

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1. ГАЗЛИФТНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН.....	6
1.1. Насосно-компрессорные трубы	7
1.2. Виды газлифта	8
1.3. Конструкции и системы газлифтных подъёмников.....	16
1.4. Пуск газлифтной скважины в работу	18
1.4.1. Способы уменьшения пускового давления	20
1.4.2. Газлифтные клапаны.....	21
1.4.3. Классификация газлифтных клапанов по способу крепления. Канатная техника	21
1.4.4. Классификация газлифтных клапанов по конструктивному исполнению.....	24
1.4.5. Управление работой газлифтных клапанов.....	26
1.4.6. Классификация газлифтных клапанов по назначению	27
1.5. Устьевое оборудование газлифтных скважин.....	28
2. ГАЗЛИФТНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН.....	30
3. СОДЕРЖАНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ ОНГД	33
4. ГЛОССАРИЙ.....	35
5. КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ	37
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	38

ВВЕДЕНИЕ

Газлифтный и насосный способы эксплуатации скважин относятся к механизированным способам.

По мере разработки нефтяных и газовых (газоконденсатных) месторождений условия эксплуатации скважин ухудшаются: уменьшается пластовое давление, увеличивается содержание воды в нефти, скапливается жидкость на забоях газовых и газоконденсатных скважин. Это приводит к прекращению фонтанирования, и наступает период механизированной эксплуатации скважин, когда возникает необходимость вводить в скважину с поверхности дополнительную (к пластовой) энергию в каком-либо виде. При газлифтном способе эксплуатации энергия в скважину вводится в виде сжатого газа.

Сущность газлифтного способа эксплуатации заключается в подъёме продукции скважины за счёт подачи в неё необходимого количества сжатого газообразного рабочего агента.

Скважину, в которую закачивают под давлением углеводородный газ (в особых случаях – азот или углекислый газ) с целью использования энергии этого газа для подъёма продукции скважины на дневную поверхность, будем называть *газлифтной*, при закачке для этой же цели воздуха – *эрлифтной* (в последнее время воздух запрещено закачивать в скважины по условиям техники безопасности).

Опасности и недостатки применения воздуха в качестве рабочего агента:

- образование взрывчатых веществ при смешивании воздуха с попутным газом и парами бензина;
- возможность взрыва компрессоров при попадании воздуха в систему их смазки;
- интенсивная коррозия скважинного и поверхностного оборудования;
- невозможность использования добываемого попутного газа в смеси с воздухом;
- ухудшение качества нефти из-за её окисления;
- повышенные расходы энергии на сжатие воздуха;
- образование более стойких нефтяных эмульсий.

Объём применения газлифтного способа эксплуатации скважин в России сравнительно небольшой. Однако, по сравнению с насосными способами, он имеет следующие очень важные достоинства:

- возможность более простой эксплуатации высокодебитных нефтяных скважин;
- возможность более простой эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин в осложнённых условиях;

- возможность более простой эксплуатации многозабойных и горизонтальных скважин;
- простота скважинного оборудования;
- значительное улучшение работы скважин с большим газовым фактором;
- простота борьбы с осложнениями в работе скважины.

Основные недостатки газлифтного способа:

- большие удельные расходы рабочего агента;
- большие расходы на строительство компрессорных станций и газопроводов;
- увеличивается протяжённость трубопроводов в наземных коммуникациях промысла.

Необходимо предпринимать инженерно обоснованные мероприятия для более широкого применения этого способа эксплуатации скважин, поскольку, к сожалению, на промыслах ещё недостаточно учитываются преимущества газлифтного способа эксплуатации скважин.

Данные методические указания разработаны для лучшего понимания сущности газлифтного способа добычи и предназначены для студентов первого курса, обучающихся по направлению 131000 – «Нефтегазовое дело», для следующих профилей:

- «Бурение нефтяных и газовых скважин»;
- «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»;
- «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи газа, газоконденсата и подземных хранилищ»;
- «Сооружение и ремонт газонефтепроводов и газонефтехранилищ»;
- «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»;
- «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти арктического шельфа».

Материал темы **«Газлифтная эксплуатация нефтяных и газовых скважин»** рассматривается на практических занятиях дисциплины «Основы нефтегазопромыслового дела» (ОНГД).

В методических указаниях основное внимание уделено рассмотрению оборудования, применяемого при различных модификациях газлифтного способа эксплуатации скважин.

Методические указания завершаются контрольными вопросами и глоссарием. Для защиты данной практической темы достаточно знание материала методических указаний и ответов на контрольные вопросы, а также материала учебного пособия [4].

1 ГАЗЛИФТНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Впервые подъём нефти сжатым газом в России был осуществлён великим русским инженером Владимиром Григорьевичем Шуховым в 1897 г. (рисунок 1.1, а). В это время он работал в компании братьев Нобель в г. Баку.

В советское время большой вклад в развитие газлифтного способа эксплуатации нефтяных скважин и исследования движения газожидкостного потока вдоль подъёмника на поверхность внёс академик, д.т.н. Александр Петрович Крылов (рисунок 1.1, б). С 1932 по 1941 гг. А. П. Крылов провёл фундаментальные экспериментальные исследования движения смесей жидкости и газа по вертикальным трубам; защитил кандидатскую диссертацию «Теория и расчёт газлифтов», также он вывел общее и приближённое уравнения газлифта, впервые установил характер изменения давления в трубах, создал методы технических расчётов лифтов.



а



б

Рисунок 1.1 – Фотографии В. Г. Шухова (а) и А. П. Крылова (б)

На рисунке 1.2 представлена принципиальная схема газлифтного подъёмника (лифт Поле) для подъёма на некоторую высоту какой-либо жидкости. Газообразный рабочий агент по специальной колонне труб 1 подаётся в другую колонну труб 2, где смешивается, например, с нефтью, образуя газожидкостную смесь (ГЖС), которая будет подниматься на дневную поверхность. Причина подъёма скважинной жидкости на дневную поверхность следующая: получающаяся при смешивании закачиваемого газа и пластовой жидкости ГЖС будет иметь меньшую плотность, поэтому продукция скважины будет способна подниматься по трубам вплоть до дневной поверхности.

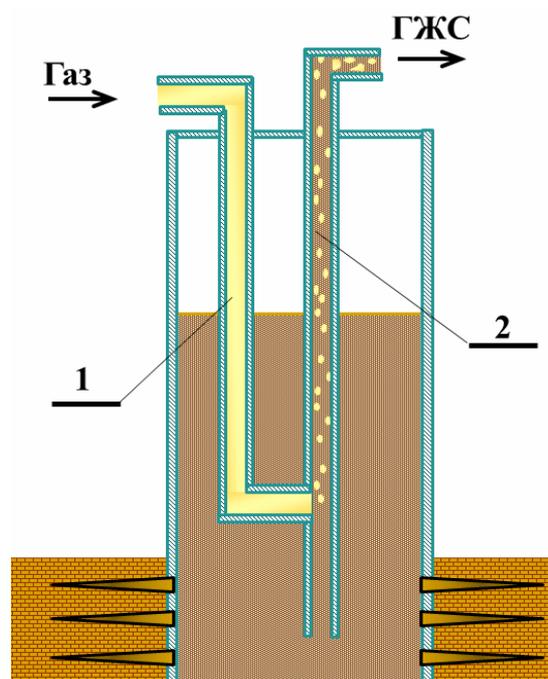


Рисунок 1.2 – Принципиальная схема газлифтного подъёмника (лифт Поле)

Реальные газлифтные скважины не оборудуются такой конструкцией, т. к. спуск двух параллельных рядов труб, жёстко связанных у башмака, практически осуществить нельзя. Эта схема приведена для пояснения принципа работы газлифта. Из рисунка понятно, что в одну трубу закачивается рабочий агент (природный газ), а затем, попадая в подъёмную трубу, образуется газожидкостная смесь (ГЖС). Газожидкостная смесь поднимается на поверхность.

1.1 Насосно-компрессорные трубы

Для работы газлифтной скважины в реальных условиях два канала создаются спуском в скважину одного или двух рядов насосно-компрессорных труб (НКТ) (рисунок 1.3) [8].

Колонна НКТ предназначена для подъёма продукции скважин на поверхность, что обеспечивает сохранность обсадных труб от эрозии, вынос твёрдых частиц с забоя, возможность использования затрубного пространства для целей эксплуатации (введение ингибиторов коррозии, ПАВ, глушение скважин и т. д.).

Насосно-компрессорные трубы нормализованы государственным стандартом ГОСТ 633–80, и он распространяется на стальные бесшовные трубы, которые изготавливаются следующих типов:

- трубы гладкие (и муфты к ним) (рисунок 1.4);
- трубы с высаженными наружу концами (и муфты к ним) (рисунок 1.5);
- трубы гладкие высокогерметичные (и муфты к ним) (рисунок 1.6);
- трубы безмуфтовые с высаженными наружу концами (рисунок 1.7).

Параметры труб даны в таблицах 1.1 , 1.2, 1.3 и 1.4. В таблицах приняты следующие обозначения:

D_y – условный диаметр трубы;

D – наружный диаметр трубы;

S – толщина стенки трубы;

d – внутренний диаметр трубы;

D_m – наружный диаметр муфты;

L_m – длина муфты;

D_n – наружный диаметр высаженой части трубы;

L_{min} – длина высаженой части трубы;

$d_{вн max}$ – внутренний диаметр в плоскости торца ниппельного конца;

$d_в$ – внутренний диаметр в конце высаженой части трубы.

НКТ по точности и качеству изготавливают в двух исполнениях – А и Б. Трубы всех типов исполнения А изготавливают длиной 10 м, а исполнения Б – от 5,5 до 8,5 и от 8,5 до 10,0 м.



Рисунок 1.3 – Насосно-компрессорные трубы

1.2 Виды газлифта

Для работы газлифтной скважины необходимо организовать подачу газа в скважину. Рассмотрим виды газлифта в зависимости оттого, что создаёт давление для подачи газа в скважину. Газ для функционирования газлифтных скважин подаётся под различным давлением и из различных источников.

Принято различать:

- компрессорный газлифт;
- бескомпрессорный газлифт;
- внутрискважинный бескомпрессорный газлифт.

Таблица 1.1 – Параметры насосно-компрессорных труб гладких и муфт к ним

D_y , мм	Труба				Муфта		
	D , мм	S , мм	d , мм	масса 1 м, кг	D_m , мм	L_m , мм	масса, кг
33	33,4	3,5	26,4	2,6	42,2	84	0,4
42	42,2	3,5	35,2	3,3	52,2	90	0,6
48	48,3	4,0	40,3	4,4	55,9	96	0,5
60	60,3	5,0	50,3	6,8	73,0	110	1,3
73	73,0	5,5	62,0	9,2	88,9	132	2,4
		7,0	59,0	11,4			
89	88,9	6,5	75,9	13,2	108,0	146	3,6
102	101,6	6,5	88,6	15,2	120,6	150	4,5
114	114,3	7,0	100,3	18,5	132	156	5,1

6

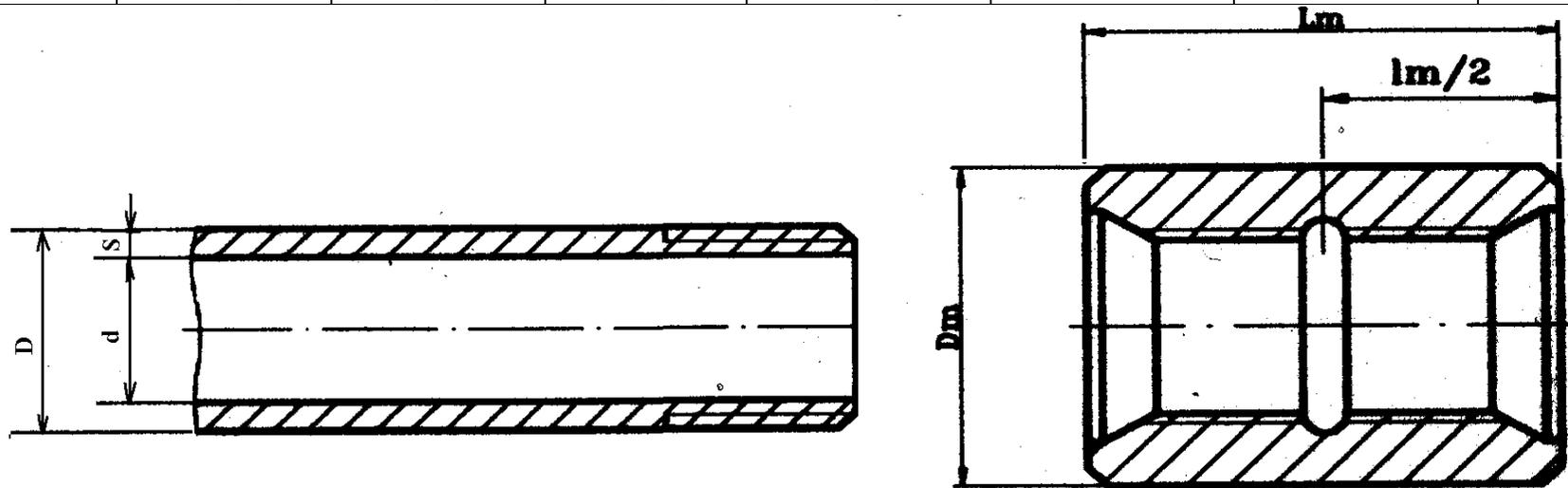


Рисунок 1.4 – Трубы гладкие и муфты к ним

Таблица 1.2 – Параметры насосно-компрессорных труб с высаженными наружу концами и муфт к ним (тип В)

