

The background features a composite image of an offshore oil and gas facility. On the left, a wellhead structure is visible with a large, white, curved pipe extending from it. In the center and right, an offshore oil rig stands on the ocean surface, characterized by its complex steel lattice structure and various towers. The overall scene is set against a blue sky and sea, with a semi-transparent white wave-like graphic overlaid across the middle.

***ФОНТАННАЯ
ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН***

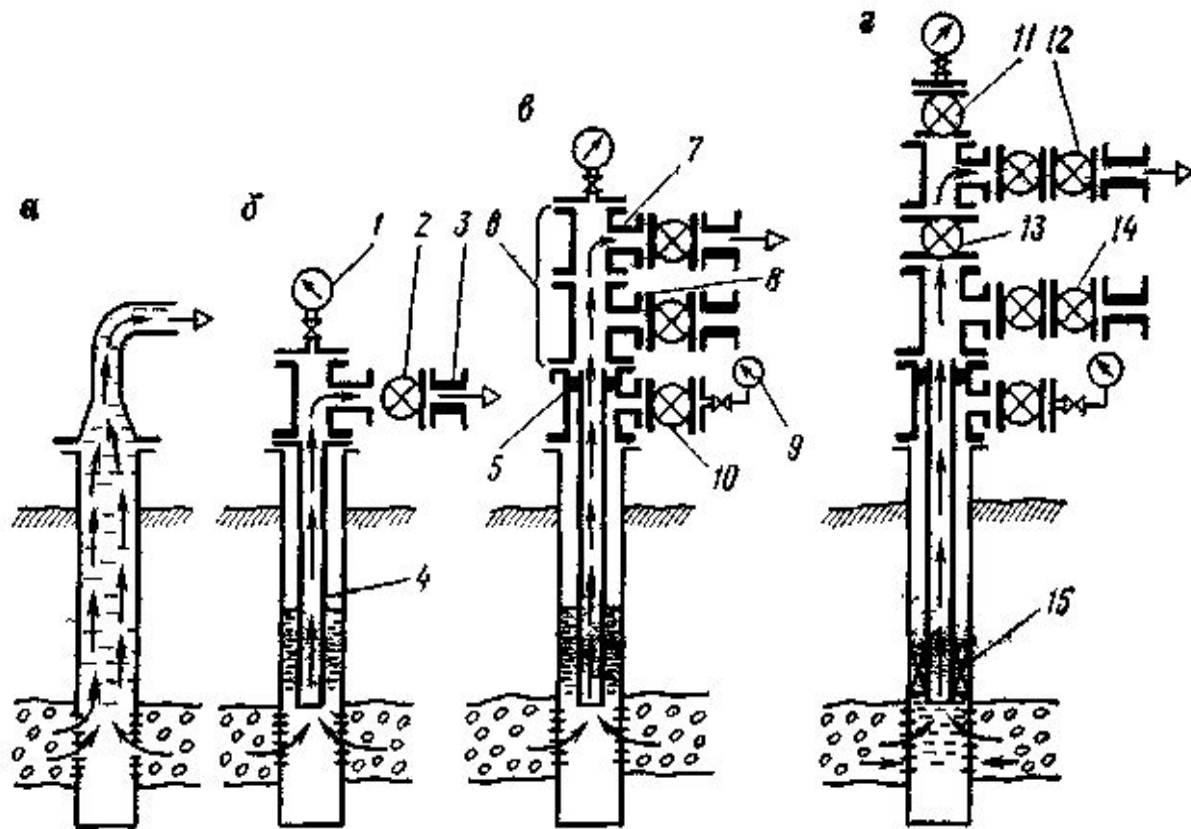
Существуют три основных способа добычи нефти – фонтанный, газлифтный и насосный с применением соответствующих видов оборудования. В нашей стране примерно **90%** скважин эксплуатируются насосными установками, **10 %** фонтанным способом.

На эффективность применения того или иного способа эксплуатации и соответствующего оборудования влияет большое число факторов: глубина скважины, дебит, диаметр колонн, геометрические особенности ствола, климатические условия, навыки персонала, общий технический уровень и организация производства.

