

УДК 735.29

## СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ТРАДИЦИОННЫХ И АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ БУРОВЫХ УСТАНОВОК

Бирих Р.А.,

Научный руководитель - к.т.н., профессор СФУ Макушкин Д. О.

*Сибирский федеральный университет*

*Институт нефти и газа*

В мировой практике бурения нефтяных и газовых скважин главным фактором, определяющим себестоимость добываемой продукции или стоимость объема пробуренных скважин, является производительность работ при выполнении основных технологических процессов. К числу конкретных задач, направленных на повышение производительности, относятся:

- 1) повышение ресурса (стойкости) породоразрушающего инструмента и элементов бурильных колонн;
- 2) оптимизация параметров режима бурения;
- 3) механизация и автоматизация спускоподъемных (СПО) и вспомогательных операций;
- 4) оптимизация процессов монтажно-демонтажных работ и транспортировки буровых установок, их отдельных агрегатов и механизмов.

По всем упомянутым вопросам достигнуты в последние годы выдающиеся результаты, о чем свидетельствуют публикации научных, проектно-конструкторских и производственных предприятий и возрастание темпов добычи углеводородного сырья в связи с повышением производительности буровых установок.

В балансе времени строительства скважин до 30-35% приходится на выполнение СПО с бурильными и обсадными колоннами и связанных с ними вспомогательных операций. Данный доклад посвящен проблеме их автоматизации и оценке возможности появления автоматизированных буровых установок на российском рынке.

На основе анализа методов и средств выполнения СПО с бурильными колоннами, в том числе с использованием СВП, нами выделены основные направления их дальнейшего возможного развития, представленные в классификации на схеме рис.1

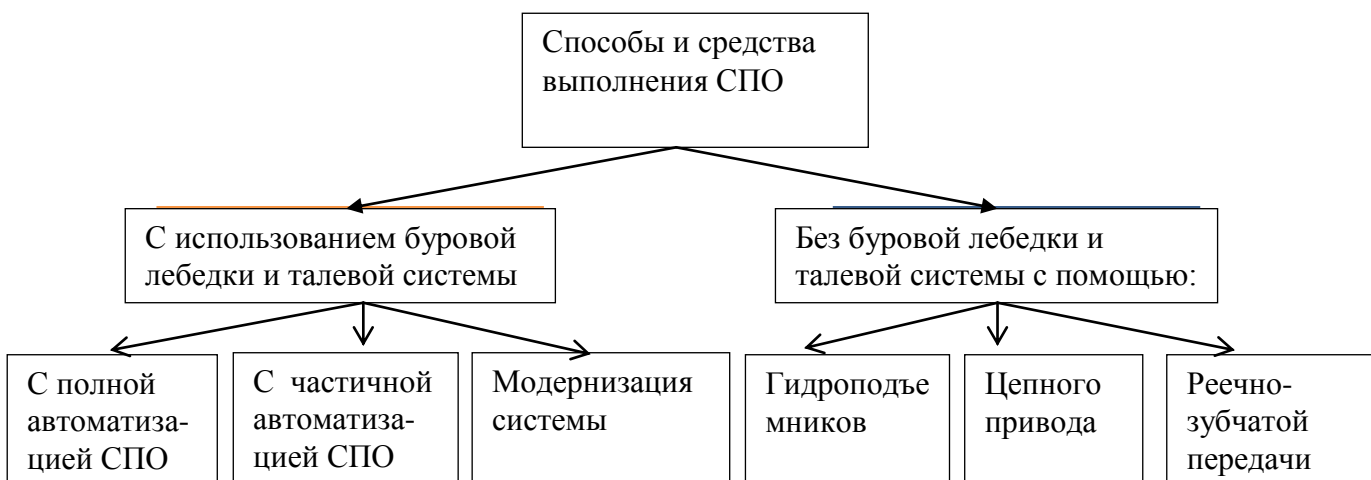


Рис.1 – Классификация способов выполнения СПО

В классификации две группы способов и технических средств выполнения СПО при бурении глубоких нефтяных и газовых скважин:

1. Традиционные – с использованием буровой лебедки и талевой системы

## 2. Нетрадиционные – без буровой лебедки и талевого системы.

К числу традиционных относим средства, связанные с полной и частичной автоматизацией СПО. В отечественной практике еще в 60 – е годы были созданы и успешно использовались автоматические комплексы АСП -1, АСП – 2, АСП – 3, позволявшие уже тогда сокращать время спускоподъемных операций (СПО) до 30% и более за счет совмещения отдельных операций, выполняемых без участия верхового рабочего. Созданные в то время конструкции составных частей АСП: механизмов перемещения и расстановки свечей, ключей АКБ, автоматического элеваторов, пневматических клиньев, ротора, специальных устройств и конструкций механизмов талевого системы и т.д., сохранили свою принципиальную основу до настоящего времени в конструкциях с электрическим (АСП) и гидравлическим приводом (КМСП). Однако, использование АСП и КМСП нерационально для мобильных буровых установок и установок кустового бурения из-за громоздкости основных механизмов и усложнения монтажно-демонтажных работ. Поэтому эти комплексы выпускаются ОАО «Уралмаш» для комплектации стационарных буровых установок, используемых преимущественно для строительства скважин большой глубины [1].