Труба							Муфта			
D_y , мм	D , мм	S , мм	d , мм	$D_с$, мм	$l_{с min}$, мм	масса 1 м, кг	Увелич. массы 1 м труб за счёт высадки концов, кг	D_y , мм	L_M , мм	Масса, кг
27	26,7	3,0	20,7	33,4	40	1,8	0,1	42,2	84	0,4
33	33,4	3,5	26,4	37,3	45	2,6	0,1	48,3	90	0,5
42	42,2	3,5	35,2	46,0	51	3,3	0,2	55,9	96	0,7
48	48,3	4,0	40,3	53,2	57	4,4	0,4	63,5	100	0,8
60	60,3	5,0	50,3	65,9	89	6,8	0,7	77,8	126	1,5
73	73,0	5,5	62,0	78,6	95	9,2	0,9	93,2	134	2,8
		7,0	59,0			11,4				
89	88,9	6,5	75,9	95,2	102	13,2	1,3	114,3	146	4,2
		8,0	72,9			16,0				
102	101,6	6,5	88,6	108,0	102	15,2	1,4	127,0	154	5,0
114	114,3	7,0	100,3	120,6	108	18,5	1,6	141,3	160	6,3

10

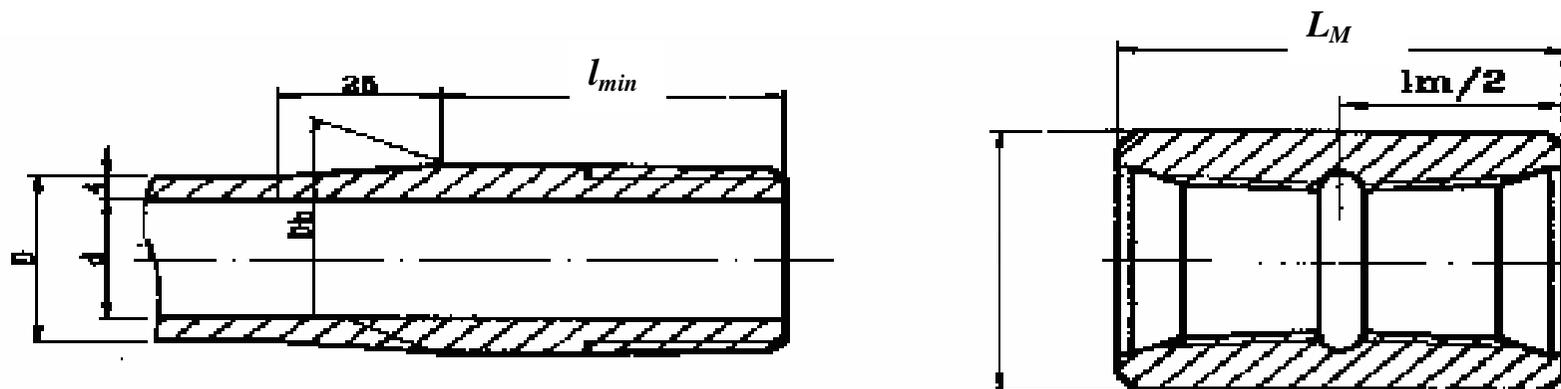


Рисунок 1.5 – Трубы с высаженными наружу концами и муфты к ним – В

Таблица 1.3 – Параметры насосно-компрессорных труб гладких высокогерметичных и муфт к ним (тип НКМ)

D_y , мм	Труба				Муфта		
	D , мм	S , мм	d , мм	масса 1 м, кг	D_m , мм	L_m , мм	масса, кг
60	60,3	5,0	50,3	6,8	73,0	135	1,8
73	73,0	5,5	62,0	9,2	88,9	135	2,5
		7,0	59,0	11,4			
89	88,9	6,5	75,9	13,2	108,0	132	4,1
		8,0	72,9	16,0			
102	101,6	6,5	88,6	15,2	120,6	155	5,1
114	114,3	7,0	100,3	18,5	132,1	205	7,4

11

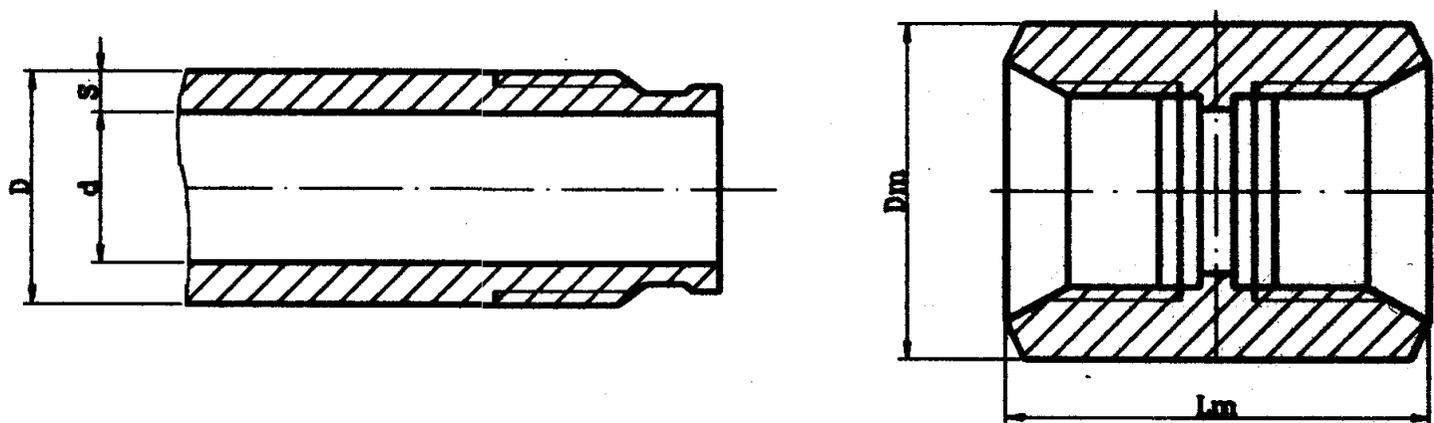


Рисунок 1.6 – Трубы гладкие высокогерметичные и муфты к ним – НКМ

Таблица 1.4 – Параметры насосно-компрессорных труб безмуфтовых с высажеными наружу концами

D_y , мм	D , мм	S , мм	d , мм	D_6 , мм	$d_{6H \max}$, мм	d_6 , мм	$l_6 \min$, мм	Масса 1 м, кг	Увелич. массы 1 м труб за счёт высадки концов, кг
60	60,3	5,0	50,3	71	53,5	48,3	95	6,8	1,8
73	73,0	5,5	62,0	84	65,5	60,0	100	9,2	2,2
		7,0	59,0	86	63,0	57,0		11,4	2,6
89	88,9	6,5	75,9	102	79,5	73,9	100	13,2	3,2
		8,0	72,9	104	77,0	70,9		16,0	3,7
102	101,6	6,5	88,6	116	92,0	86,6	100	15,2	4,0
114	114,3	7,0	100,3	130	104,0	98,3	100	18,5	4,8

12

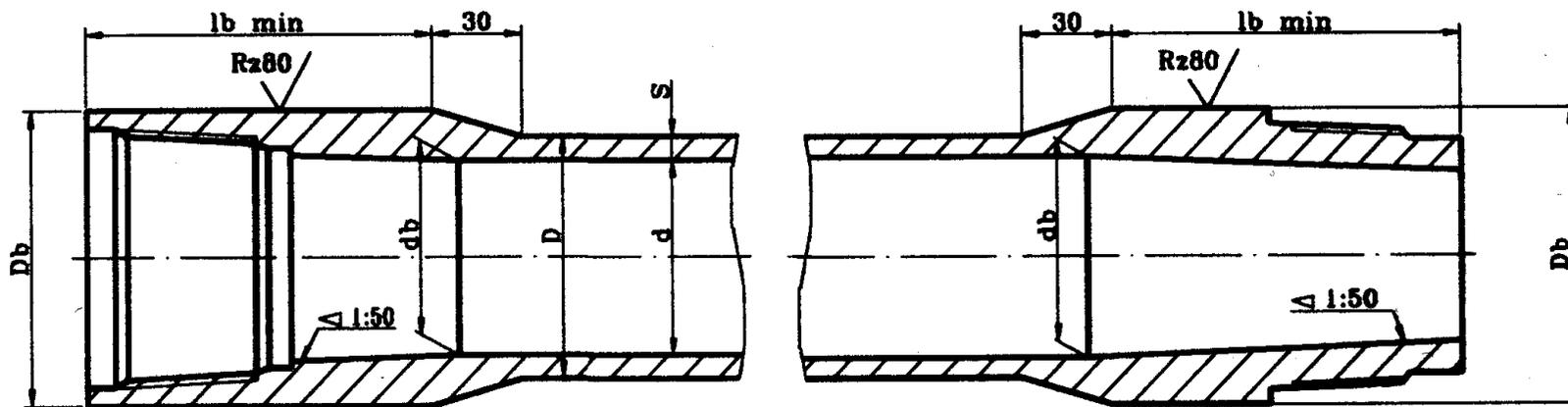


Рисунок 1.7 – Трубы безмуфтовые с высажеными наружу концами – НКБ

При *компрессорном газлифте* газ поступает в скважину от компрессорных станций (рисунок 1.8). Рабочий агент подается в скважину под давлением, которое создают компрессоры.

На рисунке 1.8 представлена схема замкнутого цикла подачи рабочего агента при компрессорном газлифте. Основным элементом системы с замкнутым циклом является источник энергии рабочего агента – компрессорная станция 1. От компрессорной станции через станцию подготовки 2 по газопроводу высокого давления 3 рабочий агент доставляется к газораспределительным батареям 4 для распределения его по скважинам 5. Выходящий из скважины газ отделяется от нефти, поступает на комплексный сборный пункт 6 и по газопроводу низкого давления 7 направляется на компрессорную станцию.

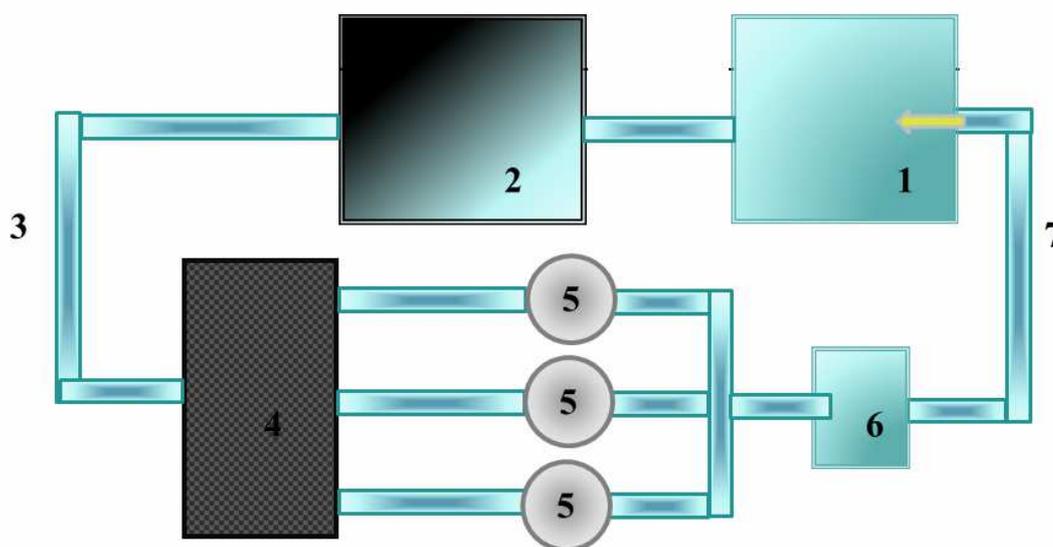


Рисунок 1.8 – Схема замкнутого цикла подачи рабочего агента

При *бескомпрессорном газлифте* газ поступает в добывающую нефтяную скважину из близлежащих газовых или газоконденсатных скважин (рисунок 1.9) или из газопровода без дополнительного сжатия.

