

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**  
**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ**  
**ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ**  
**«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

**Филиал ТИУ в г. Сургуте**  
**Кафедра «Нефтегазовое дело»**

**КУРС ЛЕКЦИЙ**

по дисциплине: «Скважинная добыча нефти»  
для студентов специальности 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
всех форм обучения

Сургут, 2016

Лекционный курс по дисциплине: «Скважинная добыча нефти» для студентов всех форм обучения по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело» /сост. Янукян А.П.; Тюменский индустриальный университет филиал ТИУ в г.Сургуте. – 90с.

Составитель: Янукян Арам Погосович, к.э.н.

## Содержание

Лекция № 1	История развития нефтяной промышленности. Значение нефти и газа в народном хозяйстве РФ. Основные районы добычи и подготовки нефти и газа.....	5
Лекция № 2	Первичное и вторичное вскрытие продуктивного пласта. Требования к вскрытию пласта.....	6
Лекция № 3	Фонтанная добыча нефти.....	17
Лекция № 4	Газлифтная добыча нефти.....	27
Лекция № 5	Насосная добыча нефти с ШСНУ.....	37
Лекция № 6	Насосная добыча нефти с УЭЦН. ОРЭ. Струйные и другие насосы.....	58
Лекция № 7	Методы увеличения дебита скважин.....	78

## Лекция № 1

### История развития нефтяной промышленности. Значение нефти и газа в народном хозяйстве РФ. Основные районы добычи и подготовки нефти и газа

Россия является одной из самых первых стран, где начали добывать нефть. В связи с этим многие изобретения и новые технологии в области бурения, добычи и ремонта нефти впервые были созданы и внедрены именно в России. Добыча нефти уходит корнями в историю.

Назовем некоторые вехи.

- 1594г. в пос. Балаханы (Баку) в нефтяном колодце глубиной 35м найден камень, на котором указана дата сооружения колодца-1594г. и имя мастера Аллах Яра Мамеда Нур оглы.

- 1733 г. врач И-Я Лерхе указал в своем отчете «...в Балаханах было 52 нефтяных кладезя глубиной в 20 сажений (42.6м) из коих некоторые сильно бьют и ежедневно дают 500 батманов (около 3т) нефти...»

- 1847 г.Первая скважина на нефть была пробурена на Биби-Эйбаге (Азербайджан) в 1847 году инженером В.Н.Семеновым, ручным вращательно-ударным способом. В качестве бурильных труб были применены штанги.

- 1848г. Вымыв выбуренной породы циркулирующим потоком жидкости изобрел в 1848 г. французский инженер Робель.

- 1864г. Промышленная скважинная добыча нефти была внедрена в 1864 году на Кубани полковником А.Н. Новосильцевым на р. Кудако.

- 1885г. В Горном журнале инженер А.Васильев опубликовал первую в России диссертацию по нефтяному делу «Добыча нефти на Апшеронском полуострове и современное состояние там бурового дела.

- 1890г. Инженер Симченко изобрел первый в мире турбобур.

- 1893г. 6 октября дала нефть с глубины 62 сажени первая буровая скв.1/1 фирмы «И.А.Ахвердов и К<sup>о</sup>» на Алхан- Юртовскомстаничном участке. Скважина, пробуренная мастером Н.П. Муравьевымпод руководством инженера Л.И. Баскакова, положившей начало промышленной разработке Грозненского нефтяного месторождения.

- 1896г. Проект морского бурения инженера В.К. Згленицкого для добычи нефти со дна Каспийского моря. В июле 1900 г. он опубликовал методику и технику разведки бурением морского дна.

- 1899г. Впервые выходит нефтяной технический журнал «Нефтяное дело».

- 1902г. Роторное бурение внедрилось впервые в США в 1901 г., в России стали применять с 1902 г. в Грозненском районе.

- 1865 году была внедрена глубинно- насосная эксплуатация, которую в 1874 году применили на нефтепромыслах Грузии, в 1876 году в Баку, а в 1895 году в Грозном.

В Росси нефть добывалась в наибольших количествах на территории Бакинского района. До 2-й половины 19 века добыча держалась на уровне около 4 тысяч тонн в год. В 1825 году из 125 колодцев было добыто 4125 т нефти, а в 1862 из 220 колодцев – 5480 тонн. С 60-х годов 19 века нефть стали добывать на Кубани и в Тамани, с 90-х гг.- в Грозненском районе, в начале 20 века в Фергане, а затем на реке Эмба.

В 1901 г. Россия достигла наивысшей добычи, которая составила 11.6 млн. т нефти, затем к началу Революции добыча уменьшилась и к моменту национализации нефтяных промыслов составляла всего 3.8 млн. т.

После национализации нефтяных промыслов началось быстрое увеличение добычи нефти. В кратчайшие сроки были завершены работы по восстановлению и реконструкции нефтяных предприятий, создана собственная база нефтяного машиностроения, что позволило непрерывно совершенствовать технику и технологию бурения, ремонта и эксплуатации нефтяных скважин. При этом были ликвидированы открытые фонтаны, внедрены глубинно-насосные и компрессорные способы добычи. Уже к 1940 году нефтяники страны ввели в разработку месторождения нефти в районе Урало-Поволжья, а в 1970-80 г.г. освоили новые нефтяные месторождения в Западной Сибири, на полуострове Мангышлак, в Коми АССР, в Белоруссии.

При решении серьезных задач в научном обеспечении процессов добычи и переработки повышенные требования предъявляются к подготовке кадров, работающих во всех отраслях нефтедобычи. Специалисты должны обладать высоким уровнем образования, опытом работы, знаний современной техники, технологии и методов организации труда.

На сегодняшний момент около 90% всей добычи нефти и конденсата в России приходится на восемь НК:

- «Роснефть»;
- ЛУКОЙЛ;
- ТНК-ВР;
- «Сургутнефтегаз»;
- «Группа Газпром» (включая «Газпром нефть»);
- «Татнефть»;
- «Башнефть»;
- «Русс Нефть».

Таблица 1 - Отдельные технико-экономические показатели работы нефтяной промышленности России в 1995 – 2012 гг.

Показатель	1995	2000	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Добыча нефти по способам эксплуатации скважин, %										
насосный	87,2	89,6	93	93,4	92,2	93	92,8	92,9	93,0	93,1
компрессорный	3,6	1,5	0,8	0,8	0,7	0,8	0,9	1	1,1	1,1
фонтанный	9	8,5	6,2	5,6	7,1	6,2	6,3	6,1	5,9	5,8
Среднесуточный дебит одной скважины, т	7,5	7,5	10,3	10,3	10,2	10,1	10,6	10,7	10,4	10,2
Эксплуатационный фонд скважин, тыс. шт.	143	151	151	162	157	158	152	155	160,4	162,7
Бездействующий фонд скважин, тыс. шт.	29,4	27,8	24,5	23,2	25,8	25,5	24,5	25,1	25,0	17,8
Удельный вес бездействующего фонда, %	20,6	18,5	16,2	16,4	16,4	16,1	16,1	16,2	15,6	10,9
Объем бурения на нефть, млн м	11,6	10,8	10,6	12,4	14,9	15,8	14,9	15,3	18,7	20,6
эксплуатационного	10,2	9,3	9,7	11,4	13,7	14,6	14	14,3	18,0	19,8
разведочного	1,4	1,5	0,9	1	1,2	1,2	0,9	1	0,7	0,8
Средняя глубина законченных эксплуатационным бурением скважин, м	2237	2309	2526	2967	2637	2711	2720	2760	2753	2755

## Лекция № 2

### Первичное и вторичное вскрытие продуктивного пласта. Требования к вскрытию пласта.

#### Требования к вскрытию пластов, методы вскрытия

Вскрытие нефтяных пластов, освоение и повышение продуктивности скважин – важные процессы подготовки скважин к эксплуатации. Качество выполнения этих работ оценивают по данным исследования скважин. От их качества зависит текущая продуктивность (дебит) и продолжительность работы скважин, нефтеотдача залежи.

Различают вскрытие нефтяных пластов бурением и перфорацией.

#### Вскрытие бурением

Методы вскрытия нефтяных пластов бурением могут быть разными, однако все они должны удовлетворять следующим основным требованиям:

- при вскрытии пластов с малым пластовым давлением (низконапорных пластов) необходимо предупредить ухудшение фильтрационной способности призабойной зоны пласта;

- при вскрытии высоконапорных пластов (с пластовым давлением выше гидростатического) следует не допустить возможности открытого фонтанирования скважин;
- должны быть созданы соответствующие и надежные конструкции стволов и забоев скважин.

Ухудшение фильтрационной способности коллектора при вскрытии происходит в результате поглощения бурового раствора пластом по трещинам, кавернам и высокодренажным каналам; проникновения фильтрата (дисперсионной среды) бурового раствора в поровое пространство; проникновения твердых частиц (дисперсной фазы) бурового раствора в поровое пространство. Глубина поступления в пласт твердых частиц может достигать до 40 мм, фильтрата- до 3м и бурового раствора- до нескольких метров. Фильтрат вызывает набухание глинистых компонентов коллектора, образование стойких водонефтяных эмульсий, бронированных глинистыми частицами и парафином, выпадение нерастворимых осадков, блокирующее действие воды. Проникновение твердых частиц сопровождается образованием глинистой корки, внутриводной глинизацией. В результате уменьшается дебит скважин, отдельные пропластки отключаются от работы. Предупредить или уменьшить эти отрицательные последствия можно подбором качественного бурового раствора. Он должен обладать малой водоотдачей, плотностью, обеспечивающей допустимую репрессию давления (5-15 %  $P_{пл}$ ) и предупреждающей аварийное фонтанирование, высокой стабильностью и не вызывать набухания глин и образования эмульсий. Это достигается вводом в раствор различных добавок и выбором типа бурового раствора.

Продуктивный пласт можно разбуривать либо совместно с вышележащими пластами, либо после крепления скважины до его кровли. В обоих случаях забой скважины может быть представлен открытым (не обсаженным) стволом, фильтром или перфорированной колонной.

Открытый ствол имеют менее 5% фонда скважин. Хотя такая конструкция забоя служит эталоном гидродинамического совершенства, однако её применение возможно при наличии устойчивых однородных или карбонатных пластов с малой толщиной.

Перфорация колонн осуществляется в более 90% скважин всего фонда. Она обеспечивает возможность поэтапной выработки пластов, избирательного воздействия на каждый упрощает технологию строительства скважины по сравнению с установкой фильтров.

Фильтры используют только для борьбы с пробкообразованием.

В целом скважина обсажена несколькими колоннами труб: кондуктором, одной-тремя техническими и эксплуатационной колоннами.

## **Вскрытие перфорацией**

Перфорация – процесс образования каналов в обсадной колонне, цементном камне и породе для создания гидродинамической связи скважины с пластом. Различают стреляющую и гидропескоструйную (абразивную) перфорации.

По принципу действия применяемых аппаратов (перфораторов) стреляющую перфорацию подразделяют на пулевую, кумулятивную и торпедную. Стреляющие перфораторы спускают в скважину либо на геофизическом кабеле и приводят в действие посылкой с поверхности

Земли импульса электрического тока, либо на НКТ и приводят в действие механическим способом путем сбрасывания в НКТ резинового шара и проталкивания его по трубам потоком жидкости.

При пулевой перфорации каналы создают пулями, иногда с разрывом в породе. Известны пулевые перфораторы с горизонтальными и вертикально-криволинейными стволами.

Основной объем работ приходится на кумулятивную перфорацию. Каналы создают направленной струей расплавленного металла и газов взрыва. Различают корпусные с извлекаемым корпусом многократного (типа ПК) и однократного (типа ПКО, ПКОС, ПНКТ) использования, а также бескорпусные, частично разрушающиеся (типа ПКС, ПРВ) и полностью разрушающиеся (типа КПРУ, ПР). Наибольшее применение нашли перфораторы типа ПК и ПКС.

Очень редко применяют торпедную перфорацию при которой против продуктивного пласта взрывают торпеды (шашки).

Выбор перфоратора, метода и технологии перфорации зависит от назначения скважины, цели перфорации, прочности, толщины и типа пласта, состояния обсадной колонны, размеров ствола скважины, давления, температуры и др.

Для технолога-разработчика важно соблюдение трех основных принципов: обеспечить высокое гидродинамическое совершенство скважины; сохранить прочность колонны и цементного кольца; достичь минимальных затрат средств и времени. Они выполняются подбором плотности перфорации, качества перфорационной жидкости, заполняющей скважину и технологии процесса. Плотность перфорации должна приниматься из гидродинамических соображений

Не менее 10-20 отв/м. Нарушение прочности колонны и цементного кольца наступает при 30-50 отв/м. Практика показывает, что с увеличением плотности перфорации коэффициент совершенства скважины возрастает, достигает максимума и дальше снижается вследствие загрязнения каналов и призабойной зоны пласта в процессе взрыва при некачественной перфорационной жидкости. Лучшие перфорационные жидкости – нефть, растворы на её основе, водонефтяные эмульсии и т.д.

Перед проведением перфорации скважины следует расчистить площадку, прошаблонировать колонну, установить противовыбросовую задвижку со штурвалом на 8-10 м, проложить отводящие трубы от устья, опрессовать оборудование, подготовить скважинную перфорационную жидкость и др.

Гидропескоструйная перфорация (ГПП) основана на использовании кинетической энергии, абразивности высокоскоростных песочно-жидкостных струй, вытекающих из насадок (сопел) перфоратора. При ГПП создаются каналы значительно больших размеров, не растрескивается цементный камень, не уплотняется порода в зоне перфорации. Однако вследствие большой трудоемкости и стоимости ГПП применяют там, где стреляющая перфорация оказывается неэффективной (в разведочных скважинах) и для повышения продуктивности скважин.

### **Конструкции забоев скважин**

Основные требования, предъявляемые к конструкции забойной части ствола скважины, следующие:

- 1) надежное сообщение продуктивного пласта со стволом скважины;
- 2) предохранение ствола скважины в призабойной части от обвала пород;
- 3) недопущение попадания больших количеств песка и глины из пласта в скважину.

Наряду с этими условиями конструкция забоя скважины должна обеспечивать возможность спуска насосно-компрессорных труб и различных инструментов до забоя, что бывает необходимо при эксплуатации скважин и различных ремонтных и исследовательских работах.

Если продуктивный пласт сложен твердыми, хорошо сцементированными породами, забой скважины обычно делают открытым: эксплуатационную колонну спускают до кровли продуктивного горизонта и цементируют, а разбуренный потом интервал от кровли пласта до забоя оставляют необсаженным. Такую конструкцию часто применяют при разбуривании тех месторождений в восточных районах страны, где продуктивные пласты сложены твердыми известняковыми породами.

Если продуктивный пласт состоит из рыхлых пород, частицы которых могут в процессе эксплуатации выноситься потоком жидкости в скважину, ниже основной эксплуатационной колонны иногда спускают хвостовик – фильтр.

Размеры щелей или отверстий в фильтре выбирают так, чтобы перед ними могли задерживаться крупные песчинки, которые в свою очередь ограничивают перемещение более мелких частиц из пласта.

Эксплуатационную колонну спускают до кровли продуктивного пласта и цементируют. Затем скважину углубляют на всю мощность продуктивного горизонта и спускают в неё хвостик-фильтр. Хвостовик имеет в верхней части воронкообразный раструб, который сажается в специальное седло, находящееся у башмака обсадной колонны.

Наиболее распространена конструкция забоя со сплошным цементированием эксплуатационной колонны.

Скважину бурят до подошвы продуктивного горизонта или несколько выше. Цементирование эксплуатационной колонны производят с расчетом подъема цементного раствора за ней на максимальную высоту для разобщения всех пластов в разрезе скважины.