Фонтанный способ эксплуатации

Данный способ позволяет добывать из скважины наибольшее количество нефти при наименьших удельных затратах. Важнейшей задачей является обеспечение возможности более длительного фонтанирования скважины, что связано с рациональным использованием энергии пласта путем обеспечения высокого КПД работы фонтанного подъемника.

Этапы совершенствования оборудования для фонтанной добычи



1 — манометр «буферный», 2 — задвижка; 3 — штуцер-дроссель; 4 — фонтанный подъемник, 5 — трубная головка фонтанной арматуры; 6 — елка фонтанной арматуры; 7, 8 — тройник; 9 — манометр, 10, 11 — задвижка; 12, 14 — задвижки дублеры, 13 — задвижка стволовая; 15 — пакер

В прошлом фонтанирование осуществлялось по эксплуатационной колонне ствола скважины. При этом КПД подъемника был низким, расход пластового газа высоким, что привело к сокращению фонтанного периода. Процесс фонтанирования был неконтролируемым и неуправляемым.

На следующем этапе развития оборудования для фонтанной добычи в скважине стали использовать колонну фонтанных труб. Для управления фонтанированием скважины начали применять сменные штуцеры, дроссели, позволяющие изменением отверстия регулировать противодавление на пласт и в следствии этого на дебит жидкости. Для контроля режима работы скважины, стали применять манометр, устанавливаемый на буфере скважины.

Для замены штуцера или выкидной линии перекрывали скважину, что привело к ее остановке. Для обеспечения непрерывности работы начали применять фонтанную арматуру, состоящую из трубной головки фонтанной арматуры и елки, обеспечивающей возможность резервирования выкидных линий.

Для дальнейшего улучшения работы начали использовать двухрядные подшипники из НКТ, а для сокращения расхода газа затрубное пространство скважины стали герметизировать пакером. В результате к настоящему времени оборудование для эксплуатации скважины фонтанным способом состоит из четырех основных частей: колонны труб, оборудования низа колонны, оборудования устья, т.е. фонтанной арматуры и обвязки устьевого оборудования – *манифольда*.

Газлифтный способ эксплуатации

Принцип работы *газлифтного скважинного подъемника* аналогичен фонтанному. Однако, для подъема жидкости недостающую энергию флюиду добавляют путем подачи в скважину сжатого газа.

При газлифте комплекс оборудования для эксплуатации сложнее чем при фонтанной эксплуатации и состоит из компрессорной станции, газораспределительной и газосборной сети, системы подготовки газа и газлифтного оборудования скважин.

