

Лекция №15-18.

Тема: Подводное устьевое оборудование морских скважин

Цель: Изучить назначение и типы устьевого оборудования морских скважин и технику и технологию монтажа подводного устьевого оборудования

ПЛАН

1. Назначение и типы устьевого оборудования морских скважин. Особые требования.
2. Техника и технология монтажа подводного устьевого оборудования.
3. Подводное устьевое оборудование без направляющих канатов.
4. Системы дистанционного управления и контроля подводного устьевого оборудования.



Глоссарий

Колонная головка - оборудование, предназначенное для соединения верхних концов обсадных колонн (кондуктора, технических и обсадных труб), герметизации межтрубных пространств и служит опорой для фонтанной арматуры.

Трубная головка - оборудование, предназначенное для обвязки одного или двух рядов фонтанных труб, герметизации межтрубного пространства между эксплуатационной колонной и фонтанными трубами, а также для проведения технологических операций при освоении, эксплуатации и ремонте скважины.

Фонтанная елка - оборудование, предназначенное для управления потоком продукции скважины и регулирования его параметров, а также для установки манометров, термометров и приспособлений, служащих для спуска и подъема глубинных приборов.

Манифольд — система труб и отводов с задвижками или кранами — служит для соединения фонтанной арматуры с трубопроводом, по которому продукция скважины поступает на групповую замерную установку (ГЗУ).

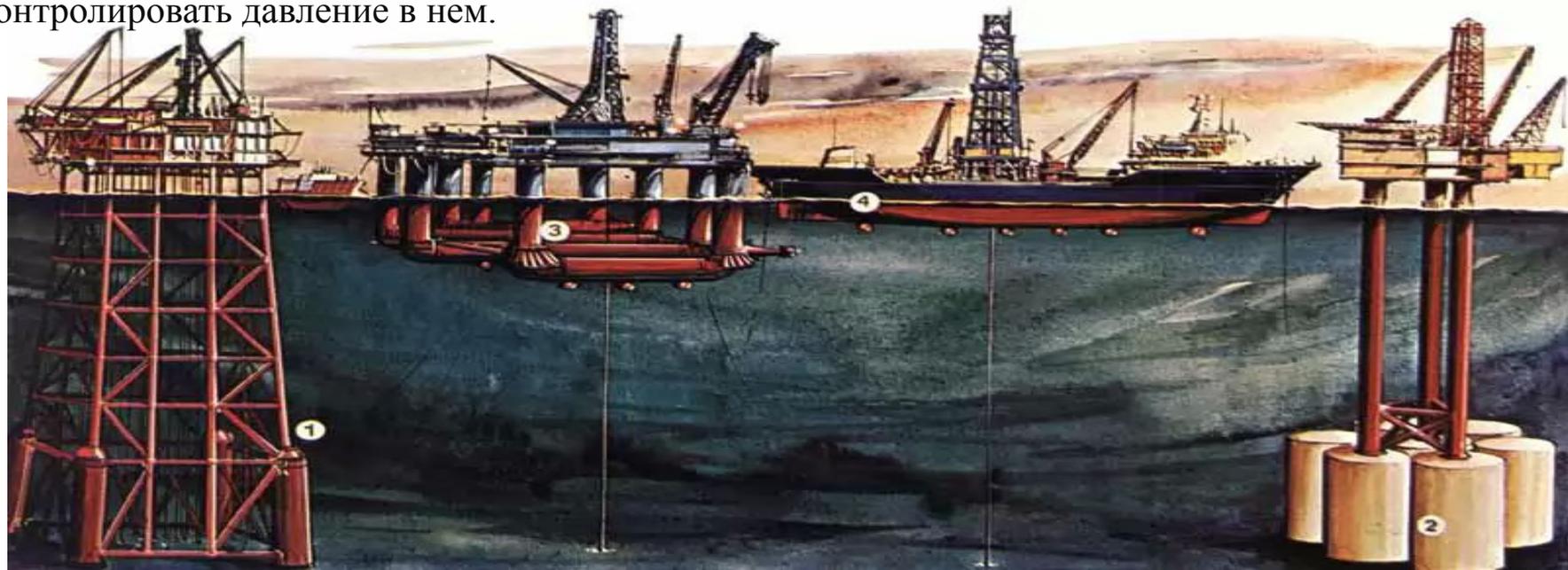
Канатная техника - комплекс оборудования и инструментов, необходимых для ремонтных работ в скважине, спускаемых в НКТ на проволоке, канате или тросе.

В первые годы для освоения и разработки морских нефтяных и газоконденсатных месторождений Каспийского моря применяли устьевое оборудование (колонные головки, фонтанная арматура), обсадные и насоснокомпрессорные трубы, которые по прочностным характеристикам не могли гарантировать нормальную и продолжительную эксплуатацию скважин.

Глубины залегания продуктивных горизонтов колеблются в пределах от 4000 до 6200 м, пластовые давления составляют 50—75 МПа и превышают гидростатические на 15—20 %. конденсато-содержание достигает 150—300 см³/м³, сера в продукции скважин отсутствует, имеются следы механических примесей. Начальные дебиты скважин достигают 300 т/сут нефти и более 1 млн. газа.

В условиях моря к оборудованию для обвязки устья предъявляются более высокие требования в отношении герметичности, прочности и коррозионности. Помимо этого оборудование должно быть рассчитано на высокое давление.

После цементирования, по истечении регламентированного срока затвердевания тампонажного раствора обсадную колонну на устье соединяют с предыдущей и герметизируют межколонное пространство таким образом, чтобы в любой последующий момент можно было контролировать давление в нем.



