

УДК 622.24.085

О. И. Калиниченко, докт. техн. наук, **А. В. Хогуля**, инж.

Донецкий национальный технический университет, г. Донецк, Украина

ЗАДАЧИ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ МНОГОРЕЙСОВОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН НА МОРСКИХ АКВАТОРИЯХ

The task's of Development of technology for drilling underwater boreholes on the shelf has been considered in this article.

С 2001 г. ЗАО «Компания «Юговостокгаз» начала реализацию проекта поинтервального бурения скважин глубиной 10 – 40м с помощью легких технических средств, эксплуатируемых с борта неспециализированных судов. Технология бурения предполагает безколлонную конструкцию скважины и основана на использовании двух способов разрушения пород на забое: с отбором керна за счет ударного погружения бурового снаряда в осадки и без отбора керна за счет гидромониторного размыва пород на заданном интервале скважины или обрушившихся пород на ранее пройденном интервале.

Схема проходки скважины включает ряд фаз (рис.1). На первом интервале (фаза 1) производится пробоотбор на установленную глубину в режиме эффективной работы гидроударника. При этом отработанная в гидроударнике жидкость направляется по кольцевым зазорам бурового снаряда и выходит через отверстия над башмаком, обеспечивая размыв стенок скважины, что облегчает процесс извлечения бурового снаряда. После углубки на длину рейса буровой насос отключается и снаряд вместе с хомутом поднимается вверх для извлечения керна. Для отбора керна на следующем интервале скважины ранее пробуренный участок проходится в режиме размыва или очистки ствола скважины от обрушенной породы (фаза 2). На этой фазе гидроударник не работает, а повышенный расход жидкости направляется во внутреннюю трубу (керноприемник), обеспечивая гидроразмыв породы до заданной глубины пробоотбора. На глубине отбора керна снижается подача насоса до нуля, производится переключение гидроударного бурового снаряда в режим отбора керна, соответствующий фазе 1, и выполняется рейс с отбором керна (фаза 3).

В процессе эксплуатации установок, которым присвоен индекс УМБ-130М и которые размещались на спасательном судне с/с «Центавр», за период 2001–2006 гг. на этапе освоения газовых месторождений Азовского и Черного морей пробурено более 150 скважин глубиной 12–35 м [1].

Средняя рейсовая скорость бурения скважин глубиной 35 м составила 2,2 м/ч.

В целом полученные результаты эксплуатации УМБ-130М позволяют оценить разработанную технологию многорейсового бурения скважин как весьма прогрессивную. По сравнению с традиционной схемой проходки таких скважин стационарными буровыми станками вращательного бурения со специализированных буровых судов использование установки УМБ-130М позволило повысить в 5 – 10 раз производительность и рентабельность рассматриваемой области бурового производства.

Кроме того, эксплуатационно-технические возможности схемы бурения и разработанных технических средств для ее реализации позволили значительно уменьшить влияние гидрометеорологических факторов на выполнение работ. Так, благодаря гибкой связи с плавсредством при эксплуатации установки допускался ограниченный дрейф судна с возможностью постановки его на два якоря. В период выполнения работ в Азовском море при слое воды 10–12 м допускаемое смещение судна (с/с «Центавр»), при котором не нарушался технологический процесс