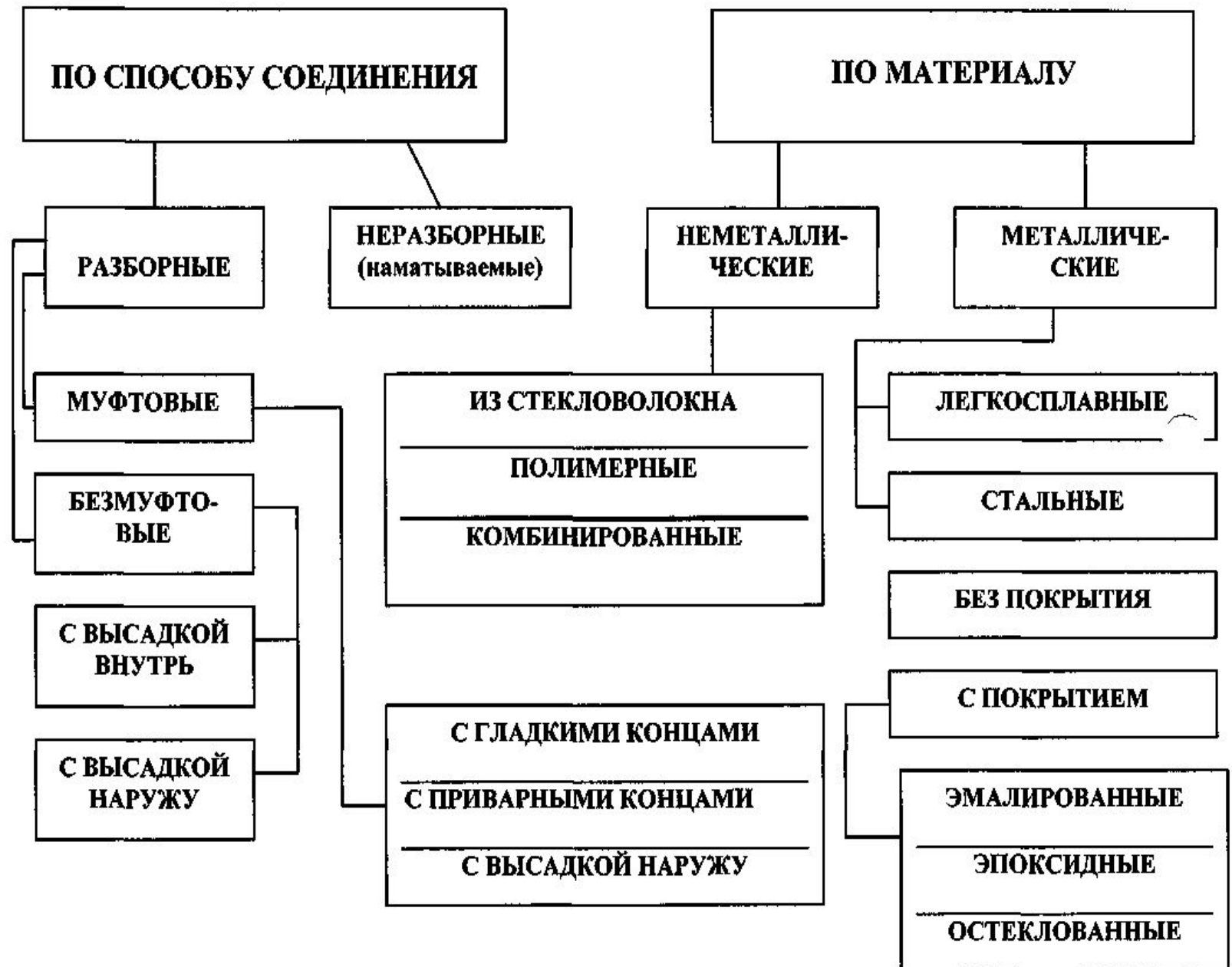
Преимуществом газлифтного способа эксплуатации является в несколько раз больший, чем при других способах, межремонтный период работы внутрискважинного оборудования. Использование этого способа целесообразно на месторождениях с большим дебитами скважин, большим газовым фактором, высокой пластовой энергией, низкой обводненностью.

Насосно-компрессорные трубы для фонтанного и газлифтного подъемников

Для фонтанного и газлифтного подъемников используются насосно-компрессорные трубы. Они характеризуются небольшим диаметром, высокой прочностью. Насосно-компрессорные трубы отличаются материалом, группами прочности, герметичностью, противокоррозийной стойкостью, быстротой стыковки, сопротивлением парафина и солей.



НКТ



Наибольшее применение получили цельнокатаные неравнопрочные НКТ с муфтовыми резьбовыми соединениями.