Обсадные колонны обвязывают при помощи колонных головок разных конструкций. Наиболее универсальны клиновые головки, состоящие из корпуса 7, навинчиваемого на верхний конец предыдущей обсадной колонны; пьедестала 1, который устанавливается на фланец корпуса и крепится к последнему болтами; клиньев 9, при помощи которых подвешивают внутреннюю колонну (т. е. первую промежуточную колонну на головке кондуктора, вторую промежуточную колонну на головке первой и т. д.); уплотнительных устройств для обеспечения герметичности всех соединений. В теле корпуса и пьедестала имеются боковые отверстия, закрытые пробками 8. После обвязки двух колонн в одно из таких отверстий ввинчивают кран высокого давления для контроля при помощи манометра за давлением в межколонном пространстве. При необходимости через этот кран отводят газ на факел. При обвязке колонн, перекрывающих газоносные либо нефтеносные пласты с повышенным коэффициентом аномальности, целесообразно в одно отверстие вставить и приварить к корпусу (или пьедесталу) патрубок с краном высокого давления, через который при необходимости можно было бы закачать в заколонное пространство промывочную жидкость для устранения газопроявлений.

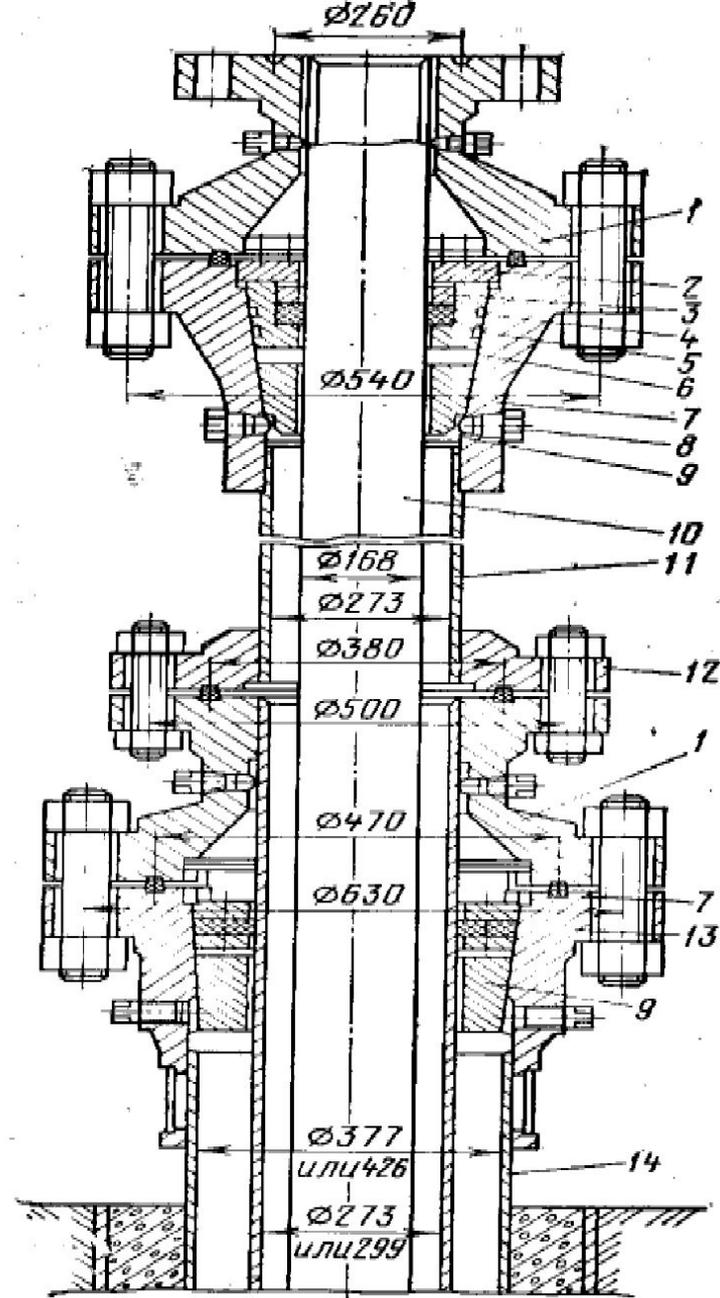


Схема обвязки обсадных колонн на устье при помощи клиновой колонной головки.

Оборудование обвязки обсадных КОЛОНН

Типа ОКМ с муфтовой
подвеской

Оборудование ОКМ обеспечивает крепление эксплуатационной колонны на резьбе муфтовой подвески, ОКК предназначено для подвески двух и более обсадных колонн кондуктора (на резьбе или на сварке), технических и эксплуатационной, а также для герметизации и разобщения межколонных пространств с помощью упругих уплотнителей.

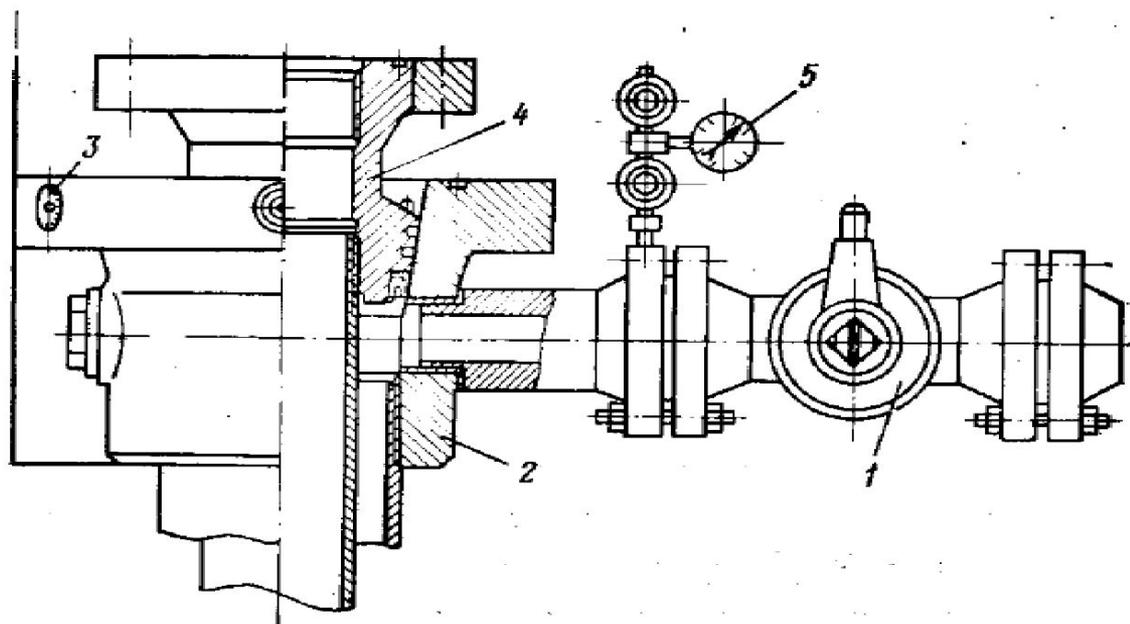
Типа ОКК с клиньевой
подвеской обсадных труб

