

УДК:
622.692

СОПОСТОВЛЕНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ ПРИ ОБЫЧНОМ РОТОРНОМ СПОСОБЕ И БУРЕНИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ОБСАДНЫХ ТРУБ

Casing drilling is an emerging technology for drilling and casing as well simultaneously.

This process eliminates drill-string tripping and is more cost-efficient and safer than conventional rotary drilling. It can cut the time required to drill a well by 20 to 30%, helps avoid unscheduled events (kicks, unintentional side-tracks, casing wear, hole problems due to swab and surge pressures, and formations of sloughing and swelling) and reduces costs.

Using this technology the casing is used to transmit mechanical and hydraulic energy to the bit, instead of using a conventional drill-string. The first kind of casing drilling is a casing used and rotated as a conventional drill-string with a fixed bit on its end. The other kind is when the casing is positioned on the lower end of the conventional drill-string which is retrieved with a wireline to access bits, engines, underreamers, MWD/LWD, and other components while leaving the casing in place.

**Г.П. Федерер
Мишкольцский
университет
(Венгрия)**

Основные идеи

Бурение с обсадными трубами — это новая технология бурения и обсаживания ствола скважины колонной труб. Этот процесс устраняет падение бурильного инструмента, он является более экономичным и безопасным, чем роторный способ бурения. Он снижает затраты по времени, необходимому для бурения одной скважины, на 20—30%, помогает избежать незапланированных происшествий (выбросы, неожиданное отклонение, износ обсадных труб, проблем, связанных с колебанием давлений, осыпание и набухание) и сокращает финансовые расходы.

При использовании этой технологии применяют обсадные трубы для передачи механической и гидравлической энергии долоту, вместо использования обычной буровой штанги с долотом, прикрепленным на конце. Первый вид обсадного бурения — это тот, где используются обсадные трубы, которые вращаются как обычная буровая штанга с долотом, закрепленная на конце. Другой вид — это тот, когда обсадные трубы помещаются на нижнем конце обычной буровой штанги.

Следующие проблемы могут быть решены при использовании обсадного бурения: образование набухания, осыпание, вымывание, кавернообразование, уступы в стенке ствола, каротаж буровой скважины и обсаживание.

Задачей, которую следует решить, является оценка гидравлики скважины по отношению к обсадным трубам бурения. Эта статья рассматривает реологическую классификацию, потери давления и эквивалентную циркуляционную плотность (ЭЦП) по сравнению со свойствами обычного роторного бурения.

Определение точной эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП) наиболее важно, так как оно является критическим для контроля за давлением в скважине, давлением горных пород и разрушением поверхностного слоя. Однако обычные гидравлические модели не могут использоваться для обсадного бурения, так как механическое устройство, метод бурения и зазор между обсадными трубами и скважиной требует подробного рассмотрения.

Введение

В мировой литературе первые упоминания о бурении при помощи обсадных труб относятся к началу второй половины 90-х годов. За последние 5 лет Мобил и Амоко начали применять этот вид бурения, видя его преимущества, прежде всего, в пересечении переходных зон и пластов с низким давлением, также как и колонн-хвостовиков.

В настоящее время метод обсадного бурения быстро распространяется. Применение безопасной буровой штанги на поверхности было применено для прямого и горизонтального бурения. В разработке оборудования для нового метода компания ТЕСКО достигла успеха.

Обсадное бурение — это новейший метод, который дает возможность осуществлять бурение с одновременным обсаживанием ствола скважины. Бурение ведется роторным способом, только вместо бурильных колонн используются обсадные трубы, с применением устройств контроля за процессом бурения на забое.

Определение эквивалентной циркуляционной плотности ЭЦП в бурении с помощью обсадных труб рассматривается в этой статье. Во

время циркуляции общее давление в забое является суммой гидростатического давления и потери кольцевого давления. Оно может быть описано как динамическое давление.

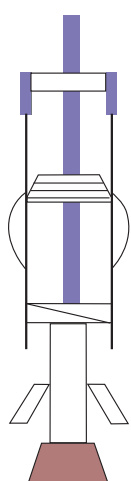
Геометрия скважины при этом виде бурения представляет собой основное отличие от обычного бурения (рис. 1). Отношение отверстия скважины к диаметру трубы приближается к единице. Внутренний диаметр обсадных труб значительно больше, чем у бурильных, поэтому потери давления относительно низкие внутри обсадных труб. Однако, зазор между горной породой и колонной при «обсадном» бурении обеспечивает более ограниченный поток, так что потери давления выше обычных также имеют место.