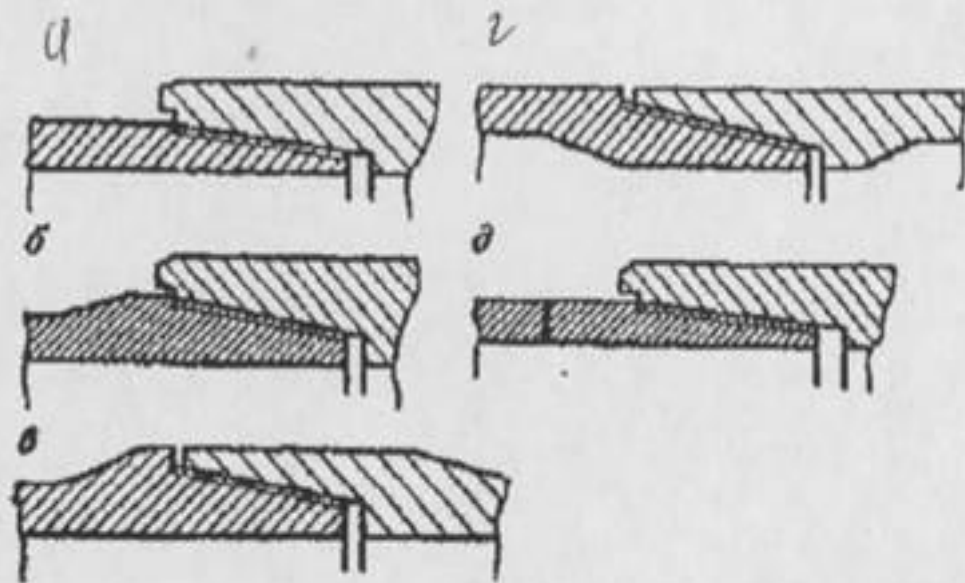


Рис. 4. Схемы типов соединений стальных насосно-компрессорных труб: а — неравнопрочное муфтовое; б — равнопрочное муфтовое с высадкой наружу; в — равнопрочное безмуфтовое с высадкой наружу; г — равнопрочное безмуфтовое с высадкой внутрь; д — равнопрочное муфтовое с приварными резьбовыми концами

Подъемные колонны в глубоких скважинах и при тяжелых условиях работы собираются из равнопрочных НКТ. Все сечение таких труб, включая и резьбовые, имеют примерно равную площадь, а следовательно и одинаковую несущую способность.

Применение равнопрочных НКТ позволяет на 25% сократить расход металла на колонну НКТ по сравнению с неравнопрочными и значительно увеличить max глубины их спуска. Нашими учеными предложена конструкция НКТ с приварными концами с резьбой, но изготовленных из стали большой прочности, что и обеспечивает равнопрочность колонны НКТ.

НКТ изготавливают из углеродистых сталей с пределом текучести =380 МПа. Применяются НКТ из сплавов на алюминиевой основе =300 МПа, =430 МПа.

В последнее время для изготовления НКТ используются полимерные материалы и стекловолокно. Это вызвано их стойкостью по отношению к агрессивным средам H_2S и CO_2 и малым весом. Недостатком является отсутствие возможности обеспечения равнопрочности тела трубы и её стыка.

Принципиально новый вид труб - непрерывные НКТ, изготавливаемые в виде полого стержня, длина которого равна длине всей колонны труб. При монтаже трубы наматываются на барабан.

Это упрощает конструкцию колонны, уменьшает металлоемкость, облегчает и ускоряет спуско-подъемные операции.

Недостаток – сложность выполнения **ЛОВИЛЬНЫХ** работ, сложность сварочных работ при стыковке колонны. Изготовление НКТ регламентируется соответствующими стандартами.

Ряд номинальных наружных диаметров НКТ: 48; 60; 73; 89; 102; 114 мм;

Внутренний диаметр: 40; 50; 59; 62; 76; 88,8; 100,3 мм.

Для уменьшения интенсивности отложений парафина, солей, смол и защиты труб от коррозии применяются различные покрытия НКТ – стеклоэмали, эпоксидные смолы, лаки. Наносятся они на внутренние поверхности труб по специальным технологиям. Эксплуатация таких труб сложнее, что является их недостатком.

Насосно-компрессорные трубы в фонтанных скважинах в зависимости от схемы подъемника подвергаются или растягивающей или сжимающей нагрузкам.

При подвеске колонны НКТ к трубной головке фонтанной арматуры и при незафиксированном низе труб колонна работает на растягивание и max напряжение возникает в верхнем сечении колонны. Усилие, растягивающее колонну НКТ:

$$Q = l q k,$$

где q – вес 1 м труб с муфтами; k – коэффициент учитывающий влияние кривизны скважины; l – длина колонны труб.