Оборудование ОКК состоит из отдельных сборочных единиц — колонных головок. Предусмотрены три способа присоединения нижней колонны головки (ГНК) к верхнему концу обсадной колонны — кондуктору (три исполнения ГНК): при помощи внутренней резьбы на корпусе головки; при помощи наружной резьбы и на сварке.

Оборудование обвязки обсадных колонн ОКМ1 рассчитано на рабочее давление 14 МПа. Оборудование состоит из корпуса 4, муфтовой подвески 2, стопорных винтов 3, пробкового крана 1 и манометра 5. Обвязка эксплуатационной колонны осуществляется с помощью муфтовой подвески.

Оборудование состоит из нижней, промежуточных средней и верхней колонных головок. Обвязка обсадных колонн осуществляется с помощью клиньевых подвесок и пакеров. Клиньевая подвеска состоит из трех клиньев, которые в сборе устанавливаются в конической расточке крестовины.

Для проведения технологических операций каждая из колонных головок оснащена манифольдами. Для контроля давления в затрубном пространстве предусмотрен вентиль с манометром.



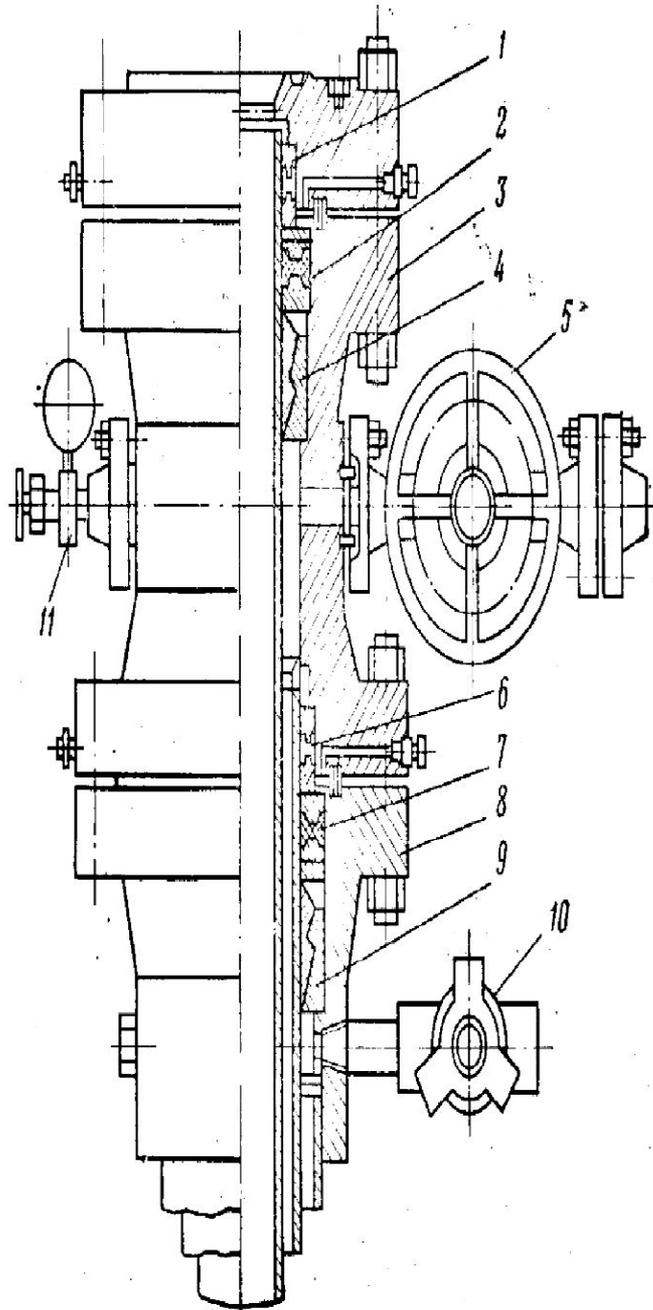
Оборудование обвязки обсадных колонн типа ОКМ1 на рабочее давление на 14 МПа.



Оборудование ОКК на рабочее давление 70 МПа состоит из нижней и промежуточной колонны головок. Обвязка обсадных колонн осуществляется с помощью клиньевых подвесок и пакетов.

Клиньевая подвеска состоит из четырех клиньев и корпуса. Клинья в сборе с корпусом устанавливаются в цилиндрической расточке крестовины. Арматура для фонтанных нефтяных и газовых скважин

Для освоения и пуска в эксплуатацию высоконапорных фонтанных скважин месторождений Каспийского моря используют выпускаемую отечественными заводами фонтанную арматуру, предназначенную для герметизации устья, контроля и регулирования режима эксплуатации скважин, а также для проведения некоторых технологических операций.



Оборудование обвязки обсадных колонн типа ОКК на рабочее давление 70 МПа.

