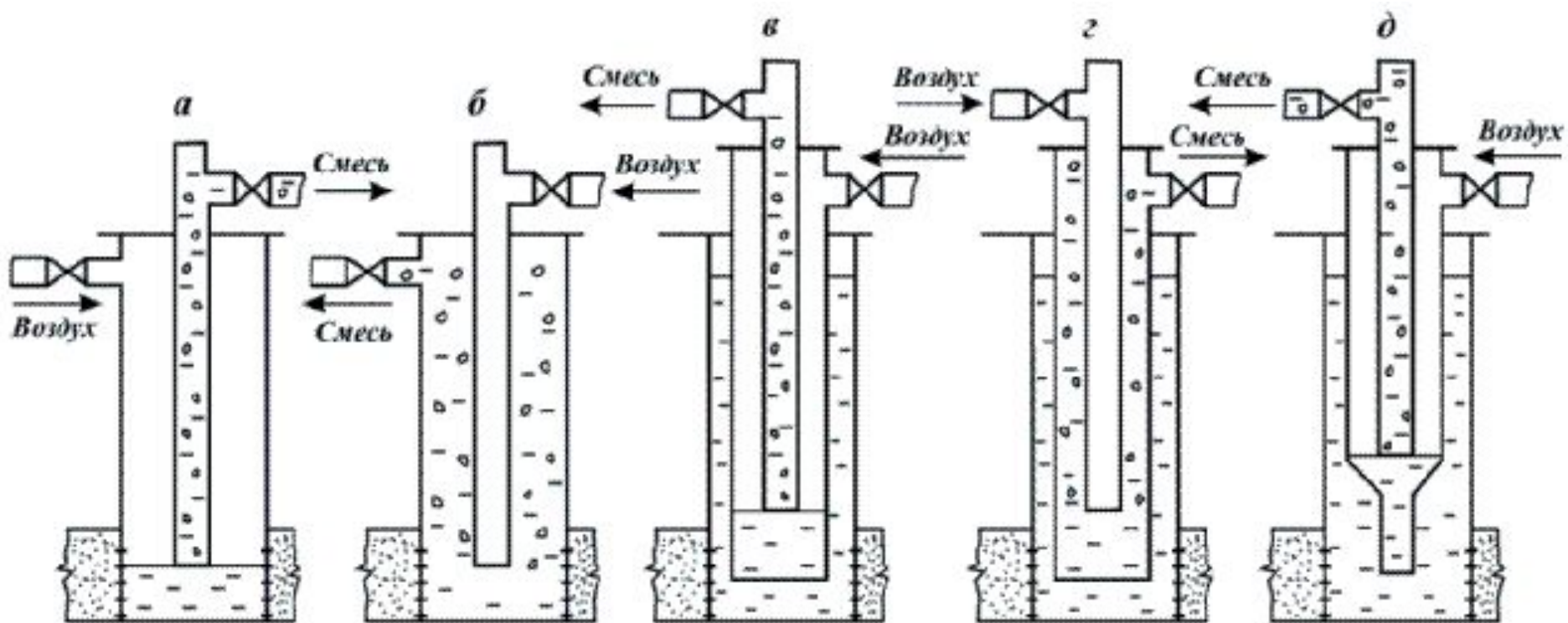


Газлифтный способ добычи нефти

- После прекращения фонтанирования из-за нехватки пластовой энергии переходят на механизированный способ эксплуатации скважин, при котором вводят дополнительную энергию извне (с поверхности). Одним из таких способов, при котором вводят энергию в виде сжатого газа, является газлифт.

- Газлифт (эрлифт) — система, состоящая из эксплуатационной (обсадной) колонны труб и опущенных в нее НКТ, в которой подъем жидкости осуществляется с помощью сжатого газа (воздуха). Иногда эту систему называют газовый (воздушный) подъемник. Способ эксплуатации скважин при этом называется газлифтным.

По схеме подачи от вида источника рабочего агента — газа (воздуха) различают компрессорный и безкомпрессорный газлифт, а по схеме действия — непрерывный и периодический газлифт



Конструкции газлифтных подъемников

- В затрубное пространство нагнетают газ высокого давления, в результате чего уровень жидкости в нем будет понижаться, а в НКТ — повышаться. Когда уровень жидкости понизится до нижнего конца НКТ, сжатый газ начнет поступать в НКТ и перемешиваться с жидкостью. В результате плотность такой газожидкостной смеси становится ниже плотности жидкости, поступающей из пласта, а уровень в НКТ будет повышаться. Чем больше будет введено газа, тем меньше будет плотность смеси и тем на большую высоту она поднимется. При непрерывной подаче газа в скважину жидкость (смесь) поднимается до устья и изливается на поверхность, а из пласта постоянно поступает в скважину новая порция жидкости.

- Дебит газлифтной скважины зависит от количества и давления нагнетаемого газа, глубины погружения НКТ в жидкость, их диаметра, вязкости жидкости и т.п.

Конструкции газлифтных подъемников определяются в зависимости от числа рядов насосно-компрессорных труб, спускаемых в скважину, и направления движения сжатого газа. По числу спускаемых рядов труб подъемники бывают одно- и двухрядными, а по направлению нагнетания газа — кольцевыми и центральными.