Определение давления в забое во время бурения очень важно. Во всех случаях «обсадного» бурения ЭЦП будет выше, чем ЭЦП при обычном бурении, хотя более низкая скорость потока может применяться.

ЭЦП определяется следующим уравнением:

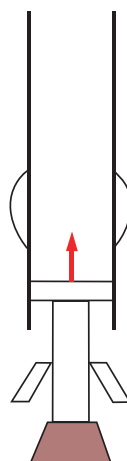
$$ECD = (H_s + \Delta P_A) / D \cdot G \quad (1)$$

Эта статья рассматривает гидравлические отношения NCR2, CR6 и CR7 сборку — показано на рис. 1, так как они показывают наибольшую разницу. Давление циркуляционного насоса уменьшается по сравнению с роторным бурением, достигается лучшая очистка скважины с использованием вышки с низкой мощностью и насосов, что в результате дает экономию материальных средств.



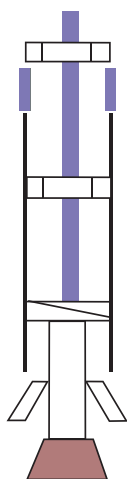
NCR 1

Работающий инструмент с высоким вращающим моментом
Поршень для цементирования после опускания долота в обсадные трубы
Центратор на обсадных трубах для цементирования
Стабилизатор внутри обсадных труб
Забойный двигатель (буровой мотор)
Долото и калибратор



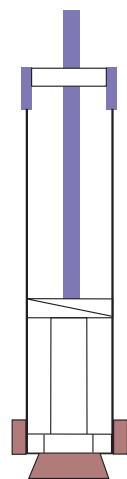
NCR 1

Работающий инструмент с высоким вращающим моментом
Поршень для цементирования после опускания долота в обсадные трубы
Центратор на обсадных трубах для цементирования
Стабилизатор внутри обсадных труб
Забойный двигатель (буровой мотор)
Долото и калибратор



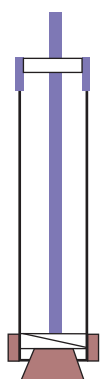
CR 1

1. Прибор для активации выработки верхнего крыла сброса
2. Бамперное оборудование (амортизаторное)
3. Внутреннее острие обсадных труб (выпуск LH)
4. Стабилизирующий шламовый мотор внутри башмака обсадных труб
5. Долото и калибратор



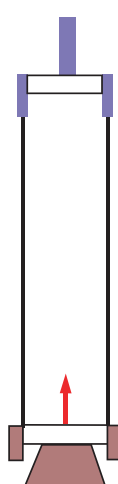
CR 2

1. Работающий инструмент с высоким вращающим моментом
2. Высокая параллельная выработка верхнего крыла сброса
3. Интегральная втулка верхнего заполнения (весь гидравлический комплект)
4. Амортизационное устройство
5. Местоположение мотора
6. Шламовый мотор
7. Сердечник долота (шпонка)
8. Сердечник долота (свободно вращающийся)
9. Долото (размер обсадных труб)



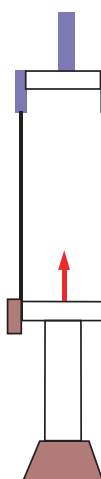
CR 3

1. Работающий инструмент с высоким вращающим моментом
2. Высокая параллельная выработка верхнего крыла сброса
3. Производственная подвеска (может быть перфорированная труба)
4. Фиксированная сердцевина долота в колодке обсадных труб или бур-расширитель на обсадных трубах
5. Долото и стабилизатор внутри обсадных труб (размер обсадных труб) или фиксированное долото на обсадных трубах



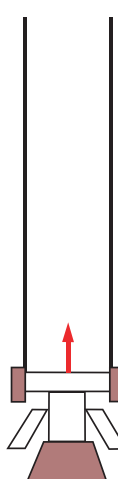
CR 4

1. Переводник верхнего крыла сброса
2. Работающий инструмент с высоким вращающим моментом
3. Высокая параллельная выработка верхнего крыла сброса
4. Соединения обсадных труб, пригодные для буровых условий
5. Фиксированная сердцевина долота в башмаке обсадных труб
6. Восстанавливаемое, проводное, запорное оборудование внутри башмаков обсадных труб
7. Долото (размер обсадных труб)