Заслуживают внимания в этой группе попытки усовершенствования спускоподъемного комплекса путем использования двухбарабанной буровой лебедки с отказом от неподвижного конца талевого каната с превращением его во вторую ходовую струну талевого системы, наматываемую на второй дополнительный барабан лебедки [2]. Такое решение резко сократит расход талевого каната, но вряд ли сократит время СПО, кроме того усложняет конструкцию, а соответственно и стоимость, буровой лебедки.

Существенные преимущества для повышения производительности СПО и безопасности их выполнения дают системы верхнего привода (СВП), в конструкции которых заложены такие механизмы как трубный манипулятор и ряд других устройств, облегчающих труд бурильщиков. Дальнейшее развитие работ по автоматизации СПО буровых установок целесообразно рассматривать с учетом применения СВП, а также возможности поддержания требуемого режима непосредственно бурения с помощью вновь разрабатываемых устройств.

Но изложенные выше результаты технического усовершенствования отечественных БУ с разработкой средств традиционного направления (1-я группа классификации) не решают в полной мере задачу автоматизации и механизации процессов бурения. В связи с этим мы обратили внимание на достижения и успехи отдельных американских, немецких и итальянских фирм в этой области, создавших полностью автоматизированные буровые комплексы для строительства нефтяных и газовых скважин. В основу этих комплексов заложены нетрадиционные способы и средства для глубоких нефтегазовых скважин (2-я группа нашей классификации), обеспечивающие процессы работы буровых установок без наличия в них буровых лебедок и талевых систем. Именно они свидетельствуют о реальности создания таких комплексов, в том числе у нас в России. Поскольку в их основе лежат решения, принципы которых реализованы на малоразмерных поисково-разведочных буровых установках, которые выпускаются и широко используются и в нашей стране.

Широкий типоразмерный ряд автоматизированных безлебедочных установок грузоподъемностью от 100 до 600т выпущен итальянской фирмой «Drillmec». Функции буровой лебедки и талевого системы в них выполняют мощные гидроподъемники. Существуют сведения также о появлении таких установок на американских фирмах «Tesco» и «American Augers» (реализована зубчато-реечная схема подачи и подъема СВП в процессах СПО и непосредственно бурения). Главное отличие конструкций автоматизированных установок всех этих фирм от традиционных конструкций заключается в использовании безлебедочного принципа выполнения СПО и обеспечения и поддержания необходимой осевой нагрузки на долото в процессе бурения.

Впервые автоматизированные буровые установки на основе гидропривода (серия НН) появились в Италии в 1995г. и были разработаны с участием компаний ENI и Agip. В начале 2000-х годов фирма Drillmec (дочернее подразделение итальянской корпорации Trevi Group) стала поставлять их десятками в нефтегазовые компании за пределы Италии. В данное время установки НН эксплуатируются в Китае, Южной Америке, Африке.

Достоинства установок данного типа по сравнению с традиционными буровыми установками заключаются в том, что автоматизация позволила:

1) Обеспечить более безопасное ведение технологических процессов, в особенности при выполнении основных и вспомогательных операций при спусках и подъемах буровых и обсадных колонн, при монтаже-демонтаже и перевозках оборудования. Все процессы и операции управляются и контролируются из кабины бурильщика, помощники которого убраны с пола буровой;

2) Выходить на оптимальные режимы бурения, регулировать и поддерживать их автоматически на протяжении всего рабочего цикла в зависимости от изменения условий работы.

Сравнение установок НН и традиционных установок одного класса приведено на рис.2 [3]. Как видно из рисунка 2, установка НН занимает значительно меньшее пространство и площадь рабочей зоны по сравнению с традиционной установкой того же класса.

Типоразмерный ряд буровых установок фирмы «Drillmes» для бурения на нефть и газ варьируется от НН102 до НН350 мощностью от 780 до 1542 кВт, грузоподъемностью от 100 до 317т и массой от 43 до 120т.