При *внутрискважинном бескомпрессорном газлифте* газ поступает из вышележащего или нижележащего газового пласта, вскрытого этой же скважиной. При этом возможны следующие схемы (рисунок 1.10).

Газовый пласт выше нефтяного (рисунок 1.10а). В скважину опускается один ряд труб. Между газовым и нефтяным пластами устанавливается пакер (разделитель). По НКТ поднимается нефть, а по кольцевому пространству – газ. Через клапан, установленный на НКТ, часть газа поступает в НКТ, и осуществляет подъем нефти на дневную поверхность. Регулированием противодействия в затрубном пространстве и настройкой клапана обеспечивается подача необходимого количества газа в колонну НКТ.

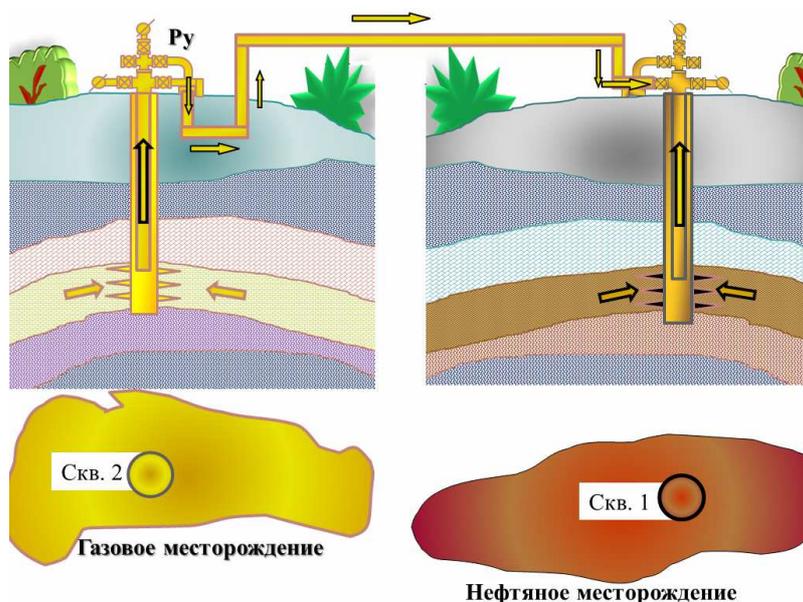


Рисунок 1.9 – Схема внутрискважинного бескомпрессорного газлифта

Газовый пласт ниже нефтяного (рисунок 1.10б). Нефть поднимается по затрубному пространству, а газ – по НКТ. Часть газа перепускается из НКТ в кольцевое пространство через клапан.

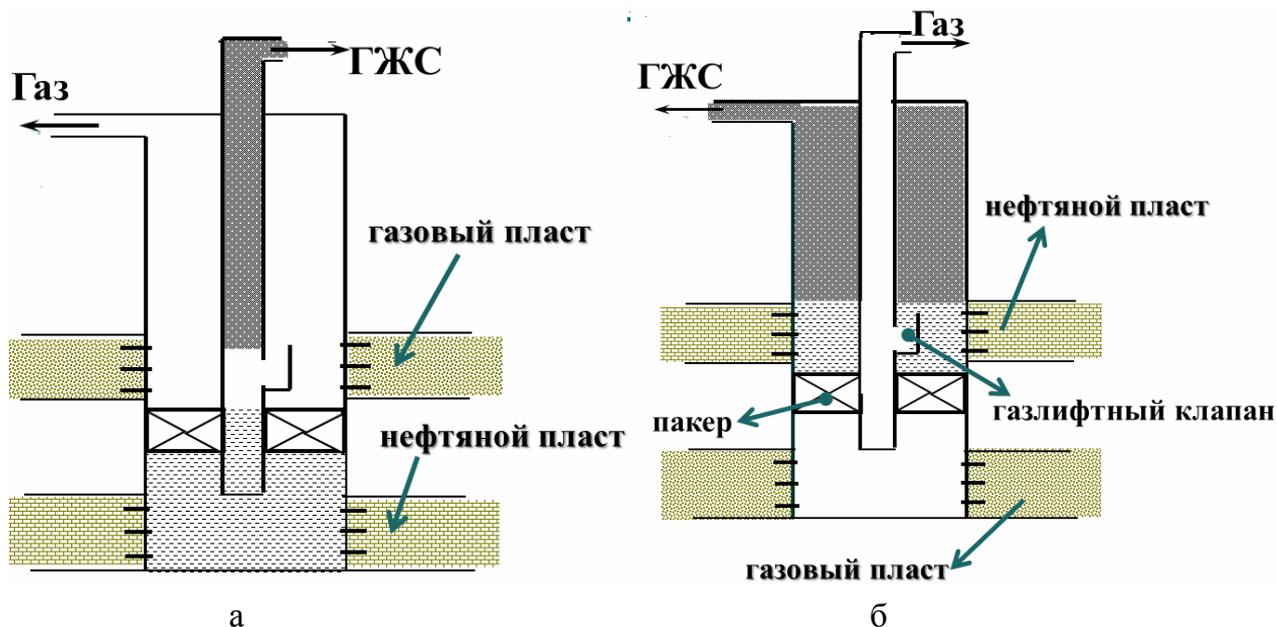


Рисунок 1.10 – Схемы внутрискважинного бескомпрессорного газлифта

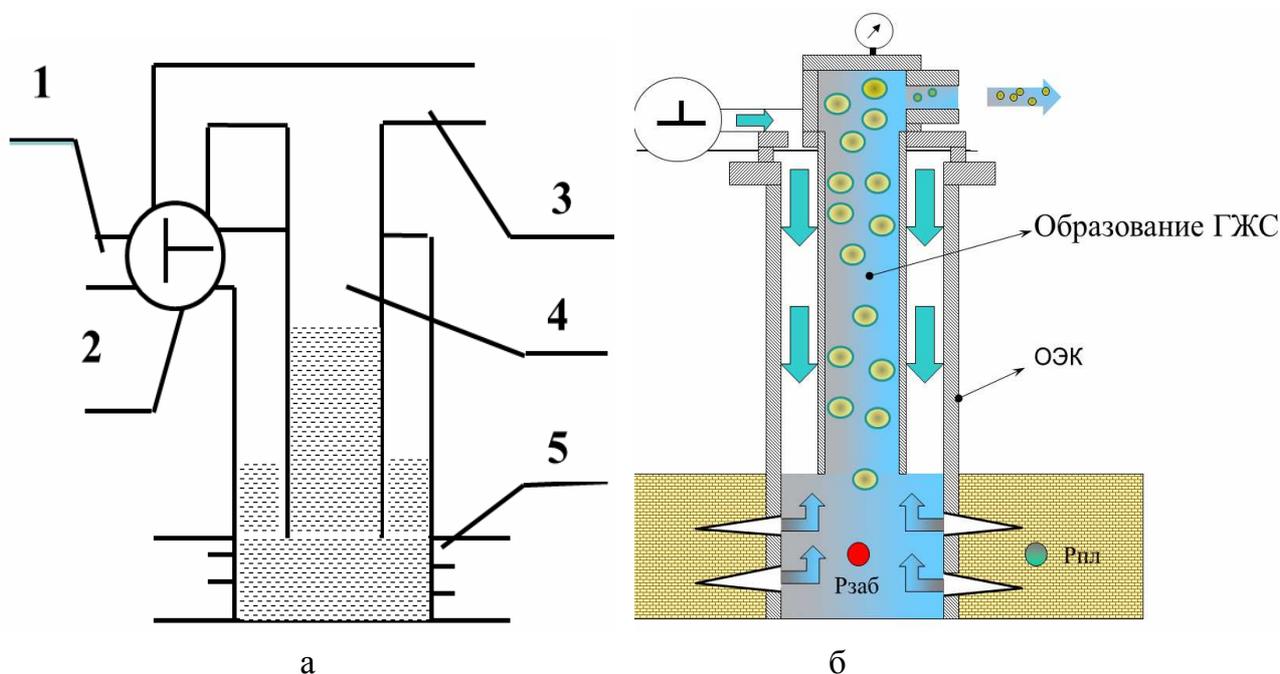
Ранее уже говорилось о том, что газлифтный способ добычи не получил широкого распространения, и это в основном связано с тем, что нужно вложить большие финансы ещё до начала добычи нефти. Вложения необходимы для строительства компрессорных станций. Для того чтобы данный способ добычи был экономически выгоден и в зависимости от конкретных пластовых условий

месторождений, а также учитывая геолого-технические характеристики скважин, применяют:

- непрерывный газлифт;
- периодический газлифт.

При *непрерывном* газлифтом способе эксплуатации скважин газ непрерывно подаётся в скважину, а газожидкостная смесь также непрерывно поднимается на дневную поверхность.

Периодический газлифтный способ отличается цикличностью подачи нагнетаемого газа в скважину после её остановки на заданное время, необходимое для накопления жидкости в подъёмных трубах (рисунок 1.11). Периодический газлифтный способ эксплуатации применяется для малодебитных скважин с целью экономии расхода рабочего агента.



1 – подводящая линия; 2 – трёхходовой кран; 3 – выкидная линия;
4 – насосно-компрессорные трубы; 5 – нефтяной пласт

Рисунок 1.11 – Схема скважины при периодическом газлифте и выход скважины на рабочий режим при открытом трёхходовом кране

На рисунке 1.11 представлена одна из схем периодического газлифта. На подводящей линии 1 устанавливается трёхходовой кран 2. При закрытом положении крана затрубное (кольцевое) пространство сообщается с выкидной линией 3. Происходит накопление жидкости в колонне НКТ. Когда забойное давление достигнет заданной величины, кран переключается в новое положение, и газ из подводящей линии поступает в кольцевое пространство скважины. В результате уровень жидкости в кольцевом пространстве понизится, а в НКТ – повысится. При полном вытеснении газом жидкости из кольцевого пространства газ попадает

через башмак (рабочую муфту или рабочий клапан) в НКТ, и будет происходить подъём жидкости на дневную поверхность. После выброса жидкости кран вновь ставится в прежнее положение, и цикл работы повторяется.

Недостатками периодического газлифта являются меньший средний дебит и меньший коэффициент полезного действия (КПД) скважины.

1.3 Конструкции и системы газлифтных подъёмников

Для эксплуатации газлифтной скважины в неё спускается один ряд (*однорядный подъёмник*) или два ряда (*двухрядный подъёмник*) НКТ. На рисунке 1.12 показаны две конструкции скважины, которые отличаются количеством спущенных колонн НКТ.