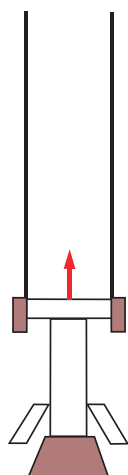
CR 5

1. Переводник верхнего крыла сброса
2. Работающий инструмент с высоким вращающим моментом
3. Высокая параллельная выработка верхнего крыла сброса
4. Соединения обсадных труб, пригодные для буровых условий
5. Фиксированная сердцевина долота в башмаке обсадных труб
6. Восстанавливаемое, проводное, запорное оборудование внутри башмаков обсадных труб
7. Долото (размер обсадных труб)



CR 6

1. Буровая вышка, оснащенная для вращения обсадных труб, закачки в них и перевозки внутри
2. Соединения обсадных труб, пригодные для буровых условий
3. Фиксированная сердцевина долота в башмаке обсадных труб
4. Восстанавливаемое, проводное, запорное оборудование внутри башмаков обсадных труб
5. Бур-расширитель (расширитель)
6. Долото (размер обсадных труб)



CR 7

1. Буровая вышка, оснащенная для вращения обсадных труб, закачки в них и перевозки внутри
2. Соединения обсадных труб, пригодные для буровых условий
3. Фиксированная сердцевина долота в башмаке обсадных труб
4. Восстанавливаемое, проводное, запорное оборудование внутри MWD, регулируемый
5. Бур-расширитель (расширитель)
6. Долото (размер обсадных труб)

Рисунок 1. Инструментальная сборка.

Циркуляционная операция определяется следующими параметрами:

- давление на забое
- глубина и профиль скважины
- диаметр трубы
- реология бурового раствора

Соответствующие описания подсчета циркуляционных свойств можно найти в литературе. Эта статья описывает данные, которые могут быть применены в «обсадном» бурении.

Наиболее важная часть цикла — это то, что выбуренный раствор и шлам должны исходить из скважины в интересах адекватного выбора циркулирующей жидкости. Существенным фактом является то, что раствор должен иметь гидростатическое давление всей циркулирующей жидкости, постоянное во времени; если же это условие не выполняется, то следует учитывать потери бурового раствора.

В зависимости от давления и типа образования циркуляция выбуренного раствора может производиться различными циркулирующими жидкостями: водой, вязкими гелями, азотом и пеной.

Скорость восходящего потока всегда вызвала проблемы, особенно в образованиях с низким давлением, так как увеличение скорости потока включает увеличение ЭЦП, что затем увеличивает давление на забое. В этом случае необходимо применять азот или пену.

Все характерные особенности скважины должны рассматриваться, так как все они играют важную роль в работе. Глубина скважины определяет необходимые размеры обсадных труб. Размеры обсадных труб влияют на скорость восходящего потока жидкости, таким образом, они влияют на выбор бурового раствора. При помощи подсчетов легко вычислить, какой размер обсадных труб выбрать. Если выбранный диаметр большой, объем восходящего потока уменьшается, что способствует увеличению его скорости.

Преимущества применения бурения с обсадными трубами

Процедура, запатентованная Tesco Co., позволяет пробуривать скважину при помощи стандартного обсаживания. Этот метод исключает применение буровой трубы и закрепление устья ствола обсадными трубами, а также спуск и выемку инструмента из скважины.

Для спуска бурового инструмента используется талевый канат; при сравнении бурения с обсаживанием по практическим результатам экономится более 30 % времени. Далее происходит экономия времени оттого, что частота незапланированных происшествий уменьшается, а безопасность увеличивается, с одновременным уменьшением затрат. Этот метод может быть применен к наклонно-направленному и горизонтальному бурению и может подойти к любым буровым вышкам (например, обычный инструмент при наклонно-направленном бурении).

При наклонно-направленном бурении при помощи бурения с обсадными трубами можно устранить следующие проблемы: набухание глинозема, бурение незатвердевших образований, эффект поршневания — все это может снизиться при уменьшении хода подвижной буровой штанги, можно избежать повреждений обсадных труб, а также проблем профилирования и обсаживания, вследствие труднопроходимого пласта, тоже можно избежать.