После затвердения цементного раствора излишек его в колонне разбуривают. Образовавшийся после разбуривания цементного камня искусственный забой обычно находится на несколько метров ниже отверстий фильтра. Эта часть ствола скважины – от искусственного забоя до нижних отверстий фильтра – называется карманом или зумпфом. Зумпф является своего рода ловушкой, в которой скапливаются песок и грязь, поступающие из пласта в процессе эксплуатации скважины. Очищают зумпф от песка при очередном ремонте скважины.

При такой конструкции забоя для сообщения пласта со скважиной применяют перфорацию.

### **Оборудование ствола и устья скважины**

**Скважиной** называется цилиндрическая горная выработка, имеющая при малом поперечном сечении весьма значительную длину.

Начало скважины называется **устьем**, её конец – **забоем**. Все полое пространство скважины, от её устья до забоя, называется **стволом**.

Скважины могут быть вертикальными или наклонно-направленными.

Основное назначение скважины – извлечение нефти, газа или воды из недр на поверхность, т.е. скважина является каналом, соединяющим нефтяной, газовый или водяной пласт с поверхностью земли.

Весь фонд скважин на нефтяных и газовых промыслах, предназначенный для добычи нефти, газа или воды, называется эксплуатационным фондом.

По назначению выделяют:

- ✓ добывающие – нефтяные и газовые, предназначенные для добычи нефти, газа и попутной воды;
- ✓ нагнетательные, служащие для нагнетания в пласт воды, пара, газа и различных растворов;
- ✓ специальные, используемые для выполнения специальных работ и исследований.

Оборудованием скважины называют все те части её конструкции, которые обеспечивают отбор продукции в надлежащем режиме, проведение всех технологических операций в процессе эксплуатации и гарантируют от возникновения открытых фонтанов и загрязнения окружающей среды. Обычно различают наземное и подземное оборудование. Наземное (устьевое) оборудование включает арматуру, устанавливаемую на устье, подземное (скважинное)-оборудование ствола скважины.

### **Наземное оборудование**

К наземному оборудованию относят фонтанную арматуру и манифольд. Фонтанной арматурой оборудуют фонтанные нефтяные и газовые скважины. Её устанавливают на колонную головку.

Фонтанная арматура включает трубную головку и фонтанную ёлку с запорными и регулирующими устройствами. Трубная головка предназначена для подвески насосно-компрессорных труб и герметизации пространств между ними и обсадной эксплуатационной колонной. При оборудовании скважины двумя концентричными колоннами НКТ (двухрядная конструкция подъемника) трубы большего диаметра подвешиваются на резьбовом соединении нижнего тройника (крестовины), который устанавливается на крестовину, герметизирующую затрубное пространство. Трубы меньшего диаметра подвешиваются на резьбе переводника (стволовой катушки), размещаемом над тройником. При однорядной конструкции подъемника нижний тройник не ставится и трубы, подвешиваемые к нему, не спускаются.

Фонтанная ёлка предназначена для направления потока в выкидную линию, а также для регулирования и контроля работы скважины. Она может включать либо один или два тройника (одно- или двухъярусная тройниковая арматура), либо крестовину (крестовая арматура). Двухструнная (двухъярусная тройниковая и крестовая) конструкция ёлки целесообразна в том



случае, если нежелательны остановки скважины, причем рабочей является верхняя или любая боковая струны, а первое от ствола запорное устройство - запасным.

Сверху елка заканчивается колпаком (буфером) с трехходовым краном и манометром. Для спуска в работающую скважину приборов и устройств вместо буфера ставится лубрикатор.

На выкидных линиях после запорных устройств для регулирования режима работы скважины ставят регулирующие устройства (штуцер), обеспечивающие дросселирование потока вследствие изменения площади проходного сечения. Они подразделяются на нерегулируемые и регулируемые.

Нерегулируемый штуцер представляет собой диафрагму или короткую втулку (насадку) с малым отверстием. Диаметр отверстия штуцера обычно подбирают опытно при исследовании скважины; имеются также формулы для его оценки. Такой штуцер надежен в эксплуатации и незаменим при наличии песка в продукции.

Быстросменный штуцер состоит из разъёмного корпуса, зажимаемого между фланцами на выкидной линии арматуры при помощи шпилек. В корпус вставляется пробка с коническим отверстием под сменную штуцерную втулку. Герметичность обеспечивается резиновыми уплотнениями.

Для замены штуцера рабочую выкидную линию отключают, а работу скважины переводят на запасную линию, где также установлен требуемый штуцер. Затем снижают давление в рабочей линии до атмосферного давления.

Устьевое (до штуцера) и затрубное давления измеряют с помощью манометров. На фланцах боковых отводов трубной головки и фонтанной ёлки предусматриваются отверстия для подачи ингибиторов коррозии и гидратообразования в затрубное пространство и ствол ёлки, а также под карман для термометра.

Манифольд предназначен для обвязки фонтанной арматуры с выкидной линией (шлейфом), подающей продукцию на групповую замерную установку.

Оборудование газлифтных скважин аналогично оборудованию фонтанных. На устье устанавливается упрощенная фонтанная арматура, обвязка которой позволяет подавать газ в затрубное пространство и НКТ. В настоящее время используются комплектные газлифтные установки для непрерывного компрессорного газлифта типа Л и для наклонно направленных скважин типа ЛН. Эти установки обеспечивают автоматический пуск и освоение скважин, стабильную работу в заданном режиме, возможность перехода с фонтанной эксплуатации на газлифтную без подъема НКТ и возможность спуска в НКТ до забоя любого технологического оборудования.

Устьевое оборудование в насосных скважинах предназначено для герметизации затрубного пространства, внутренней полости НКТ, отвода продукции скважины и подвешивания колонны НКТ. Устьевое оборудование включает устьевой сальник, крестовину и запорные краны. Самоустанавливающиеся устьевые сальники изготавливают двух типов: с одним и двумя уплотнениями. Тип сальника выбирается в зависимости от степени газопроявления и высоты положения статического уровня жидкости в скважине. Устьевой сальник состоит из самоустанавливающейся сальниковой головки и тройника. Он герметизирует выход устьевого штока с помощью сальниковой головки и обеспечивает отвод продукции через тройник. Тройник ввинчивается в муфту НКТ. Отличительная особенность сальника - наличие пространственного шарового шарнира между головкой сальника и тройником. Такие сальники рассчитаны на рабочее давление 4 МПа.

В целом конструкция ствола скважины представлена в зависимости от геологических и технологических факторов несколькими концентрически спущенными на различную глубину колоннами обсадных труб: кондуктором, одной или тремя техническими и эксплуатационной колоннами. Эксплуатационная колонна окончательно образует ствол скважины.

Верхняя часть обсадных труб всех скважин заканчивается колонной головкой. Она предназначена для подвешивания и обвязки обсадных колонн с целью герметизации всех межтрубных пространств, контроля и управления межтрубными проявлениями и служит основанием для устьевого оборудования.

Широкое применение нашли колонные головки муфтового типа (ГКМ). Их основные узлы – корпус, навинченный на внешнюю трубу, и специальная муфта с фланцем для подвешивания

внутренней трубы. Уплотнение межтрубного пространства достигается самоуплотняющейся резиновой манжетой и двумя медными кольцами за счет прижатия муфты в корпусе фланцем через два полукольца. В случае трех и более колонн обсадных труб используется две и более таких секций ГКМ.

Более совершенна колонная головка клинового типа (ГКК). Она состоит из корпуса, клиньев для подвешивания внутренней колонны труб, пакера, обеспечивающего герметичность межтрубного пространства, катушки для установки фонтанной арматуры и промежуточного патрубка.

Для скважин, предназначенных для закачки горячей воды или пара в пласт, разработаны колонные головки сальникового типа (КГС). Они отличаются от головки ГКМ и ГКК наличием сальникового устройства, позволяющего эксплуатационной колонне перемещаться вверх или вниз при температурных деформациях.

В зависимости от назначения и способа эксплуатации скважины на колонную головку устанавливается соответствующее устьевое оборудование.

### **Подземное оборудование**

При всех способах эксплуатации скважин подъем жидкости и газа на поверхность происходит обычно по насосно-компрессорным трубам (НКТ), которые спускают в скважины перед началом эксплуатации. Эти трубы применительно к способам эксплуатации ещё называют фонтанными, компрессорными, насосными, подъемными или лифтовыми.

ГОСТ 633-80 предусматривает изготовление стальных бесшовных **насосно-компрессорных труб** гладких, с высаженными наружу концами – В, гладких высокогерметичных – НКМ и безмуфтовых с высаженными наружу концами – НКБ. Трубы с высаженными наружу концами (равнопрочные) рассчитывают по пределу прочности с учетом собственной массы при коэффициенте запаса, равном 1,5, а остальные (неравнопрочные) – по страгивающей нагрузке.

Трубы всех типов исполнения А изготавливают длиной 10 м, а исполнения Б – двух длин: от 5,5 до 8,5 м и свыше 8,5 до 10 м.

Гладкие трубы исполнения Б изготавливают до группы прочности Е включительно с термоупрочненными концами (ТУК).

На каждую трубу на расстоянии 0,4-0,6 м её конца наносят ударным способом и накаткой маркировку: условный диаметр трубы в миллиметрах; номер трубы; группа прочности; толщина стенки в миллиметрах (для труб с условным диаметром 73 и 89 мм), товарный знак предприятия – изготовителя, месяц и год выпуска. Рядом с этой маркировкой наносят ещё маркировку устойчивой светлой краской (кроме труб с условным диаметром 27-48 мм): условный диаметр трубы в миллиметрах; группа прочности (в том числе с ТУК); толщина стенки в миллиметрах (для труб с условным диаметром 73 и 89 мм); длина трубы в сантиметрах; масса трубы в килограммах; тип трубы (кроме гладких труб); вид исполнения (для труб исполнения А); наименование или товарный знак предприятия-изготовителя.

В основном применяют трубы условным диаметром (округленным наружным) 60 и 73 мм. Предельная глубина спуска НКТ зависит от их типоразмера, группы прочности стали и способа эксплуатации скважин.

Для увеличения срока службы труб необходимо бережно обращаться с ними, особенно при перевозке, погрузке и разгрузке.

### **Условия и методы вызова притока**

#### **Условие вызова притока**

Скважины осваивают после бурения, перфорации или ремонта. При бурении и перфорации скважина заполнена буровым раствором. По техническим правилам ведения буровых работ гидростатическое давление столба бурового раствора должно составлять 10-15% от пластового давления при глубине скважины не более 1200 м и 5% - при больших глубинах. При перфорации репрессия давления на пласт (разность между давлением на забое и пластовым давлением) не

должна превышать 5% от пластового давления. Для проведения ремонта её также заполняют жидкостью или раствором (глушат).

Глушение скважины жидкостью проводят для предотвращения открытого фонтанирования, выбросов нефти, газа при снятии устьевого оборудования и подъеме труб из скважины, т.е. для создания противодействия на пласт. Необходимо, чтобы жидкость глушения не снижала проницаемости призабойной зоны, не оказывала коррозионного и абразивного действия на ремонтное и эксплуатационное оборудование, не была токсичной, взрыво- и пожароопасной, дорогой и дефицитной. Плотность жидкости глушения должна соответствовать пластовому давлению в скважине. Для глушения скважин обычно применяют техническую воду, обработанную поверхностно-активными веществами, пластовую воду (плотность до 1120-1190кг/м<sup>3</sup>), глинистый раствор (до 1700кг/м<sup>3</sup>). Для предотвращения поглощения жидкости в высокопроницаемых пластах применяют буферные жидкости (объем около 1м<sup>3</sup>), в качестве которых используют водные растворы карбоксилметилцеллюлозы (КМЦ) и вязкоупругую смесь (ВУС).

Сохранение коллекторских свойств пласта при глушении обеспечивается применением гидрофобно-эмульсионных растворов, стабилизированных дегидратированными полиамидами (ЭС-2) и содержащих при необходимости утяжелители (барит, гематит и др.).

Таким образом, перед вызовом притока давление на забое скважины больше или равно пластовому давлению.

Для вызова притока необходимо выполнение условия  $P_z < P_{пл}$ , т.е. создание депрессии давления на пласт  $P = P_{пл} - P_z$ , где  $P_{пл}$  - пластовое давление;  $P_z$  - забойное давление. Так как забойное давление можно представить как гидростатическое давление столба жидкости в скважине, то условие вызова притока можно записать:

$$h\rho g < P_{пл} \quad (1)$$

где  $h$  - высота столба жидкости в скважине;

$\rho$  - плотность жидкости;

$g$  - ускорение свободного падения.

Следовательно, для того чтобы получить приток жидкости из пласта, необходимо или уменьшить высоту столба жидкости, или снизить её плотность. На этих операциях и основаны все известные методы освоения скважин.

#### Методы вызова притока

Перед освоением скважину оборудуют в соответствии с её назначением, способом эксплуатации и методом вызова притока. Выбор метода вызова притока зависит от назначения скважины, её способа эксплуатации, пластового давления, глубины и расположения скважины на структуре, степени устойчивости коллектора и др.

В промысловой практике нашли применение следующие три основных метода вызова притока (пуска в работу): замена жидкости, аэрация и продавка.

#### Метод замены жидкости

Последовательная замена жидкости с большей плотностью на жидкость с меньшей плотностью осуществляется промывкой скважины обычно по схеме: буровой раствор с большой плотностью - буровой раствор с меньшей плотностью - вода - нефть - газоконденсат. Для этого в скважину спускают НКТ, обвязывают наземное оборудование и насосный агрегат, опрессовывают нагнетательную линию и закачивают жидкость в НКТ (прямая промывка) или в затрубное пространство (обратная промывка); из скважины жидкость выходит в сборную ёмкость. Жидкость закачивают посредством либо цементировочного агрегата типа ЦА-320 М, либо насосной установки типа УН 1=630х700А.

#### Компрессорный метод

Аэрация (аэрирование, газирование) жидкости осуществляется аналогично, но в поток жидкости (воды) постепенно вводят газ, увеличивая его расход и уменьшая расход жидкости. Плотность газожидкостной смеси доводят до 300-400 кг/м<sup>3</sup>. Скорость нисходящего потока жидкости для предупреждения всплывания пузырьков газа должна быть не менее 0,8-1 м/с. Газ

вводят с помощью аэратора типа «перфорированная труба в трубе» или жидкостно-газового эжектора типа ЭЖГ-1, а на газовой линии устанавливают обратный клапан, предупреждающий поступление газа в обратном направлении и затем жидкости в компрессор. Наибольшее применение для освоения скважин в Западной Сибири нашли компрессорная станция СД-9/101, дизель компрессорные станции ДКС-7/200А, ДКС-3,5/200Тп и ДКС-3,5/400 Б и компрессорный агрегат АК-7/200.

Более эффективно применение пенных систем при освоении скважин и других технологических процессов. Пенные системы в отличие от аэрированных жидкостей придают процессу вызова притока плавность и устойчивость. Для получения пенной системы в жидкость, подвергаемую аэрированию, предварительно вводят пенообразующее поверхностно-активное вещество (ОП-10, дисолван, сульфолон, лигнопласт и др.) и стабилизатор из высокомолекулярных соединений (КМЦ, полиакриламид).

Продавка (вытеснение) жидкости сжатым газом. Этот метод пуска скважин называют ещё газлифтным или компрессорным. В процессе пуска скважин быстро создается депрессия, поэтому данный метод не применим при наличии рыхлых и неустойчивых коллекторов, подошвенной воды, верхнего газа.