Фонтанная арматура позволяет:

- проводить работы по освоению и пуску в эксплуатацию фонтанной или компрессорной (эргазлифтной) скважины;
- закачивать в скважину сжатый газ (воздух), жидкость и их смеси;
- направлять продукцию скважины в нефтегазопровод, на нефтесборные пункты, на групповые установки, в комбайны и коллекторы;
- регулировать отбор продукции из скважины; замерять забойное, устьевое, кольцевое и затрубное давления; проводить различные исследовательские работы и геолого-технические мероприятия (по очистке подъемных труб от парафина, солей и т. д.);
- глушить скважину прокачкой воды или бурового раствора либо закрыть ее на определенное время.

Фонтанная арматура состоит из - трубной головки, фонтанной елки, запорных устройств с ручным, дистанционным и автоматическим управлением и регулирующих устройств.



На месторождениях Каспийского моря для герметичного перекрытия ствола фонтанных нефтяных и газовых скважин в аварийных ситуациях и при разгерметизации их устья применяют комплексы управляемых клапанов-отсекателей.

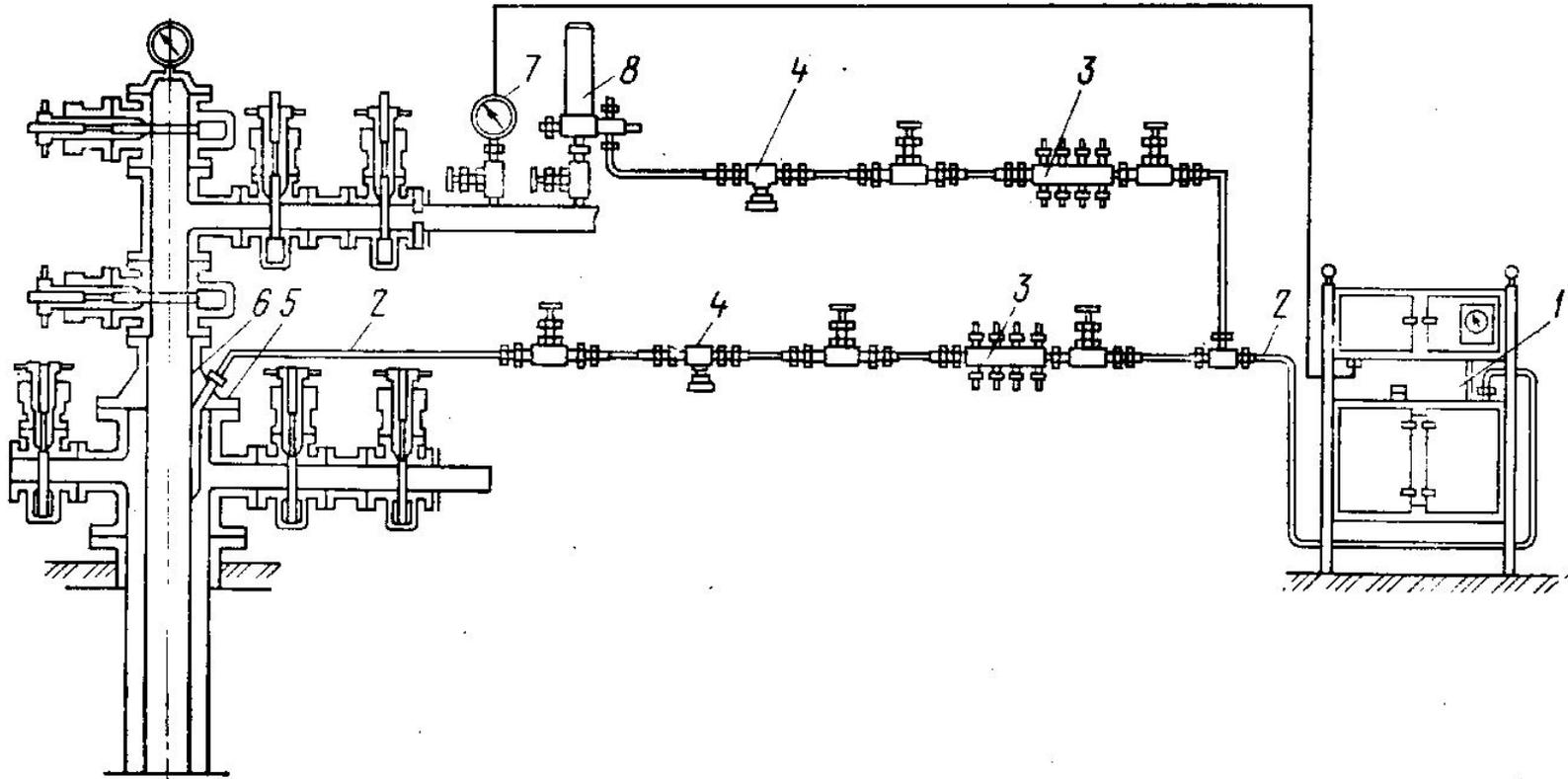
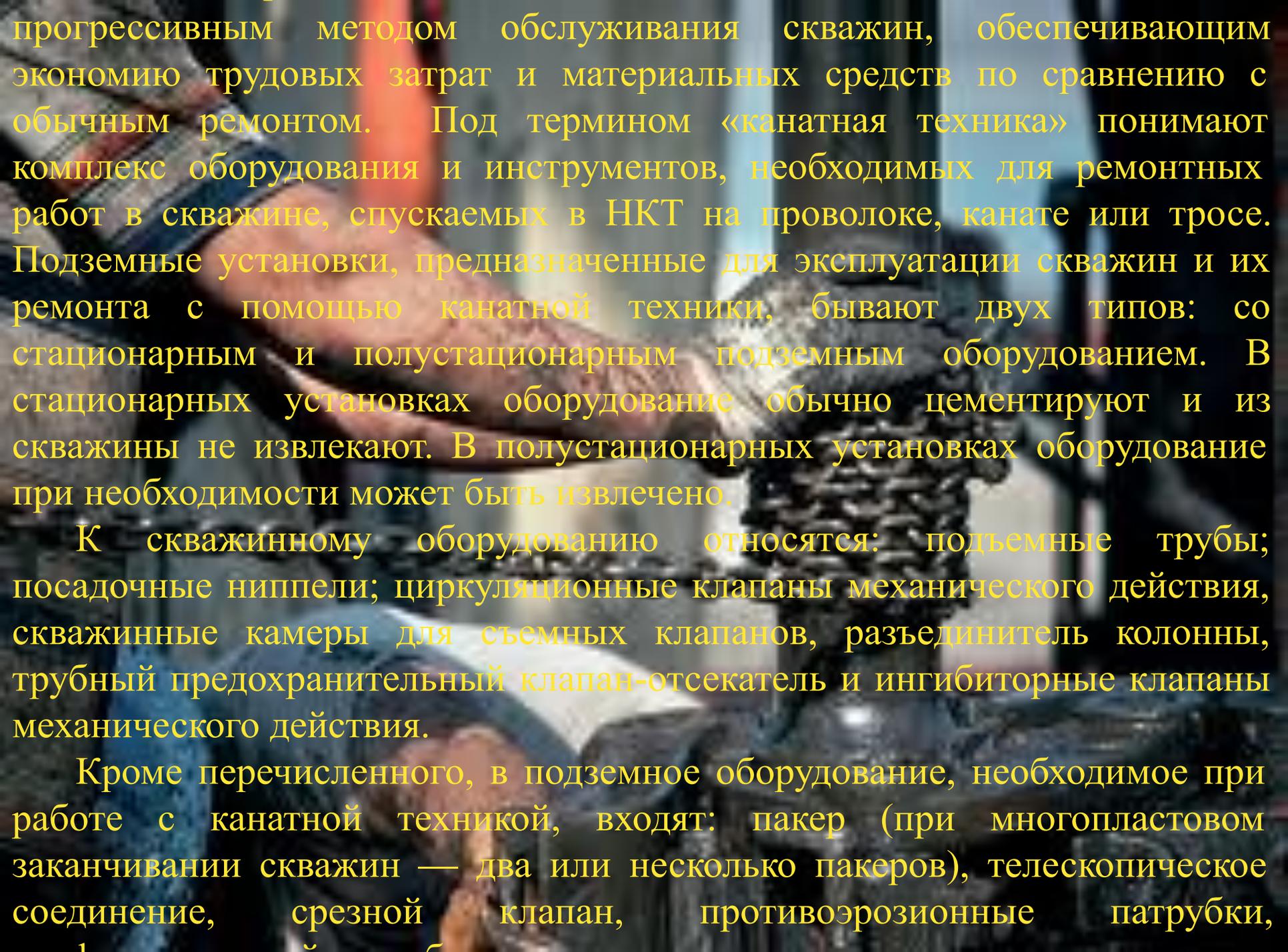