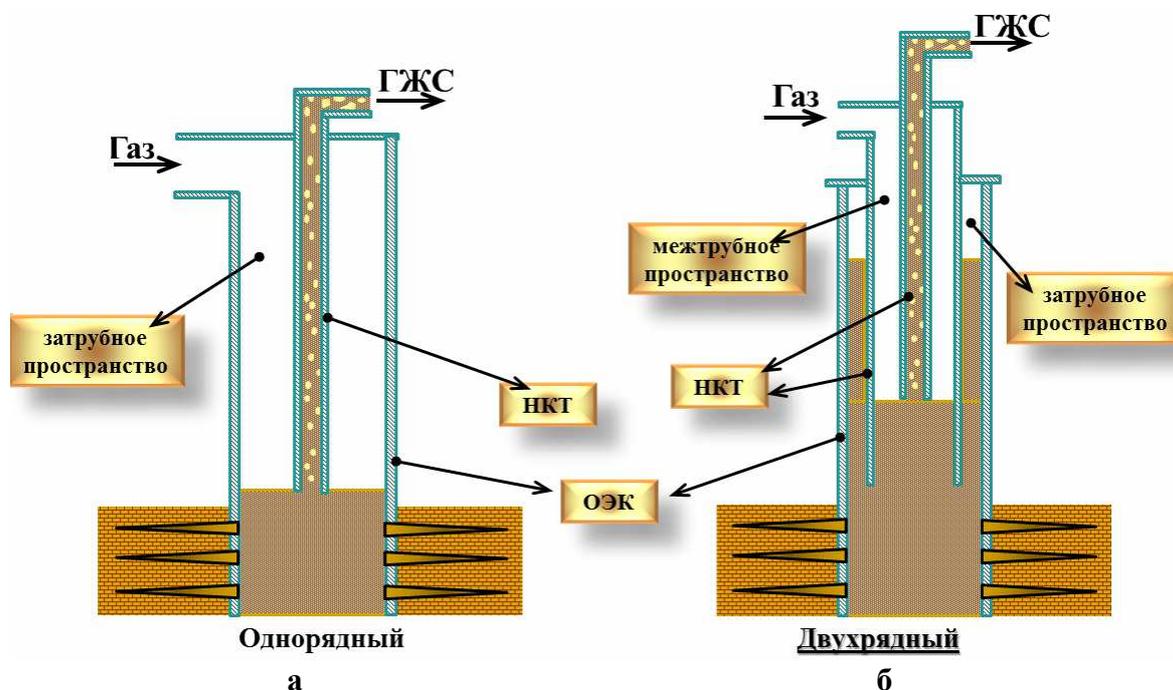


Рисунок 1.12 – Конструкции газлифтных подъёмников

В зависимости от направления подачи рабочего агента различают кольцевую и центральную системы работы газлифтных подъёмников (рисунок 1.13).

На рисунке 1.13 схематично представлены конструкции и системы подачи рабочего агента газлифтных подъёмников. **Прямая** (центральная) система (рисунок 1.13, а) работы предусматривает подачу рабочего агента в центральную колонну НКТ 2. **Обратная** (кольцевая) система (рисунок 1.13, б) работы предусматривает подачу рабочего агента в кольцевое пространство (между НКТ 1 и обсадной эксплуатационной колонной 2). Для двухрядного подъёмника также различают обратную (рисунок 1.14, а) и прямую (рисунок 1.14, б) системы.

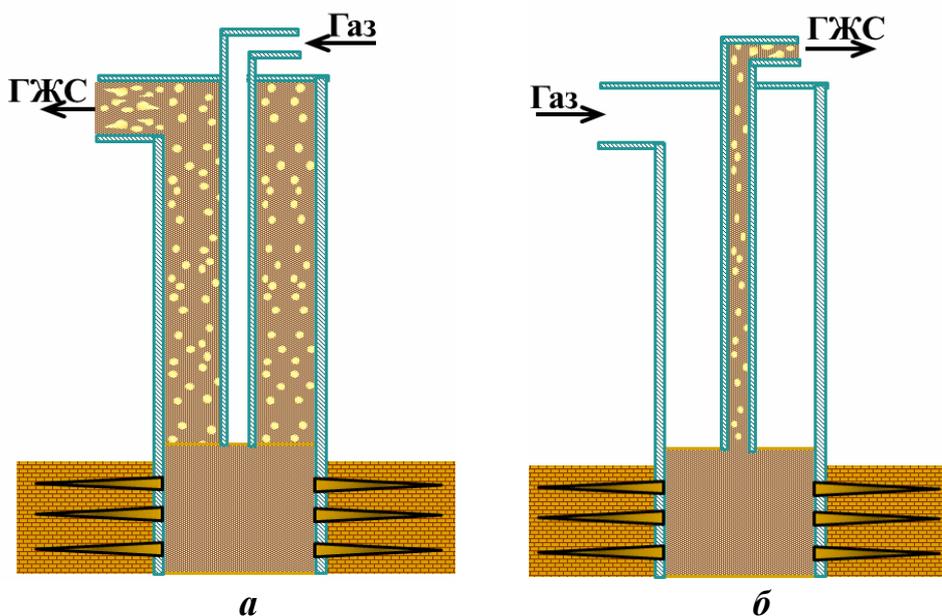


Рисунок 1.13 – Системы газлифтных подъёмников

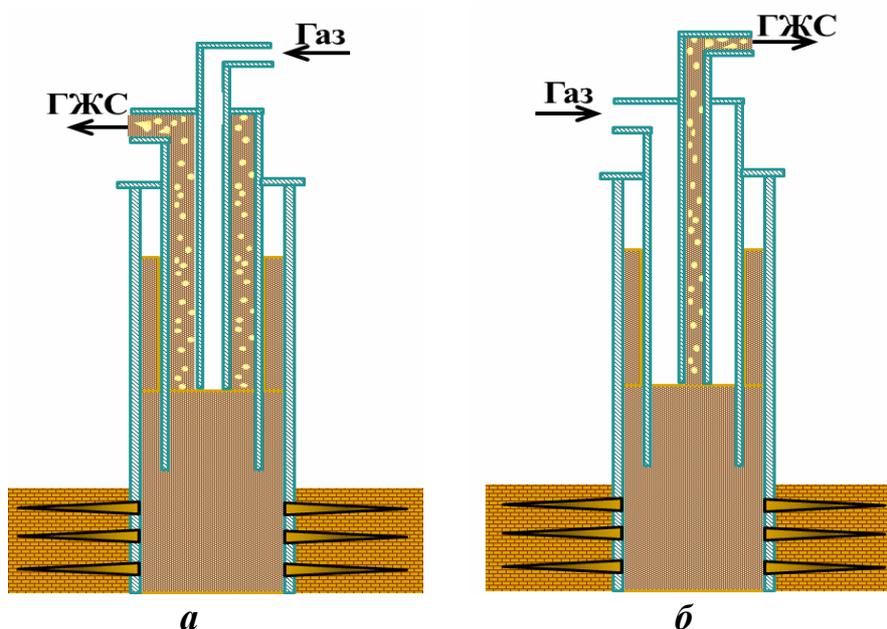


Рисунок 1.14 – Системы газлифтных подъёмников

Достоинствами однорядного подъёмника являются:

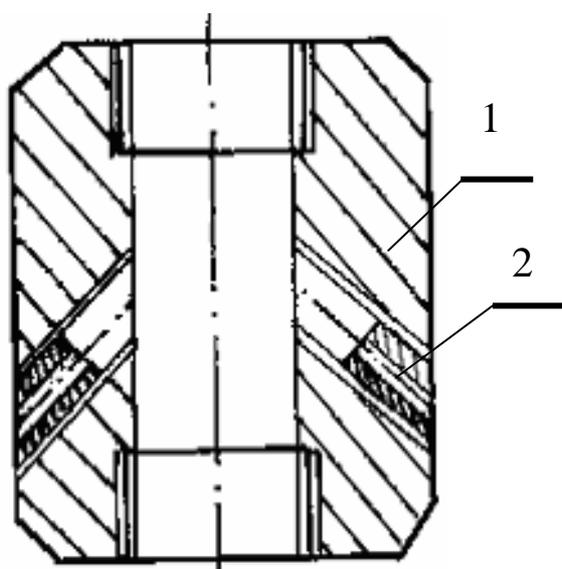
- минимальная металлоёмкость скважинного оборудования;
- меньшая стоимость оборудования;
- возможность более широкого варьирования диаметром колонны НКТ;
- возможность применения газлифтных клапанов.

Недостатки однорядного подъёмника:

- высокое пусковое давление;
- уменьшается вынос из скважины песка из-за более низкой скорости восходящего потока между забоем и башмаком колонны НКТ;
- из-за большего объёма кольцевого пространства усиливаются пульсации.

Для уменьшения пульсации и повышения эффективности подъема жидкости следует применять рабочую муфту (рисунок 1.15) для впуска газа в подъемную колонну.

В муфте делается несколько отверстий под углом до 45 градусов. В отверстия муфты ввёртываются штуцеры, по центру которых просверлены необходимого диаметра рабочие отверстия. Перепад давления на концах отверстий обеспечивает более равномерное распределение газа в жидкости. Рабочая муфта проста в изготовлении, однако она не позволяет регулировать расход рабочего агента. Такой недостаток устраняется установкой концевого клапана.



1 – корпус муфты;
2 – штуцер с рабочими отверстиями
Рисунок 1.15 – Рабочая муфта

1.4 Пуск газлифтной скважины в работу

Перед пуском скважины в эксплуатацию её необходимо исследовать. Исследование заключается в том, чтобы определить для скважины оптимальный расход рабочего агента с максимальным КПД. Для чего в точке ввода рабочего агента устанавливается прибор для регистрации количества подаваемого агента, а в точке подъема ГЖС на устье скважины регистрируется объёмный расход жидкости (рисунок 1.16).

После проведения исследования получают зависимость – кривую лифтирования (кривая Крылова) (рисунок 1.17).

Как видно из рисунка 1.17, с увеличением количества подаваемого рабочего агента (после точки максимального режима) происходит уменьшение количества поднимаемой жидкости. Это происходит из-за структуры газожидкостной смеси, о которых студенты будут знакомиться на старших курсах.

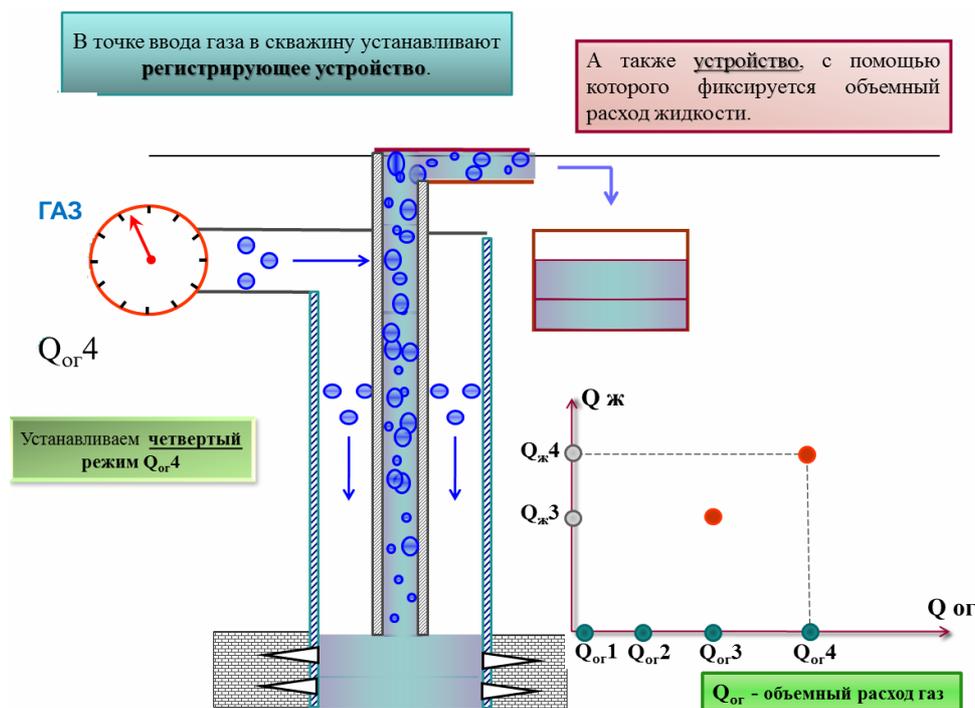


Рисунок 1.16 – Схема исследования скважин

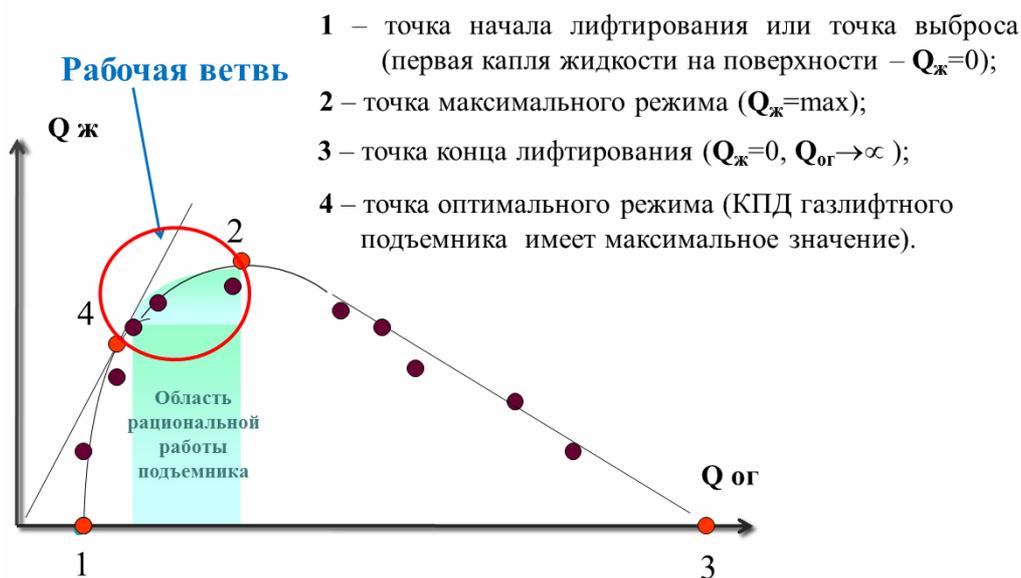


Рисунок 1.17 – Результаты исследования газлифтной скважины

После проведения исследования и подбора конструкции подъемника скважину пускают в работу. Сущность пуска скважины заключается в вытеснении скважинной жидкости рабочим агентом до башмака подъемной колонны методом продавки и ввода рабочего агента в подъемную колонну (см., например, рисунок 1.12, а).