#### Освоение желонкой, свабивование, тартание

Понижение столба жидкости в скважине при помощи желонки, называется тартание. Освоение тартанием применимо в скважинах, в которых не ожидается фонтанного притока нефти. Тартание в обсадной колонне производят до тех пор, пока буровой раствор в скважине полностью не заменится нефтью, при этом в скважину на канате от глубинной лебедки спускают в НКТ желонку (наподобие узкого длинного ведра с клапаном).

В скважинах, где ожидается фонтанный приток нефти, а также газа, можно снизить уровень жидкости при помощи свабивования (поршневания). В случае использования этого способа освоения обсадную колонну после её перфорации опускают до фильтра НКТ. Торцы НКТ до их спуска в скважину райберуют для устранения заусенцев, которые могут повредить поршень. После спуска НКТ устье скважины оборудуют фонтанной арматурой и выкидными линиями. Затем с арматуры снимают буфер и в НКТ опускают сваб (поршень с клапаном и резиновыми манжетами) на тартальном канате.

### Уравнение притока жидкости к скважине

При эксплуатации скважины важнейшее значение имеет перепад давления на забое, который является определяющим при работе скважины. Он представляет собой разницу между пластовым давлением и забойным давлением и называется депрессией.

Движение нефти начинается с какого-то расстояния, по мере движения к стволу скважины пластовой жидкости поток ее увеличивается, вследствие чего растет гидродинамическое давление. Наибольшего значения оно достигает в призабойной зоне пласта, равной 0,8 – 1,5 метра. Решающую роль играет забойное давление, чем ниже забойное давление, тем скважина может работать более продуктивно. Наибольший перепад давления в призабойной зоне пласта приводит к различным явлениям, например, выпадение в осадок в этой зоне солей, твердых частиц, смол, асфальтенов, может возникнуть турбулентное движение жидкости. Все эти явления уменьшают течение жидкости из пласта и называются скин – эффектом.

Движение жидкости в пласте подчиняется закону Дарси. При постоянной толщине пласта и открытом забое скважины жидкость движется к забою по радиально-сходящимся направлениям. Если скважина достаточно продолжительно работает при постоянном забойном давлении, то скорость фильтрации и давление во всех точках пласта перестает изменяться во времени и поток является установившимся.

Для установившегося плоскорадиального потока однородной жидкости по закону Дарси дебит скважины можно определить по формуле:

$$Q = \frac{2\pi kh(P_n - P_3)}{\mu \ln R_k / r_c} \quad (2)$$

где  $Q$  - дебит скважины;  $k$  - проницаемость пласта;  $h$  - толщина пласта;  $P_{пл}$  - пластовое давление;  $P_3$  - забойное давление в скважине;  $\mu$  - вязкость жидкости;  $R_k$  и  $r_c$  - радиусы контура питания и скважины, соответственно.

Данная формула, называемая формулой Дюпюи, используется для расчета дебита гидродинамически совершенных скважин, к которым относят скважины с открытым забоем, вскрывшие пласт на всю толщину.

### Виды несовершенства скважин

Если скважина имеет открытый забой, но вскрывла пласт не на всю толщину, то ее называют несовершенной по степени вскрытия. Скважины, вскрывшие пласт на всю толщину, но соединяющиеся с пластом посредством перфорации, являются несовершенными по характеру вскрытия. Есть скважины и с двойным видом несовершенства - как по степени, так и по характеру вскрытия.

Вблизи ствола гидродинамически несовершенной скважины происходит искажение плоскорадиальной формы потока и возникают дополнительные фильтрационные сопротивления потоку жидкости.

При расчете дебита несовершенство скважин учитывается введением в формулу Дюпюи коэффициента дополнительных фильтрационных сопротивлений  $C$ .

$$Q = \frac{2\pi kh(P_n - P_3)}{\mu(\ln R_k / r_c + C)} \quad (3)$$

Величина коэффициента дополнительных фильтрационных сопротивлений зависит от степени вскрытия пласта, плотности перфорации, длины и диаметра перфорационных каналов. Обычно ее определяют, используя графики И.В. Щурова.

Формулу (3) можно представить с использованием понятия приведенного радиуса  $r_{cпр}$ :

$$Q = \frac{2\pi kh(P_n - P_3)}{\mu \ln R_k / r_{cпр}} \quad (4)$$

**Приведенный радиус скважины** – это радиус гидродинамически совершенной скважины, которая обеспечивает при равных прочих условиях такой же дебит, как гидродинамически несовершенная скважина.

Так как дебит конкретной скважины главным образом регулируется изменением депрессии на пласт, то часто используют формулу притока, записанную в виде:

$$Q = K_0(\Delta P_{пл} - P_3) \quad (5)$$

где  $K_0$  - коэффициент продуктивности скважины.

В отличие от несжимаемых жидкостей, фильтрация газа в пласте сопровождается изменением его объема. Общее уравнение притока газа в скважину имеет вид:

$$P_{пл}^2 - P_{заб}^2 = aV_r + bV_r \quad (6)$$

где  $a, b$  – коэффициенты фильтрационных сопротивлений.

### Техника безопасности и охрана окружающей среды при освоении скважин

Техника безопасности – это совокупность приемов по предупреждению несчастных случаев, отравлений и профессиональных заболеваний. Она неразрывно связана с технологией процессов и оборудованием.

Освоение скважин должно проводиться по плану, утвержденному главным инженером предприятия и главным геологом, с указанием в плане персонально – ответственного инженерно-технического работника. Бригады рабочих должны быть обучены и проинструктированы безопасному ведению работ, в том числе на случай открытого нефтегазовыброса.

Обсадные трубы нефтяных и газовых скважин обвязывают колонной головкой. Колонную головку опрессовывают на пробное давление до установки её на устье и затем, после монтажа, испытывают на давление, не превышающее давление опрессовки колонны, принимаемое по установленной норме. Эти работы оформляются актами. Колонная головка должна иметь конструкцию, обеспечивающую проведение постоянного контроля за скоплением газа в межколонном пространстве. В основном межколонные газопроявления обусловлены негерметичностью резьбовых соединений обсадных труб. Для предупреждения их применяют уплотнительную резьбовую смазку, ингибитор коррозии, а также проводят другие мероприятия.

Разведочные, фонтанные, газлифтные и газовые скважины следует осваивать только после оборудования устья фонтанной арматурой, схема сборки которой должна быть утверждена руководством предприятия. Рабочее давление арматуры должно соответствовать максимальному давлению, ожидаемому на устье при эксплуатации скважины. Арматура предварительно должна быть опрессована в собранном виде на пробное давление, предусмотренное паспортом, а после монтажа на устье – на давление, допустимое для опрессовки эксплуатационной колонны. Результаты опрессовки оформляются актом.

До начала работ по освоению у фонтанной арматуры устанавливают стационарную или передвижную площадку с лестницей и перилами.

Обвязка устья скважины, её коммуникации (ёмкости, амбары и пр.) должны быть подготовлены к приему продукции скважины до перфорации эксплуатационной колонны. Под выкидными линиями, расположенными на высоте, должны быть надежно укрепленные опоры, предотвращающие падение линий при ремонте и вибрацию от ударов струи.

Перед перфорацией на крестовик фонтанной арматуры или на фланец колонны следует устанавливать противовыбросовую задвижку, которую до этого тщательно проверяют и опрессовывают на давление, равное пробному давлению фонтанной арматуры. После установки задвижку и крестовик вновь опрессовывают на давление, не превышающее допустимое для данной эксплуатационной колонны. Результат испытания оформляют актом. Противовыбросовая задвижка должна иметь указатели: «Открыто», «Закрыто», а её штурвал выводят в сторону от выкидных линий на расстояние не менее 10 м от скважины и ограждают щитом и навесом.

При необходимости глушения скважины в процессе её освоения должен быть приготовлен свежий утяжеленный раствор в количестве не менее двух объемов скважины. Раствор в процессе освоения должен периодически перемешиваться.

После прострела колонны снимают противовыбросовую задвижку, в скважину спускают НКТ, а затем устанавливают ёлку с центральной задвижкой. Спускать и поднимать трубы разрешается только при наличии на мостках задвижки с переводной катушкой и патрубком, рассчитанными на максимальное давление, ожидаемое на устье скважины. Трубы укладывают на стеллажи с предохранительными стойками. Освоение рекомендуется проводить в дневное время. При освоении скважин в ночное время рабочие места должны быть освещены в соответствии с установленными нормами.

В случае нефтегазопроявлений в скважине, а также аварийного отключения световой линии в ночное время при спуске или подъеме труб следует немедленно установить на устье задвижку и прекратить дальнейшие работы.

При освоении скважин промывкой жидкостью, методами аэрации жидкости и продавки газом нагнетательные линии, воздухопровод и газопровод должны иметь задвижку, обратный клапан и манометр.

Нагнетательная линия, воздухопровод и газопровод должны опрессовываться на полуторакратное давление от ожидаемого максимального рабочего давления.

При освоении скважин с помощью передвижного компрессора его следует устанавливать не ближе 25м от скважины. Насосные агрегаты должны находиться на расстоянии не менее 10м от устья скважины и быть расставленными так, чтобы расстояние между ними составляло не менее 1 м и кабины их не были обращены к устью скважины.

При перерывах и остановках в процессе освоения центральная задвижка фонтанной арматуры и задвижка на крестовине должны быть закрыты. При вызове притока путем нагнетания сжатого воздуха или аэрации жидкости воздухом перерывы процесса не допускаются во избежание образования взрывоопасной смеси. Перед возобновлением работ по освоению после их остановки необходимо постепенно через центральную и затрубную задвижки снизить давление газа в скважине до атмосферного.

При освоении скважины продавкой газом, подаваемый из соседней скважины, газопровод следует подключить после штуцера. Газопровод должен быть проложен так, чтобы в процессе освоения скважины, исключалась опасность механических повреждений его.

Освоение газовых и газоконденсатных скважин свабированием, а фонтанных скважин – тартанием желонкой запрещается.

При освоении газовые и газоконденсатные скважины продувают путем выпуска газа в атмосферу с целью очистки забоя от воды, грязи и шлама. Скважину следует продувать через прочно закрепленную продувочную линию со штуцером и при полностью открытых задвижках на выкиде. Продувка опасна в пожарном отношении. Выброшенный кусок породы может удариться о металлический предмет, дать искру и вызвать взрыв и пожар. Перед продувкой нужно огни и прекратить курение на расстоянии не менее 150м вокруг скважины, особенно с подветренной стороны. После продувки закрывать задвижку нужно медленно.

Нефть углеводородный газ – взрывоопасные и легковоспламеняющиеся вещества. Взрыв или пожар могут возникнуть при определенном соотношении горючего и воздуха и появления источника воспламенения. Взрыв возможен и при скоплении газа в определенном участке помещения. Большинство нефтяных газов тяжелее воздуха, вследствие чего они стелются по земле, заполняя углубления. Температура вспышки нефтей колеблется от –35 до +34 С.

Вероятными причинами воспламенения могут быть открытый огонь, сильный нагрев, искры от электрооборудования, ударов, трения, разрядов статического и атмосферного электричества, самовозгорание пиррофоров (отложения сернистого железа, промасленная ветошь и др.)

К противопожарным мероприятиям, кроме рассмотренных выше, относят заземление металлических частей, защиту молниеотводами, своевременное удаление и охлаждение пиррофорных веществ. У скважин и других объектов должен быть первичный инвентарь для пожаротушения: ящики с песком, лопаты, совки, топоры, кошма, огнетушители пенные и углекислотные. Производственная территория и рабочие места должны содержаться в чистоте. Разлитые нефть и нефтепродукты убирать, а загрязненную площадь – зачищать. Курить разрешается только в специально отведенных местах. Газоопасные и огневые работы могут выполнять только по наряду специально подготовленные работники под руководством инженерно-технического работника, назначенного начальником или главным инженером предприятия.

#### Охрана окружающей среды

Охраны Законодательства о недрах предусматривают обязанность пользователей недр обеспечить охрану атмосферного воздуха, земель, лесов, вод и других объектов окружающей природной среды.

Добыча нефти и газа в той или иной степени воздействует на земную поверхность, растительность, водные источники, воздушные бассейны. Справедливо считается, что нефтяная промышленность – один из основных потенциальных источников загрязнения окружающей среды. Разлив нефти на устье скважины и прискважинной площадке возможен через неплотности в устьевой арматуре и соединениях труб, особенно при освоении скважин свабированием. Для предотвращения разлива нефти при свабировании разработана герметизирующая головка, включающая уплотняющую и клапанную системы и приспособление для центрирования каната.

Слив в водоёмы жидкостей, используемых при освоении скважин, отравляет водоёмы, приносит огромный вред рыбному хозяйству. Большую опасность представляет загрязнение грунтовых вод и водоёмов нефтью. Атмосфера загрязняется в результате испарения нефти и выброса газа.

Основная задача охраны недр – обеспечение рациональной разработки нефтяных и газовых месторождений. Для её решения в процессе бурения её решения в процессе бурения скважин необходимо изолировать друг от друга все продуктивные и непродуктивные пласты, обеспечить

герметичность обсадных колонн, предотвратить возможное открытое фонтанирование и обвалы. При освоении, эксплуатации и ремонте скважин необходимо предпринимать меры по предупреждению открытого фонтанирования, прорывов нефти и газа в другие пласты, преждевременного обводнения скважин, нанесения ущерба другим продуктивным пластам.

### Контрольные вопросы

1. Условия притока нефти и газа к скважинам.
2. Уравнение притока.
3. Определение дебита скважины.
4. Виды гидродинамического несовершенства скважин.
5. Учет несовершенства при расчете дебита.
6. Вскрытие продуктивных пластов. Первичное и вторичное вскрытие.
7. Требования к вскрытию пластов.
8. Оборудование забоев скважин. Фильтры.
9. Виды перфорации: кумулятивная, пулевая, торпедная, гидропескоструйная.
10. Оборудование ствола и устья скважин, колонные головки.
11. Условие и методы вызова притока.
12. Техника безопасности и охрана окружающей среды при освоении скважин.

## Лекция № 3 Фонтанная добыча нефти

Эксплуатация нефтяных скважин ведется фонтанным, газлифтным или насосным способом.

Подъем жидкости и газа от забоя скважины на поверхность составляет основное содержание процесса эксплуатации скважин. Этот процесс может происходить как за счет природной энергии  $W_n$  поступающих к забою скважины жидкости и газа, так и за счет вводимой в скважину энергии с поверхности  $W_u$ .

Газожидкостная смесь, выходя из ствола скважин через специальное устьевое оборудование, направляется в сепараторы (отделители жидкости от газа) и замерные приспособления, затем поступает в промысловые трубопроводы. Для обеспечения движения смеси в промысловых трубопроводах на устье скважин поддерживается то или иное давление.

На основании изложенного можно составить следующий энергетический баланс:

$$W_1 + W_2 + W_3 = W_n + W_u, \quad (7)$$

где  $W_1$  - энергия на подъем жидкости и газа с забоя до устья скважины;

$W_2$  - энергия, расходуемая газожидкостной смесью при движении через устьевое оборудование;

$W_3$  - энергия, уносимая струей жидкости и газа за предел устья скважины;

Если  $W_u = 0$ , то эксплуатация называется фонтанной; при  $W_u \neq 0$  эксплуатация называется механизированной добычей нефти.

Передача энергии  $W_u$  осуществляется сжатым газом или воздухом, либо насосами, способ эксплуатации называется газлифтный или насосный.

Фонтанирование только от гидростатического давления пласта ( $P_{пл}$ ) редко в практике эксплуатации нефтяных месторождений; условие фонтанирования

$$P_{пл} > \rho \cdot g \cdot h \quad (8)$$

В большинстве случаев вместе с нефтью в пласте находится газ, и он играет главную роль в фонтанировании скважин. Это справедливо даже для месторождений с явно выраженным водонапорным режимом. Для водонапорного режима характерно содержание в нефти газа, находящегося в растворенном состоянии и не выделяющегося из нефти в пределах пласта.