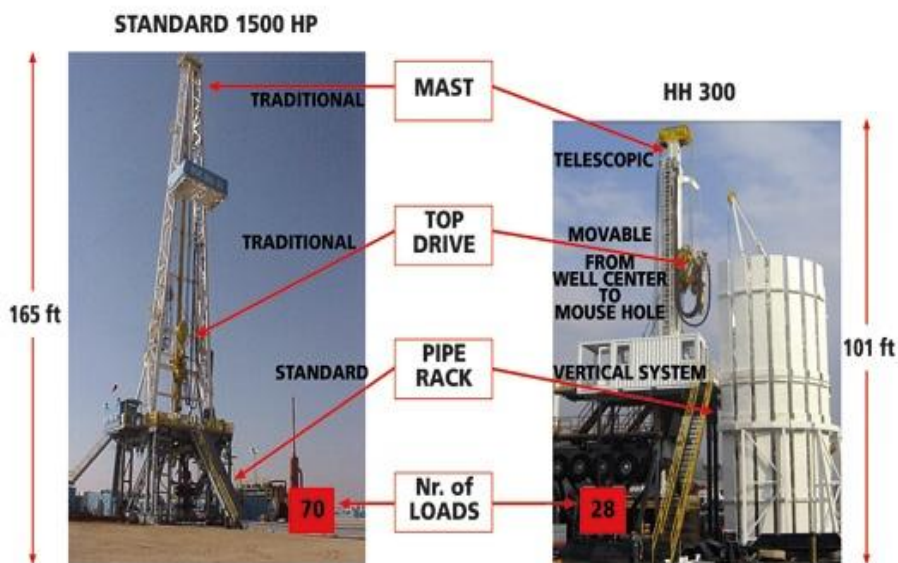


Рис.2 – Сравнение двух буровых установок одинаковой грузоподъемности – 350 т – традиционной и гидравлической типа НН

Операции по монтажу и демонтажу установок НН и их узлов выполняются автоматически с помощью гидропривода с питанием рабочей жидкостью от автономного гидроагрегата, монтируемого на полуприцепе. Этот агрегат может иметь дизельный или электрический привод, устанавливается на настиле и имеет звуконепроницаемое укрытие. Все блоки оборудования, установленные на трейлере, выполнены самоподъемными. Высота подъема блоков регулируется с помощью гидросистемы и достигает, в зависимости от типоразмера установки и условий бурения, до 9м. Мачта поднимается в вертикальное положение с помощью двух телескопических гидроцилиндров вместе с СВП и всеми коммуникациями.

Спускоподъемные операции (СПО) и наращивание бурильной колонны, выполняемые без присутствия персонала на полу буровой и управляемые из кабины бурильщика, ведутся не со свечами, а с одиночными трубами («однотрубками») длиной 9...12,5м. Для выполнения этих операций СВП оснащен динамометрическим ключом, имеет возможность горизонтального перемещения. Это позволяет перемещать трубы из шурфа к центру скважины и наоборот. Кроме того, на буровой установке имеется автоматический трубный манипулятор для бурильных труб, который имеет возможность поворота и перемещений для захвата труб из вертикальных стеллажей – магазинов и последующего помещения в шурф для наращивания или подачи на стол ротора.

Для свинчивания и развинчивания бурильной колонны установки оснащаются гидравлическим силовым трубным ключом, размещенным позади закрепленной части основания мачты. Этот механизм регулируется по высоте, имеет возможность перемещения к центру скважины и обратно, а также вращения для свинчивания и развинчивания труб.

Оба упомянутых механизма работают автоматически в последовательности, задаваемой программируемым логическим контроллером (ПЛК) на пульте бурильщика. Автоматизация СПО позволила обеспечить их бесперебойность с интенсивностью 50 свинчиваний и развинчиваний в час, а среднюю скорость выполнения операций 600м/ч, что более чем конкурентно с показателями обычных буровых установок, несмотря на использование свечей из двух труб.

Практика использования установок НН в мире показала ее наибольшую эффективность при бурении наклонно-направленных скважин с большими зенитными углами и горизонтальных скважин. Например, скважина глубиной 3000м установкой НН строится за 13 суток, а обычной установкой за 24 дня, т.е. дольше почти в 2 раза.

В данное время уже больше сотни автоматизированных буровых установок серии НН успешно работают на различных нефтегазовых месторождениях по всему миру (Аргентина, Австралия, Венесуэла, Бразилия, Колумбия, Перу, Конго, Египет, Ливия, Саудовская Аравия, и др.), подтверждая безупречность данной технологии [3].

Вывод: создание и внедрение автоматизированных буровых установок без наличия в них традиционных буровой лебедки и талевого системы в России целесообразно и возможно. При этом выбор конкретного решения может быть осуществлен по одной из трех способов группы 2 (см. рис.1) на основе технико-экономического обоснования.

Литература: 1. Д.О Макушкин, П.М. Кондрашов. Машины и оборудование для бурения нефтяных и газовых скважин. Учебное пособие, СФУ, г. Красноярск, 2012г. 277с.

2. С.И. Ефимченко, А.К. Прыгаев. Расчет и конструирование машин и оборудования нефтяных и газовых промыслов, часть1. Учебник. Изд. «Нефть и газ», РГУ им. И.М. Губкина г. Москва, 2006г.

3. Ю.Л. Парнивода. Автоматизированные гидравлические буровые установки компании «Drillmec» (Италия). Журнал «Бурение и нефть», 2010г., №11.