Схема компоновки оборудования комплекса КУСА-89-350-Э (комплекс управления скважинными отсекателями):

1-станция управления; 2- трубка управления; 3-распределитель; 4- температурный предохранитель; 5-уплотнительное устройство; 6-подвесной патрубков; 7- электроконтактный манометр; 8-направляющий распределитель.





прогрессивным методом обслуживания скважин, обеспечивающим экономию трудовых затрат и материальных средств по сравнению с обычным ремонтом. Под термином «канатная техника» понимают комплекс оборудования и инструментов, необходимых для ремонтных работ в скважине, спускаемых в НКТ на проволоке, канате или тросе. Подземные установки, предназначенные для эксплуатации скважин и их ремонта с помощью канатной техники, бывают двух типов: со стационарным и полустационарным подземным оборудованием. В стационарных установках оборудование обычно цементируют и из скважины не извлекают. В полустационарных установках оборудование при необходимости может быть извлечено.

К скважинному оборудованию относятся: подъемные трубы; посадочные ниппели; циркуляционные клапаны механического действия, скважинные камеры для съемных клапанов, разъединитель колонны, трубный предохранительный клапан-отсекатель и ингибиторные клапаны механического действия.

Кроме перечисленного, в подземное оборудование, необходимое при работе с канатной техникой, входят: пакер (при многопластовом заканчивании скважин — два или несколько пакеров), телескопическое соединение, срезной клапан, противоэрозионные патрубки,

Основным звеном в системе подземного скважинного оборудования, обеспечивающим возможность применения канатной техники, являются НКТ. Они служат для установки и фиксации на внутренней их поверхности или между стыками резьбовых соединений, специальных замковых устройств.

В данном случае НКТ служат не только подъемником для выноса продукции скважины, но являются также связующим звеном между всеми спущенными в скважину узлами оборудования, необходимого для работ с помощью инструмента, спускаемого на проволоке или тросе.

В соответствии с расчетным диаметром (внутренним и наружным) НКТ, их длиной, массой, прочностью и типом резьбовых соединений проектируется весь комплекс оборудования, спускаемого в скважину, и затем определяется номинальный размер канатных инструментов.