Пластовый газ делает двойную работу: в пласте выталкивает нефть, а в трубах поднимает.

### Баланс энергии в скважине и виды фонтанирования



Подъём жидкости на поверхность происходит за счёт пластовой энергии либо за счёт пластовой и искусственной.

Энергия расходуется в стволе скважины:

- на преодоление силы тяжести гидростатического столба жидкости с учётом противодавления на устье;
- на преодоление сил трения;
- местные давления и на преодоление инерционных сил;

Баланс энергии записывается в следующем виде:

$$E_{пл} + E_{и} = E_{ст} + E_{тр} + E_{м} + E_{ин} \quad (8)$$

Когда скважина перестаёт фонтанировать, её переводят на другой метод эксплуатации – газлифтный, насосный.

При механизированных способах и при газлифте нефть поднимается только на определённую высоту, которая меньше глубины скважины.

Для подъёма жидкости до устья при данных способах в скважину вводят дополнительную энергию:

- при газлифте – энергия сжатого газа;
- при насосном – энергия придаваемая насосом.

По мере подъёма жидкости по стволу скважины снижается давление, выделяется растворимый газ и образуется газожидкостная смесь (ГЖС). Газ выполняет работу по подъёму жидкости в трубах.

Выразим уравнение баланса энергии в скважине через силы гидродинамического давления.

$$V_{см}(P_1 - P_2) = V_{см}\Delta P_{ст} + V_{см}\Delta P_{тр} + V_{см}\Delta P_{ин} \quad (9)$$

Разделив уравнение на  $V_{см}$ , получим баланс давлений в скважине:  $P_1 - P_2 = \Delta P_{ст} + \Delta P_{тр} + \Delta P_{ин}$  где  $P_1$  – забойное, а  $P_2$  – устьевое давления.

Виды фонтанирования:

- 1) Артезианское фонтанирование;
- 2) Газлифтное с выделением газа в стволе.
- 3) Газлифтное с выделением газа в пласте.

### Фонтанирование скважин под действием гидростатического напора

Условие фонтанирования скважин записываются в виде:

$$P_з > \rho gh \quad (10)$$

При установившемся движении жидкости забойное давление уравновешивается давлением столба жидкости в скважине + давление созданное на устье и + давление необходимое для преодоления трения.

$$P_з = \rho gh + P_y + P_{тр} \quad (11)$$

$$P_{тр} = \lambda \frac{H \cdot v^2}{2d} \cdot \rho \quad (12)$$

где  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления

$Re < 2320$ , то  $\lambda = \frac{64}{Re}$  при ламинарном режиме

$Re > 2320$ , то  $\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}}$  при турбулентном режиме

Максимальный дебит скважины при артезианском фонтанировании будет при устьевом давлении = 0.

При этом 
$$P_{заб} = \rho gh + \lambda \frac{Hv^2}{2d} \rho \quad (13)$$

$P_{заб}$  является минимальным давлением, при котором возможно фонтанирование за счёт гидростатического напора.

### Механизм движения газожидкостных смесей (ГЖС) по вертикальным трубам.

Фонтанные скважины 2-ого и 3-его типа это газожидкостные подъёмники:

$$P_1 = h_1 \cdot \rho g + P_0 \quad (14)$$

$$P_1 = h' \cdot \rho_{см} g + P_2$$

Приравниваем эти уравнения в случае одинаковых давлений газа над жидкостью в трубах при условии  $P_2 = P_0$ :

$$h_1 \cdot \rho = h' \rho_{см} \quad (15)$$

получим, что:

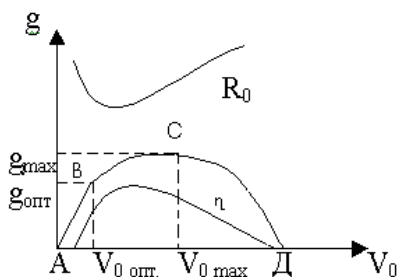
$$\rho_{см} < \rho \Rightarrow h' > h_1 \quad (16)$$

Увеличивая  $V_g$  в смеси уменьшается плотность смеси увеличивается уровень в трубах.

Таким образом принцип подъёма жидкости в трубах заключается в уменьшении плотности в смеси. При определённом расходе газа начинается перелив жидкости  $h \geq L$ .

Расход жидкости при увеличении расхода газа сначала возрастает, достигает максимума, а затем уменьшается. Это связано с тем, что труба длиной  $L$  и диаметром  $d$  при постоянном перепаде давления м/о пропускать определённый расход жидкости ил газа.

Зависимость  $V$ -ого расхода жидкости от  $V$ -ого расхода газа называется **кривой лифтирования**.



т.А соответствует началу подачи жидкости.

т.В – точка оптимальной подачи (оптимальный режим работы характеризуется максимальным КПД и минимальным значением расхода газа).

т.С – точка максимальной подачи.

т.Д – срыв подачи подъёмника по жидкости.

$$R_0 = \frac{V_0}{g} \quad (17)$$

Отрезок ВС называется рабочей ветвью кривой лифтирования, она получена при заданном относительном погружении труб под уровень жидкости.

$$\varepsilon = \frac{h_1}{L} \quad (18)$$

С учётом противодействия на устье:

$$\varepsilon = \frac{P_1 - P_2}{L \cdot \rho g} \quad (19)$$

В общем случае подача подъёмника, т.е.  $Q$  является функцией многих параметров. С увеличением  $P_1$  и  $P_2$  или длины  $L$  подача  $Q$  возрастает. Поскольку с увеличением  $h_1$  или  $P_1$  потребляется меньший расход газа для наступления перелива, то чем больше относительное погружение тем выше должна быть расположена кривая лифтирования.

Если  $\varepsilon > 1$ , то происходит естественное фонтанирование.

Если  $\varepsilon \leq 1$ , то происходит газлифт.

Если  $\varepsilon = 0$ , то процесс лифтирования невозможен.

Подъём ГЖС сопровождается относительным движением газовых пузырьков к жидкости. Как известно, газ может находиться в скважине:

- в растворенном состоянии;
- в виде пузырьков, находящихся в покое относительно жидкости (т.е. не всплывает самостоятельно);
- в виде пузырьков, размер которых значительно мал относительно общего объема жидкости (пузырьковый режим);

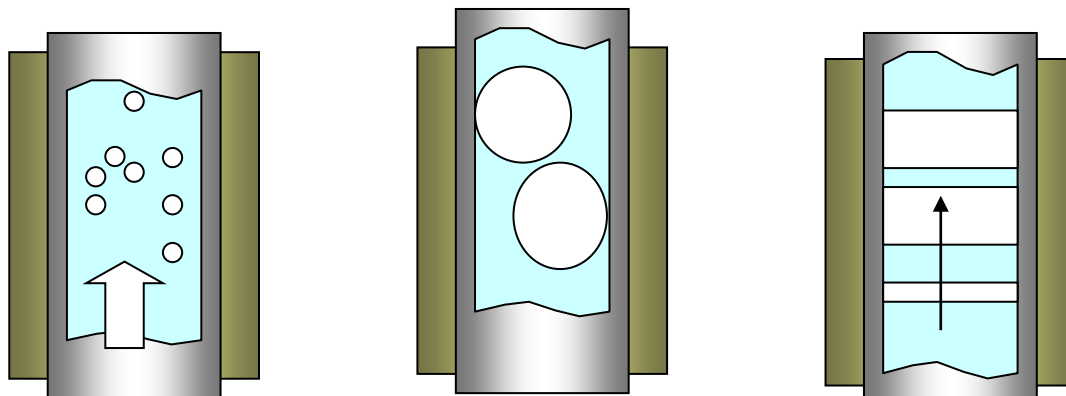


Рисунок 1 – Пенный, снарядный и кольцевой режим всплывания пузырьков газа

### Фонтанирование скважин под действием энергии расширяющегося газа

Большинство фонтанных скважин работает одновременно за счёт гидростатического напора и за счёт энергии расширения газа:  $P_y < P_{нас} < P_z$ .

Таким образом в нижней части колонны НКТ перемещается жидкость, а на глубине, где давление забойное равно давлению насыщения начинается выделяется газ и в верхней части колонны НКТ движется уже 2-ух фазный поток.

Существуют скважины, в которых забойное давление меньше давления насыщения.

Для таких скважин эффективный газовый фактор будет определяться по формуле:

$$G_{эф} = (G_0 - 10^3 \frac{\alpha}{\rho H_б} \cdot \frac{P_z + P_y}{2}) (1 - n_г) \quad (20)$$

Условие фонтанирования скважин:

$$G_{эф} \geq \frac{1,227 \cdot 10^{-2} \cdot H_б (\rho_{жс} g H_б - P_z + P_y)}{d^{0,5} (P_{заб} - P_y) \lg \frac{P_z}{P_y}} \quad (21)$$

где  $H_б$  - глубина спуска колонны НКТ в скважину,  $\alpha$  - коэффициент растворимости газа.

Для случая, когда забойное давление больше или равно давлению насыщения, эффективно действующий газовый фактор определяется по формуле:

$$G_{эф} = 0.5 (G_0 - 10^3 \alpha \cdot \frac{P_y}{\rho_{нд}}) (1 - n_г) \quad (21)$$

$$G_{эф} \geq \frac{1,227 \cdot 10^{-2} \cdot H_б' (\rho_{жс} g H_б' - P_{нас} + P_y)}{d^{0,5} (P_{нас} - P_y) \lg \frac{P_{нас}}{P_y}} \quad (22)$$

$H_б'$  – расстояние от забоя до башмака колонны НКТ.

$$H_{\delta}' = L_c - \frac{(P_z - P_{нас})}{\rho_{ж}g} \quad (23)$$

$$\alpha = \frac{G_0 \rho_{ж}}{10^3 (P_{нас} - 0,1)} \quad (24)$$

Максимальная глубина спуска колонны НКТ рассчитывается по формуле:

$$H_{\delta \max} = 0,5(h + \sqrt{h^2 + 326,03 \cdot h \cdot G_{эф} \cdot d^{0,5} \lg \frac{P_{нас}}{P_y}}) \quad (25)$$

$$h = \frac{P_{нас} - P_y}{\rho_{ж} \cdot g} \quad (26)$$

Минимальное забойное давление фонтанирования рассчитывается по формуле:

$$P_{заб \min} = P_{нас} + (L_c - H_{\delta \max}) \rho_{ж} \cdot g \quad (27)$$

### Роль фонтанных труб

При одном и том же количестве газа не в каждой скважине можно получить фонтанирование. Если количество газа достаточно для фонтанирования в 150 миллиметровой скважине, то его может не хватить для 200 миллиметровой скважины.

Смесь нефти и газа, движущаяся в скважине, представляет собой чередование прослоев нефти с прослоями газа: чем больше диаметр подъемных труб, тем больше надо газа для подъема нефти.

В практике известны случаи, когда скважины больших диаметров (150÷300 мм), пробуренные на высокопродуктивные пласты с большим давлением, отличались высокой производительностью, но фонтанирование их в большинстве случаев было весьма непродолжительным. Иногда встречаются скважины, которые при обычных условиях не фонтанируют, хотя давление в пласте высокое.

После спуска в такие скважины лифтовых труб малого диаметра удается достигнуть фонтанирования. Поэтому с целью рационального использования энергии расширяющего газа все скважины, где ожидается фонтанирование, перед освоением оборудуют лифтовыми трубами условным диаметром от 60 до 114 мм, по которым происходит движение жидкости и газа в скважине.

Диаметр подъемных труб подбирают опытным путем в зависимости от ожидаемого дебита, пластового давления, глубины скважины и условий эксплуатации. Трубы опускают до фильтра эксплуатационной колонны.

При фонтанировании скважины через колонну труб малого диаметра газовый фактор уменьшается, в результате чего увеличивается продолжительность фонтанирования. Нередко скважины, которые фонтанировали по трубам диаметром 114, 89, 73 мм, переходили на периодические выбросы нефти и останавливались. В этих случаях период фонтанирования скважины удавалось продлить путем замены фонтанных труб меньшего диаметра: 60, 48, 42, 33 мм. Это один из способов продления фонтанирования малодебитных скважин.

### Оборудование фонтанных скважин

В пробуренных эксплуатационных скважинах оборудуют как забойную (в зоне продуктивного пласта), так и устьевую часть, выходящую на поверхность. Если продуктивный пласт сложен достаточно прочными породами, то применяют "открытый" забой. В этом случае эксплуатационная обсадная колонна доводится до верхней границы продуктивного пласта, а сам пласт вскрывается на всю мощность. Если породы продуктивного пласта неустойчивые, рыхлые, то забой укрепляют обсадными трубами с креплением (цементированием) затрубного пространства. Приток нефти в скважину обеспечивают пробивкой отверстий (перфорацией)

обсадной трубы и цементного кольца в зоне продуктивного пласта (обычно десять отверстий на один метр).

Оборудование любой скважины, в том числе фонтанной, должно обеспечивать отбор продукции в заданном режиме и возможность проведения необходимых технологических операций с учетом охраны недр, окружающей среды и предотвращения аварийных ситуаций. Оно подразделяется на наземное (устьевое) и скважинное (подземное).

К наземному оборудованию относят фонтанную арматуру и манифольд. Фонтанной арматурой оборудуют фонтанные нефтяные и газовые скважины. Фонтанная арматура изготавливается по ГОСТ 13846-89.

Фонтанная арматура служит для герметизации устья скважины, направления движения газожидкостной смеси в выкидную линию, регулирования и контроля режима работы скважины созданием противодавления на забое.

Фонтанную арматуру собирают из различных фланцевых тройников, крестовиков и запорных устройств (задвижек или кранов), которые соединяют между собой с помощью шпилек. Герметизируют соединения металлическим кольцом с овальным поперечным сечением, которое вставляют в канавки на фланцах и затем стягивают шпильками.

Фонтанная арматура состоит из трубной головки и фонтанной елки. Трубную головку устанавливают на колонную головку. Она предназначена для подвески фонтанных труб и герметизации кольцевого пространства между фонтанными трубами и эксплуатационной колонной, а также для проведения различных технологических процессов, связанных с освоением и промывкой скважины, удалением отложений парафина из фонтанных труб, песка с забоя и т.д.

Трубная головка состоит из крестовины, тройника и переводной катушки.

Тройник устанавливают при оборудовании скважин двухрядным лифтом. При этом первый ряд труб крепится к переводной катушке с помощью переводной втулки, а второй ряд труб - с помощью переводной втулки. При оборудовании скважин только одним рядом фонтанных труб тройник на арматуре не устанавливают.

На крестовике и тройнике трубной головки ставят запорные задвижки, которые служат для соединения

технологического оборудования межтрубным или кольцевым пространством, а также для их герметизации.

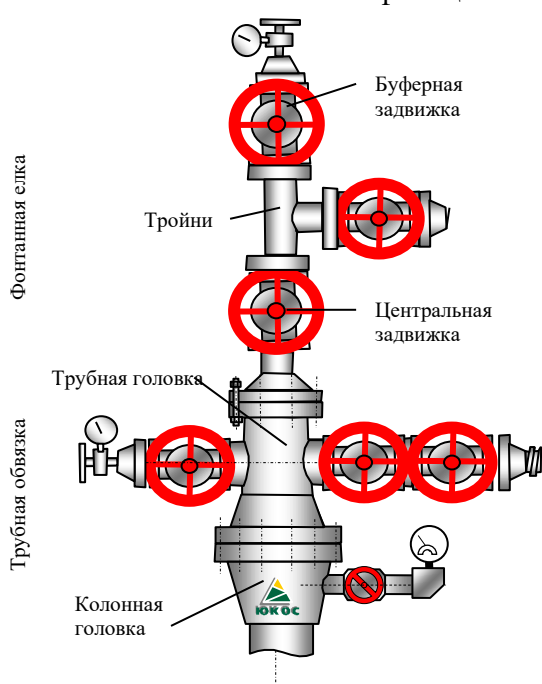
Фонтанная елка устанавливается на трубную обвязку. Она предназначена для направления продукции скважин в выкидные линии, регулирования отбора жидкости и газа, проведения различных исследовательских и ремонтных работ, а также при необходимости для закрытия скважины.