Дополнительных затрат можно также избежать при бурении с обсадными трубами, экономия тоже входит в проблемы, связанные с бурением обычным способом. Проблемы опускания и выемки инструмента устраняются, что делает процедуру бурения быстрой, безопасной и экономичной.

Оборудование при бурении с обсадными трубами

Вместо обычного опускания и выемки инструментов при бурении с обсадными трубами необходимо только опускание инструментов, посредством чего уменьшается высота мачты.

При бурении с обсадными трубами задачи буровой штанги — передача механической и гидравлической энергии долоту — выполняются обсадными трубами. Вместо ключей, стягивающих обсадные трубы, была разработана более эффективная гидравлическая система, более подходящая для обсадных труб, с использованием верхнего провода.

С этими дополнительными инструментами бурение с обсадными трубами выполняется любой обычной буровой вышкой.

Буровые вышки, оснащенные обсадными трубами, могут использоваться с любой буровой мачтой, но все же более эффективно, если мачта специально проектируется для этих операций.

Сборка забоя

Два решения применения долот известны:

а) долото собирается на нижней части обсадных труб, оно не может меняться и также позже изнашивается. Затем обсадные трубы обеспечивают функции буровой трубы, долото, прикрепленное к нижней части обсадных труб, остается на обсадных трубах после пробуривания секции.

б) около колодки обсадных труб собирается буровой затвор, который запирает сборку забоя в обсадных трубах (рис. 2), сборка выдерживает силу сжатия и растяжения. Передающий редуктор сборки бурового затвора собирается в обсадных трубах, который помогает сопротивлению редуктора. Насадка запирает забойную сборку в буровой запорной сборке, действующей в обсадных трубах. Инструменты достаются на поверхность при помощи талевого каната.

Более часто проводка задействуется для смены долота, но также она пригодна и для проведения других операций, например, введения и извлечения бурового инструмента, бурового мотора или сердечника долота.

Обычно сборка забоя является следующей:

- долото;
- калибратор (в соответствии с размерами обсадных труб), обеспечивающий адекватный диаметр для обсадных труб и последующего цементирования;
- забойный двигатель;
- телеметрические системы (MWD, LWD).

Гидравлические показатели при бурении с обсадными трубами

Типы жидкости:

Неньютоновская жидкость: эти жидкости не показывают линейное отношение между τ и γ . Вязкость этого типа жидкости не постоянна. Например: буровой раствор и цементный шлам.

Два типа неньютоновских жидкостей обсуждаются в этой статье:

- Бингамовская пластичная жидкость;
- Жидкость, описанная степенной моделью Оствальда.

Бингамовская пластичная жидкая среда: деформируется, после минимального превышения давления и предела текучести τ_0 , данное отношение между τ и γ линейное:

$$\tau = \tau_0 + \mu_p \gamma \quad (2)$$

Вязкость постоянна и именуется пластической вязкостью.

Определение предела текучести и пластической вязкости:

$$\tau_0 = (2\tau_{300} - \tau_{600}) \cdot 0,4789 \text{ [Pa]} \quad (3)$$

$$\mu_p = (\tau_{600} - \tau_{300}) \cdot 0,9374 \cdot 10^{-3} \text{ [Pa} \cdot \text{s]} \quad (4)$$

Степенная модель относится к Ньютоновским жидким средам, так как предел текучести

равен 0. Отношение между t и g можно выразить:

$$\tau = K \gamma^n \quad (5)$$

где

K — показатель консистенции [$\text{Pa} \cdot \text{s}^n$]

n — индекс поведения потока, который варьируется между 0 и 1.

Индекс поведения потока:

$$n = 3,32 \cdot \log \frac{\tau_1}{\tau_2} \quad (6)$$

K — определяется из промежуточной секции.

$$K = \frac{\tau}{\gamma^n} = \frac{\tau_{300}}{510^n} \cdot 0,4789 \text{ [Pa} \cdot \text{s]} \quad (7)$$

Подсчет потерь кольцевого давления

Для подсчета ЭЦП нам необходимо определить потери кольцевого давления. При бурении с обсадными трубами нам нужно знать D ра в обсадных трубах и в кольцевом пространстве. Поток жидкости может быть ламинарным и турбулентным, таким образом, нам следует учитывать потери в кольцевом пространстве (D ра) для обоих условий, и следует рассматривать 2 вида жидких сред: Бингама для вязко-пластичных жидкостей и степенных моделей, описанных законом Оствальда.

