

УДК 550.822.622.24

АНАЛИЗ ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН С ПОДВОДНЫМ РАСПОЛОЖЕНИЕМ УСТЬЯ С ППБУ «ШЕЛЬФ-2» НА КАСПИЙСКОМ МОРЕ



ANALYSIS OF THE TECHNIQUE AND TECHNOLOGY OF DRILLING WELLS WITH UNDERWATER WELLHEAD LOCATION FROM THE SEMI-SUBMERSIBLE DRILLING RIG «SHELF-2» IN THE CASPIAN SEA

Ибрагимов Рафик Салман оглы

кандидат технических наук,
доцент,
кафедра нефтегазовая инженерия,
Азербайджанский государственный
университет нефти и промышленности,
г. Баку, Азербайджан
rafiq.ibrahimov@yahoo.com

Ibragimov Rafik Salman

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
Department of Oil and Gas Engineering,
Azerbaijan State University
of Petroleum and Industry,
Baku, Azerbaijan
rafiq.ibrahimov@yahoo.com

Аннотация. Статье указано, что основными техническими средствами для производства буровых работ в море являются плавучие буровые платформы, буровые суда и самоподъемные платформы. Плавучая буровая платформа устанавливается над скважиной и закрепляется с помощью системы якорного крепления, обеспечивающей платформе относительную неподвижность в течение всего процесса бурения. В практике бурения скважин с плавучих буровых средств широко применяют комплексы подводного устьевого оборудования, устанавливаемые на морском дне. Такое расположение позволяет наибольшие смещения плавсредства от центра скважины, при этом установленное на морском дне оборудование меньше подвержено механическим повреждениям. Предложен, что для учета влияния цепей подветренной сторона в том случае, когда это влияние существенно, особенно на глубине дна моря. Так как бурение на ППБУ должны вести строго натянутой якорей.

Annotation. The article states that the main technical means for drilling at sea are floating drilling platforms, drilling ships and jack-up platforms. The floating drilling platform is installed above the well and secured using an anchoring system that ensures the platform remains relatively stationary during the entire drilling process. In the practice of drilling wells from floating drilling equipment, complexes of subsea wellhead equipment installed on the seabed are widely used. This arrangement allows the greatest displacement of the craft from the center of the well, while equipment installed on the seabed is less susceptible to mechanical damage. It is proposed that to take into account the influence of the leeward side chains in the case where this influence is significant, especially at the depth of the seabed. Since drilling on a SSSR must be carried out with strictly tensioned anchors.

Ключевые слова: плавучие буровые платформы, буровые суда, самоподъемные платформы, бурильный инструмент, морской стояк, дивертор.

Keywords: floating drilling platforms, drilling ships, jack-up platforms, drilling tools, offshore riser, diverter.

Введение. В связи с возрастающим потреблением нефти и газа в мировой экономике большое значение приобретает развитие морской нефтедобычи. Предполагается, что потребление нефти и газа удвоится, а затем возрастет в 4 раза [1, 2].

В связи с этим разведка запасов минерального сырья на морских участках приобрела в настоящее время большой размах, причем значительно возрастает глубина акваторий, на которых можно вести бурение.

Основными техническими средствами для производства буровых работ в море являются плавучие буровые платформы, буровые суда и самоподъемные платформы. Количество этих установок с каждым годом растет.

В настоящее время считается общепризнанным фактом, что разведочное бурение нефтегазовых скважин наиболее экономично проводить с плавучих буровых установок.

Основой для глубоководного морского бурения является метод, предусматривающий установку устьевого оборудования на дне моря, а бурового и технологического – на буровой платформе. Связь буровой платформы с подводным устьем осуществляется с помощью канатных направлений и водоотделяющей колонны (морского стояка).

Результаты и обсуждение. Плавающая буровая платформа устанавливается над скважиной и закрепляется с помощью системы якорного крепления, обеспечивающей платформе относительную неподвижность в течение всего процесса бурения. В некоторых случаях на платформе дополнительно устанавливается система динамической стабилизации, дополняющая якорное крепление [3, 4].