Фонтанная елка состоит из тройников, центральной задвижки, буферной задвижки, задвижек на выкидных линиях для перевода работы скважины на одну из них.

Буферная задвижка служит для перекрытия и установки лубризатора, который применяется для спуска в скважину скребков, различных скважинных измерительных приборов под давлением, не останавливая работу фонтанной скважины. При эксплуатации скважины на буферную задвижку устанавливают буферную заглушку с манометром.

Все задвижки фонтанной елки, кроме задвижек на одной из выкидных линий, при работе скважины должны быть открыты. Центральную задвижку закрывают лишь в аварийных случаях, направляя жидкость через межтрубное пространство в выкидные линии трубной головки.

Фонтанную арматуру различают между собой по прочностным и конструктивным признакам: по рабочему или пробному давлению, размерам проходного сечения ствола, конструкции фонтанной елки и числу спускаемых в скважину рядов фонтанных труб, виду запорных устройств.



Фонтанная арматура выпускается на рабочее давление – 14, 21, 35, 70, 105 и 140 МПа, сечением ствола от 50 до 150 мм, по конструкции фонтанной елки – крестовая и тройниковая, по числу спускаемых в скважину рядов труб – однорядная и двухрядная и оборудована задвижками или кранами.



Рисунок 2 - Схемы трубных обвязок фонтанной арматуры:

1 – ответный фланец; 2 – запорное устройство; 3 – трубная головка; 4 – манометр с запорно-разрядным устройством

Конструкция фонтанной арматуры обеспечивает возможность измерения давления на верхнем буфере елки, а также давления и температуры среды на буфере бокового отвода елки и трубной головки. Стандартами предусмотрено изготовление блочных фонтанных арматур, а также укомплектование по необходимости фонтанных арматур автоматическими предохранительными и дистанционно управляемыми устройствами.

Фонтанная елка – часть фонтанной арматуры, устанавливаемая на трубную обвязку, предназначена для контроля и регулирования потока скважинной среды в скважинном трубопроводе и направления его в промышленный трубопровод. Типовые схемы фонтанных елок приведены на рис. 3.

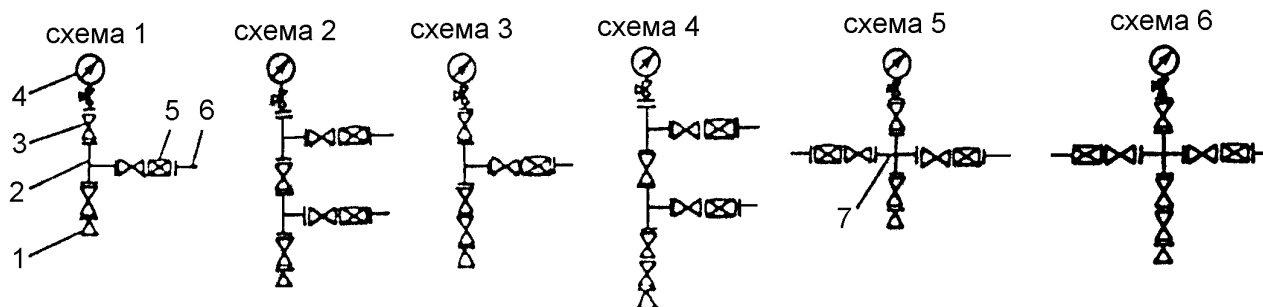


Рисунок 3 - Типовые схемы фонтанных елок:

тройниковые - схемы 1, 2, 3 и 4; крестовые - схемы 5 и 6 (1 - переводник к трубной головке; 2 - тройник; 3 - запорное устройство; 4 - манометр с запорно-разрядным устройством; 5 - дроссель; 6 - ответный фланец; 7 - крестовина)

При оборудовании скважины двумя концентрическими колоннами НКТ (двухрядная конструкция подъемника) трубы большего диаметра подвешиваются на резьбовом соединении нижнего тройника (крестовина), который устанавливается на крестовину, герметизирующую затрубное пространство.

Трубы меньшего диаметра подвешиваются на резьбе переводника (стволовой катушки), размещаемом над тройником (крестовиком) (рис. 2).

Типовые схемы фонтанных елок (рис. 3) включают либо один (схемы 3 и 1), либо два (схемы 2 и 4) тройника (одно и двухъярусная арматура), либо крестовину (крестовая арматура – схемы 5 и 6).

Двухструнная (двухъярусная тройниковая и крестовая) конструкция елки целесообразна в том случае, если нежелательны остановки скважины, причем рабочей является верхняя или любая боковая струна, а первое от ствола запорное устройство – запасным. Сверху елка заканчивается

колпаком (буфером) с трехходовым краном и манометром. Для спуска в работающую скважину приборов и устройств вместо буфера ставится лубрикатор.

Типовые схемы фонтанной арматуры приведены на рис. 4. Монтаж-демонтаж фонтанной арматуры на устье скважины производится автомобильными кранами или другими подъемными механизмами.

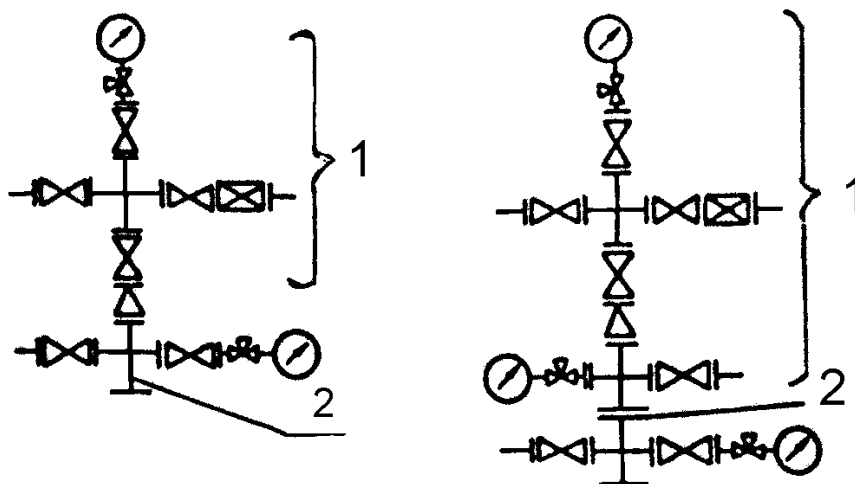


Рисунок 4 - Типовые схемы фонтанной арматуры: 1 – фонтанная елка; 2 – трубная обвязка

Запорные устройства фонтанной арматуры изготавливаются трех типов: пробковые краны со смазкой; прямоточные задвижки со смазкой типа ЗМ и ЗМС с однопластинчатым и ЗМАД – с двухпластинчатым шиббером. Задвижки типов ЗМС и ЗМАД имеют модификации с ручным и пневмоприводом.

При всех способах эксплуатации скважин подъем жидкости и газа на поверхность происходит по специальным трубам НКТ, спускаемым в скважины перед началом эксплуатации (в фонтанирующих скважинах опускаются до фильтра). Согласно ГОСТ 633-80 предусмотрены следующие условные размеры (по внешнему диаметру): 27, 33, 42, 48, 60, 73, 89, 102 и 114 мм с толщиной стенок от 3 до 7 мм. Длина труб 5÷10 м. Трубы бесшовные, из сталей с высокими механическими свойствами, на обоих концах резьба, соединяются между собой муфтами. Отечественные НКТ изготавливают 4 типов. НКТ могут быть изготовлены из алюминиевого сплава марки Д16. Применяют фиберговые трубы, а также безрезьбовые (гибкие) НКТ на барабанах длиной до 6000 м.

### Оборудование для предупреждения открытых фонтанов

Для предупреждения открытых фонтанов при эксплуатации фонтанных скважин применяются комплексы типа КУСА и КУСА-Э. Они могут обслуживать от одной до восьми скважин в случае разгерметизации устья, при отклонении от заданных параметров (давления, дебита) работы скважин и при возникновении пожара.

Основные элементы комплексов – пакер, скважинный клапан-отсекатель, устанавливаемый внутрь НКТ на глубине до 200 м, и наземная станция управления. Управление клапаном-отсекателем может быть пневмо- (тип КУСА) или электрогидравлическим (типа КУСА-Э).

Запорным органом служит хлопушка или шар.

Клапан-отсекатель (также и задвижка арматуры) может быть закрыт со станции управления принудительным путем или дистанционно с пульта диспетчера, связанного со станцией управления посредством промышленной телемеханики.

Имеются еще автоматические клапаны-отсекатели, срабатывающие при увеличении дебита скважины выше заданного. Они устанавливаются на НКТ. Автоматизация фонтанной скважины предусматривает и автоматическое перекрытие выкидной линии разгруженным отсекателем манифольдным типа РОМ-1. Отсекатель срабатывает автоматически при повышении давления в

трубопроводе на 0,45 МПа (образование парафиновой пробки) и при понижении давления до 0,15 МПа (порыв трубопровода).

Для обеспечения длительной и бесперебойной работы скважин в фонтанном режиме эксплуатации большое значение имеет регулирование пластовой энергии за счет изменения объема нефти, поступающего из скважины и называемого дебитом скважин. Для ограничения дебита скважин в боковом отводе фонтанной елки устанавливается сменный штуцер-вставка из износостойкого материала с калиброванным отверстием строго определенного диаметра. Диаметр штуцера определяет количество поступающей из скважины нефти в зависимости от принятого режима работы скважины. Обычно диаметр штуцера равен  $3 \div 15$  мм и больше. Могут применяться быстро-сменяемые и быстрорегулируемые забойные штуцеры, которые устанавливаются в фонтанных трубах на любой глубине и удерживаются пакерами. Спуск и подъем забойных штуцеров осуществляется на стальном канате при помощи лебедки.

### **Исследование фонтанных скважин и установление режима их работы**

Фонтанные скважины можно исследовать многими способами. Исследование при установившихся режимах имеет свои особенности. Режим работы скважины изменяют сменной штуцера на другой диаметр, т.е. изменением устьевого давления. После смены штуцера скважину выдерживают некоторое время для стабилизации режима, затем производят замер забойного, затрубного и устьевого давлений дебитов жидкости и газа. Отбирают пробы продукции для определения доли воды и песка.

Дебит жидкости замеряют на групповых замерных установках.

Забойное давление измеряют глубинными манометрами; устьевое и затрубное давление замеряют манометрами установленными на фонтанной арматуре.

По данным исследования строят индикаторные линии и регулировочные кривые, т.е. зависимость параметров работы от диаметра штуцера.

Используются эти графики для определения параметров пласта и скважины.

**Установить технологический режим** – это значит выбрать такие параметры работы подъёмника, которые обеспечивают получение заданного дебита, при соответственном забойном давлении согласно уравнению притока.

Заданный дебит называется нормой отбора, под которым понимают max дебит скважины допустимый условием рациональной эксплуатации залежи и обеспечивающий продуктивной характеристикой скважины.

При установившемся оптимальном режиме все скважины делятся на 2-е группы:

- с ограниченным отбором;
- с неограниченным отбором.

**Дебит скважины ограничен геолого-технологическими и техническими факторами.**

К первым можно отнести степень устойчивости пород, наличие подошвенных воды и верхнего газа необходимость ограниченного объёма добываемой воды и сокращение среднего газового фактора.

Необходимо обеспечить равномерное стягивание ВНК.

К техническим факторам относится возможность снятия обсадных колон при значительном снижении забойного давления.

Ограниченная мощность эксплуатации оборудования.

При фонтанной эксплуатации дополнительно учитываются следующие критерии:

- ✓ минимальное забойное давление фонтанирования;
- ✓ минимальный газовый фактор;
- ✓ недопущение пульсации в работе.

### **Осложнения при эксплуатации фонтанных скважин**

Наиболее часто встречаются следующие виды осложнений:

- ✓ Открытое нерегулируемое фонтанирование в результате нарушений герметичности устьевого арматуры;



- ✓ Образование АСПО на стенках НКТ и в выкидных линиях;
- ✓ Пульсация при фонтанировании, могущая привести к преждевременной остановке скважины;
- ✓ Отложение солей на забое и внутри НКТ.

Открытое фонтанирование в процессе эксплуатации скважины может произойти вследствие нарушения оборудования устья, в частности, фонтанной арматуры. Неплотность соединений или их нарушения вследствие вибрации арматуры, разрывы и «свищи», возникающие в результате разъедающего действия абразивной взвеси в потоке ГЖС, могут быть причиной тяжелых аварий. Для их предупреждения арматура всегда опрессовывается на 1,5-2-кратное ожидаемое рабочее давление. Причем опрессовываются как отдельные элементы, так и арматура в сборе. Для предупреждения открытых выбросов нашли применение различные отсекатели, спускаемые в скважину. Существуют поверхностные отсекатели механического действия, устанавливаемые на манифольдных линиях, которые перекрывают фонтанную скважину при разрывах выкидных линий из-за коррозии или механических повреждений.

Охлаждение нефти при подъеме, выделение из нее газа уменьшает ее растворяющую способность по отношению к парафинам, смолам.

Температура, при которой в нефти появляются твердые частицы парафина, называется температурой кристаллизации парафина. Она зависит от состава нефти и состава самих парафиновых фракций. Мелкие частицы парафина могут склеиваться вместе со смолами и асфальтенами, прилипать к шероховатостям на стенках НКТ, уменьшая их сечение. Интервал отложения парафинов для месторождений Нефтеюганского региона в среднем до 700-800 метров от устья скважины.

Процесс отложения парафина имеет адсорбционный характер. Поэтому защитные покрытия труб гидрофильными материалами оказались весьма эффективными для борьбы с отложениями парафина. Для создания защитных покрытий применяют лакокрасочные материалы, стекло-стеклоэмали.

Добавки в поток химических реагентов способствуют гидрофилизации стенок труб, увеличению числа центров кристаллизации парафина в потоке, повышению дисперсности частиц парафина в нефти. Такими реагентами могут быть как водо-, так и нефтерастворимые ПАВ.

Использование переменного магнитного поля также предотвращает отложение парафина.

Для удаления отложений парафина применяют тепловые и механические методы. При тепловом способе проводят периодическую закачку в затрубное пространство скважины горячей нефти, перегретого пара или паровоздушной смеси. При этом парафин расплавляется и выносится потоком из скважины по НКТ. При механическом способе используют скребки, которыми соскабливают отложения парафина со стенок труб.

Для предотвращения пульсаций применяют на нижнем конце колонны НКТ специальные рабочие отверстия или клапаны. Пульсация вызывает преждевременное прекращение фонтанирования в результате кратковременного увеличения плотности жидкости в НКТ, ее дегазации и увеличения давления на забое. Большой объем межтрубного пространства способствует накоплению в нем большого объема газа, который периодически прорывается через башмак НКТ до полной продувки фонтанных труб. Забойное давление снижается. После этого скважина длительное время работает на накопление жидкости.

Наличие малого отверстия на некоторой высоте от башмака (30-40м) обеспечивает сравнительно стабильное поступление газа из межтрубного пространства в НКТ, не допуская прорыва этого газа через башмак. После того как накапливающийся газ оттеснит уровень жидкости ниже отверстия, он начинает поступать в НКТ, и пульсация гасится.