В общем, если действительная скорость потока больше, чем критическая скорость, то поток жидкости турбулентный, но еще и ламинарный.

Гидравлическое уравнение в метрических единицах:

$$v = \frac{Q}{A} \text{ [m/s]} \quad (8)$$

действительная скорость потока:

Сравнение гидравлических показателей между бурением с обсадными трубами и обычным способом бурения

Циркуляционные свойства бурения с обсадными трубами резко отличаются от значений роторного бурения. Давление циркуляции снижается по сравнению с обычным роторным бурением, лучше идет очистка скважины с меньшим применением энергетических устройств и насосов, что сказывается в экономии топлива. С другой стороны, эквивалентная

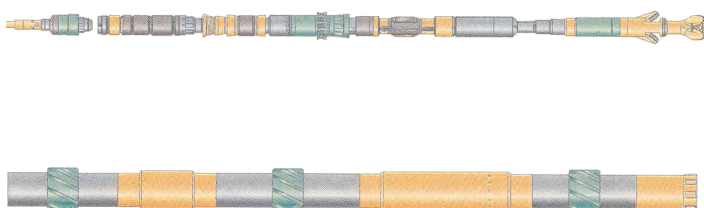


Рисунок 2. Долото крепится на нижнем конце бурового ствола, смонтированного на обсадных трубах

циркуляционная плотность (ЭЦП) может подняться до опасных пределов.

Гидравлика буровой установки, упомянутая выше, отражает оба вида буровых методов. Целью является доказать, что между ними существует разница.

Я сделала свои подсчеты, используя программное обеспечение HYDMOD Морер Энджиниринг. Сконструировала скважину с теми же данными скважины, как глубина, и теми же атрибутами в гидравлике бурового раствора.

Разница в результатах зависит от особенностей каждого метода.

Я смоделировала гидравлику скважины с той же глубиной скважины и теми же свойствами бурового раствора, как для случаев роторного бурения, так и с применением обсадных труб.

В качестве главного условия я рассматривал, что отношение транспорта среза должно быть на одинаковом уровне даже в худшем случае, при условии, что скважина вертикальная.

Результаты суммированы в сравнительной

Таблица 1. Итоговые формулы

Бингамовский пластик	Турбулентный поток
труба	
$v_{crit} = \frac{1050}{D\rho} \left[\mu_p + \sqrt{\mu_p^2 + \frac{\tau_0 D^2 \rho}{4200}} \right] \text{ [m/s]}$	$v_{crit} = \left[\frac{(3470 - 1370n)K}{8\rho} \right]^{\frac{1}{2-n}} \left[\frac{6n+2}{Dn} \right]^{\frac{n}{2-n}} \text{ [m/s]}$
$\Delta p_{lam} = \frac{32L v_{akt} \mu_p}{D^2} + \frac{4\tau_0 L}{D} \text{ [Pa]}$	$\Delta p_{lam} = \frac{4KL_{ct}}{D} \left(\frac{v_{akt}}{D} \frac{6n+2}{n} \right)^n \text{ [Pa]}$
$\Delta p_{tur} = \frac{0.1L \rho^{0.8} v_{akt}^{1.8} \mu_p^{0.2}}{D^{1.2}} \text{ [Pa]}$	$\Delta p_{tur} = \frac{(\log n + 2.5) \rho v_{akt}^2 L_{ct}}{25D} \left[\frac{K \left(\frac{v_{akt}}{D} \frac{6n+2}{n} \right)}{8\rho v_{akt}^2} \right]^{\frac{1.4 - \log n}{7}} \text{ [Pa]}$
межтрубное пространство	
$v_{crit} = \frac{1286}{(D_o - D_i)^2 \rho} \left[\mu_p + \sqrt{\mu_p^2 + \frac{\tau_0 (D - D_i)^2 \rho}{7716}} \right] \text{ [m/s]}$	$v_{crit} = \left[\frac{(3470 - 1370n)K}{12 \cdot 0.8165 \cdot \rho} \right]^{\frac{1}{2-n}} \left[\frac{8n+4}{(D_o - D_i)n} \right]^{\frac{n}{2-n}} \text{ [m/s]}$
$\Delta p_{lam} = \frac{48L v_{akt} \mu_p}{(D_o - D_i)^2} + \frac{4\tau_0 L}{D_o - D_i} \text{ [Pa]}$	$\Delta p_{lam} = \frac{4KL}{D_o - D_i} \left(\frac{v_{akt}}{D_o - D_i} \frac{8n+4}{n} \right)^n \text{ [Pa]}$
$\Delta p_{tur} = \frac{0.1275 L \rho^{0.8} v_{akt}^{1.8} \mu_p^{0.2}}{(D_o - D_i)^{1.2}} \text{ [Pa]}$	$\Delta p_{tur} = \frac{(\log n + 2.5) \rho v_{akt}^2 L}{25 \cdot 0.8165 (D_o - D_i)} \left[\frac{K \left(\frac{v_{akt}}{D_o - D_i} \frac{8n+4}{n} \right)}{12 \cdot 0.8165 \rho v_{akt}^2} \right] \text{ [Pa]}$

