

Бурение скважин и разработка месторождений

УДК. 622.279.7

**РЕМОНТ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА МОРСКИХ
ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЯХ**
REPAIR OF OIL AND GAS WELLS ON MARITIME HYDROTECHNICAL FACILITIES

**Ю. В. Ваганов, А. В. Кустышев, В. Г. Кузнецов, Г. А. Кулябин, В. В. Семенов,
Ж. С. Попова**

Yu. V. Vaganov, A. V. Kustyshev, V. G. Kuznetsov, G. A. Kulyabin, V. V. Semenov,
J. S. Porova

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

*Ключевые слова: морская платформа; скважина; ремонт; кольтюбинговая установка; гибкая труба; авария;
морское гидротехническое сооружение*

Key words: offshore drilling platform; well; workover; coiled tubing; accident; offshore hydrotechnical facility

В настоящее время разведка и разработка нефтегазовых месторождений на территории шельфа России простирается на 6,2 млн км², что составляет около 21 % шельфовой зоны всего Мирового океана. По оценке Министерства природных ресурсов, из-

влекаемые запасы на российском шельфе достигают 15,5 млрд т нефти и 84,5 трлн м³ газа, что составляет почти 20 % мировых нефтегазовых запасов. При этом около 70 % всех морских месторождений России расположено в сравнительно мелководной зоне (на глубинах, не превышающих 200 м), что позволяет считать российский шельф привлекательным для нефтегазовых компаний, предпочитающих осваивать менее глубоководные и рискованные месторождения.

В процессе эксплуатации нефтяных и газовых скважин морского промысла существует проблема поддержания их в работоспособном состоянии. При этом с целью снижения затрат на эксплуатацию стационарных морских гидротехнических сооружений (МГТС) проводится сокращение количества блоков модулей верхних строений, в том числе и штатного бурового комплекса, для некоторых типов стационарных морских сооружений буровая установка изначально не предусмотрена, что в значительной степени усложняет процесс ремонта скважины. С другой стороны, ограниченность в свободном пространстве для размещения технологического оборудования накладывает дополнительные ограничения в ремонте скважин с привлечением минимального количества технических средств и максимальным межремонтным периодом [1].

Поэтому необходимо обеспечить длительный фонтанный период эксплуатации скважин, что позволяет проводить определенные ремонтные работы без подъема лифтовых насосно-компрессорных труб (НКТ), с помощью канатной техники, и при этом требует минимального вспомогательного оборудования для установки на МГТС, обеспечивается мобильностью перемещения от одной платформы к другой.

При дальнейшей эксплуатации скважины, в условиях морского месторождения, оптимальным способом добычи нефти является газлифтный, имеющий следующие технологические преимущества:

- широкий диапазон изменения дебитов от 50 до 2 000 т/сут;
- гибкость при регулировании отборов жидкости из скважин и возможность полной автоматизации процесса;
- добыча нефти с высокими температурами и газовым фактором из глубоких наклонно направленных скважин;
- создание условий гарантированного освоения скважин после бурения и капитального ремонта;
- большой межремонтный период (2–3 года) и возможность проведения обработок прискважинных зон, ремонтных работ и полного комплекса гидродинамических исследований без подъема колонны НКТ, с помощью канатной техники.

При этом в скважине в процессе ввода ее в эксплуатацию устанавливается специальное оборудование, которое позволяет переводить скважину на газлифтный способ добычи, без подъема НКТ, после окончания ее фонтанирования [2].

Однако при эксплуатации скважин, расположенных на МГТС, ремонт с помощью канатной техники нередко осложняется следующими условиями [3]:

- частой штормовой погодой;
- большими глубинами скважин;
- значительным искривлением ствола наклонно направленных скважин, особенно с горизонтальным окончанием;
- содержанием механических примесей в добываемой продукции скважин и т. д.

Данные факторы оказывают значительное влияние на качество ведения ремонтных работ и, как следствие, на последующую эксплуатацию скважины, что при условии использования даже высококачественного внутрискважинного оборудования и надежных технических решений не обеспечат безопасности эксплуатации МГТС.

Открытие крупных нефтяных и газовых месторождений под акваторией Каспийского и Азовского морей, шельфа Арктики и Сахалина способствовали развитию кустового наклонно направленного бурения со сложными траекториями ствола (бурение скважин с горизонтальным окончанием, многоствольных скважин и т. д.). Данный способ бурения позволяет достичь максимально возможного отдаления забоя относительно устья скважины, а также способствует минимизации экономической составляющей при разработке месторождений. При этом длительность фонтанного периода эксплуатации скважин зависит от проведения плановых текущих ремонтов по удалению отло-

жений солей, асфальтосмолопарафинов, а также глинисто-песчаных пробок, в случае если в геологическом разрезе скважин имеется многолетнемерзлые породы, в данном случае эксплуатация осложняется наличием гидратных пробок [4, 5, 6].