Причинами отложения солей считают химическую несовместимость вод, поступающих в скважины из различных пластов или пропластков; перенасыщенность вводно-солевых систем при изменении термодинамических условий. Отложения солей приводят к уменьшению добычи нефти, сокращению межремонтных периодов работы скважин.

Основными компонентами солей могут быть гипс карбонаты кальция и магния.

Все методы борьбы с солеотложениями делятся на две группы: методы предотвращения выпадения солей и методы удаления солевых отложений. Наиболее эффективный метод предотвращения выпадения солей в трубах - применение химических реагентов (ингибиторов

солеотложений). Их периодически задавливают в пласт или закачивают в затрубное пространство добывающих скважин. Менее эффективно применение защитных покрытий, воздействие магнитными полями и ультразвуком.

Удаляют отложения солей с помощью химических реагентов и, в крайнем случае, разбуривают долотом.

### Контрольные вопросы

1. Баланс энергии в скважине.
2. Условия, причины и виды фонтанирования. Баланс давлений.
3. Подъем жидкости за счет гидростатического напора, за счет энергии расширяющегося газа.
4. Механизм движения смеси по вертикальным трубам.
5. Определение длины и диаметра фонтанного лифта.
6. Оборудование устья фонтанных скважин.
7. Обвязка фонтанной скважины с выкидной линией.
8. Регулирование работы фонтанной скважины.
9. Исследование фонтанных скважин и установление режима их работы. Регулировочные кривые.
10. Неполадки при работе фонтанных скважин. Меры борьбы с отложениями парафина, солей и коррозией.

## Лекция № 4 Газлифтная добыча нефти

### Сущность, разновидности и область применения газлифта

Газлифтная добыча - способ подъема жидкости из скважины за счет энергии газа, находящегося под избыточным давлением.

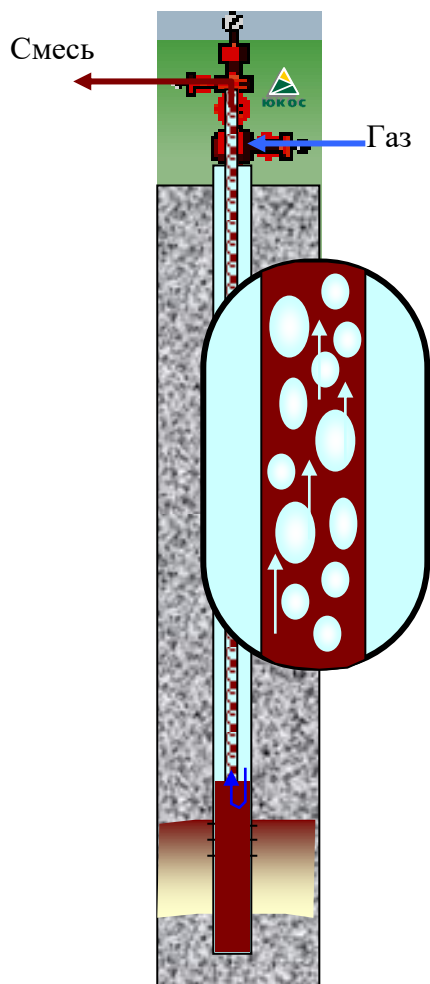
Используется для добычи нефти и пластовых вод. Рабочий агент - сжатый компрессором попутный газ (компрессорный газлифт) или воздух (эрлифт), а также природный газ под естественным давлением (бескомпрессорный газлифт). Может использоваться газ из продуктивного пласта, вскрытого той же скважиной (внутрискважинный бескомпрессорный газлифт).

Газлифт впервые осуществлен в Венгрии при осушении затопленной шахты (кон.18 в.). Для добычи нефти применяется в США с 1864, в России - с 1897 по предложению В.Г. Шухова (эрлифт, Баку). Широкое применение получил с 1920-х гг.

Сущность газлифта - газирование жидкости. При этом плотность газожидкостной смеси (а, следовательно, давление ее столба в скважине) с ростом газосодержания уменьшается, забойное давление скважины снижается. Приток продукции зависит от расхода газа.

Комплекс газлифтного оборудования включает:

- наземное: источник рабочего агента; систему трубопроводов; газораспределительные батареи с устройствами регулирования расхода;
- скважинное: насосно-компрессорные трубы (НКТ); пакеры (могут устанавливаться у нижнего конца НКТ для предотвращения ухода жидкости в пласт при пуске скважины и для уменьшения пульсаций); пусковые и рабочие клапаны (служат для подачи газа в поток жидкости).



Пусковые клапаны обеспечивают последовательное газирование жидкости в скважине при пуске, после чего закрываются. Рабочие клапаны регулируют поступление рабочего агента в продукцию и предназначены для уменьшения пульсаций и поддержания заданной добычи жидкости при изменении обводненности, устьевого давления, прорыве газа из пласта, соле- и парафиноотложениях в трубах и др.

Газлифт применяется в тех случаях, когда работа насосов осложнена высоким газосодержанием или температурой жидкости, наличием песка, отложениями парафина и солей, а также в кустовых и наклонно направленных скважинах.

Эффективность газлифта зависит от вязкости, скорости движения смеси, устьевого и РА давлений.

Газлифтная эксплуатация является искусственным продолжением фонтанирования скважины. Недостающее количество газа для подъема жидкости закачивают в скважину с поверхности. Условие работы газлифтного подъемника аналогично условию газлифтного фонтанирования: ( $G_{эф} + R_{0зак} \geq R_0$ ).

В качестве газа можно использовать углеводородный газ или воздух (эрлифт). Газ может подаваться в скважину с помощью компрессора. Такую разновидность газлифта называют компрессорным газлифтом. При бескомпрессорном газлифте природный газ под собственным давлением поступает из газовых и газоконденсатных месторождений.

Если нефтяная и газовая залежи залегают на одной площади, то возможен внутрискважинный бескомпрессорный газлифт. Отличительная особенность которого – поступления газа из выше или ниже залегающего газового пласта непосредственно в нефтяной скважине.

Область применения газлифта:

- высокодебитные скважины с большими забойными давлениями;
- скважины с высокими газовыми факторами и забойными давлениями меньше давления насыщения;
- песочные скважины, а так же скважины эксплуатируемые в трудно доступных условиях.

Преимущества газлифта:

- отсутствие подъемных механизмов и трущихся деталей;
- большой межремонтный период (МРП);
- простота обслуживания скважин и регулирования работы;
- возможность автоматического контроля и управления;
- возможность плавного регулирования производительности.

Недостатки:

- большие капитальные вложения на строительство компрессорных станций и газопроводов;
- большие энергетические затраты на сжатие (компримирование газа);
- возрастание коррозионной активности;
- высокие эксплуатационные расходы на обслуживание компрессорных станций (КС).

### **Системы и конструкции газлифтных подъемников**

Конструкция подъемника должна обеспечивать наличие в скважине двух каналов:

- для закачки газа;
- для закачки газо-жидкостной смеси (ГЖС).

В зависимости от числа рядов труб подъемники бывают: однорядные, полторарядные, двухрядные.

В однорядном в скважину опускают только одну колонну труб, по которой газожидкостная смесь поднимается из скважины на поверхность. В двухрядном подъемнике в скважину опускают две насосные колонны труб. По затрубному пространству этих колонн с поверхности подают газ, а по внутренней колонне труб на поверхность поднимается газожидкостная смесь. Однорядный подъемник менее металлоемок, но в нем нет достаточных условий для выноса песка с забоя скважины. Поэтому однорядный подъемник применяется на скважинах, эксплуатируемых без воды и выноса песка. В двухрядном подъемнике вынос газожидкостной смеси происходит по внутренней трубе меньшего диаметра. За счет этого возрастают скорости подъемника

газожидкостной смеси и улучшаются условия для выноса из скважины воды и песка. Кроме того, двухрядный подъемник работает с меньшей пульсацией рабочего давления и струи жидкости, а это, в свою очередь, снижает расход рабочего агента - газа.

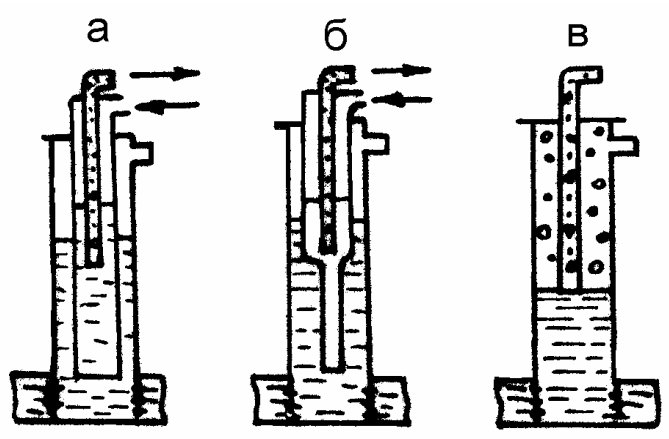


Рисунок 5 -Подъемники кольцевой ситмы:  
*а* - двухрядный; *б* - полторорядный; *в* - однорядный

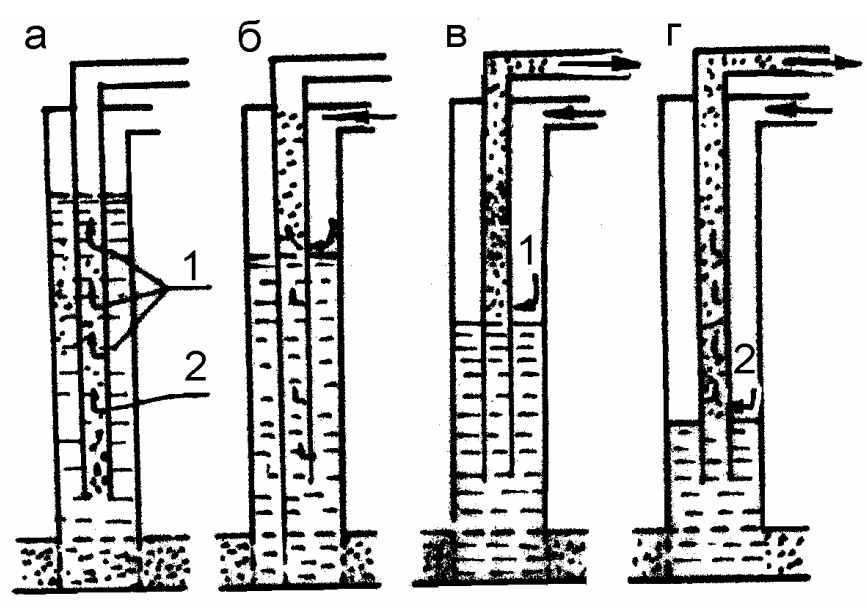


Рисунок 6 - Процесс запуска газлифтной скважины

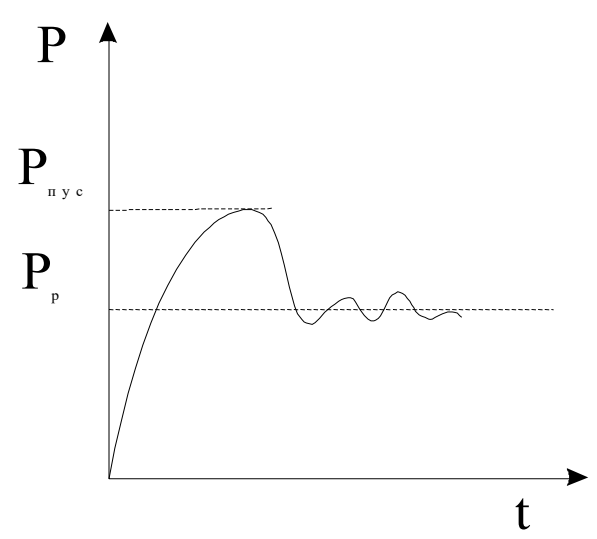


Рисунок 6 - График изменения давления нагнетательного агента от времени при пуске скважин

Однорядный подъемник менее металлоемок, но в нем нет достаточных условий для выноса песка с забоя скважины. Поэтому однорядный подъемник применяется на скважинах, эксплуатируемых без воды и выноса песка. В двухрядном подъемнике вынос газожидкостной смеси происходит по внутренней трубе меньшего диаметра. За счет этого возрастают скорости подъемника газожидкостной смеси и улучшаются условия для выноса из скважины воды и песка. Кроме того, двухрядный подъемник работает с меньшей пульсацией рабочего давления и струи жидкости, а это, в свою очередь, снижает расход рабочего агента - газа.

Поэтому, несмотря на увеличение металлоемкости, двухрядные подъемники применяют на сильно обводненных скважинах при наличии на забое большого количества песка. С целью снижения металлоемкости применяют так называемую полуторарядную конструкцию, когда высший ряд труб заканчивают трубами меньшего диаметра, называемых хвостовиком .

Для оборудования газлифтных подъемников применяют НКТ следующих диаметров: в однорядных подъемниках - от 48 до 89 мм и редко 114 мм, в двухрядных подъемниках - для наружного ряда труб 73, 89 и 114 мм, а для внутреннего - 48, 60 и 73 мм. При выборе диаметров НКТ необходимо иметь в виду, что минимальный зазор между внутренней обсадной колонны и наружной поверхностью НКТ должен составлять  $12 \div 15$  мм.

Наибольшее применение нашли однорядные подъемники, т.к. они более дешёвые и обеспечивают возможность свободного изменения диаметра и длины НКТ.

Для обеспечения условий выноса песка с забоя скважины, трубы спускают до интервала перфорации, а газ вводят выше на необходимой глубине через рабочий клапан. Клапан при прохождении газа создает постоянный перепад давления (0,1-0,15МПа), который удерживает уровень жидкости ниже точки ввода газа (на 10-15м) и обеспечивает тем самым равномерное поступление газа в НКТ.

В зависимости от направления подачи газа различают кольцевую и центральную систему подъёмников. При кольцевой, газ закачивают в затрубное пространство, а при центральной – в НКТ. На практике скважины в основном работают по кольцевой системе. Это обусловлено следующим:

- оптимальные условия лифтирования достигаются обычно при малых проходных сечениях;
- при добыче парафинистой нефти удаление парафина со стенок кольцевого пространства затруднено.

### **Пуск газлифтной скважины в работу. Методы снижения пускового давления**

Пуск скважины осуществляется для ввода в работу новых и отремонтированных скважин. Перед пуском скважина заполнена жидкостью, уровень которой соответствует пластовому давлению. Сущность пуска заключается в вытеснении жидкости газом, в линии газоподачи до башмака подъемных труб методом продавки и вводе газа в подъемные трубы.

Наибольшее давление газа, которое возникает при пуске называется пусковым. Давление закачки газа в процессе эксплуатации называется рабочим.  $P_n > P_p$ .

При пуске вытесняемая жидкость перемещается в трубах в трубах и частично поглощается пластом. Достигнув башмака НКТ, газ поступает в них и, расширяясь, всплывает, плотность ГЖС уменьшается, уровень её повышается до устья, после чего происходит выброс части жидкости. Уровень жидкости в затрубном пространстве снижается ниже статического и начинается приток жидкости из пласта. Во время подъёма жидкости до устья, давление у башмака повышается до максимального значения.

Существует 4 метода снижения пускового давления:

1. пусковое давление при центральной системе меньше, чем при кольцевой системе подъемника.  $P_n$  при однорядной конструкции снижают в 7,5 раз, а при двухрядной – на 11%. Следовательно, целесообразно осуществлять пуск при центральной системе, а затем при работе произвести обратное переключение на кольцевую систему.

2. при пуске скважины создается репрессия. Поддерживая репрессию, можно обеспечить продавку в пласт большей части жидкости. При этом давление  $P_{ко}$  должно превышать  $P_{ст}$  у башмака подъемных труб:  $P_{ко} > \rho g H$ .