таблице (2, 3). Различное отношение между роторным бурением и бурением с обсадными трубами показано в цифрах распределения давления (рис. 3 а), распределения скорости (рис. 4 а, 4 б) и отношения транспортного среза (рис. 5 а, 5 б). Цифра распределения давления (рис. 3 а, 3 б) достаточно хорошо показывает, что давление в трубе достигает высокого значения при роторном бурении, а кольцевое давление намного выше в случае бурения с обсадными трубами.

Значительная разница видна при сравнении диаграмм скорости распределения и отношения транспортного среза (рис. 4 а, 4 б, 5 а, 5 б). Сборка забоя при бурении с обсадными трубами: применяют забойный двигатель (буровой мотор) малого диаметра и буровых устьев, что дает неблагоприятный верхний поток в скважинах большого диаметра, пробуренных буром-расширителем.

Основой сравнения является оптимальная буровая гидравлика, разработанная для циркуляционной системы обычного бурения. Соответственно, с нормой насоса 1566 л/мин, давление закачки — 154 бар, динамическое давление в забое — 234 бар (ECD 1258 кг/м³), максимальная концентрация среза — 0,446%, а минимальная кольцевая скорость — 55,64 м/мин.

По результатам подсчетов можно заметить, что при обсадном бурении норма насоса 101 бар, а динамическое давление в забое — 255 бар. (ECD 1370 кг/м³) необходимо для получения того же отношения транспортного среза. Итак,

превышение давления на 21 бар возникает в забое вследствие динамических эффектов. В худшем случае максимальная концентрация среза при обсадном бурении может достичь 0,565 %, тогда как минимальная кольцевая скорость достигает только 43,68 м/мин в секции между сборкой забоя и открытой скважиной.

Возможности уменьшения давления в забое

Мы рассмотрели возможности снижения неблагоприятного давления в забое при сборке забоя в случае обсадного бурения. При исследовании рассматривались следующие факторы:

- расход жидкости;
- пластическая вязкость;
- предел текучести.

Рис. 6 показывает влияние изменения мощности насоса при давлении в забое. Получается, что мы не можем получить умеренное давление в забое (234 бар) путем уменьшения мощности насоса, так как это дает уменьшение отношения транспортного среза, тогда как обогащение среза в кольце увеличивает давление в забое. Таким образом, при обсадном бурении всегда возникает неблагоприятное давление в забое.

Влияние (воздействие) изменения пластической вязкости и предела текучести на давление в забое показано на рис. 7 и 8. Отсюда видно, что уменьшая пластическую вязкость и предел текучести, можно достичь небольшого снижения давления в забое.

Таблица 2.