Проведение ремонтов скважин по устранению данных осложнений с помощью трюсоканатного способа доставки инструмента и оборудования в зону ремонта затруднительно, а если учесть сложные профили скважин, практически невозможно. В связи с чем предлагается проведение ремонта скважин с помощью колтюбинговой установки, адаптированной к МГТС (отсутствие транспортной базы), другими словами, только с помощью барабана с намотанной на нем гибкой трубой (ГТ) соответствующего диаметра. Это позволяет проводить быструю транспортировку и монтаж оборудования на МГТС, при этом за счет отсутствия соединительных элементов на трубе повышается экологичность ремонта, что немаловажно в условиях работ на МГТС. К другим положительным моментам использования непрерывной трубы является минимальный объем дооборудования верхних строений под установку комплекса в связи с низкой осевой нагрузкой на металлоконструкции МГТС в процессе ремонтных работ, также дополнительными положительными моментами применения гибких труб являются:

- возможность проведения работ по капитальному ремонту без глушения скважины, с минимальным ухудшением первоначальных эксплуатационных характеристик продуктивного горизонта и минимальным периодом простоев;
- возможность быстрой транспортировки и монтажа установки;
- уменьшение численности бригады: 3 человека для работы с гибкими трубами + специалисты по обслуживанию насосов и т. д.

Однако при всех положительных моментах ведения работ с помощью гибких труб имеются и ограничения, такие как [7]: ограниченность вместимости барабана; отсутствие возможности поворота всей колонны; ограниченность в тяговом усилии инжектора.

Наиболее сложными и продолжительными ремонтными работами являются ловильные работы в скважинах (извлечение как упавшего оборудования или инструмента, так и оборванного кабеля, каната или НКТ) [8]. При этом в процессе извлечения каната возможно образование в скважине плотного клубка под воздействием своей массы или механического воздействия либо под воздействием давления, что значительно осложняет процесс извлечения оборванного кабеля. В этом случае в скважину с ГТ, при этом конец которой оборудован обратным клапаном и фланцем, с целью недопущения развития газонефтепроявления и сокращения гидравлических сопротивлений, а также удобства при входе и выходе ГТ из лифтовых НКТ, спускают ловильный ерш, имеющий ограничитель, препятствующий проникновению ловильного инструмента внутрь витков кабеля. Наружный диаметр ерша должен быть равным диаметру шаблона для данной лифтовой колонны, например для лифтовой колонны с диаметром 89 мм и толщиной стенки 9,35 мм диаметр ограничителя равен 70,2 мм. При этом каждый спуск ловильного инструмента должен контролироваться по индикатору веса. По достижении инструментом оставшегося в скважине каната или кабеля нагрузку на него следует довести до 10–30 кН при циркуляции жидкости и одновременном его вращении, которое происходит за счет включения в компоновку забойного двигателя. Вращение осуществляют при минимальных оборотах, после чего инструмент поднимают. После подъема ловильного инструмента с навитым канатом (кабелем) последний захватывают и крепят специальными хомутами. Освободив канат (кабель) от ловильного инструмента, приступают к подъему оставшейся части каната (кабеля). В этом случае необходимо демонтировать наземное оборудование установки ГТ и установить на устье скважины лубрикатор с роликом, через который навивают канат на барабан подъемного механизма [9].

С другой стороны, в процессе проведения ловильных работ в нефтяных и газовых скважинах, а также в процессе нормализации забоя, очистки лифтовой колонны от асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), гидрато-ледяных отложений и глинисто-песчаных пробок возможен прихват ГТ, который в свою очередь приводит к поломке трубы. При этом стандартная технология ликвидации прихвата и последующего обрыва ГТ проводится с помощью восстановленной буровой вышки или модульных, перемещаемых ремонтных установок, с глушением скважины, что в условиях МГТС не всегда выполнимо и экономически не выгодно. В этом случае, если расхаживание колонны ГТ инжектором результата не дало, необходимо провести срезку подвески срезными плашками блока превенторов и загерметизировать устье глухими плашками,

после чего произвести замену барабана ГТ на колонну труб меньшего диаметра. После чего с помощью ГТ меньшего диаметра проводят промывку текущего забоя до чистой воды и поднимают перо из колонны аварийной ГТ с целью замены промывочного оборудования на компоновку для извлечения прихваченной ГТ. В компоновку включают (сверху вниз) коннектор, гидравлический якорь, забойный двигатель, например Д-42 (в случае если работы проводят в ГТ диаметром 66 мм), труборез гидравлического принципа действия. Данную компоновку для резки спускают на глубину с учетом оставления головы аварийной ГТ для последующего захвата и извлечения из скважины, устанавливают минимальный расход технологической жидкости на насосно-компрессорном агрегате. Далее проводят резку неприхваченной аварийной ГТ до появления циркуляции в межтрубном пространстве, затем компоновку поднимают из скважины и извлекают освобожденную часть аварийной ГТ.