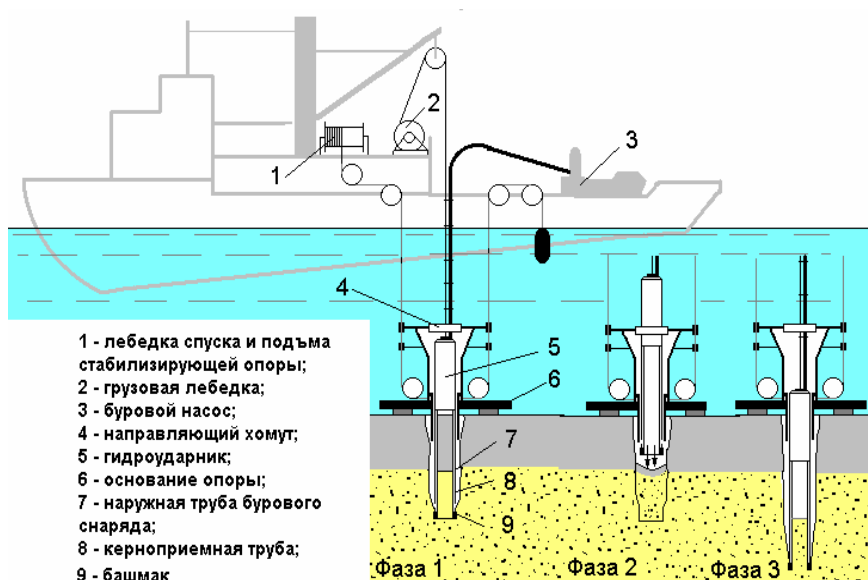


Рис.1. Технологическая схема многорейсового бурения скважин установкой УМБ-130М.

проходки скважины, составляло 3–5 м. В Черном море, где толщина воды колебалась в пределах 50–55 м такое смещение достигало 9–11 м.

Кроме того, благодаря исключению из перечня традиционного оборудования бурильных труб характер подъема бурового снаряда является непрерывным, что обеспечило безопасность спуско – подъемных операций при волнении моря до 3,5–4 баллов.

К недостаткам рассматриваемой технологической схемы бурения следует отнести вероятность возникновения осложнений, связанных с нарушением естественного состояния осадков в период их вскрытия. Неизбежным следствием этого являются механические процессы в виде обвалов стенок, обусловленные проявлением горного давления, которые усугубляются существенной эрозией стенок скважины ввиду гидродинамических факторов.

Проявление влияния гидродинамических факторов особенно ощутимо на фазе гидро-размыва скважины и начинается с момента выхода потока жидкости из керноприемной трубы через насадку – кернорватель, расположенную в башмаке бурового снаряда. Вследствие высоких скоростей истечения жидкости из насадки этот процесс сопровождается размывом мягких и несвязанных грунтов уже в начальной стадии их вскрытия. Далее, на фазе гидро-размыва в достаточно малом кольцевом зазоре скважины происходит эрозия стенок скважины, приводящая к образованию каверн, прежде всего на участках ствола сложенного песками, в том числе ограниченного слоями глинистых пород (рис. 2). Такие участки представляют потенциальную опасность с точки зрения образования в них зон, где практически не циркулирует жидкость. В таких зонах происходит накопление песка в виде шламового конуса, который характеризуется некоторым статическим (α_{cm}) (зона I) и динамическим (α_d) (зона II) углами откоса [2, 3]. Аналогичную форму шламового конуса приобретает ствол скважины при пересечении мощных песков.

Вероятным является наличие III зоны, где частицы песка (шлама) находятся во взвешенном состоянии. Исходя из известных характеристик шламового конуса ($\alpha_{cm}=42^\circ$ и $\alpha_o=47^\circ$) [2], размеры накоплений шлама в зонах I и II могут быть несущественными по сравнению с объемом песка в зоне III. Причем размеры этой зоны следует оценивать как весьма подвижные, зависящие прежде всего от режима циркуляции потока в каверне, гранулометрического состава, мощности, уровня уплотненности и цементированности песка.

Обоснованность вывода о наличии зоны III установлена данными косвенных наблюдений при бурении более чем 10 скважин на участках Восточно-Булганакского месторождения газа в Азовском море. Разрез по всем скважинам был относительно стабильным: 2–6 м – ил, пластичная глина; 2–4 м – песок мелкозернистый с Rd до 20 %; 3–6 м – глина, в основном средней пластичности; 15–30 м песок от мелко- до среднезернистого.

Размыв пород выполнялся при подаче насоса 480–500 л/мин. В дальнейшем, на участках отбора керна режим промывки скважины производился с уменьшенной подачей насоса (260–280 л/мин), что соответствовало условию эффективной работы гидроударника. После окончания рейса пробоотбора (4–5 м) насос отключался и выполнялся подъем бурового снаряда. Выполнение операции подъема бурового снаряда при его расположении на уровне глинистых отложений при незначительном углублении в песок обеспечивалось при усилении извлечения снаряда, которое практически соответствовало его весу с учетом веса керна.