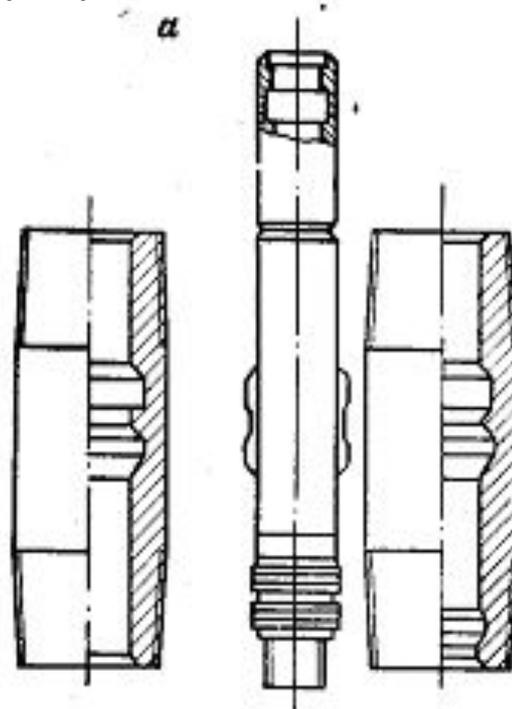
Рассмотрим назначение и устройство оборудования, спускаемого в скважину на НКТ и обеспечивающего ее освоение и ремонт с помощью канатной техники. Посадочные ниппели делают непроходными и проходными, они могут быть с боковыми отверстиями, полированные и опорные, а также для дистанционно-управляемых клапанов-отсекателей. Для предотвращения разъедания посадочных ниппелей в процессе длительной эксплуатации в коррозионной и эрозионной средах их изготавливают из термообработанной легированной стали.

На колонне НКТ можно устанавливать любое число проходных посадочных nipples одного определенного типоразмера, не уменьшая ступенчато-проходной диаметр подъемника (как это имеет место при использовании непроходных посадочных nipples и соответствующих замков), и производить избирательную установку спускаемых на проволоке устройств в любом из них, применяя инструмент одного типоразмера.

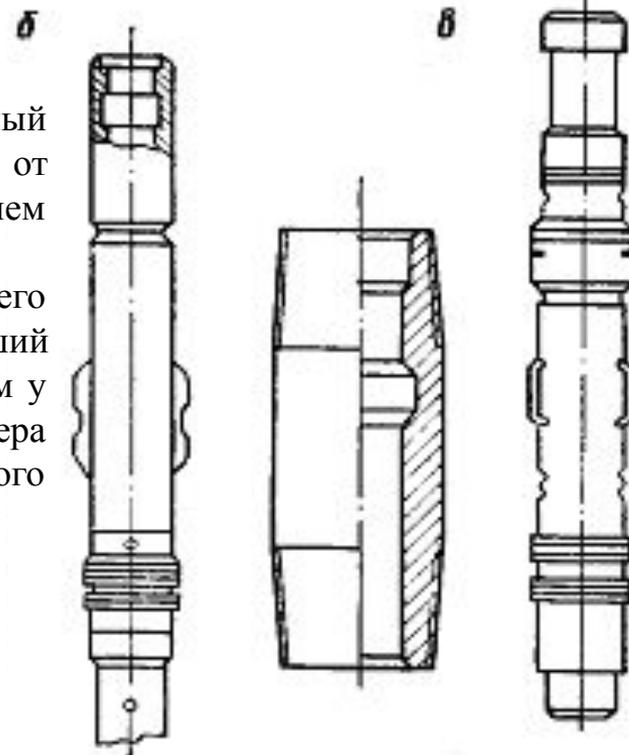
Проходные посадочные nipples без установленных в них замковых устройств сохраняют максимальное проходное сечение для данного размера труб, не ограничивая их пропускную способность.

Непроходной посадочный nipple представляет собой патрубок с резьбой НКТ, имеющий внутри непронускающий запечик, кольцевую проточку и полированную поверхность. Его обычно устанавливают у башмака подъемных труб на несколько метров ниже пакера.

При освоении скважины непроходной посадочный nipple используют для установки глухих пробок, обратных клапанов с целью опрессовки колонны НКТ, посадки гидравлических пакеров, изоляции нижнего пласта (или пакера), а также при обработке верхнего пласта.



Проходной посадочный nipple отличается от непроходного отсутствием непронускающего запечика, вследствие чего он имеет больший проходной диаметр, чем у такого же размера непроходного посадочного nipples.



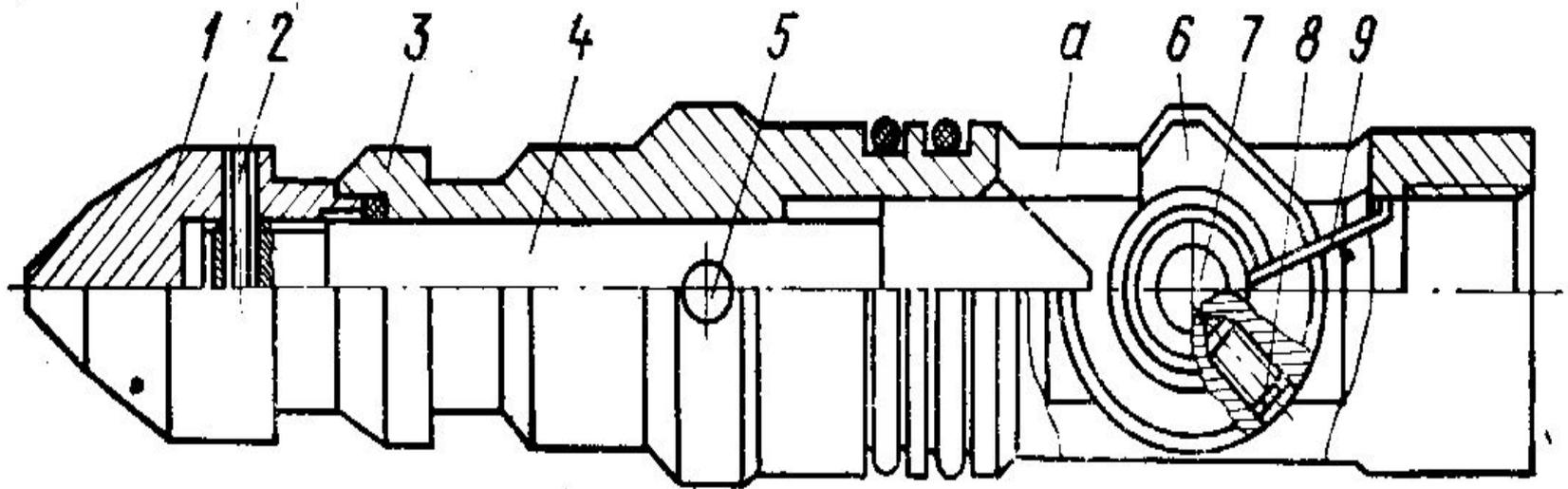
Трубный предохранительный клапан-отсекатель предназначен для автоматического принудительного закрытия скважины при повреждениях выкидных линий или фонтанной арматуры. Клапан спускают на НКТ и управляют им с поверхности.