Затем для извлечения прихваченной колонны ГТ на устье собирают новую компоновку, в которую включают (сверху вниз) коннектор, гидравлический якорь, забойный двигатель Д-42, гидравлический домкрат, ловильный инструмент, например разработанный и изготовленный специально для использования с ГТ метчик [10]. Данную компоновку спускают в скважину, осторожно вводят в ловимую трубу, с помощью забойного двигателя проводят вращение ловильного инструмента для закрепления последнего с аварийной ГТ. После этого в ГТ закачивают под давлением жидкость для приведения гидравлического якоря в рабочее положение, при этом плашки гидравлического якоря зацепляются за стенки эксплуатационной колонны, а поршни гидравлического домкрата тянут прихваченную при этом ГТ, срывают ее. Характерной особенностью гидравлического домкрата является то, что при его использовании на колонну ГТ не создается осевой нагрузки за счет гидравлического якоря, а срыв прихваченного оборудования происходит за счет усилия на выходной штанге гидравлического домкрата, которое может достигать до 686,7 кН (70 т).

Таким образом, разработанные методы восстановления скважин позволили расширить область применения колтюбинговых технологий в сфере капитального ремонта скважин с учетом указанных недостатков колтюбинговой установки, что позволяет их рекомендовать для проведения ремонтных работ в условиях МГТС.

Список литературы

1. Адамянц П. П. и др. Проектирование обустройства морских нефтегазовых месторождений / П. П. Адамянц, Ч. С. Гусейнов, В. К. Ивановец. – М.: ООО «ЦентрЛитНефтеГаз», 2005. – 496 с.
2. Чабанов О. В., Зацепин В. В. Ремонт нефтяных и газовых скважин на морских гидротехнических сооружениях / Общ. инф. Сер.: Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных скважин. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. – 63 с.
3. Кустышев А. В. Особенности эксплуатации шельфовых месторождений: курс лекций. – Тюмень, 2005. – 118 с.
4. Кузнецов В. Г. и др. Особенности бурения скважин на шельфе: уч. пособ. / В. Г. Кузнецов, Ю. В. Лаврентьев, А. Е. Казанцев, А. И. Марков, А. Д. Сухарев, Д. В. Тришин, Д. А. Торжинский; под общ. ред. В. Г. Кузнецова. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2013. – 80 с.
5. Кустышев А. В., Кустышев Д. А. К вопросу освоения шельфовых месторождений Арктики // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 12. – С. 18-22.
6. Пат. 2566162 РФ. Е 21 В 43/01. Морская скважина для добычи нефти и газа с надводным размещением устьевого оборудования / С. А. Скрылев, А. В. Красовский, А. В. Немков, А. В. Кустышев, Р. П. Греско, С. Г. Кочетов (РФ). – № 2014147373, заяв. 21.10.14 опубл. 20.10.15, бюл. № 29.
7. Ваганов Ю. В. Методология капитального ремонта скважин в современных условиях эксплуатации сеноманской залежи // Известия вузов. Нефть и газ. – 2015. – № 1. – С. 34-38.
8. Ваганов Ю. В., Кустышев А. В., Долгушин В. А. Организация капитального ремонта скважин в современных условиях разработки нефтяных и газовых месторождений // Известия вузов. Нефть и газ. – 2016. – № 6 – С. 19-25.
9. Пат. 153695 РФ. Е 21 В 31/12. Ловильное устройство для извлечения каротажного кабеля на гибкой трубе / Ю. В. Ваганов, А. В. Кустышев, Д. С. Леонтьев. – № 2014140364/03; Заяв. 06.10.2014; Опубл. 10.08.2015; Бюл. № 22.
10. Пат. 155017 РФ. Е 21 В 31/20. Ловильное устройство для извлечения прихваченной колонны гибких труб / Д. А. Кустышев, Ю. В. Ваганов, Д. С. Леонтьев, М. Я. Калимулина. – № 2014144805/03; Заяв. 05.11.2014; Опубл. 20.09.2015; Бюл. № 26

Сведения об авторах

Ваганов Юрий Владимирович, к. т. н., доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)200989

Кустышев Александр Васильевич, д. т. н., профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, главный научный сотрудник ООО «ТюменьНИИнефтегаз», г. Тюмень, тел. 8(3452)286694, e-mail: kustishevAV@tngg.ru

Information about the authors

Vaganov Yu. V., Candidate of Science in Engineering, associate professor of the chair «Drilling of oil and gas wells, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)200989

Kustyshev A. V., Doctor of Engineering, professor of the chair of oil and gas wells drilling, Industrial University of Tyumen, chief scientific worker of LLC «TyumenNIIgyprogas», phone: 8(3452)286694, e-mail: kustishevAV@tngg.ru

Кузнецов Владимир Григорьевич, д. т. н., профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)200989

Кулябин Геннадий Андреевич, д. т. н., профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)200989

Семенов Валерий Владимирович, аспирант Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Попова Жанна Сергеевна, ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)200989

Kuznetsov V. G., Doctor of Engineering, professor of the chair of oil and gas wells drilling, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)200989

Kulyabin G. A. Doctor of Engineering, professor of the chair of oil and gas wells drilling, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)200989

Semenov V. V., postgraduate , Industrial University of Tyumen

Popova J. S., assistant of the chair of oil and gas wells drilling, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)200989