Прочность колонны равнопрочных НКТ проверяется определением напряжений от растягивающей силы Q в сечении по телу трубы и сравнении полученной величины напряжения с допустимой

При использовании неравнопрочных труб прочность колонны проверяется по опасному резьбовому соединению. Рассчитывают сдвигающую нагрузку, т.е. усилие при котором резьбовое соединение разрушается

$$P_{СТР} = \frac{\pi D_{CP} \times b \times \sigma_2}{1 + \frac{D_{CP}}{2l} \times ctg(\alpha + \varphi)}$$

D_{CP} – средний диаметр тела трубы по основной плоскости; b – толщина тела трубы по резьбовой части в основной плоскости; предел текучести материала трубы; l – длина резьбы; угол профиля резьбы; угол трения ($8^{\circ} 10^{\circ}$)

Условия прочности изогнутой части колонны НКТ выражаются:

$$P_{1СЖ} \times \left(\frac{1}{F_0} + \frac{r}{2W_0} \right) \leq \frac{\sigma_T}{n_1}$$

где $P_{1СЖ}$ – осевое усилие на изогнутой части колонны труб;

F_0 – площадь поперечного сечения труб;

W_0 – осевой момент сопротивления площади сечения труб;

- предел текучести материала труб;

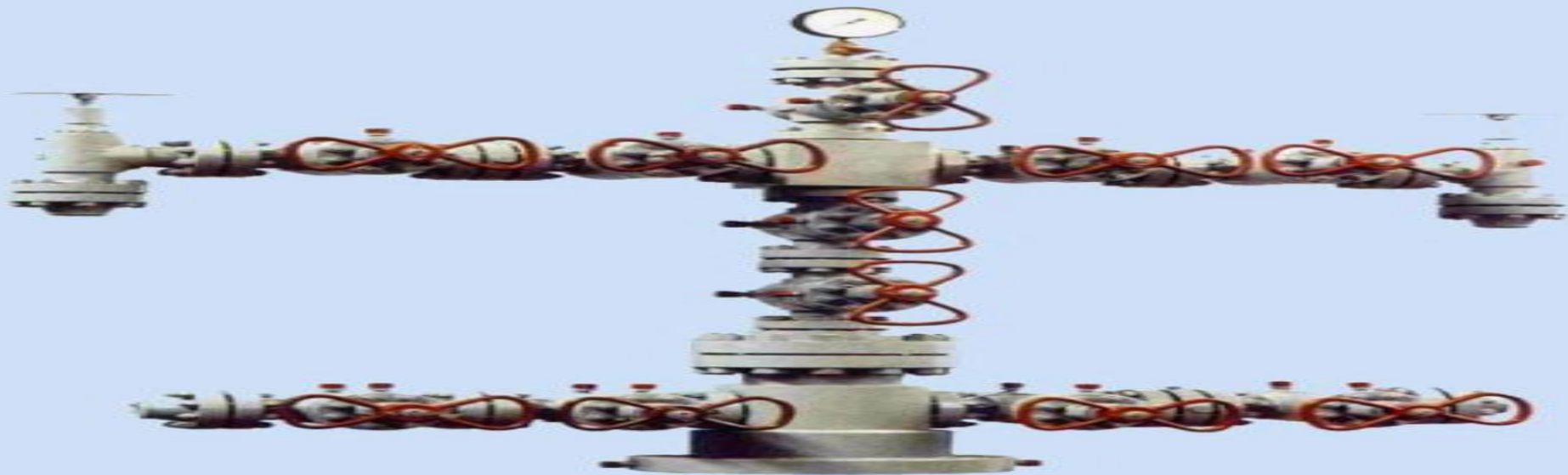
n_1 – 1,5 (запас прочности);

r – зазор между НКТ и эксплуатационной колонной.

Фонтанная арматура

Фонтанная арматура выполняет несколько функций:

- ✓ Удержание на весу колонны НКТ;
- ✓ Герметизация затрубных пространств и их взаимная изоляция;
- ✓ Обеспечение возможности регулирования режима работы скважины в заданных пределах, непрерывности её работы;
- ✓ Исследование скважины путем измерения параметров её работы как внутри скважины, так и на поверхности



Манифольд

Фонтанная арматура скважины соединяется с промышленными коммуникациями сбора пластовой жидкости с помощью **манифольдов**, которые представляют собой сочетание трубопроводов и запорных устройств. Они состоят из нескольких задвижек, крестовиков, тройников и служат для подключения к скважине различных агрегатов. Они служат для подачи в скважину ингибитора, глушителя и продувки скважин и других технологических операций.