Давление, которое необходимо создать для продавки рабочего агента до башмака подъемных труб, называется *пусковым давлением*.

После того, когда произойдёт выброс жидкости, давление у башмака НКТ и на забое скважины уменьшается, и начинается приток из пласта. Через некоторое время скважина выходит на установившийся режим работы – рабочий режим.

Давление закачки рабочего агента в процессе эксплуатации скважины называется *рабочим давлением*.

Иногда значение пускового давления значительно превышает значение рабочего давления, поэтому разработаны способы уменьшения пускового давления (рисунок 1.18).

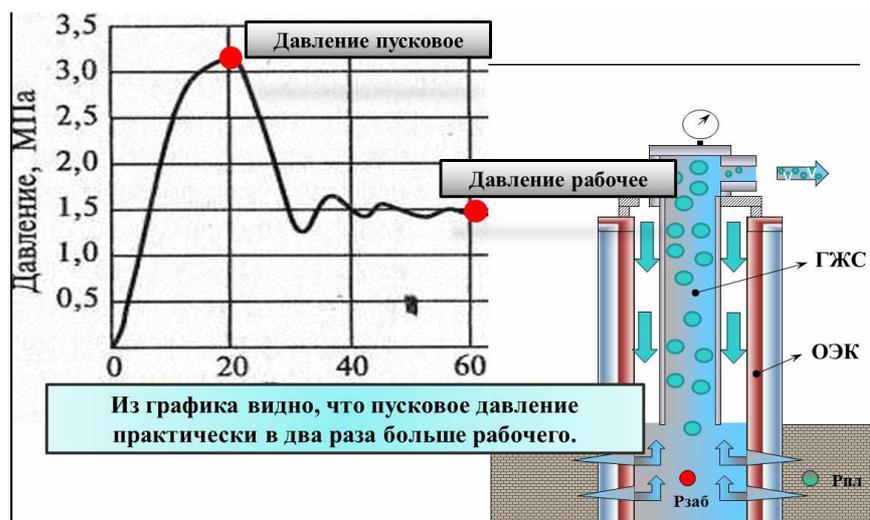


Рисунок 1.18 – Изменение давления при пуске скважины в эксплуатацию

1.4.1 Способы уменьшения пускового давления

Известны следующие основные способы уменьшения пускового давления:

- переключение на центральную систему;
- продавка жидкости в пласт;
- применение пусковых отверстий;
- применение пусковых газлифтных клапанов.

Способ продавки жидкости в пласт считается одним из самых простых и эффективных, но его желательно применять на скважинах с *высокими фильтрационно-ёмкостными характеристиками* пласта, т. е. тогда, когда при репрессии жидкость быстро поглощается пластом.

Применение **пусковых отверстий** для пуска скважины показано на рисунке 1.19. Количество отверстий, их размеры, место установки на НКТ – это всё рассчитывается. *Недостатком* этого способа является то, что в процессе работы скважин газ через отверстия проникает в подъёмные трубы, что приводит к *увеличению удельных расходов газа*.

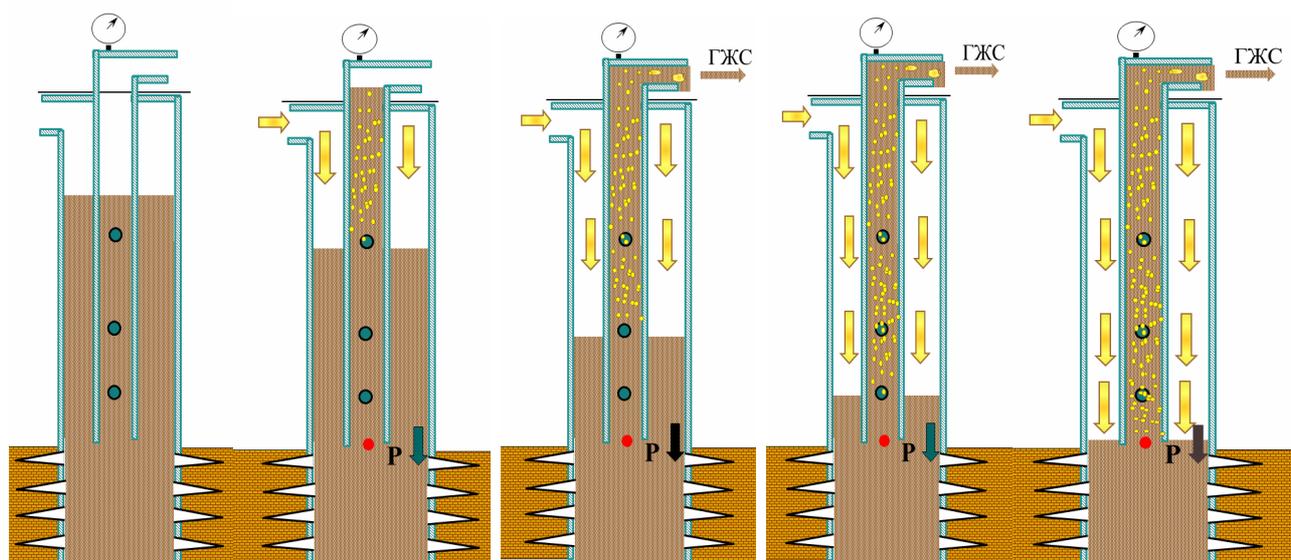


Рисунок 1.19 – Схемы выхода скважины на рабочий режим с применением пусковых отверстий

Наиболее совершенным является последний способ – **применение газлифтных клапанов**.

1.4.2 Газлифтные клапаны

Газлифтные клапаны классифицируются:

- по *способу* крепления к НКТ;
- по *конструктивному* исполнению;
- по *управлению работой* газлифтных клапанов;
- по *назначению*.

1.4.3 Классификация газлифтных клапанов по способу крепления.

Канатная техника

По *способу крепления к НКТ* газлифтные клапаны (рисунок 1.20) делятся на:

- *наружные* (стационарные), которые крепятся на колонне НКТ снаружи. Для их замены поднимают всю колонну НКТ;
- *внутренние* (съёмные) – крепятся внутри газлифтных камер. Извлекаются и устанавливаются такие клапаны с помощью канатной техники без подъёма колонны НКТ на поверхность.

На рисунке 1.21 представлены камеры типа К и КТ.

Газлифтная камера – это сварная конструкция, состоящая из наконечников 1 и 4, кармана 3 и рубашки 2, изготавливаемой из специальных *овальных труб*. Клапан фиксируется в расточке *а*. Через перепускные отверстия *б* в подъёмные трубы поступает нагнетаемый газ или жидкость. Камеры изготавливают на рабочее давление от 21 до 70 МПа, длиной порядка 2500 мм, массой до 70 кг.

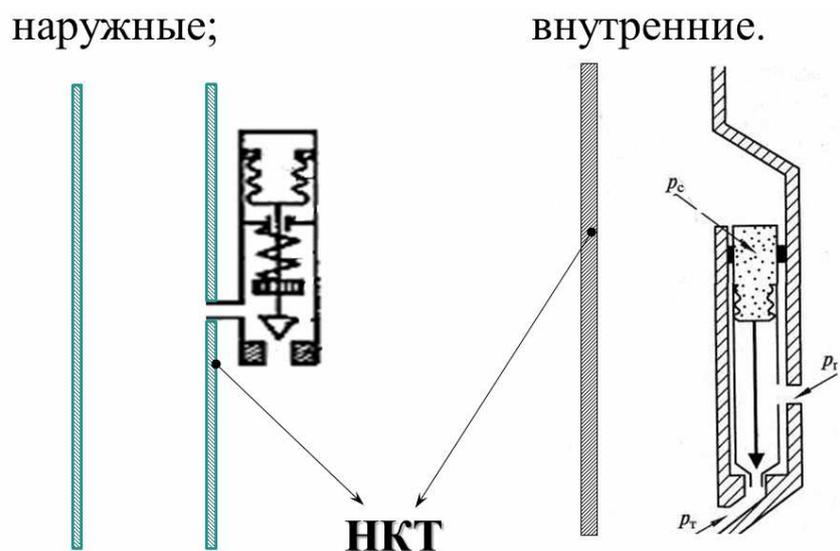


Рисунок 1.20 – Клапаны по способу крепления к НКТ

Важным достижением в области газлифтной эксплуатации было создание и освоение так называемой канатной техники и технологии спуска и извлечения газлифтных клапанов через НКТ, устанавливаемых в специальных эксцентричных камерах, размещённых на колонне насосно-компрессорных труб на расчётных глубинах. Это исключило необходимость извлечения колонны труб для замены пусковых или рабочих клапанов при их отказе или поломке.

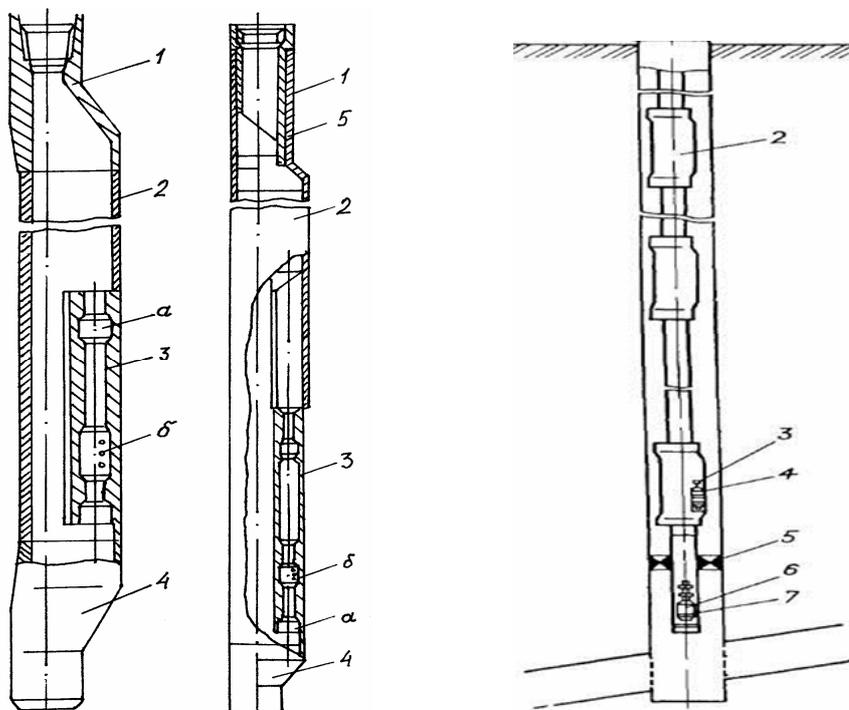


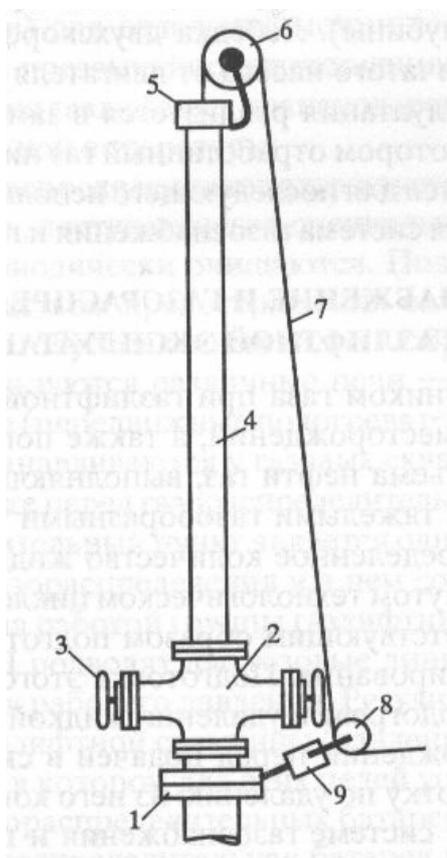
Рисунок 1.21 – Скважинные камеры

Для установки и подъёма газлифтных клапанов из мандрелей (специальных эксцентричных камер) применяется специальная *канатная техника*, состоящая из устьевого лубрикатора (рисунок 1.22), гидравлической лебёдки с барабаном для стальной проволоки и экстрактора.