Плавающая платформа (или судно) оснащается необходимым буровым и технологическим оборудованием, энергетической установкой, запасами топлива, воды, трубами, компонентами бурового раствора, продуктами питания и т.д. с расчетом автономного плавания.

Система для подводного бурения или комплекс подводного устьевого оборудования предназначен для обустройства подводного устья при бурении нефтегазовых скважин с плавучих платформ и является составной частью этой буровой установки.

В практике бурения скважин с плавучих буровых средств (БС, ППБУ) широко применяют комплексы подводного устьевого оборудования (ПУО), устанавливаемые на морском дне. Такое расположение позволяет наибольшие смещения плавсредства от центра скважины, при этом установленное на морском дне оборудование меньше подвержено механическим повреждениям.

Комплекс ПУО предназначен:

- для обеспечения при бурении скважины гибкой замкнутой технологической связи между перемещающимся от воздействия волн и течений БС или ППБУ и неподвижным подводным устьем, установленным на морском дне;
- для направления в скважину бурильного инструмента, обеспечения замкнутой циркуляции бурового раствора, управления скважиной при бурении и др.;
- для надежного закрытия бурящейся скважины в целях предупреждения возможного выброса из скважины при аварийных ситуациях или при отсоединении буровой установки в случае больших волнений моря.

Существует несколько конструкции ПУО, обеспечивающих бурение скважин на разных глубинах моря – от 50 до 1800 м и более.

Комплекс устьевого оборудования включает в себя следующие основные элементы (рис. 2):

а) систему обустройства устья скважин, состоящую временной фундаментальной плиты, постоянного направляющего основания и корпуса устья с колонной направления. Все эти узлы составляют фундамент скважины.

б) блок перекрытия устья или блок противовыбросовых превенторов, предназначенный для контроля за скважинным давлением и перекрытия устья в случае его повышения, содержит несколько плашечных превенторов, кольцевой превентор, манифольд и задвижки высокого давления, и манифольд системы управления. В нижней части блок оснащен соединительной муфтой для соединения с устьем.

в) соединительную сборку морского стояка, являющуюся промежуточным звеном между колонной стояка и блоком превенторов и состоящую из гидравлической соединительной муфты для соединения с патрубком превентора, соединителей для стыковки линий глушения, шарнирного соединения и шлангов аварийных линий.

г) системы морского стояка, служащей продолжением скважины на участке устье-судно и предназначенной для направления инструмента и труб в скважину и возврата бурового раствора. Система содержит звенья с соединительными узлами, две линии глушения и дросселя, скомпонованные на звеньях, телескопическое соединение для компенсации вертикальных перемещений платформы и отклонитель потока или дивертор – для отделения газа из бурового раствора.

Большая глубина установки ПУО предъявляет высокие требования к его свойствам: оборудование должно быть прочным, вибростойким, способным выдерживать большие внешние давления, быть герметичным и надежно управляемым на расстоянии. Конструкция узлов комплекса должна обеспечивать точность стыковки должно быть высоким, обеспечивающим нормальную работу и управление ПУО [4].

На рисунке 1 приведена конструкция ПУО, обеспечивающая бурение с ППБУ Шельф-2 многоколонных глубоких скважин (фирма «Камерон», США).