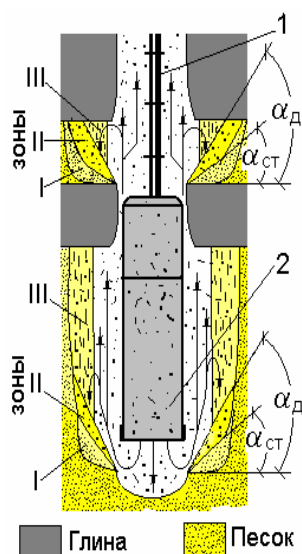


Рис 2. Схема накопления песка в каверне: 1 – нагнетательный шланг; 2 – погружной буровой снаряд.

В дальнейшем в процессе углубления ствола в песок и достижения отметки 25–30 м после рейса отбора керна и кратковременной паузы после отключения насоса, усилие извлечения бурового снаряда резко увеличивалось, иногда превышая номинальную грузоподъемность буровой лебедки (25 кН). При такой ситуации к работам по подъему снаряда подключалась штатная судовая лебедка.

Для исключения возникающих подобных аварийных ситуаций гидроударный механизм был снабжен разделителем потока жидкости, который в период отбора керна обеспечивал расход жидкости на привод гидроударника в пределах 280 л/мин и одновременно направлял в скважину дополнительный расход жидкости (200–220 л/мин), что фактически соответствовало режиму выноса шлама на фазе гидроразмыва. Очевидно, это позволило увеличить среднюю скорость потока в кольцевом пространстве каверны, уменьшив в ней объем шлама, находящегося во взвешенном состоянии в зоне III, и снизить зашламование бурового снаряда на фазе его подъема.

Наряду с этим наблюдалась связь уровня кавернообразования и механической скорости бурения, которая определяла время действия восходящего потока на стенки скважины. При механической скорости размыва и отбора керна в пределах 2,5 м/мин и более подъем снаряда обеспечивался при усилении, незначительно превышающем вес бурового снаряда, заполненного керном.

В то же время, когда механическая скорость была незначительной (0,5–1 м/мин), особенно при размыве плотных глин и возникала необходимость использования «клюющего» способа проходки таких интервалов, время действия восходящего потока на стенки скважины резко увеличивалось. Одновременно вследствие резких возвратно-поступательных перемещений бурового снаряда с частотой 3 – 4 сбрасывания в минуту с высоты до 2 м стенки скважины испытывали влияние значительного гидродинамического давления. При таком режиме бурения эрозия стенок скважины возрастала и в дальнейшем условия извлечения снаряда из скважины резко затруднялись.

Несмотря на то, что в процессе бурения скважин по ряду геологических и технологических причин избежать кавернообразования невозможно, задача снижения осложнений в процессе проходки скважин должна быть направлена прежде всего на оптимизацию режима двигателя, благодаря которой путем регулирования значений скоростей ее циркуляции в скважине замедляется процесс кавернообразования и снижается объем накопления песка в каверне. Эта задача должна основываться на базе детального изучения кинематики и динамики системы «погружной буровой снаряд –скважина».

Литература

1. Зыбинский П. В., Калиниченко О. И., Каракозов А. А. Создание технических средств для бурения скважин при проведении изысканий на шельфе //Энергия инноваций. – 2005. – № 2 – 3. – С. 22 – 26.
2. Масляков А. П. Предупреждение кавернообразования при строительстве скважин. //ВНИИОЭНГ, серия «Техника и технология бурения скважин», Вып. 16. – М., 1988. – 40 с.
3. Туякбаев Н. Т., Козлов Ю. И., Арещенко В. И. Причины и меры предупреждения образования каверн в скважинах // Геология, геохимия, бурение и разработка нефти: Межвуз. сб. научн. тр. – Алма-Ата, 1985. – С. 49 – 59.

Поступила 12.07.2006 г.