Устьевой лубрикатор представляет собой конструкцию, устанавливаемую на фланец буферной задвижки газлифтной арматуры 1 и состоящую из превентора 2 с ручным приводом 3, собственно лубрикатора 4, сальникового устройства, направляющего ролика 6, проволоки 7, натяжного ролика 8 и датчика натяжения ролика 9.

Превентор 2 имеет эластичные уплотняющие элементы, с помощью которых можно перекрыть скважину даже при наличии в ней проволоки. На превенторе закреплён собственно лубрикатор 4, на верхнем конце которого расположен сальник 5, уплотняющий проволоку 7, вводимую в лубрикатор через направляющий ролик 6 и идущую на лебёдку через натяжной ролик 8. Натяжной ролик 8 механически связан с датчиком натяжения проволоки 9, в котором сила натяжения проволоки преобразуется в электрический сигнал, передаваемый по кабелю на индикатор.

Индикатор фиксирует натяжение проволоки при проведении операций с *канатной техникой*.



- 1 – фланец буферной задвижки газлифтной арматуры;
- 2 – превентор;
- 3 – ручной привод превентора;
- 4 – лубрикатор;
- 5 – сальник;
- 6 – ролик;
- 7 – проволока;
- 8 – натяжной ролик;
- 9 – датчик натяжения проволоки (каната)

Рисунок 1.22 – Устьевой лубрикатор газлифтной скважины

Эксцентричные камеры (мандрели) предназначены для размещения в них газлифтных клапанов. Мандрели имеют посадочные карманы, в которых спускаемые с поверхности на проволоке газлифтные клапаны уплотняются верхним и нижним эластичными нефтестойкими кольцами и фиксируются стопорными пружинными защёлками. С внешней стороны мандрели имеют отверстия, расположенные между уплотнительными кольцами и служащие для подвода закачиваемого газа к клапану. Эксцентричные камеры изготовлены таким образом, что проходное сечение НКТ и их соосность сохраняются.

Экстрактор – инструмент, позволяющий завести в мандрель газлифтный клапан, а также извлечь его из мандреля. Для ориентации экстрактора в верхней части мандреля установлена специальная направляющая втулка, позволяющая направить инструмент в посадочный карман. Экстрактор имеет подпружиненные шарнирные соединения, позволяющие точно завести клапан в посадочный карман мандреля. На нижнем конце экстрактора имеется захватное пружинное устройство, которое освобождает (захватывает) головку газлифтного клапана, находящегося в кармане. Экстрактор спускается внутрь колонны НКТ на проволоке. На рисунке 1.23 показана последовательность операций при извлечении газлифтного клапана из кармана эксцентричной камеры с помощью канатной техники.

Гидравлическая лебёдка имеет систему гидрооборудования в виде клапанных и золотниковых устройств, систему управления лебёдкой, а также систему контроля (индикатор натяжения проволоки и указатель глубины). Лебёдка двухскоростная, с приводом масляного шестерёнчатого насоса от двигателя автомобиля.

1.4.4 Классификация газлифтных клапанов по конструктивному исполнению

По *конструктивному* исполнению газлифтные клапаны (рисунок 1.24) делятся на:

- пружинные;
- сильфонные;
- комбинированные.

По длине колонны НКТ устанавливается несколько газлифтных клапанов.

Перед пуском в скважину газлифтные клапаны настраивают на те значения давления, которые обеспечивают технологический режим работы скважины.

В клапанах в качестве упругого элемента применяются либо сильфон, либо пружины.

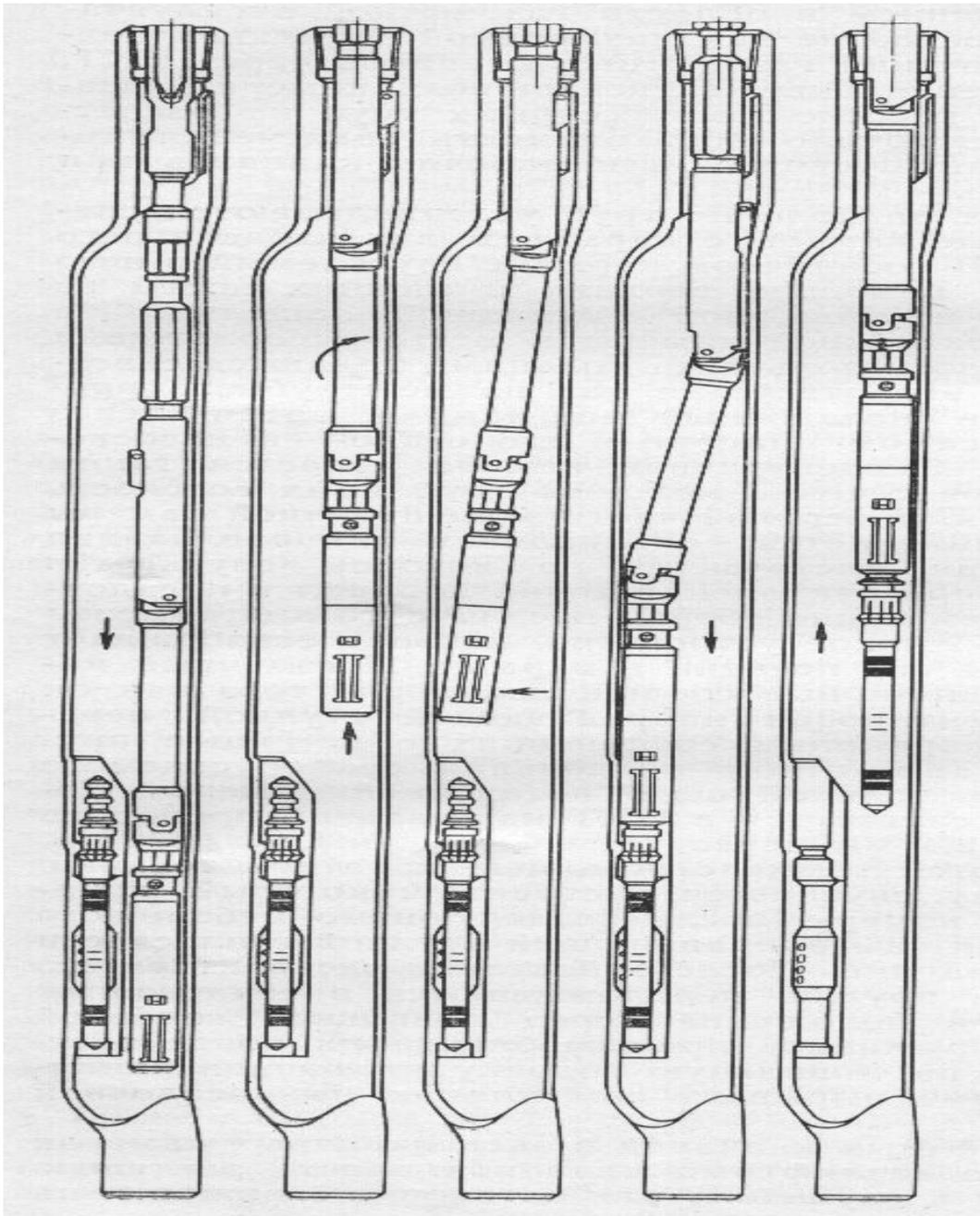


Рисунок 1.23 – Последовательность операций при извлечении газлифтного клапана из кармана эксцентричной камеры с помощью канатной техники

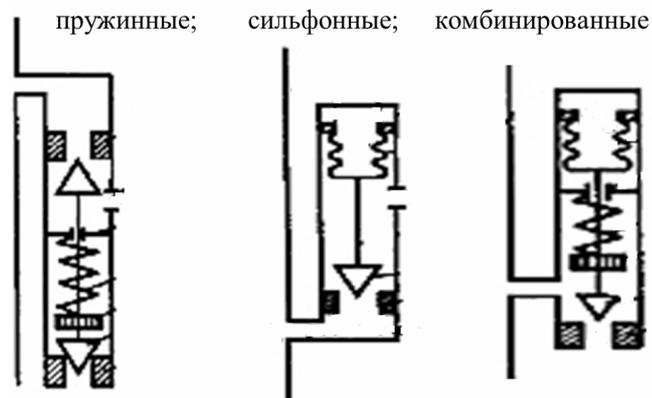


Рисунок 1.24 – Конструкции клапанов

Сильфонная камера представляет собой герметичный сварной сосуд высокого давления, основным рабочим органом которого служит многослойный сильфон, являющийся чувствительным элементом клапана. Камера с боковой поверхностью в виде «гармошки», внутри полая. Она заряжается азотом на определённое давление ($P_{кл}$).

1.4.5 Управление работой газлифтных клапанов

Управление работой газлифтных клапанов осуществляется:

- давлением газа в кольцевом пространстве (рисунок 1.25);
- давлением жидкости или ГЖС в колонне НКТ (рисунок 1.26);
- перепадом давления на уровне клапана (дифференциальные клапаны) между кольцевым и трубным пространствами.

На рисунке 1.25 представлена конструкция клапана, который управляется рабочим давлением (*давлением газа в кольцевом пространстве*). Открытие клапана происходит, когда давление газа в кольцевом пространстве (P_p) достигает определённой величины.

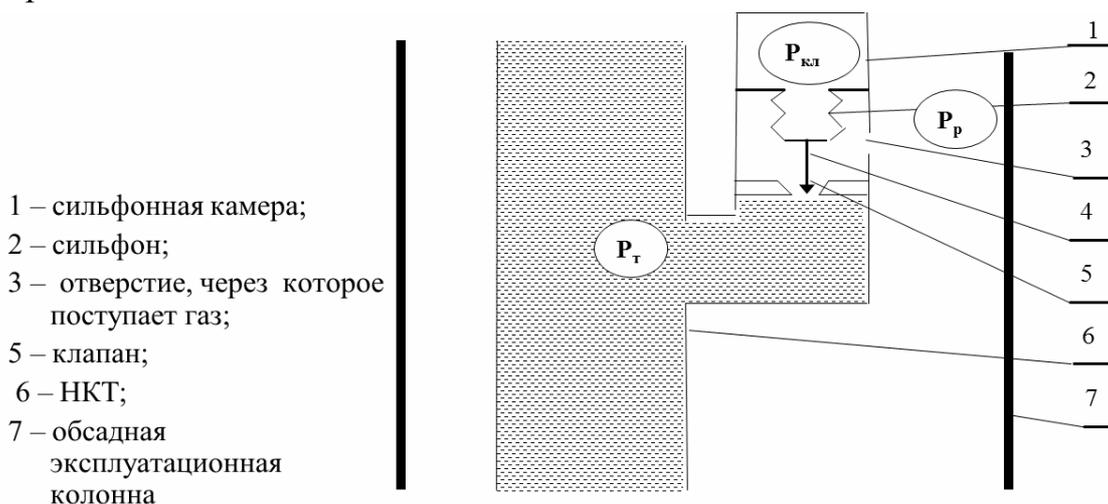


Рисунок 1.25 – Схема газлифтного клапана

На рисунке 1.26 представлена схема клапана, который открывается под действием *давления жидкости или ГЖС в подъемных трубах*.

Клапан *дифференциального* действия (управляемый перепадом давления) открывается, когда перепад давлений рабочего агента и жидкости в трубах или кольцевом пространстве меньше заданного. Рабочим элементом в таком клапане является пружина. Клапан закрыт при спуске его на заданную глубину.