Ингибиторный клапан предназначен для перепуска ингибиторов коррозии из затрубного пространства в трубы и герметичного перекрытия потока с целью предотвращения перетока жидкости в обратном направлении. Ингибиторные клапаны открываются при перемещении внутренней втулки инструментом, спускаемым на проволоке.

Перфорированный патрубок применяют для предохранения попадания из пласта и с забоя скважины в подъемные трубы кусков породы, цемента и т. д., которые могут препятствовать работам с канатным инструментом.

Кулачковый фиксатор ФК-38 предназначен для фиксации в кармане скважинной камеры газлифтного или ингибиторного клапанов диаметром 38 мм, а также циркуляционной и глухой пробки того же размера.

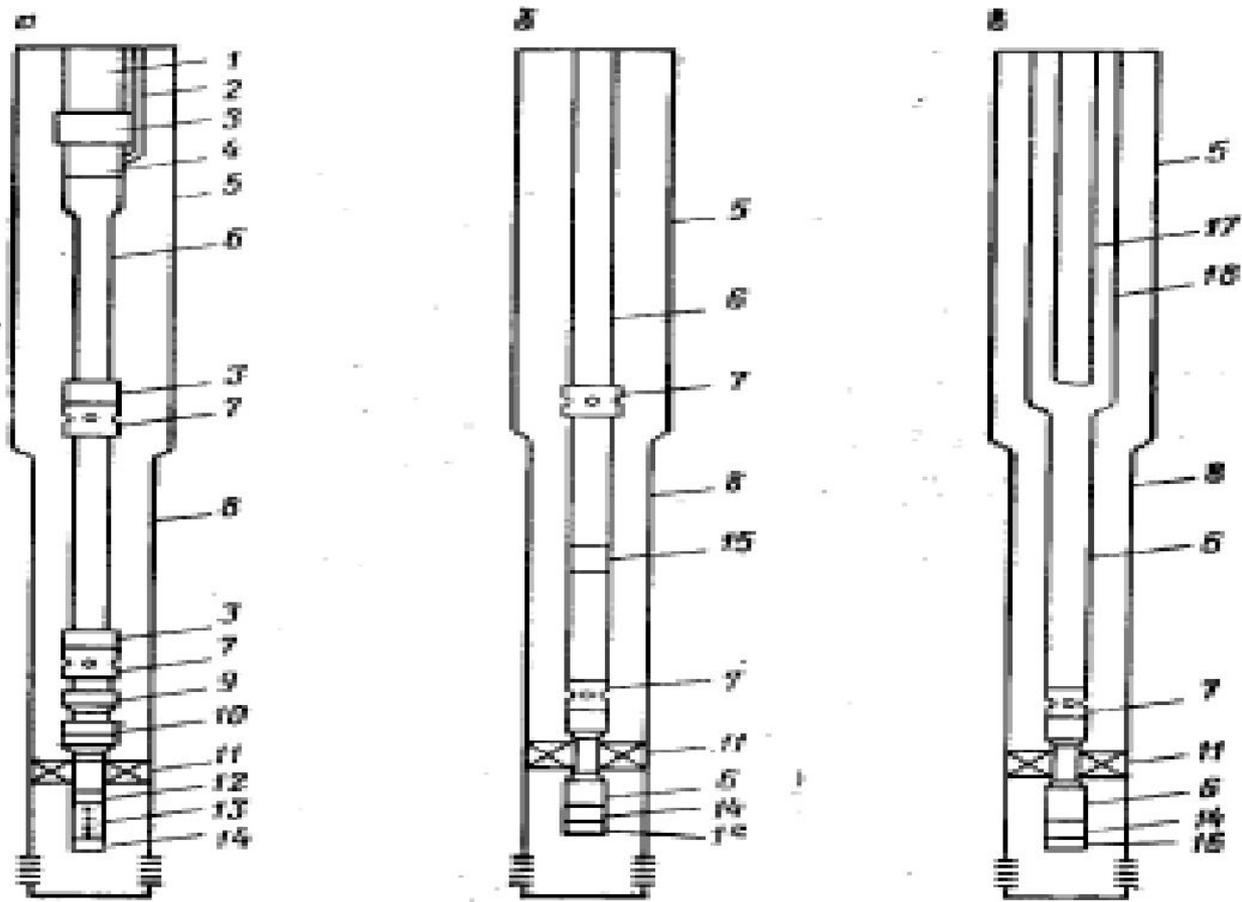




Кулачковый фиксатор ФК-38

Кулачковый фиксатор ФК-38 состоит из съемной головки 1, разрезной втулки 2, посадочной головки 3, штока отключения 4, штифта 5, кулачка 6, оси 7, установочного винта 8 и пружины 9.