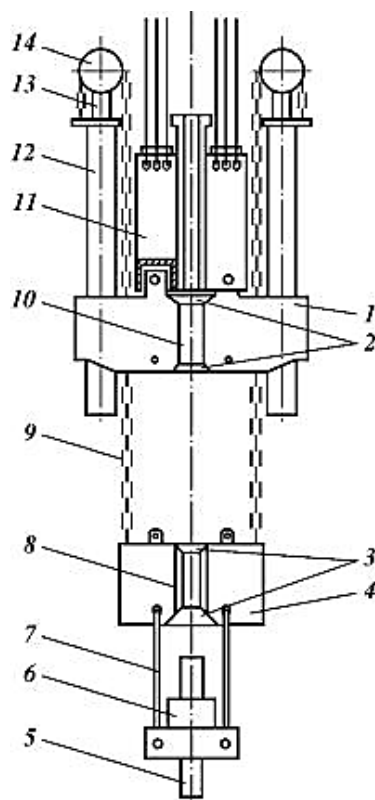


Рисунок 1 – Компенсатор вертикальных перемещений, работающий в комплексе с КМСП-6500: смонтированы два пневмоцилиндра 12. Траверса 4 подвешена на пластинчатых цепях 9, верхние концы которых, пройдя через ролики 14 штоков 13, соединяются с пневмоцилиндрами 12. На штропах 7 к траверсе 4 подвешен автоматический элеватор 6. Особенностью конструкции компенсатора, в отличие от компенсаторов, не применяемых в комплексе механизмов АСП, является то, что рама 1 и траверса 4 имеют V-образные выемки 8, 10 со скосами 2, 3. Наличие выемок обеспечивает производство СПО механизмами АСП, выполняющими совмещение СПО с операциями свинчивания и развинчивания в условиях качки ППБУ, в сочетании с компенсатором вертикальных перемещений буровой колонны в такой последовательности. По окончании отработки долота на забое перед подъемом бурового инструмента траверсу жестко соединяют с рамой 1 компенсатора и фиксируют ее в раме. Буровая колонна 5 поднимается на длину свечи и садится на клинья ротора типа ПКР. После этого талевый блок с подвижным компенсатором перемещаются вниз по буровой свече с С-образными выемками в раме 1 и траверсе 4. При этом верхний конец буровой колонны 5 входит в подвижный центратор 11. Одновременно при перемещении талевого блока и компенсатора вниз буровым ключом буровую свечу отвинчивают от колонны 5.

Затем механизмом подъема и расстановки свечей осуществляют приподъем буровой свечи из муфты замка буровой колонны. Свеча механизмом захвата захватывается, вынимается через V-образные выемки, а затем механизмом расстановки свечей переносится и устанавливается на подсвечник и в магазины. Затем поднимают колонну на длину свечи, и операции повторяют.

Буровую колонну спускают в обратном порядке.

Особое внимание уделяют расположению механизмов связи – надежным устройствам, установленным на БС или ППБУ, которые подвергаются действию волн, течения и ветра.

Недостатки размещения ПУО на дне моря – сложность управления, эксплуатации и ремонта.

Многолетний опыт бурения с плавучих буровых средств определил в основном две типовые конструкции скважин с подводным устьем.

В первой конструкции (для глубин скважин примерно 5000–6500 м) применяют фундаментальную колонну (направление) диаметром 762 мм, кондуктор – 508 мм, первую промежуточную колонну – 340 мм, вторую промежуточную колонну – 178 мм.

Диаметр эксплуатационной колонны обеспечивает спуск и установку двухколонных НКТ для одновременно – раздельной эксплуатации пластов.

Благодаря такому сочетанию диаметров с большими зазорами между колоннами обеспечивается надежное крепление скважин.

Вторую конструкцию преимущественно применяют в условиях бурения на меньшие глубины при более простой конструкции скважин. В этой конструкции используют фундаментальную колонну диаметром 762 мм, кондуктор – 406 мм, промежуточную колонну – 273 мм, эксплуатационную колонну – 178 мм.