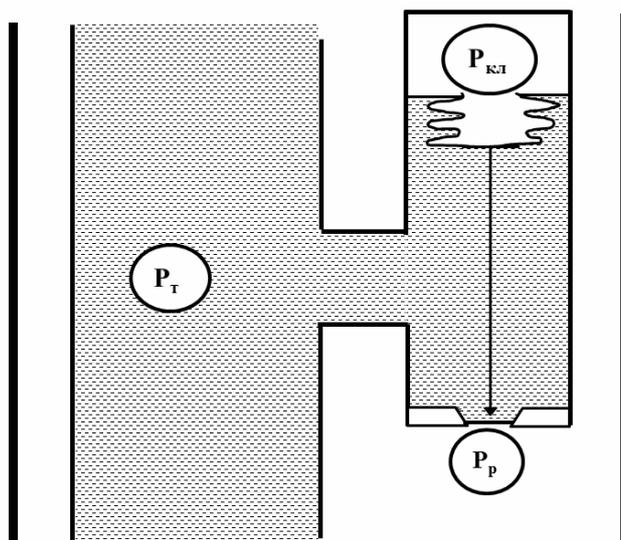


Рисунок 1.26 – Схема газлифтного клапана, управляемого давлением жидкости или ГЖС в подъемных трубах

1.4.6 Классификация газлифтных клапанов по назначению

По назначению клапаны различаются на:

- пусковые (предназначены для управления подачей рабочего агента в подъемную колонну в точке их размещения);
- рабочие (предназначены для увеличения длины лифта);
- концевые (для поддержания уровня жидкости в затрубном пространстве ниже клапана на некоторой глубине).

К газлифтным клапанам также относятся *рабочие и концевые* газлифтные клапаны.

Конструкция клапана, представленная на рисунке 1.25, используется как пусковой.

Клапаны на рисунке 1.26 можно применять при периодической газлифтной эксплуатации. После выброса жидкости клапан закрывается и открывается вновь только при накоплении газожидкостной смеси в НКТ до определённого значения. Можно такой тип клапана использовать и в качестве рабочего.

Газлифтные клапаны устанавливаются на НКТ через определённые расстояния, которые рассчитываются заранее. Это достаточно сложные расчёты.

На рисунке 1.27 показан процесс пуска газлифтной скважины с применением пусковых клапанов.

На рисунке 1.27, а – скважина в ожидании пуска, уровень жидкости в НКТ и затрубном пространстве одинаков.

На рисунке 1.27, б – начало пуска скважины. Нагнетаемый в затрубное пространство газообразный рабочий агент оттесняет жидкость до первого клапана, её уровень в насосно-компрессорных трубах поднялся выше статического.

На рисунке 1.27, в – дальнейший процесс пуска скважины. Обнажается первый пусковой клапан, и через него начинает поступать рабочий агент из затрубного пространства в трубы, жидкость по колонне НКТ достигает устья скважины и выбрасывается на дневную поверхность.

На рисунке 1.27, г. показано вступление в работу второго пускового клапана, первый клапан закрылся.

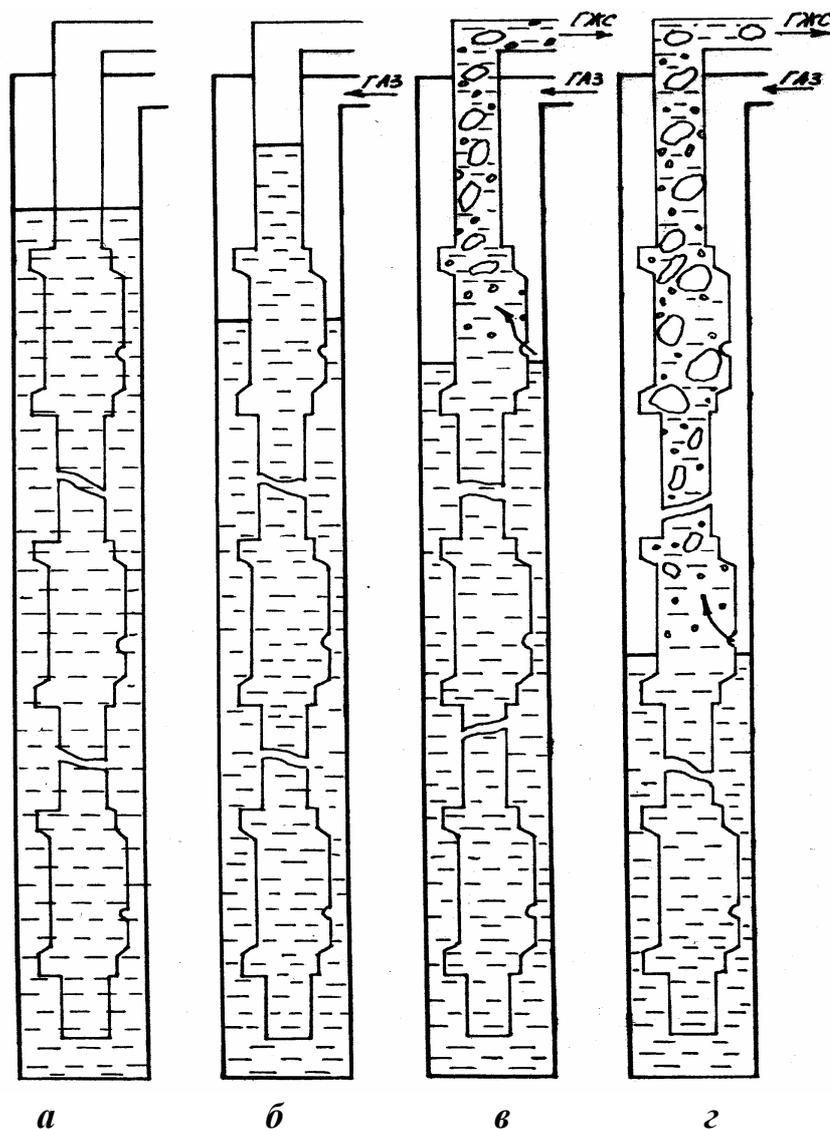


Рисунок 1.27 – Схема пуска газлифтной скважины в работу

1.5 Устьевое оборудование газлифтных скважин

В качестве поверхностного оборудования газлифтных скважин часто используется фонтанная арматура, остающаяся после фонтанного периода эксплуатации, а также выпускается специальная газлифтная арматура.

Назначение арматуры:

- ◆ герметизация устья скважины;

- ◆ обеспечение подвески одного или двух рядов НКТ;
- ◆ полное закрытие или глушение скважины;
- ◆ управление, контроль и регулирование технологического режима эксплуатации (работы) скважины;
- ◆ обеспечение спуска в скважину приборов, устройств, оборудования;
- ◆ обеспечение дозированной закачки в скважины ингибиторов коррозии, гидратообразования и т. п.;
- ◆ возможность осуществления различных операций по переключению направления подачи газа, операций по промывке скважин и пр.

Специальная газлифтная арматура имеет следующее обозначение:

X1 – X2X3 – X4 – X5X6,

где **X1** – назначение комплекта газлифтной установки

(Л – для непрерывного газлифта,

ЛН – для наклонных скважин,

П – установка для добычи нефти периодическим газлифтом);

X2 – условный диаметр колонны НКТ (60, 73, 89 мм);

X3 – условный наружный диаметр газлифтного клапана

(А – диаметр 38 мм,

Б – диаметр 25 мм,

В – диаметр 20 мм);

X4 – рабочее давление, умноженное на 0,1, МПа;

X5 – максимальный диаметр пакера, мм;

X6 – К – исполнение по коррозионностойкости.

Пример: Л – **60Б –21**.

Установки типа Л включают в себя следующее оборудование:

1) устьевое – фонтанная арматура АФКЗ – 65×21;

2) скважинное:

- НКТ (один ряд);
- скважинные газлифтные камеры;
- газлифтные клапаны;
- пакер;
- приёмный клапан.

2 ГАЗЛИФТНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН

Основной способ эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин – фонтанный. Однако при работе скважин могут возникать условия, когда на забое газовых или газоконденсатных скважин скапливается жидкость (вода, нестабильный газовый конденсат). Скопление жидкости на забоях приводит к существенному снижению дебита скважин, а иногда происходит самозадавливание пласта, и скважина вообще перестаёт давать продукцию. Решением возникшей проблемы может стать перевод скважины на механизированный способ эксплуатации.

Чаще механизированная эксплуатация газовых и газоконденсатных скважин осуществляется газлифтным способом или комбинацией газлифта и струйного насоса (аппарата).

Принципиально газлифтный способ эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин не отличаются от такового в случае нефтяных скважин. В скважину также следует закачивать газ. В необходимом месте скважины закачиваемый газ вводится в поток поднимаемой на поверхность продукции газовой или газоконденсатной скважины. Полученная смесь будет иметь меньшую плотность по сравнению с плотностью сырого газа, поступающего из пласта в скважину. В результате несколько уменьшится забойное давление, увеличится депрессия, улучшится процесс подъёма образовавшейся смеси, увеличится приток из пласта в скважину. Выше точки смешения скорость смеси возрастёт за счёт добавленного газа, в результате улучшится вынос жидкости с забоя скважины. Конструкция скважинного оборудования в этом случае может иметь (рисунк 2.1), а может и не иметь пакер. Желательно, чтобы башмак колонны НКТ находился в скважине как можно глубже.

Если в схему на рисунке 2.1 добавить струйный насос, то можно получить значительно больший эффект по снижению забойного давления и увеличению скорости подъёма той системы, которую следует поднять на дневную поверхность с забоя газовых или газоконденсатных скважин.

Принципиальная схема собственно струйного насоса показана на рисунке 2.2.

Жидкий или газообразный рабочий агент, обладающий необходимой потенциальной энергией (давлением), подводится к активному соплу 3, в котором происходит преобразование части потенциальной энергии в кинетическую. Вытекая из сопла 3, струя рабочего агента понижает давление перед входом в камеру смешения 4, вследствие чего инжектируемый поток подмешивается к

рабочему агенту. В камере смешения 4 скорости и давления рабочего агента и инжектируемого потока выравниваются. В диффузоре 5 происходит плавное нарастание потенциальной энергии смешанного потока за счёт уменьшения его кинетической энергии. На выходе из диффузора смешанный поток должен обладать потенциальной энергией, достаточной для подъёма его на поверхность.

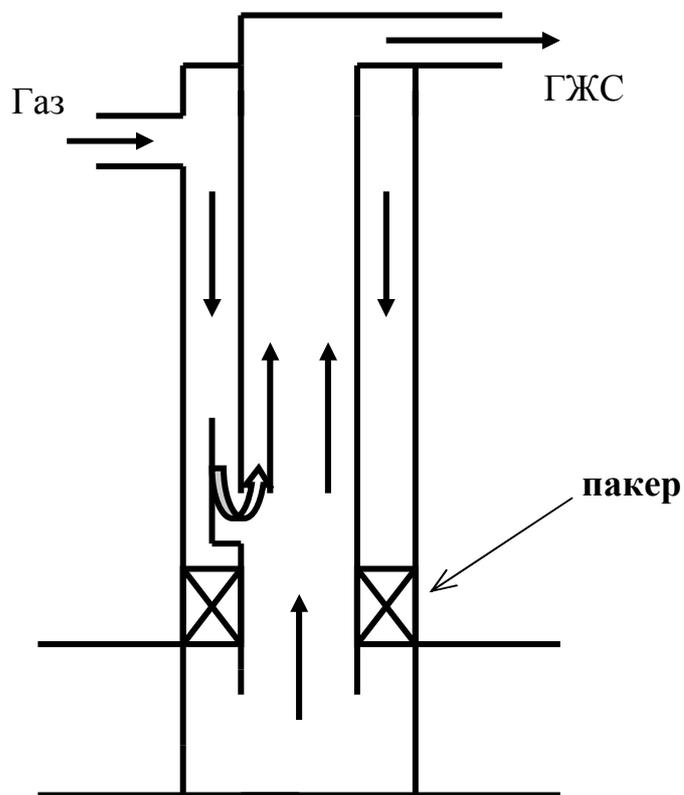
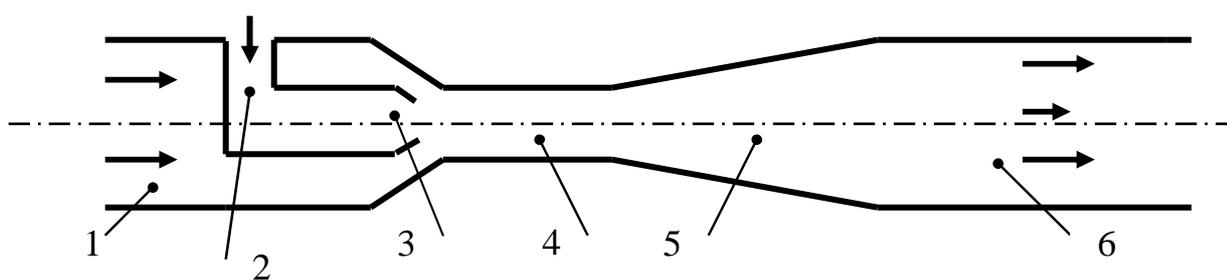


Рисунок 2.1 – Схема газлифтной скважины с пакером



- 1 – канал подвода инжектируемого потока; 2 – канал для подвода рабочего агента;
 3 – активное сопло; 4 – камера смешения; 5 – диффузор;
 6 – канал движения смеси

Рисунок 2.2 – Принципиальная схема струйного насоса

Одна из принципиальных схем оборудования газовой или газоконденсатной скважины струйным насосом показана на рисунке 2.3.

