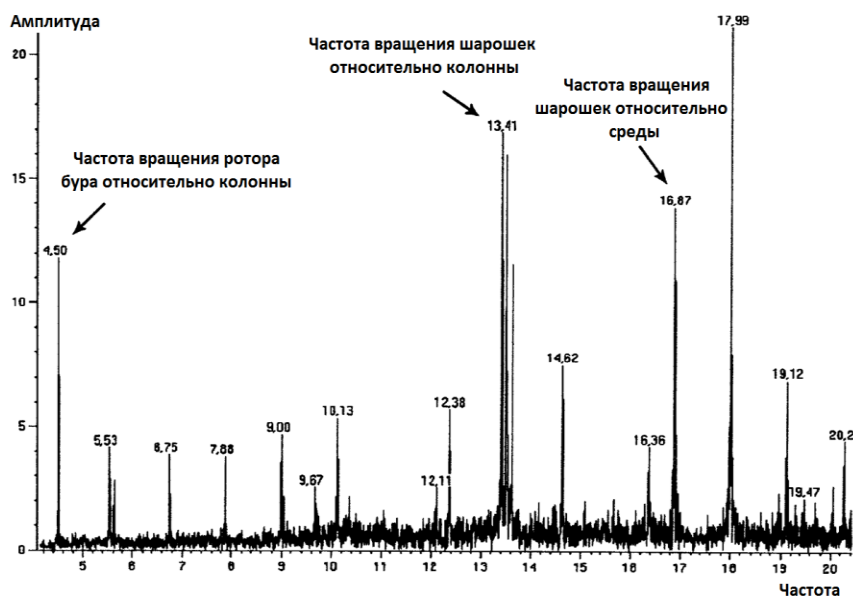


Рис.1. Распределение частот вращения забойного оборудования в спектре, записанном с помощью сейсмодатчиков

Анализ уровня изученности методов проектирования, расчета и контроля частоты вращения породоразрушающего инструмента на забое скважины в процессе бурения позволил сделать следующие выводы:

- существующая теоретическая методика не учитывает техническое состояние породоразрушающего инструмента и его рабочих элементов;

- методика расчета частоты вращения породоразрушающего инструмента безопорного типа является слабо проработанной, поскольку состоит из одного расчета;

- существует несколько вариантов регистрации частоты вращения инструмента на забое скважины, как для роторного бурения, так и для случая применения забойных двигателей, среди которых наиболее точные и надежные способы основаны на использовании регистрации и расшифровки акустических и сейсмических сигналов;

- способ передачи информации о частоте вращения на поверхность зачастую представлен гидравлическим каналом связи, который не оправдывает себя при использовании его на скважинах глубиной свыше 3000 м;
- ключевым недостатком акустического канала регистрации частоты вращения является наличие огромного количества паразитических сигналов, связанных с перемещением колонны в скважине;
- отсутствует теоретически обоснованная методика подбора частоты вращения для заданных условий бурения, которая будет обеспечивать в совокупности с другими параметрами режима бурения максимально эффективное разрушение горных пород [3].

Литература

1. Патент US2010107703/03E21B7/0423.05.2008 Управление наклонно-направленным бурением с использованием регулируемого вращения долота Фарли Стивен.
2. Патент GB2011127195/03E21B44/0030.11.2009 Способ и устройство для расчета мгновенной скорости вращения компоновки низа буровой колонны Нессьозн Поль Якоб, Кюллингстад Оге.
3. Патент РФ2006121873/28G01V1/2819.06.2006 Способ контроля местоположения долота в процессе бурения Ерохин Г.Н., Майнагашев С.М., Бортников П.Б., Кузьменко А.П., Шмаков Ф.Д., Рожков М.В.
4. Патент US2008108100/03E21B17/0004.08.2006 Система двусторонней телеметрии по буровой колонне для измерений и управления бурением Ли Цимин, Кларк Брайан, Мехта Шиям Б, Ютэн Реми, Рид Кристофер П., Сантосо Дэвид, Хватум Лиз, Мадхаван Рагху, Фоллини Жан-Марк, Даунтон Джеффери К., Элдред Уолтер Д.
5. Патент РФ2006112051/03E21B43/0011.04.2006 Способ для бурения скважин и устройство для его осуществления Сташевский Иван Иванович.
6. Патент РФ94044910/03E21B45/0027.12.1994 Способ контроля скорости вращения турбобура и устройство для его осуществления Скобло В.З., Власов И.А.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ БУРЕНИЯ С УПРАВЛЯЕМЫМ ДАВЛЕНИЕМ С ТЕХНОЛОГИЕЙ MPD

Е.С. Арбузов

Научный руководитель: ассистент Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В наше время процесс бурения скважин очень изменился и благодаря, появлению новых технологий стало возможным бурение сложных скважин. Одной из таких технологий, является бурение с управляемым давлением MPD. Аббревиатура MPD, что значит More Pressure Drilling, или бурение с управляемым давлением, можно расшифровать и как More Productive Drilling, т.е. повышение производительности бурения. MPD помогает снизить риски при бурении, повысить его эффективность и пробурить ранее не подлежащие разбуриванию скважины.

Процесс бурения с управляемым давлением включает в себя контроль противодавления, реологических свойств флюида, плотности флюида и его уровня в затрубном пространстве, потерь циркуляционного давления на трение в затрубном пространстве и преодоление геометрии скважины, и различные комбинации этих факторов.

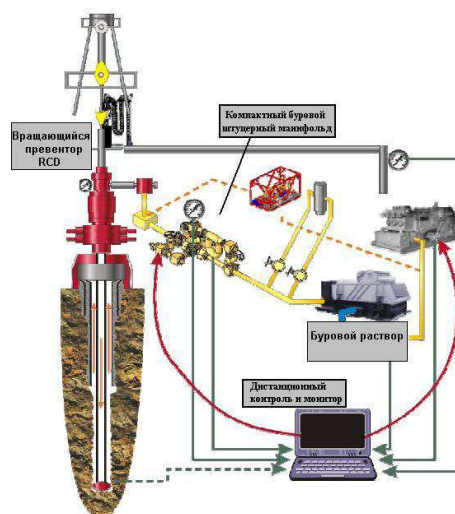


Рис. 1 Необходимое оборудование для MPD

Система упреждающего контроля давления в затрубном пространстве позволяет управлять изменениями давлений в скважине, до того как возникает необходимость изменения плотности раствора или закрытия противовыбросового превентор.