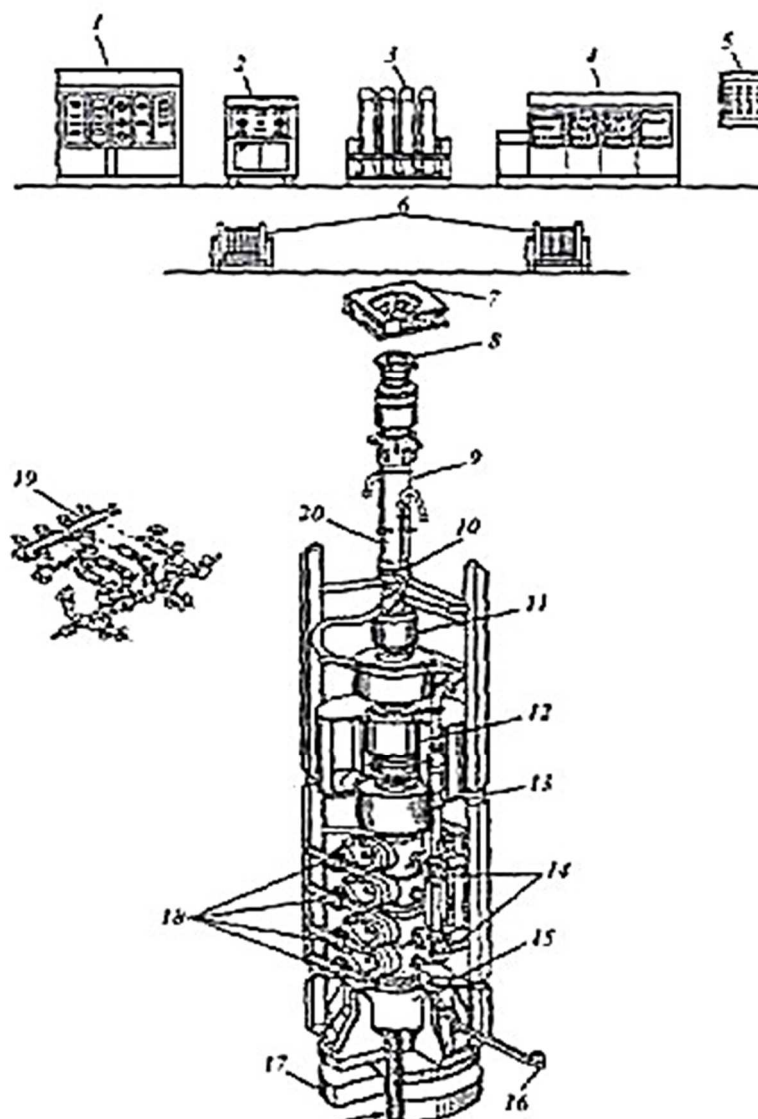


Рисунок 2 – Общий вид подводного устьевоего оборудования для разведочного бурения:
 1 – пульт бурильщика; 2 – пульт управления штуцерным манифольдом; 3 – аккумуляторная установка;
 4 – гидравлическая силовая установка; 5 – дистанционный пульт управления; 6 – шланговые барабаны;
 7 – гидравлический спайдер; 8 – верхнее соединения морского стояка; 9 – телескопический компенсатор;
 10 – соединение; 11 – угловой компенсатор; 12 – нижний узел морского стояка; 13 – направляющие;
 14 – подводные задвижки; 15 – цанговая муфта; 16 – опорная плита; 17 – акустический датчик;
 18 – плашечные превенторы; 19 – штуцерный манифольд; 20 – морской стояк.

В практике буровых работ на море с БС и ППБУ применяют одно- или двух-блочную конструкцию ПУО.

Некоторые одноблочные конструкции преимущественно используют на больших глубинах вод, в несложных двух- и трехколонных конструкциях скважин и на небольших глубинах бурения.

Двухблочные конструкции применяют преимущественно на небольших глубинах вод, в сложных четырех- и пятиколонных конструкциях скважин и на больших глубинах бурения.

Преимущества одноблочной конструкции ПУО – сокращение времени на установку и монтаж комплекса, так установленный одноблочный комплекс ПУО используется в течение всего времени бурения скважины.

Особенность конструкции – наличие эластомерного элемента, состоящего из сферических, стальных пластин и эластической набивки. Элемент может выдерживать большие сжимающие нагрузки и срезающие усилия. Компенсатор может отклоняться в любом направлении вокруг центра вращения при изгибе морского стояка.

Морской стояк является одним из важнейших и ответственных узлов общего комплекса ПУО.

В процессе буровых работ морской стояк эксплуатируется в сложных условиях. Практикой работ установлено, что такие условия эксплуатации приводят к повреждению его отдельных узлов. Причинами повреждений морского стояка могут быть длительный период воздействия на узлы суровых морских условий, использование буровых растворов большей плотности, нарушение рекомендации, недостаточное натяжение нижней секции морского стояка и слабый контроль за изменением угла поворота шарового соединения при отклонения стояка от вертикали, использование недостаточно надежных узлов соединений, не соответствующих условиям работы в данном районе, а также недостаточный опыт работы при эксплуатации стояков и отсутствие соответствующей теоретической базы для их расчета.