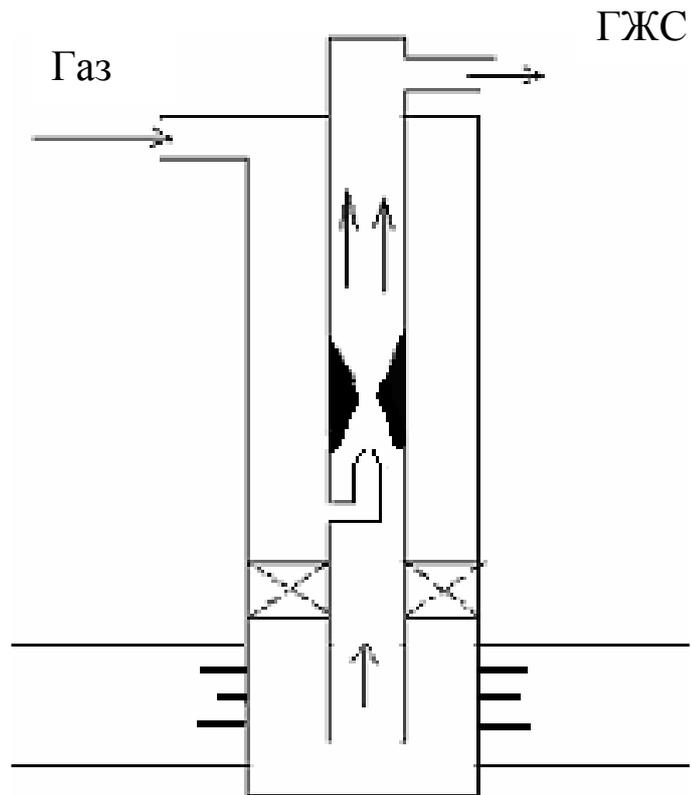


Рисунок 2.3 – Схема газлифтной скважины, оборудованной струйным насосом

3 СОДЕРЖАНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ ОНГД

Согласно рабочему учебному плану бакалавриата 131000 – «Нефтегазовое дело» на первом курсе весеннего семестра изучается дисциплина «Основы нефтегазопромыслового дела» (ОНГД).

Основной целью изучения дисциплины ОНГД является формирование начальной базы знаний в области будущей профессиональной деятельности молодого специалиста в области нефтегазового дела. Изучая дисциплину, студент должен получить целостное представление о нефтегазовой отрасли.

Задачами практической части **дисциплины ОНГД** являются:

- напомнить единицы измерения физических величин;
- научить решать простейшие задачи;
- формирование у студентов начальных понятий и знаний по основному производственному процессу функционирования нефтегазодобывающих предприятий отрасли;
- развивать способности к своей профессиональной деятельности;
- предоставить возможность проанализировать свои способности к будущей профессиональной деятельности;
- научить применять полученные знания в жизненных ситуациях.

Эти знания необходимы студентам для своей будущей профессиональной деятельности.

Основными формами изучения являются лекции, практические занятия, творческая работа и самостоятельная работа.

Объём лекционной части дисциплины составляет 17 часов, практической части – 17 часов, завершается курс экзаменом.

Основные темы лекционных занятий:

- элементы нефтегазопромысловой геологии;
- подготовка скважин к их эксплуатации;
- способы эксплуатации скважин;
- сбор и подготовка продукции нефтяных и газовых скважин к транспорту.

В таблице 3.1 представлены основные темы практических занятий.

Для контроля знаний студентов в течение весеннего семестра преподаватели используют текущий контроль. **Текущий** контроль проводится в тестовой форме после рассмотрения практической темы в аудитории. Для проведения контроля в тестовой форме используются следующие формы заданий:

- выбор одного правильного ответа;
- выбор нескольких правильных ответов;

- установить соответствие;
- продолжить предложение;
- тематические задания.

Перед проведением **текущего** контроля студент может пройти обучающий тест по теме, выложенный в элективном ресурсе. Тест формируется начиная с более лёгких заданий (выбор одного правильного ответа) и заканчивается сложной формой. Ограничений по времени на выполнение каждого задания и количества повторений прохождения обучающего теста не имеется.

Таблица 3.1 – Календарно-тематическое планирование

№ п/п	Тема	Кол-во часов	Виды деятельности	Результат
1.	Объемный и массовый расход нефти и газа. Единицы измерения физических величин	2	Решение задач	Умение решать задачи
2.	Устьевое оборудование фонтанных и нагнетательных скважин	5	Практические занятия. Тестовый контроль	Знание скважинного и устьевого оборудования скважин, эксплуатируемых фонтанным способом, а также устьевого оборудования нагнетательных скважин
3.	Газлифтная эксплуатация нефтяных и газовых скважин	5	Практические занятия. Тестовый контроль	Понимать сущность газлифтного способа эксплуатации, знать типы НКТ, согласно ГОСТ, виды газлифтной эксплуатации, конструкции газлифтных подъемников, разбираться в пуске газлифтной скважины в эксплуатацию, а также назначение и классификацию газлифтных клапанов
4.	Оборудование скважин, эксплуатируемых штанговыми скважинными насосами	5	Практические занятия. Тестовый контроль	Знание поверхностного оборудования (СК, устьевое оборудование, подвеска устьевого штока) и скважинного оборудования (насосные штанги и ШСН). Разбираться в классификации ШСН, в принципе работы ШСН

4 ГЛОССАРИЙ

Башмак – нижняя точка НКТ.

Бесшовная труба (seamless pipe) – трубное изделие из деформированной стали, изготовленное без сварного шва.

Бурение – это процесс сооружения скважины путём разрушения горных пород.

Газ – «природный газ, нефтяной (попутный) газ, отбензиненный сухой газ, газ из газоконденсатных месторождений, добываемый и собираемый газо- и нефтегазодобывающими организациями, и газ, вырабатываемый газо- и нефтеперерабатывающими организациями». Существует более 20 классификаций природных газов, построенных в соответствии с их происхождением, условиями нахождения, фазовыми состояниями, формами проявления, связью с породами, химическим составом и т. д.

Газ пластовый – (in-situ gas, reservoir gas) – 1) газ определённого состава в залежах; его свойства связаны с индивидуальными термобарическими условиями в пласте; 2) смесь газовых и конденсатообразующих компонентов, находящихся в условиях пласта в жидкой фазе.

Газлифтный (компрессорный) способ эксплуатации скважин – это способ эксплуатации нефтяных скважин, при котором подъём жидкости из пласта на поверхность осуществляется сжатым газом, нагнетаемым в колонну подъёмных труб.

Депрессия – градиент давления между давлением в пласте и на забое скважины.

Залежь – скопление нефти и газа, сосредоточенное в геологической ловушке в количестве, достаточном для промышленной разработки.

Колонна насосно-компрессорных труб (НКТ) (tubing) – колонна труб, спущенная в скважину и предназначенная для подъёма продукции скважины (жидкость или газ) на поверхность; труба, размещаемая в скважине и служащая для подъёма продукции скважины или нагнетания рабочей среды. Диаметр НКТ меньше, чем диаметр обсадной эксплуатационной колонны.

Конденсат ретроградный – конденсат, выпадающий (переходящий в жидкость) в пласте при добыче газа.

Конденсат сырой – жидкая фаза, выделяющаяся в пласте из пластового газа и состоящая из конденсатообразующих компонентов, в которых растворены газы.

Кровля пласта – поверхность, ограничивающая пласт сверху.

Манифольд (англ. *manifold*, от *many* – много и *fold* – складка, сгиб) – система устройств и аппаратуры для запуска и непрерывной безотказной работы нефтяных и газовых скважин. Манифольд состоит из труб, патрубков, задвижек, вентилях, тройников, крестовин, стояков, буферов, краников, компенсаторов, отводов при фонтанной и компрессорной добыче нефти. Манифольд присоединяется к устьевой арматуре скважины (фонтанная ёлка) в основном фланцевыми соединениями и заканчивается линией труб, подающих продукцию в замерные устройства.

Мандрели (эксцентричные камеры) – посадочные карманы, предназначенные для размещения в них газлифтных клапанов.

Манометр глубинный – устройство (прибор) для регистрации давления на заданной глубине.

Месторождение (нефти или газа) – это совокупность залежей, приуроченных к общему участку земной поверхности.

Муфта (coupling) – цилиндр с внутренней резьбой для соединения двух труб с резьбовыми концами.

Нефть – природная смесь углеводородов различных классов с сернистыми, азотистыми и кислородными соединениями.

Ниппель – (от англ. *nipple* – сосок) – соединительная трубка, предназначенная для временного или постоянного герметичного соединения трубопровода с другим трубопроводом или штуцером, обычно снабжаемая для этой цели резьбой.

Переводники – предназначены для соединения между собой НКТ разных диаметров, а также подземного оборудования, имеющего присоединительные концы с резьбой насосно-компрессорных труб, используемого при эксплуатации и ремонтных работах в нефтяных, газовых и геологоразведочных скважинах.

Пластовое давление [Па] – внутрислоевого давление жидкости и газа, заполняющих пустотное пространство породы, которое проявляется при вскрытии нефтеносных, газоносных и водоносных пластов.

Подощва пласта – поверхность, ограничивающая пласт снизу.

Порода-коллектор – это горная порода, способная вмещать в себя и отдавать нефть, воду или газ.

Скважина – это горная выработка в виде вертикального или наклонного цилиндра, сооружаемая при помощи механического бурового оборудования.

Устье – верхняя точка скважины.

Фонтанный способ – это способ, при котором нефть извлекается из скважин самоизливом.

Экстрактор – инструмент, позволяющий завести в мандрель газлифтный клапан, а также извлечь его из мандреля.

5 КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

- 1). Пояснить сущность газлифтного способа эксплуатации.
- 2). Назвать разновидности газлифтного способа эксплуатации.
- 3). Изобразить схему замкнутого цикла подачи рабочего агента для компрессорного газлифта.
- 4). Изобразить схемы внутрискважинного бескомпрессорного газлифта.
- 5). Конструкции и системы работы однорядного подъёмника.
- 6). Конструкции и системы работы двухрядного подъёмника.
- 7). Достоинства и недостатки однорядного газлифтного подъёмника.
- 8). Периодический газлифт, его достоинства и недостатки.
- 9). Дать определение давлениям пусковому и рабочему.
- 10). Назначение газлифтных клапанов.
- 11). Разновидность клапанов по способу установки.
- 12). Разновидность клапанов по принципу действия.
- 13). Разновидность клапанов по конструктивному исполнению.
- 14). Изобразить схему газлифтного клапана, управляемого давлением ГЖС в НКГ.
- 15). Изобразить схему газлифтного клапана, управляемого давлением газа в кольцевом пространстве.
- 16). Достоинства и недостатки газлифтного способа эксплуатации скважин.
- 17). Опасности и недостатки применения воздуха в качестве рабочего агента для подъёма нефти.
- 18). Изобразить схему струйного насоса. Пояснить принцип его работы.
- 19). Условия применения газлифтного способа для эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин. Механизм улучшения работы этих скважин.
- 20). Изобразить схему газовой (газоконденсатной) скважины, оборудованной струйным насосом. Пояснить принцип работы.
- 21). Назначение и работа канатной техники, применяемой при газлифтном способе эксплуатации скважин.
- 22). Назовите способы уменьшения пускового давления.
- 23). Назовите типы насосно-компрессорных труб.
- 24). Что такое газлифтный эффект? Физическая сущность этого явления.
- 25). Чем отличается газлифтный эффект от эффекта, если для подъёма жидкости применить теннисные шарик?