

Анализ графиков, представленных на рисунках 1-3, позволяет сделать следующие выводы. Для рассмотренных дисперсионных сред отмечено набухание образцов, максимальные значения которого составляют: для нефти – 1,26 мм, для дизельного топлива 1,33 мм, для масла ВМГЗ – 0,36 мм. Графики изменения диаметра имеют скачкообразный характер, что связано с процессом насыщения образцов дисперсионной средой и последующим испарением ее летучих фракций, а затем снова насыщением. Изменение размера образцов при повышенных температурах протекает интенсивнее и имеет большую величину, что связано с меньшей вязкостью дисперсионной среды и большим температурным расширением образцов. Отмечено, что из рассмотренных дисперсионных сред масло ВМГЗ оказывает минимальный эффект на образцы эластомера. При повышенных температурах взаимодействие резины и дисперсионной среды, что проявляется в потемнение и изменение цвета раствора, отслоении образцов.

Результаты проведенного эксперимента подтверждают теоретические знания о том, что на износ эластомера, а соответственно и рабочей пары, оказывает влияние агрессивный химический состав бурового раствора на основе углеводородов. Кроме того подтверждено, что хранение и запуск ВЗД при отрицательной температуре без предварительного прогрева двигательной секции приводит к дополнительному износу, так как возникают противоположные по своей природе нагрузки, в результате которых эластомер сначала уменьшается в размерах, а затем происходит его резкое набухание. Получено, что наибольшие изменения эластомера происходят в первые сутки работы двигателя, которые выражаются набухании или усадке обкладки статора.

Работа выполнена при поддержке Фонда РФФИ (проект №16-38-00701 мол_а).

Литература

1. Балденко Д.Ф., Коротаев Ю.А. Современное состояние и перспективы развития отечественных винтовых забойных двигателей [Электронный ресурс] // Журнал «Бурение и нефть». Режим доступа: <http://burneft.ru/archive/issues/2012-03/1>.
2. Гусман М.Т. Забойные винтовые двигатели для бурения скважин Текст. /М.Т. Гусман, Д.Ф. Балденко, А.М. Кочнев, С.С. Никомаров. М.: Недра, 1981.-232 с.
3. Карапетов Р.В. Совершенствование конструкций винтовых забойных двигателей – одно из направлений повышения эффективности строительства и ремонта скважин Текст./ Р.В. Карапетов, С.Б. Бекетов. М.: ОАО “СевКавНИПИГаз”, 2007.-7с.
4. Винтовой забойный двигатель. ВЗД. [Электронный ресурс] // pskunb.ru. Официальный сайт. Режим доступа: [http://www.pskunb.ru/products/vintovoy-zaboyniy-dvigatel-\(vzd\).html](http://www.pskunb.ru/products/vintovoy-zaboyniy-dvigatel-(vzd).html)
5. Показатели надежности винтовых забойных двигателей [Электронный ресурс] // elib.sfu-kras.ru. Официальный сайт. Режим доступа: <http://elib.sfu-kras.ru/handle/2311/8157>
6. Резиновые смеси по ТУ 2512-046-00152081-2003 [Электронный ресурс] // elastika.ru. Официальный сайт. Режим доступа: <http://www.elastika.ru/produce/32/128>

АНАЛИЗ ПРОБЛЕМ ТЕХНОЛОГИИ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН НА МОРСКОМ ШЕЛЬФЕ И В АРКТИКЕ

В.Э. Карпенко

Научный руководитель доцент А.В. Ковалев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

За последние 50 лет объем мирового потребления углеводородов увеличился более чем в три раза, преимущественно за счет развивающихся стран. С ростом населения и повышением уровня жизни в этих странах прогнозируется дальнейший рост спроса на углеводородное сырье. Невозможность его удовлетворения за счет континентальных месторождений стимулирует развитие технологий бурения и заканчивания скважин на шельфе [1].

Бурение скважин на море труднее и дороже, чем на суше. Это связано с наличием над придонным устьем скважины водного пространства, необходимостью применять специальные морские основания для размещения на них бурового оборудования и выполнения с них комплекса работ, связанных с проводкой и заканчиванием скважины [2].

Если обратиться к исторической справке касаясь вопроса заканчивания скважин на море, то впервые бурение было осуществлено в 1897 г. в Тихом океане в районе о. Сомерленд (шт. Калифорния, США). В нашей стране первая морская скважина была пробурена в 1925 г. в бухте Ильича (близ г. Баку) на искусственно созданном островке [3]. При этом технологические процессы бурения и, соответственно, заканчивания были сходны с бурением скважин на суше [4].

Следующим значимым этапом развития бурения на море стало сооружение первой в мире буровой вышки на барже в 1932 г. в США. Оставалась открытой проблема небольшой глубины применения буровой баржи, поэтому уже через год была построена первая погружная платформа [5].

В 1954 г. построена первая самоподъемная буровая платформа. Глубина моря, на которой было возможно бурение, составляла 30 м. Далее в процессе развития самоподъемных установок, активно используемых и в наши дни, стало доступным бурение на глубинах до 120 м. Одним из наиболее значимых этапов в развитии

бурения на шельфе была первая наклонно-направленная скважина, сооруженная в 1987 г и потребовавшая применения новых технологий бурения и заканчивания.