При однорядном подъемнике в скважину спускают один ряд НКТ. Сжатый газ нагнетается в кольцевое пространство между обсадной колонной и насосно-компрессорными трубами, а газожидкостная смесь поднимается по НКТ, или газ нагнетается по насосно-компрессорным трубам, а газожидкостная смесь поднимается по кольцевому пространству. В первом случае имеем однорядный подъемник кольцевой системы, а во втором — однорядный подъемник

центральной системы

- При двухрядном подъемнике в скважину спускают два ряда концентрически расположенных труб. Если сжатый газ направляется в кольцевое пространство между двумя колоннами НКТ, а газожидкостная смесь поднимается по внутренним подъемным трубам, то такой подъемник называется двухрядным кольцевой системы. Наружный ряд насосно-компрессорных труб обычно спускают до фильтра скважины.

При двухрядном ступенчатом подъемнике кольцевой системы в скважину спускают два ряда насосно-компрессорных труб, один из которых (наружный ряд) ступенчатый; в верхней части — трубы большего диаметра, а в нижней — меньшего диаметра. Сжатый газ нагнетают в кольцевое пространство между внутренним и наружным рядами НКТ, а газожидкостная смесь поднимается по внутреннему ряду.

Если сжатый газ подается по внутренним НКТ, а газожидкостная смесь поднимается по кольцевому пространству между двумя рядами насосно-компрессорных труб, то такой подъемник называется двухрядным центральной системы

- Недостатком кольцевой системы является возможность абразивного износа соединительных труб колонн при наличии в продукции скважины механических примесей (песок). Кроме того, возможны отложения парафина и солей в затрубном пространстве, борьба с которыми в нем затруднительна.

Преимущество двухрядного подъемника перед однорядным в том, что его работа происходит более плавно и с более интенсивным выносом песка из скважины. Недостатком двухрядного подъемника является необходимость спуска двух рядов труб, что увеличивает металлоемкость процесса добычи.

Поэтому в практике нефтедобывающих предприятий более широко распространен третий вариант кольцевой системы — полоторядный подъемник, который имеет преимущества двухрядного при меньшей его стоимости.

Использование газлифтного способа эксплуатации скважин в общем виде определяется его преимуществами.

- 1. Возможность отбора больших объемов жидкости практически при всех диаметрах эксплуатационных колонн и форсированного отбора сильнообводненных скважин.
- 2. Эксплуатация скважин с большим газовым фактором, т.е. использование энергии пластового газа.
- 3. Малое влияние профиля ствола скважины на эффективность работы газлифта, что особенно важно для наклонно-направленных скважин, т.е. для условий морских месторождений и районов освоения Севера и Сибири.
- 4. Отсутствие влияния высоких давлений и температуры продукции скважин, а также наличия в ней мехпримесей (песка) на работу скважин.
- 5. Гибкость и сравнительная простота регулирования режима работы скважин по дебиту.
- 6. Простота обслуживания и ремонта газлифтных скважин и большой межремонтный период их работы при использовании современного оборудования.
- 7. Возможность применения одновременной раздельной эксплуатации, эффективной борьбы с коррозией, отложениями солей и парафина, а также простота исследования скважин.

Указанным преимуществам могут быть
противопоставлены недостатки

- 1. Большие начальные капитальные вложения в строительство компрессорных станций
- 2. Сравнительно низкий коэффициент полезного действия (КПД) газлифтной системы.
- 3. Возможность образования стойких эмульсий в процессе подъема продукции скважин.

- Исходя из указанного выше, газлифтный (компрессорный) способ эксплуатации скважин, в первую очередь, выгодно использовать на крупных месторождениях при наличии скважин с большими дебитами и высокими забойными давлениями после периода фонтанирования.

Далее он может быть применен в наклонно направленных скважинах и скважинах с большим содержанием мехпримесей в продукции, т.е. в условиях, когда за основу рациональной эксплуатации принимается межремонтный период (МРП) работы скважин.

При наличии вблизи газовых месторождений (или скважин) с достаточными запасами и необходимым давлением используют безкомпрессорный газлифт для добычи нефти.

Эта система может быть временной мерой — до окончания строительства компрессорной станции. В данном случае система газлифта остается практически одинаковой с компрессорным газлифтом и отличается только иным источником газа высокого давления.

- Газлифтная эксплуатация может быть непрерывной или периодической. Периодический газлифт применяется на скважинах с дебитами до 40—60 т/сут или с низкими пластовыми давлениями. Высота подъема жидкости при газлифте зависит от возможного давления ввода газа и глубины погружения колонны НКТ под уровень жидкости. Техничко-экономический анализ, проведенный при выборе способа эксплуатации, может определить приоритет использования газлифта в различных регионах страны с учетом местных условий. Так, большой МРП работы газлифтных скважин, сравнительная простота ремонта и возможность автоматизации предопределили создание больших газлифтных комплексов на Самотлорском, Федоровском, Правдинском месторождениях в Западной Сибири. Это дало возможность снизить необходимые трудовые ресурсы региона и создать необходимые инфраструктуры (жилье и т.д.) для рационального их использования.