Для предотвращения влияния вертикальных колебаний на процесс бурения в состав комплекса включается компенсатор бурильной колонны, установленный на талевом блоке буровой вышки. Компенсатор, благодаря гидропневматическому устройству, позволяет проводить бурение с любой заданной нагрузкой на долото при колебаниях платформы до 6,0 м.

Элементы устьевого оборудования собираются последовательно в ходе процесса бурения скважины.

После установки плавучей буровой платформы в заданном районе производится установка фундамента, и с этого момента начинается бурение подводной скважины. Первой спускается временная фундаментная пласта с закрепленными на ней 4 направляющими канатами.

Канаты натягиваются на плавучей платформе специальными натяжителями с постоянным усилием, независимым от вертикальных колебаний, и служат для направления к устью оборудования.

Бурится скважины с промывкой водой, после чего с помощью канатов в пробуренный шурф опускается колонна направления $\Phi 762$ мм (30"), выполняющая также функции фундамента. Колонна опускается вместе с постоянным направляющим основанием, которое устанавливается на фундаментную плиту.

Колонна цементируется через бурильные трубы, с помощью которых проводится спуск основания.

Так создается прочный фундамент, воспринимающий в дальнейшем вес от оборудования и обсадных колонн.

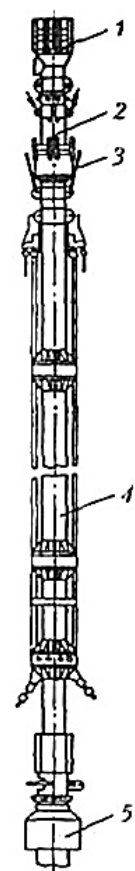


Рисунок 3 – Морской стояк

- 1 – верхняя секция с отклонителем потока и шаровым компенсатором;
- 2 – телескопический компенсатор;
- 3 – натяжные канаты;
- 4 – промежуточная секция;
- 5 – нижняя секция с шаровым и гидравлическим соединителем

Для последующего бурения к устью опускается блок превенторов и морской стояк, которые в комплексе обеспечивают возможность бурения скважины с промывкой буровым раствором в безопасности проведения работ.

В мировой практике существуют два метода бурения:

Первый – обеспечивающий безопасную работу на больших глубинах бурения, – с двумя комплектами устьевого оборудования, и второй – с одним комплектом.

Второй метод позволяет получить экономию времени и средств, т.к. в бурении используется один комплект оборудования, установленный один раз до конца проводки скважины. Однако дополнительные работы по расширению скважины и значительные потери раствора делают этот метод менее приемлемым, поэтому метод с двумя комплектами оборудования получил наибольшее распространение.

В практике бурения на Каспийском море используются следующие основные комплекты устьевого оборудования:

Бурение под колонну кондуктора 20" (Ф508 мм) и под промежуточную колонну 13 3/8" (Ф340 мм) проводится через блок превенторов 20 3/4" ($D_v = 527$ мм) на рабочее давление $P_{\text{раб}} = 210$ кг/см² и систему морского стояка $D_H = 610$ мм (24").

Бурение следующих интервалов под колонны: техническую – 9 5/8" (245 мм) и эксплуатационную 7" (178 мм), проводится после замены устьевого оборудования на другой размер, имеющий большее рабочее давление, т.е. блок превенторов 13 5/8" ($D = 346$ мм) на рабочее давление $P_{\text{раб}} = 350$ или 700 кг/см² и систему морского стояка $D_H = 406$ мм (16").

Бурение под колонну кондуктора обычно проводится с открытым устьем, но иногда, для сохранения бурового раствора и для большей безопасности устанавливается блок превенторов 20 3/4" с системой морского стояка 24" или же один морской стояк для возможности возврата бурового раствора. В этом случае скважину приходится расширять. После бурения скважины и демонтажа стояка в устье спускают обсадную колонну, корпус которой устанавливают на головку колонны 30" и автоматически закрепляют на ней. Продолжается бурение скважины под промежуточную колонну 13 3/8" через первый комплект устьевого оборудования с промывкой раствором.