	Well Data	
	Rotary drilling	Casing Drilling
Well depth (m)	1897	1897
Casing size (in)	9 5/8	9 5/8
Casing shoe depth (m)	457	457
Bit size (in)	8,5	8,5
Drill pipe (in)	5	Casing (in)
Drill Collar (in)	6,5	
Length of drill collar (m)	185	33
Bottomhole assembly (m)	30	30
	—	Drilling Motor
	Mud properties	
Mud weight (kg/min)	1200	1200
Plastic viscosity (cP)	15	15
Yield point (Pa)	4,788	4,788 Pa
	Cutting properties	
Rate of penetration (m/h)	10	10
Cutting size (mm)	6,35	6,35

Выводы

Бурение с обсадными трубами имеет преимущества по сравнению с обычным роторным бурением. Обычные буровые вышки можно переделать для использования их для обсадного бурения, смонтировав дополнительное оборудование на них. Наиболее экономичное обсадное бурение может выполняться при использовании буровой вышки, специально разработанной для этого метода.

При обсадном бурении давление циркуляции меньше, чем при обычном бурении; достигается наибольшая чистота отверстия скважины с наименьшим количеством вышек и насосов, в то время как эквивалентная циркуляционная плотность ЭЦП может подняться до опасных размеров.

При сравнении оценки распределения скорости и отношения выбуренной породы видна большая разница. Сборка в забое при обсадном бурении включает в себя буровой мотор небольшого диаметра и бурового устья, которое при отверстии большого диаметра, пробуренного буром-расширителем, приводит к неблагоприятной скорости выброса.

В случае обсадного бурения достаточно применять насос на 30% ниже мощностью, для

того, чтобы получить то же транспортное отношение, которое может быть обеспечено пропорционально меньшим давлением насоса, однако ЭЦП обеспечивает более высокое значение по сравнению с роторным бурением даже при уменьшенной мощности насоса.

При обсадном бурении уменьшение мощности насоса (закачивания) сказывается в понижении транспортного отношения разреза, тогда как заправка разреза в кольцо увеличивает давление в забое. Так, при обсадном давлении всегда возникает неблагоприятное повышение давления в забое.

Пластическая скорость и предел текучести должны держаться на самом низком значении между практически приемлемыми пределами для уменьшения давления в забое.

Оптимизация циркуляционных свойств обсадного бурения, в отличие от обычного бурения, должна распространяться до оптимального определения эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП), эффективности срезающего транспорта и гидромониторных насадок долота.

ЛИТЕРАТУРА

1. Tesco Corporation: «TESCO Provides Casing Drilling Operations Update», 2001. Oct. 16.

2. H. Rabia: «Oilwell Drilling Engineering-Mud Engineering and Rig Hydraulics»

3. H. Diaz, S. Miska: «Modeling of ECD in Casing Drilling Operations and Comparison with Experimental and Field Data», University of Tulsa 2004 IADC/SPE 87149

4. «Drilling mud and cement slurry rheology manual», Edition Technip, Paris 1982

5. Kyle Fontenot — Tommy M. Warren — Bruce Houtchens: «Casing drilling proves successful in South Texas», World Oil October P. 27—32, 2002

6. Tommy Warren — Bruce Houtchens-W.R.Portas, Jr.: «Casing Drilling with directional steering in the US Gulf of Mexico», Offshore, January, p. 50—53, 2001.



*Gabriella Petra Federer
PhD student
University of Miskolc,
Petroleum and
Natural Gas Institute,
Petroleum
Engineering*

*Department
H-3515 Miskolc Egyetemvaros,
Hungary
Tel.: (36) 46 565 111;
Fax: (36) 46 563 495
Email: fedgabby@freemail.hu*

www.архив.ру

Быков Л.И., Автахов З.Ф.
ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ОПОРНЫХ
УСЛОВИЙ НА РАБОТУ БАЛОЧНЫХ
ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ

http://www.ogbus.ru/authors/Avtakhov/Avtakhov_1.pdf

Предложено усовершенствовать имеющуюся методику расчета балочных трубопроводных переходов, поскольку это позволяет добиться рационального нагружения трубопровода и снизить общий уровень возникающих напряжений в трубопроводе в среднем на 35%.

Гаррис Н., Гаррис Ю.
РАСЧЕТ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ РЕЖИМОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕИЗОТЕРМИЧЕСКИХ НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ДИНАМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК

http://www.ogbus.ru/authors/Garris/Garris_3.pdf

В статье показана эффективность использования динамических характеристик для расчета нестационарных режимов неизотермических трубопроводов, описываемых системой дифференциальных уравнений, для замыкания которых применяется уравнение напорной характеристики центробежного насоса (ЦБН).

www.ogbus.ru