Ускорить процесс продавки жидкости в пласт и несколько уменьшить требуемое давление компрессора можно путем подачи газа в трубы и затрубное пространство, где уровень до этого повысился. Этим можно увеличить репрессию почти в 2 раза. Иногда целесообразно после процесса продавки разрядить давление газа в скважине и снова аналогично повторить процесс продавки.

3. метод пусковых отверстий.

На трубах заранее создают пусковые отверстия на определенных расстояниях от устья и между собой. При продавке газа происходит частичное газирование жидкости в НКТ, газ в НКТ поступает через пусковые отверстия. Так как через отверстия в трубы поступает только часть газа, то  $P_2$  в кольцевом пространстве остается высоким. При закачке газа в кольцевое пространство уровень снижается до первого отверстия и часть газа через него поступает в подъемные трубы. В трубах образуется ГЖС, уровень ее повышается и частично жидкость выбрасывает из скважины. При поступлении газа через второе отверстие процесс снижения давления и уровня жидкости повторится. Снижение уровня со временем замедляется, т.к. часть расхода газа уходит в трубы через первое отверстие. Таким образом, уровень жидкости можно снизить до башмака подъемных труб, после чего газлифт перейдет на нормальную работу.

4. применение пусковых газлифтных клапанов, которые для нормальной работы газлифта перекрывают пусковые отверстия.

Пуск скважины состоит в снижении уровня жидкости в кольцевом пространстве путем ввода в подъемные трубы закачиваемого газа через клапаны и последующем выводе скважины на рабочий режим.

Особенность работы клапанов: в момент поступления газа в подъемные трубы через каждый клапан, предыдущий клапан закрывается. Что обеспечивает уменьшение расхода газа.

### Газлифтные клапаны

Газлифтные клапаны – это устройство для автоматического установления или прекращения сообщения между колонной НКТ и затрубным пространством.

Классификация клапанов.

1. По назначению: пусковые; рабочие.
2. По принципу действия: управляемые давлением нагнетаемого газа; управляемые давлением ГЖС в трубах; управляемые перепадом давления на уровне клапанов.
3. По типу чувствительного элемента: сильфонные; пружинные; комбинированные.
4. По способу размещения по колонне НКТ: стационарные (наружные); съемные (внутренние); центрального расположения; эксцентричного расположения.

Открытие или закрытие клапана осуществляется чувствительным элементом, который настраивается до установки клапана в скважину на определенное усилие. Настройка клапанов называется тарировкой.

Сильфонные клапаны тарируются заполнением сильфонной камеры сжатым азотом расчетного давления. Пружинные клапаны тарируются натяжением пружины. Комбинированные, тарируются как пружинные и сильфонные.

Клапаны, управляемые давлением делятся на: уравновешенные; неуравновешенные.

Для уравновешенных клапанов давления открытия и закрытия равны.

Клапан работает следующим образом: давление азота в сильфонной камере действует на его эффективную площадь и создает силу, прижимающую шток к седлу. Давление нагнетаемого газа в затрубном пространстве и давление ГЖС в НКТ стремятся открыть клапан. Баланс сил в клапане перед открытием:

$$P_c * S_{эф} = P_r * (S_{эф} - S_0) + P_t * S_0, \quad (28)$$

где  $P_c$  – давление в сильфоне;

$P_r$  – давление нагнетаемого газа на глубине ввода в клапан;

$P_t$  – давление ГЖС в трубах;

$S_{эф}$  – эффективная площадь сиффона;

$S_0$  – площадь проходного сечения седла клапана.

$$S_{эф} = \pi \cdot (R_n + R_v)^2 / 4, \quad (29)$$

где  $R_n, R_v$  – наружный и внутренний радиусы сиффона.

Клапан открывается в том случае, когда величина указанных сил превышает силу давления сжатого азота в сиффоне.

Отношение  $S_{эф}/S_0 = R$  определяет степень неуравновешенности клапана. Давление в сиффоне определяется следующим образом:  $P_c = P_T \cdot (1 - R) + P_T \cdot R$ .

Давление открытия клапана определяется:  $P_{Готк} = P_c / (1 - R) - P_T \cdot R / (1 - R)$ .

Из этого следует, что, чем выше давление в трубах, тем меньше давление газа необходимо для открытия клапана. После открытия клапана давление  $P_T$  действует на всю площадь сиффона и баланс сил запишется в следующем виде:

$$P_c \cdot S_{эф} = P_{Гзак} - S_{эф}, \quad (30)$$

где  $P_{Гзак}$  – давление закрытия клапана.

$$P_{Гзак} = P_{Готк} - R \cdot (P_T - P_T) \quad (31)$$

Разность между давлениями открытия и закрытия:

$$P_{Готк} - P_{Гзак} = R \cdot (P_T - P_T) \quad (32)$$

Принцип работы неуравновешенного сиффонного клапана управляемого давлением ГЖС в трубах следующий: когда клапан закрыт, давление нагнетаемого газа через отверстие действует на шток, а давление в колонне НКТ действует на эффективную площадь сиффона. Баланс сил при этом запишется следующим образом:  $P_c \cdot S_{эф} = P_T \cdot (S_{эф} - S_0) + P_T \cdot S_0$ .

Давление открытия клапана:  $P_{Готк} = P_c / (1 - R) - P_T \cdot R / (1 - R)$ .

Газ, поступающий, в клапан проходит через специальный сменный дроссель, а ГЖС через отверстие седла клапана. В результате чего после открытия клапана на площадь сиффона действует к давлению в подъемных трубах. Баланс сил запишется следующим образом:

$$P_{Тзак} \cdot S_{эф} = P_c \cdot S_{эф} \quad (33)$$

Давление ГЖС в трубах определяется как:  $P_{Тзак} = P_{Готк} - R \cdot (P_T - P_T)$ .

Разница между давлениями открытия и закрытия запишется:  $P_{Готк} - P_{Тзак} = R \cdot (P_T - P_T)$ .

### **Маркировка газлифтных клапанов.**

Условное обозначение клапана: Г – газлифтный клапан сиффонного типа; цифра перед буквой – номер модели; две первые цифры после буквы – условный диаметр клапана; последние цифры – рабочее давление.

### **Скважинные камеры – мандрели.**

Предназначены для посадки газлифтных клапанов. Скважинные камеры подразделяются на два вида:

1. с эксцентричным расположением клапана под клапан;
2. с центральным расположением.

С эксцентричным расположением клапана бывают:

- с газоотводящим устройством;
- без газоотводящего устройства.

Условное обозначение камер: К – камера; Т – назначение по углу отклонения оси скважины от вертикали; Н – с газоотводом; две последующие цифры – условный размер колонны НКТ; после цифр: А – условный размер клапана равный 38 мм; Б – 25мм; последнее число в шифре – рабочее давление в камере.

## **Оборудование устья газлифтных скважин**

Устье газлифтной скважины оборудуют стандартной фонтанной арматурой, рабочее давление, которой должно соответствовать максимальному ожидаемому на устье скважины. Арматуру до установки на скважину опрессовывают в сборном виде на пробное давление, указанное в паспорте. После установки на устье скважины ее опрессовывают на давление, допустимое для опрессовки эксплуатационной колонны, при этом независимо от ожидаемого рабочего давления арматуру монтируют с полным комплектом шпилек и уплотнений. Под ее

выкидными и нагнетательными линиями, расположенными на высоте, устанавливают надежные опоры, предотвращающие падение труб при ремонте, а также вибрацию от ударов струи.

Обвязка скважины и аппарата, а также газопроводы, находящиеся под давлением, должны отогреваться только паром или горячей водой.

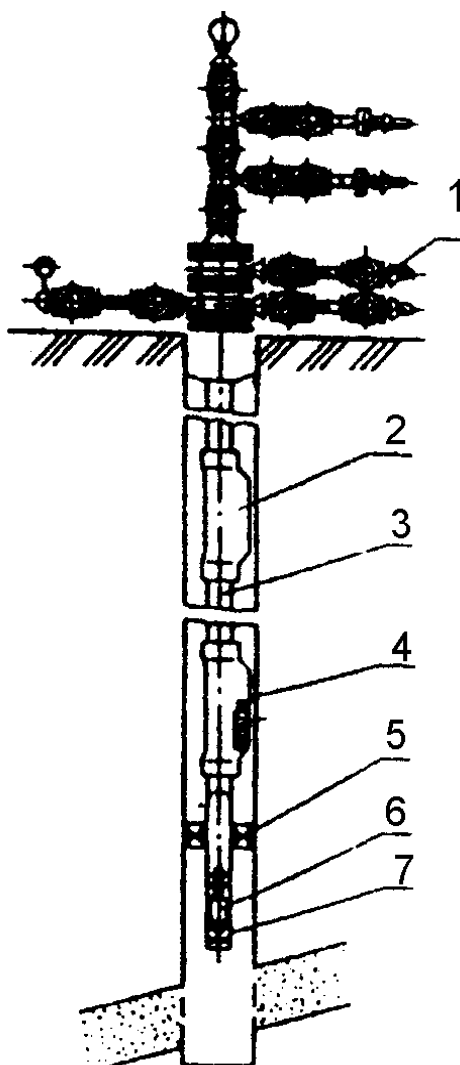


Рисунок 7 - Газлифтная установка ЛН:

1 – фонтанная арматура; 2 – скважинная камера; 3 – колонна насосно-компрессорных труб; 4 – газлифтный клапан; 5 – пакер; 6 – приемный клапан; 7 – ниппель приемного клапана

На устье устанавливается фонтанная арматура, используются комплекты газлифтные установки для непрерывного компрессорного газлифта типа Л и для наклонно направленных скважин типа ЛН. Для периодического газлифта применяются установки типа ЛП и внутри скважинного УВЛ или УВЛГ.

### Внутрискважинный газлифт

Внутрискважинный бескомпрессорный газлифт можно осуществить в том случае если газовый пласт залегает выше или ниже нефтяного и обладает достаточной энергией для устойчивой и продолжительной работы. Оба пласта соединяются со скважиной перфорацией.

Возможны различные технологические схемы ввода газа. По схеме (рис.8, а) газовый пласт залегает над нефтяным. В скважину спускается один ряд НКТ с двумя гидравлическими пакерами. Между пакерами имеется газлифтная камера с клапаном или штуцерным устройством для регулирования расхода вводимого газа. Дополнительно в схему введены следующие узлы: обратный клапан для опрессовки НКТ и пакеров, посадки верхнего и нижнего гидравлических



пакеров созданием избыточного давления в НКТ; циркуляционные клапаны; телескопическое устройство, обеспечивающее поочередный срыв пакеров перед подъемом из скважины.

При работе газ поступает через газлифтный клапан в НКТ и дальше по НКТ поднимается ГЖС. Подбором сменного штуцера проводят регулировку клапана, что обеспечивает подачу заданного расхода газа при необходимом давлении.

При необходимости одновременно-раздельного отбора части газа (рис.8, б) устанавливают узел перекрестного течения со съёмным штуцером или газлифтным клапаном. Часть газа через штуцер подается в затрубное пространство для подъема нефти, а часть его поднимается на поверхность по НКТ. Для изменения глубины ввода газа к посадочному ниппелю узла перекрестного течения подвешивается колонна труб 15, обеспечивающая ввод газа на необходимой глубине. Если нет надобности в добыче газа, то устанавливается глухая пробка, открывается циркуляционный клапан и нефть поднимается по затрубному пространству и НКТ.

В более простых конструкциях (рис.8, в, г, д) регулированием противодавления газа у устья и настройкой клапана обеспечивается подача газа заданного расхода при необходимом давлении.

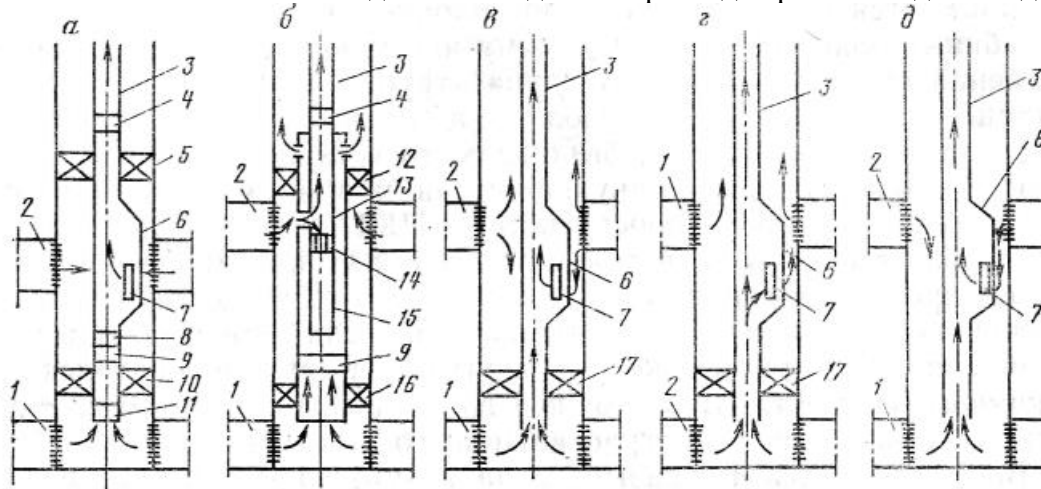


Рисунок 8 - Технологические схемы внутрискважинного газлифта:

- 1 — нефтяной пласт; 2 — газовый пласт; 3 — насосно-компрессорные трубы; 4 — верхний циркуляционный клапан; 5 — верхний гидравлический пакер; 6 — скважинная газлифтная камера; 7 — газлифтный клапан; 8 — телескопическое устройство; 9 — нижний циркуляционный клапан; 10 — нижний гидравлический пакер; 11 — обратный клапан; 12 — верхний гидромеханический пакер; 13 — узел перекрестного течения; 14 — штуцер; 15 — колонна труб; 16 — нижний гидромеханический пакер; 17 — пакер

### Периодический газлифт

Известно несколько разновидностей периодического газлифта. Принципиально их можно разделить на две группы по наличию камеры замещения.

Самая простая разновидность - периодический газлифт без камеры замещения. Он по существу является установкой обычного непрерывного газлифта, но отличается наличием автомата периодической подачи газа в затрубное пространство. Эффективность работы его можно повысить путем установки пакера, использования рабочего клапана и установки обратного клапана на конце НКТ.

Более эффективен периодический газлифт с камерой замещения. Лифтом замещения можно эксплуатировать скважины при очень низких забойных давлениях. Выделяют двух- и однорядные лифты замещения (рис. 9 б, в). В настоящее время выпускаются однорядные установки типа ЛП (рис. 9 в). регулятор цикла времени 1 периодически открывает газу доступ в затрубное пространство, открывается клапан 5 и газ поступает в камеру замещения 8, вытесняя накопившуюся в ней жидкость. Затем происходит разрядка труб от давления закачиваемого газа. В момент начала разрядки регулятор 1 срабатывает и автомат 2 перекрывает доступ газу в скважину. По мере снижения давления внутри камеры открывается приемный клапан 7, и она снова наполняется жидкостью.