Существуют определенные технологические проблемы, накладывающие ряд ограничений на бурение и заканчивание скважин на шельфе. Главный фактор, определяющий технологические проблемы освоения Российского шельфа, обусловлен наличием в пределах перспективных на углеводороды акваторий высокоподвижных ледовых полей (включая многолетние) толщиной до 1,5–2,5 м и более и их длительным существованием (до 8–10 месяцев в году). В этих условиях при глубинах моря свыше 50 м, предельных для установки гравитационных платформенных оснований, при сегодняшнем уровне технологий нефтегазовые объекты в районах подвижных ледовых полей являются практически недоступными для освоения. Реализация технологий обустройства с подводным заканчиванием скважин и их подсоединением посредством трубопроводов к производственным объектам, размещенным на доступных глубинах моря (гравитационные платформы, искусственные острова) или на берегу, принципиально не спасает ситуацию, так как существуют технологические ограничения на протяженность подводных коммуникаций [5].

Кроме обширных ледовых условий выделяют глубокое промерзание пород, а также наличием так называемой «Субмаринной криолитозоны». С этой зоной связано и возможное образование скоплений газовых гидратов, что определяется главным образом двумя причинами: отрицательной температурой придонных слоев воды и глубоким промерзанием в течение геологического периода. По своему физическому состоянию криолитозона может быть мерзлой (льдосодержащей) и немерзлой, представленной охлажденными минерализованными водами и породами. Для литологического состава верхней части разреза до глубин 20–30 м от дна моря возможно присутствие гидратов в виде отдельных вкраплений. На глубинах до 200–250 м присутствуют породы, способные к аккумуляции значительных скоплений гидратов. В процессе разработки месторождения вокруг эксплуатационных колонн вследствие транспортировки по ним теплого газа из нижележащих горизонтов происходит увеличение температуры окружающих пород. В результате возможные нарушения естественного теплового режима в верхнем осадочном чехле при бурении и эксплуатации скважин. Таким образом, наличие скоплений гидратов является фактором возможного растепления. Удлинить срок растепления можно, если использовать пассивную изоляцию колонн. Однако это не всегда достаточно надежно. Расчеты показывают необходимость активной изоляции. Для этих целей можно использовать естественную или принудительную циркуляцию холодной морской воды в межтрубном кольцевом пространстве.

Одним из возможных других факторов риска является осадка, которая возможна за счет растепления придонных газовых гидратов. Следствием смещения земной поверхности может быть выход эксплуатационных скважин из строя из-за разгерметизации заколонных пространств, смятия обсадных колонн. Величина максимальной просадки значительно зависит также от вовлечения в деформационные процессы глинистых пород, окружающих продуктивные пласты [6].

Трудность бурения морских скважин заключается в том, что рыхлые породы морского дна обычно сильно обводнены. При бурении в таких породах для обеспечения сохранности керна и устойчивости стенок скважин приходится использовать специальные технические средства и осуществлять технологические мероприятия, требующие дополнительных материальных затрат и удовлетворяющие жестким требованиям охраны окружающей среды от загрязнения [7].

Одной из главных особенностей бурения на шельфе является обязательное применение силового верхнего привода. Это обусловлено, в первую очередь, повышенными требованиями к безопасности бурения морских скважин и его преимуществами перед ротором, к которым относятся [15]: экономия времени в процессе наращивания труб при бурении; уменьшение вероятности прихватов бурового инструмента; возможность проработки ствола скважины при спуске и подъеме инструмента; повышение точности проводки скважин при направленном бурении; снижение вероятности выброса флюида из скважины через бурильную колонну, за счет возможности герметизации трубного пространства шаровыми кранами, входящими в конструкцию силового верхнего привода; облегчение спуска обсадных труб в зонах осложнений за счет вращения и промывки.

Не смотря на ряд сложностей, бурение на шельфе и в Арктике обладает большими перспективами. Кроме того, постоянное совершенствование техники и технологии бурения позволяет постепенно снижать себестоимость морского бурения.

Литература

1. Иен Хилсман, Стивен Дайер Проектирование заканчивания морских скважин // Шлюмберже. - 2007 г. - с. 12.
2. Аналитика бурение на шельфе [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://neftegaz.ru>. (дата обращения: 24.01.2017).
3. Краткая история развития бурения [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://леуза.рф>. (дата обращения: 24.01.2017).
4. Анисимов Ю.А. К истории бурения на нефть на дне моря // Нефтяное хозяйство - 1951. - №6.
5. Водный транспорт: буровая баржа [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://sea-transport.ru>. (дата обращения: 24.01.2017).
6. Кульпин Л.Г., Ефимова Г.А. Природные особенности освоения месторождений углеводородов в баренцевом море // ИПНГ РАН, ООО «НИПИморнефть» - 2015.
7. Ахмеджанов Т.К. Освоение шельфовых месторождений: учебное пособие / Т.К Ахмеджанов, А.С. Ыскак – Алматы: КазНТУ, 2008. – 259 с.
8. Система бурения с верхним приводом [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.neftegazprogress.ru>. (дата обращения: 25.01.2017).