Схемы компоновки подземного оборудования при фонтанном способе добычи:

1 — 89-мм НКТ; 2 — управляющая трубка; 3 — противозерозионный патрубок; 4 — осадочный ниппель для дистанционно управляемого клапана-отсекателя; 5 — 168-мм эксплуатационная колонна; 6 — 73-мм НКТ; 7 — скользящая гильза; 8 — 140-мм эксплуатационная колонна; 9 — телескопическое соединение; 10 — разъединитель колонн; 11 — пакер; 12 — проходной посадочный ниппель; 13 — перфорированный патрубок; 14 — непроходной посадочный ниппель; 15 — посадочный ниппель для клапана-отсекателя, управляемого потоком; 16 — срезной клапан; 17 — 73-мм НКТ второго ряда; 18 — 114-мм НКТ

Из представленных схем наиболее рациональной является схема (а) с дистанционно управляемым предохранительным клапаном-отсекателем. При компоновке оборудования по этой схеме с помощью инструмента в скважине можно устанавливать и снимать обратный клапан, глухую пробку, различные скважинные приборы (манометры, термометры и т. д.), открывать и закрывать циркуляционные клапаны механического действия для продувки и глушения скважины; устанавливать и снимать дистанционно управляемый предохранительный клапан-отсекатель, когда скважина оборудована отсекающим клапаном, спускаемым на проволоке, и в аварийных ситуациях механически открывать дистанционно управляемый клапан-отсекатель, спускаемый на НКТ; очищать подъемные трубы от парафина и песчаной пробки.

Далее показана схема компоновки подземного оборудования с забойным предохранительным клапаном-отсекателем (б), срабатывающим при превышении установленного дебита скважины.

Ряд сверхглубоких скважин, расположенных на отдельных морских основаниях, в которых по каким-либо причинам не устанавливался предохранительный клапан-отсекатель, был оборудован по схеме (в). При работе по этой схеме можно осваивать и глушить скважины в аварийных ситуациях без использования канатной техники (когда современная переброска ее на стационарную платформу задерживается из-за штормовой погоды).

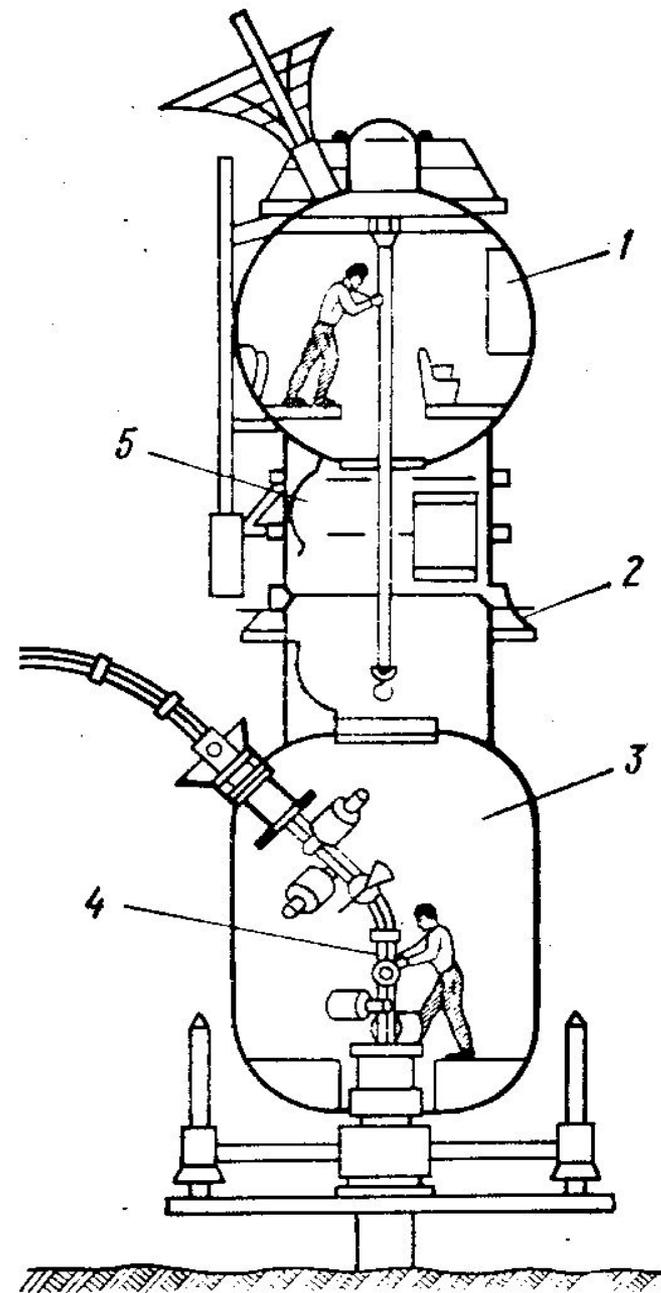


Основным преимуществом метода разработки морских нефтяных месторождений с подводным расположением устьев скважины является возможность ввода нефтяного месторождения в эксплуатацию очередями, что на практике ведет к ускоренному получению первой нефти. Пробурить с бурового судна несколько скважин, оборудовать их устья соответствующей подводной арматурой и ввести в эксплуатацию можно значительно быстрее, чем устанавливать дорогостоящую стационарную платформу, бурить с нее наклонно-направленные скважины, и лишь после этого ввести месторождение в эксплуатацию. Кроме того, метод разработки месторождения с подводным расположением устьев скважин дает возможность выявить некоторые геолого-физические характеристики месторождения и эксплуатационные параметры на более ранней стадии разработки.

Вследствие сравнительно низких капитальных затрат метод может быть применен для разработки месторождений с небольшими запасами нефти, эксплуатация которых с обычных стационарных платформ является нерентабельной.

Преимуществом системы с подводным расположением устья является также защищенность всего оборудования, установленного на дне, от внешних погодных условий.

При «сухом заканчивании» подводных скважин используют применяемую на суше скважинную головку 4, заключенную в погружную стальную камеру 3, где поддерживается атмосферное давление. При эксплуатации скважины камера заполнена азотом; при работах по обслуживанию или ремонту устьевого оборудования в нее через шланг подают воздух от спущенной с надводного судна капсулы 1, в которой находится бригада из трех-четырех человек. Капсулу устанавливают на соединительной юбке 2 камеры и сообщают с последней через открытый люк 5. Такая система применяется также для соединения напорных трубопроводов отдельных скважин с центральным подводным пунктом сбора нефти. При этом все необходимые операции проводят без участия водолазов.



Система «сухого» заканчивания