Блок превенторов при спуске цементируется направляющим основанием и соединяется с корпусом устья при помощи соединительной муфты.

Управление всеми узлами блока производится дистанционно, с плавучей платформы, при помощи системы управления. Гидравлическое рабочее давление и управляющие команды поступают в управляющие приводные клапаны на блоке превенторов. Для повышения надежности системы управления используется второй, дублирующий многоканальный шланг (рис. 2).

В современных установках для подводного бурения используется преимущественно гидравлическая система управления, которая надежно работает на глубине до 300 м. При больших глубинах применяется электрогидравлическая или акустическая системы управления, обеспечивающие минимальное время передачи и исполнения команд. Управляющие клапаны, установленные в соединителе-коллекторе, распределяют гидравлическое давление в рабочие органы превенторов и задвижек по командам, поступающим по шлангу.

Морской стояк может спускаться к устью после спуска превенторов или совместно с ними. Во втором случае значительно сокращается время сборки.

Для компенсации изгиба стояка, вызванного смещением платформы, на его нижнем конце устанавливается шарнирное соединение. Оно обычно находится в составе соединительной сборки. С целью сохранения прочности и противодействия изгибу под действием волн, стояк натягивается на платформе с помощью гидравлических натяжителей с усилием, достигающим до 160 т.

Натяжные устройства обладают способностью компенсировать вертикальные перемещения при сохранении постоянного усилия натяжения.

После бурения скважины спускается колонна 13 3/8" с корпусом устьевого головки через блок превенторов в морской стояк. Корпус устанавливается на головку ранее спущенного кондуктора и автоматически закрепляется с помощью пружинных стопоров. На этом обычно заканчивается первый этап бурения.

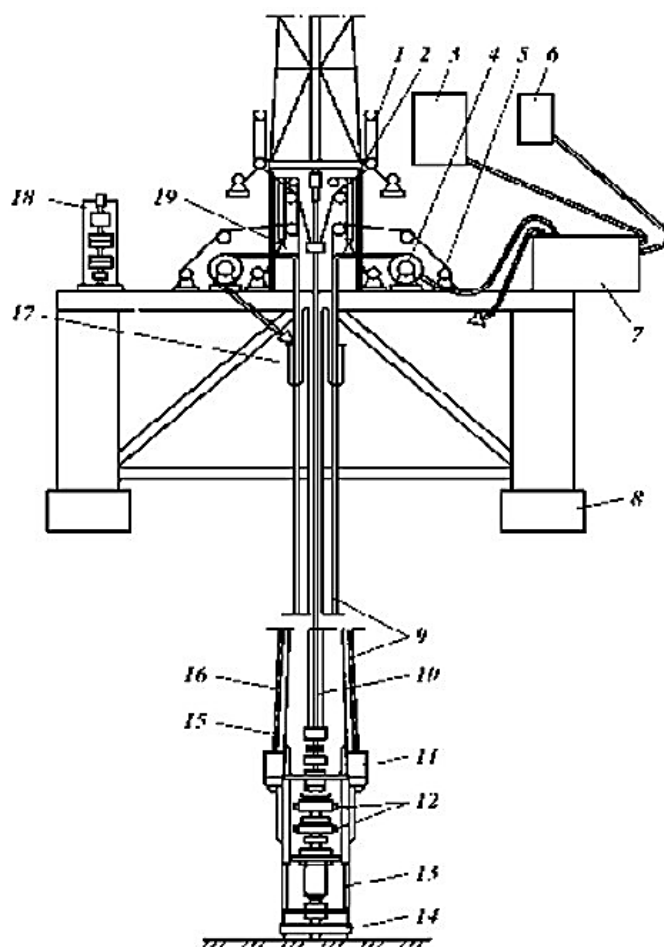


Рисунок 4 – Принципиальная схема расположения двухблочного подводного устьевого комплекса на ППБУ:

натяжные устройства 1 с направляющими роликами 2, поддерживающие водоотделяющий стояк в постоянно натянутом состоянии и компенсирующие перемещения ППБУ относительно стояка, соединенного нижним концом с противовыбросовым оборудованием ОП; лебедки 4 с приводом для намотки и хранения многоканальных шлангов дистанционного управления ОП; лебедки 5 для подъема и спуска многоканальных шлангов 9 и коллекторов 11 дистанционного гидравлического управления; главная электрическая панель бурильщика 3 для управления ПУО и мини-панель 6, гидравлическая силовая установка 7 с гидронасосами и пневмогидравлическими аккумуляторами; манифольд регулирования дросселирования и глушения скважины 17; блок противовыбросового оборудования 12; компенсатор вертикальных перемещений бурильной колонны, подвешенный на вышке; натяжные устройства 19.

Стыковка звеньев стояка обеспечивается благодаря соединительным узлам. Перед спуском комплекта устьевого оборудования, многоканальный шланг управления пересоединяют с одного блока превентора на другой. Перед спуском долота в корпус устьевой головки опускают защитную втулку, которую после бурения извлекают.

Эта операция повторяется для всех колонн, колонны опускают и цементируют через бурильные трубы, при этом подвесные головки их устанавливаются на корпусе устья одна над другой. На рисунке 3 показана подвеска обсадных колонн.

Подвесная головка эксплуатационной колонны имеет обычно такую конструкцию, которая позволяет в последующем спускать и закреплять в устье подвеску с подъемными трубами. После бурения и опробывания на продуктивность скважины на устье может быть установлено оборудование для подводной эксплуатации. Для этого устьевое оборудование демонтируется, скважина временно закупоривается, а устье герметизируется. Постоянное направляющее основание и канаты после бурения не демонтируются и используются для монтажа фонтанной арматуры.

В практике бурения на море действует постоянные силы на ППБУ, действие которой происходит лишь в одном направлении. Такой силой бывают ветры, течение или постоянная составляющая давления морских волн [5, 6].

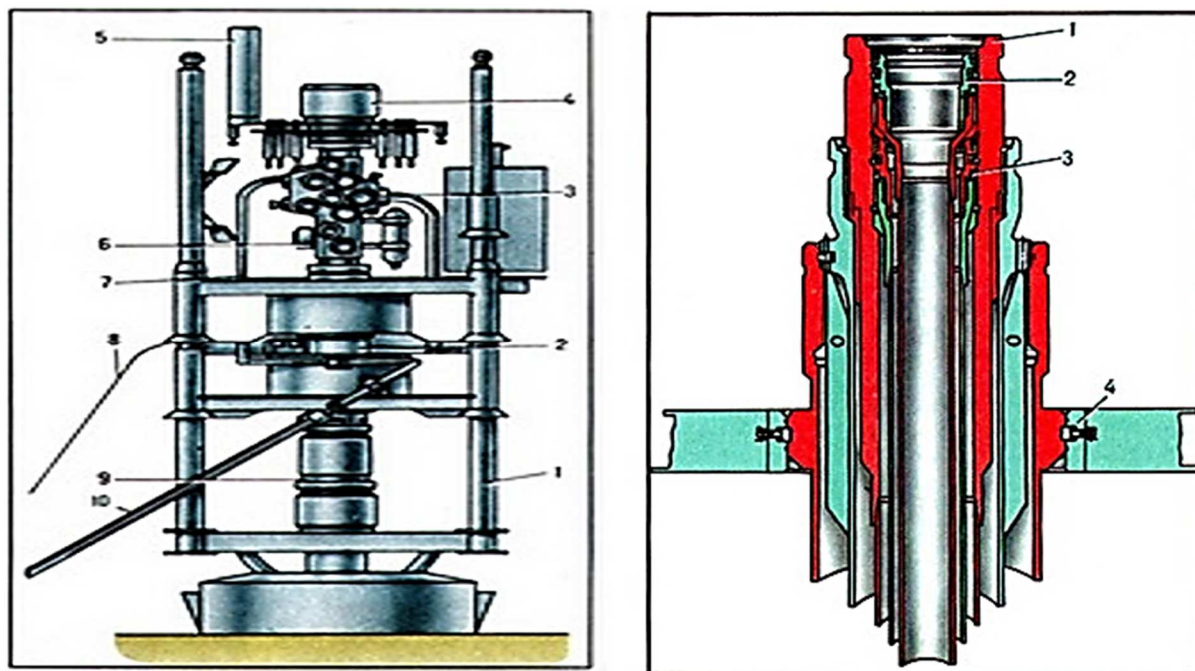


Рисунок 5 – Обвязка устья подводной скважины:

1 – корпус колонны кондуктора, 2 – корпус промежуточной колонны,
 3 – подвесная головка технической колонны, 4 – головка колонны направления,
 5 – подвесная головка эксплуатационной колонны, 6 – уплотнительный узел, 7 – спусковой инструмент

Если ППБУ получит какое-то горизонтальное перемещение под действием внешней силы, то ППБУ вместе с якорным цепом займет новое положение (рис. 6).



Рисунок 6

В этом случае новый параметр a_2 и ордината y определяется из формул:

$$a_2 = \frac{H_0 + Q}{q}; y = a_2 + y_1.$$

Величина горизонтальной проекции провиса цепи x_2 во втором положении определяется из:

$$\operatorname{ch} \frac{x_2}{a_2} = 1 + \frac{y_1}{a_2}.$$

Горизонтальное перемещение установки:

$$\delta = (x_2 - x_1) - (s_2 - s_1).$$

Вышеприведенные зависимости для определения перемещения δ по заданной силе нами рекомендуется свести к решению системы уравнений:

$$\begin{cases} ch \frac{x_2}{a_2} = 1 + \frac{y_1}{a_2} \\ \delta = (x_2 - x_1) - (s_2 - s_1) \end{cases}$$

Заключение. В случае учтены лишь цепи наветренной сторона якорной системы. Для учета влияния цепей подветренной сторона в том случае, когда это влияние существенно, особенно на глубине дна моря. Так как бурение на ППБУ должны вести строго натянутой якорей.

Литература

1. Hübətov N.H. Dəniz neft mədəh hidritexniki qurğuların təmiri və istismarı / N.H. Hübətov, V.Ə. Babayev. – Bakı : Elm, 1990.
2. Бородавкин П.П. Морские нефтегазовые сооружения : учебник для вузов. – Ч. 1. Конструирование. – М. : ООО «НедраБизнесцентр», 2006. – 237 с.
3. Морские нефтегазовые точечные причалы / Г.В. Грудницкий, С.В. Грудницкий, С.И. Егоров, Р. Мамутов. – М., 2011. – 368 с.
4. Правила классификации, постройки и оборудования плавучих буровых установок (ПБУ) и морских стационарных платформ (МСП). – СПб. : Российский морской регистр судоходства, 2012.
5. Давыдов И.Н. Определение усилий в швартовых бриделях от динамического действия ветра и волн. Судостроение. – 1982. – № 4.
6. Чекмарев А.И. Влияние постоянной силы в нелинейных системах. – Вып. 2 / А.И. Чекмарев // Инженерный сборник, АН СССР. – 1978. – Т. IV.

References

1. Hübətov N.H. Dəniz neft mədəh hidritexniki qurğuların təmiri və istismarı / N.H. Hübətov, V.Ə. Babayev. – Bakı : Elm, 1990.
2. Borodavkin P.P. Offshore oil and gas structures : textbook for universities. – Part 1. Construction. – M. : NedraBusiness Center LLC, 2006. – 237 p.
3. Marine oil and gas point berths / G.V. Grudnitsky, S.V. Grudnitsky, S.I. Egorov, R. Mamutov. – M., 2011. – 368 p.
4. Rules for the classification, construction and equipment of floating drilling rigs (MODUs) and offshore fixed platforms (FOPs). – SPb. : Russian Maritime Register of Shipping, 2012.
5. Davydov I.N. Determination of forces in mooring bridles from the dynamic action of wind and waves. Shipbuilding. – 1982. – № 4.
6. Chekmarev A.I. The influence of constant force in nonlinear systems. – Iss. 2 / A.I. Chekmarev // Engineering collection, USSR Academy of Sciences. – 1978. – Vol. IV.