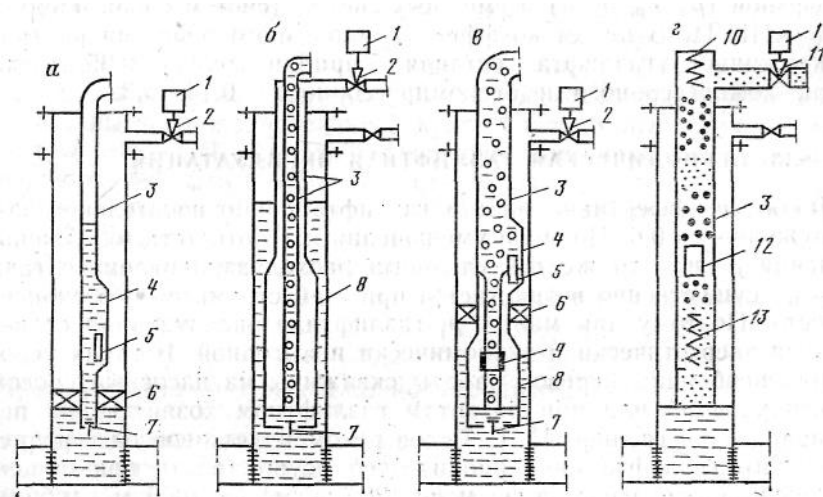


Рисунок 9 - Установки периодического газлифта:

1 - регулятор циклов; 2 — автомат газоподачи; 3 — насосно-компрессорные трубы; 4 — скважинная газлифтная камера; 5 — рабочий газлифтный клапан; 6 — пакер; 7 — обратный клапан; 8—камера замещения; 9 — разрядный клапан; 10 — верхний амортизатор; // — выкидной клапан; 12 — поршень (плунжер); 13 — нижний амортизатор

К периодической газлифтной эксплуатации относят также плунжерный и гидропакерный лифты, работа которых основана на использовании только пластового газа.

#### Плунжерный лифт

Разновидность периодического газлифта с использованием плунжера. В состав установки плунжерного лифта кроме обычного оборудования периодического газлифта входят плунжер, лубрикатор (камера на устье скважины, куда заходит плунжер, снабженная устройством для его удержания и датчиком прихода плунжера), а также амортизаторы - верхний и нижний (рис. 10). Плунжер, выполненный в виде длинного цилиндрического тела, имеет жесткое раздвижное или эластичное уплотнение и осевой канал, перекрываемый клапаном (рис. 11). При спуске плунжера в лифтовой

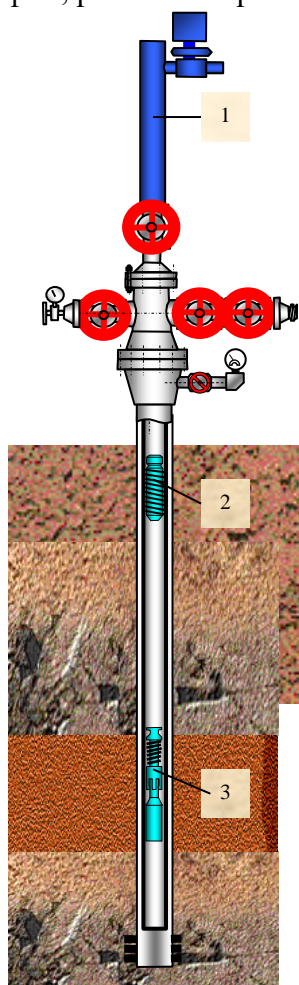


Рис. 10

Рис. 10 - Схема установки плунжерного лифта:  
1- лубрикатор; 2- плунжер; 3- нижний амортизатор.

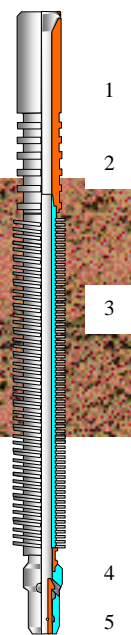


Рис.11

Рис. 11 - Плунжер:  
1- верхний переключатель; 2- корпус; 3- уплотнение (щетки); 4- клапан; 5- фиксатор клапана;

лифтовой колонне свободно передвигающегося плунжера, отделяющего газовую пробку от поднимаемого ею столба жидкости, препятствует прорыву газа в жидкость и стеканию ее по стенкам труб. Это увеличивает эффективность процесса добычи – уменьшает расход рабочего агента (газа, воздуха), а в некоторых случаях для подъема жидкости оказывается достаточно пластовой энергии (скважина

работает в режиме периодического фонтанирования). Кроме того, при движении плунжера происходит удаление парафиновых отложений со стенок труб). плунжерный лифт используется также для удаления жидкости с забоя газовых скважин.

### **Система газоснабжения и газораспределения**

Источником газа могут быть компрессорная станция, скважины газового месторождения, а также магистральный газопровод. При компрессорном газлифте необходимое давление газа создается компрессорами.

Комплекс оборудования включает:

- компрессорная станция;
- газораспределительные и газоснабжающие сети;
- система подготовки газа.

Применяется групповая система газораспределения – газ подают в скважины через газораспределительные батареи (ГРБ), которые устанавливают на газораспределительных пунктах (ГРП). От ГРБ к скважинам прокладывают отдельные газопроводы диаметрами от 38 до 63 мм. На ГРП устанавливают одну или несколько блочных ГРБ-14, каждая из которых рассчитана на подключение 14 скважин.

Технология газлифта осуществляется по замкнутому циклу. Для повторного использования газа его подвергают подготовке, т. е. отделяют конденсат, осушают от влаги и очищают от механических примесей и пыли. Для предотвращения осложнений связанных с образованием кристаллогидратов в поток газа вводят ингибиторы гидратообразования. Газ так же подогревают с помощью блочных передвижных автоматизированных подогревателей, которые устанавливают вдоль газопровода или перед ГРП.

### **Неисправности газлифтной установки**

Наиболее характерными признаками неисправностей работы газлифтной установки являются следующие:

1. Отсутствие увеличения давления газа в обсадной колонне и поступление жидкости при подаче газа в скважину для запуска.

Возможные причины:

- ✓ негерметичность газопровода или арматуры;
- ✓ негерметичность обсадной колонны;
- ✓ утечки газа в верхней части лифта;
- ✓ образование гидратов в регуляторе расхода на ГРБ;
- ✓ пробка в газопроводе.

2. Газлифтная установка не принимает газ, давление газа в обсадной колонне выравнивается с давлением в общей системе, подача жидкости со скважины отсутствует.

Возможные причины:

- ✓ пробка в арматуре или в вакуумном коллекторе;
- ✓ пробка в лифте скважины;
- ✓ настройка газлифтных клапанов не соответствует условию эксплуатации скважины;
- ✓ пробка в обсадной колонне;

3. Пониженное давление газа в затрубном пространстве, дебит жидкости низкий.

Возможные причины:

- ✓ утечка газа в подъемной колонне;
- ✓ зарядка газлифтных клапанов не соответствует условиям эксплуатации, в результате не правильного расчета установки.

4. Периодическое снижение давления газа в затрубном пространстве и периодическая подача жидкости.

Причина: негерметичность лифта или газлифтного клапана, ниже точки ввода газа.

5. Колебание давления газа в затрубном пространстве, дебит жидкости не соответствует ожидаемому.

Причина: периодическая работа клапанов из-за ошибок при расчете установки или периодического изменения структуры потока.

### Контрольные вопросы

1. Область применения газлифтного способа добычи нефти. Преимущества и недостатки.
2. Принцип работы газлифта.
3. Системы и конструкции газлифтных подъемников.
4. Оборудование устья газлифтных скважин.
5. Компрессорный и бескомпрессорный газлифт.
6. Пуск газлифтных скважин в эксплуатацию.
7. Пусковое давление при различных системах газлифта. Методы снижения пусковых давлений.
8. Пусковые и рабочие клапаны. Расчет расстановки клапанов.
9. Требования к подготовке газа для газлифтной эксплуатации. Способы регулирования газа по скважинам.
10. Внутрискважинный газлифт
11. Периодическая эксплуатация газлифтных скважин.

## Лекция № 5 Насосная добыча нефти ШСНУ

### Схема ШСНУ. Основное оборудование

Один из механизированных (насосных) способов добычи нефти – применение штанговых скважинных насосных установок (рис. 12). Дебит скважин, оборудованных ШГН, составляет от нескольких сотен килограммов до нескольких десятков тонн. Насосы спускают на глубину от

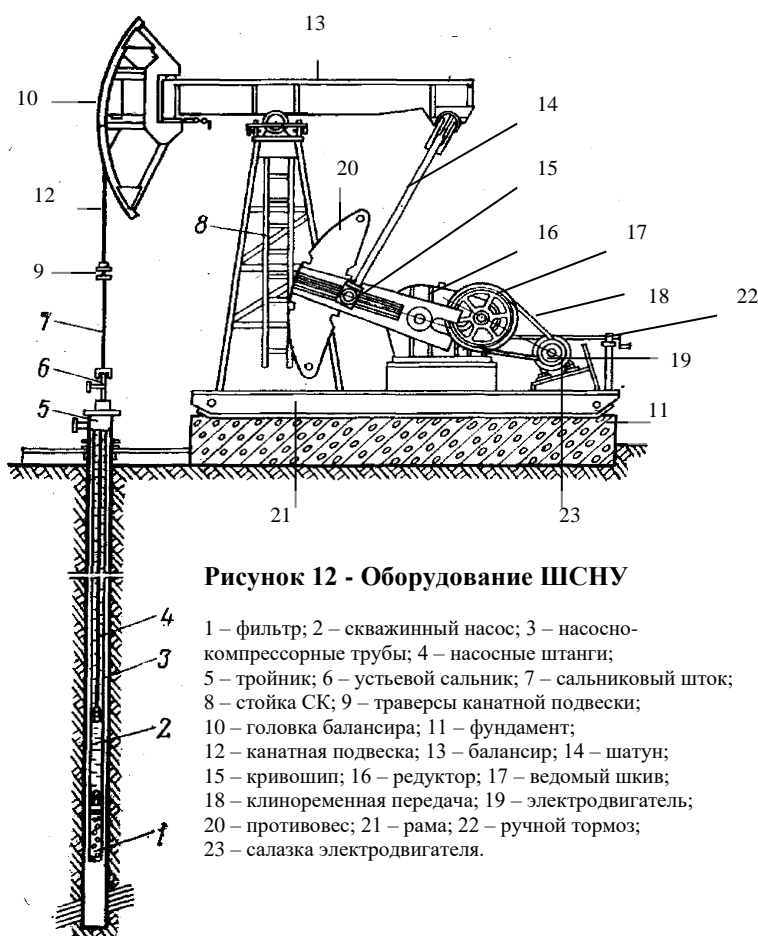


Рисунок 12 - Оборудование ШСНУ

- 1 – фильтр; 2 – скважинный насос; 3 – насосно-компрессорные трубы; 4 – насосные штанги;
- 5 – тройник; 6 – устьевой сальник; 7 – сальниковый шток;
- 8 – стойка СК; 9 – траверсы канатной подвески;
- 10 – головка балансира; 11 – фундамент;
- 12 – канатная подвеска; 13 – балансир; 14 – шатун;
- 15 – кривошип; 16 – редуктор; 17 – ведомый шкив;
- 18 – клиноременная передача; 19 – электродвигатель;
- 20 – противовес; 21 – рама; 22 – ручной тормоз;
- 23 – салазка электродвигателя.



нескольких сотен метров до 2000 метров (в отдельных случаях до 3000 м).

**Оборудование ШСНУ включает:**

1. фонтанная арматура,
2. обвязка устья скважины,
3. станок-качалка,
4. насосно-компрессорные трубы,
5. насосные штанги,
6. штанговый скважинный насос,
7. различные защитные устройства (газовый или песочный якорь, фильтр и т.д.).

В скважине, оборудованной ШСНУ, подача жидкости осуществляется глубинным плунжерным насосом, который приводится в действие с помощью специального привода (станка-качалки)

посредством колонны штанг. Станок-качалка преобразует вращательное движение электродвигателя в возвратно-поступательное движение подвески штанг.

Основными элементами СК (рис. 12) является рама (21), стойка (8) с балансиром (13), два кривошипа (15) с двумя шатунами (14), редуктор (16), клиноременная передача (18), электродвигатель (19) и блок управления, который подключается к промышленной линии силовой электропередачи.

Рама выполнена из профилированного проката в виде двух полозьев, соединенных между собой поперечинами. На раме крепятся все основные узлы СК. Стойка выполнена из профилированного проката четырехногой конструкции с поперечными связями. Балансир состоит из дуговой головки (10) и тела балансира (13) одноблочной конструкции. Опора балансира создает шарнирное соединение балансира с траверсой и шатунами. Траверса предназначена для соединения балансира с двумя параллельно работающими шатунами. Шатун представляет стальную трубную заготовку, которая с одного конца прижимается к пальцу, а с другого – шарнирно к траверсе. Кривошип преобразует вращательное движение ведомого вала редуктора в вертикальное возвратно-поступательное движение колонны штанг. Редуктор предназначен для уменьшения частоты вращения, передаваемой от электродвигателя кривошипам станка-качалки. Редуктор - двухступенчатый, с цилиндрической шевронной зубчатой передачей. Тормоз (22) выполнен в виде двух колодок, крепящихся к редуктору. Клиноременная передача соединяет электродвигатель и редуктор и состоит из клиновидных ремней, шкива редуктора и набора быстросменных шкивов. Электродвигатель – асинхронный, трехфазный с повышенным пусковым моментом, короткозамкнутый, в закрытом исполнении. Поворотная салазка (23) под электродвигатель служит для быстрой смены и натяжения клиновидных ремней.

Подвеска устьевого штока предназначена для соединения устьевого штока (7) с СК. Она состоит из канатной подвески (12) и верхних и нижних траверс (9).

Для герметизации устьевого штока фонтанная арматура оборудуется сальниковым устройством. Устьевого штока соединяется с помощью колонны штанг с плунжером глубинного штангового насоса.

Скважинные штанговые насосы (ОСТ 26-26-06-86) являются надежным и экономичным эксплуатационным оборудованием нефтяных скважин, широко применяемых для отбора пластовой жидкости (смеси нефти, воды и газа).

Показатели для нормальной работы штанговых насосов:

- ✓ температура перекачиваемой жидкости - не более 130 С;
- ✓ обводненность перекачиваемой жидкости - не более 99%;
- ✓ вязкость жидкости - не более 0,025 Па·с;
- ✓ минерализация воды - до 10 мг/л;
- ✓ максимальная концентрация механических примесей - до 1,3 г/л;
- ✓ содержание свободного газа на приеме насоса - не более 10% по объему, с газосепараторами до 75%;
- ✓ концентрация сероводорода - не более 50 мг/л;
- ✓ водородный показатель попутной воды (рН) 4,2-8.

**Насос работает следующим образом.** При ходе плунжера вверх в межклапанном пространстве цилиндра создается разрежение, за счет чего открывается всасывающий клапан (шарик поднимается с седла) и цилиндр заполняется при закрытом нагнетательном клапане. Последующим ходом плунжера вниз межклапанный объем сжимается, открывается нагнетательный клапан и поступившая в цилиндр жидкость перетекает в зону над плунжером при закрытом всасывающем клапане. Периодически совершаемые плунжером перемещения вверх и вниз обеспечивают откачку пластовой жидкости и нагнетание ее на земную поверхность.

Скважинные штанговые насосы представляют собой вертикальную одноступенчатую и одноплунжерную конструкцию одинарного действия с цельным неподвижным цилиндром, подвижным металлическим плунжером, нагнетательным и всасывающим клапанами.

Детали насоса изготовлены из высоколегированных и специальных сталей и сплавов.

Цилиндр насоса толстостенный с хромированным покрытием и азотированием 70 HRC, длина цилиндра 4200 мм. Плунжер из углеродистой стали с хромированным покрытием и азотированием 67-71 HRC наружной поверхности. Непрямолинейность насоса 0,08 мм на длине

1000мм. Шероховатость поверхности цилиндра и плунжера 0,2мкм. Клапанные пары из материала типа стеллит или карбид вольфрама. На нижней (внешней) стороне насоса нарезана трубная резьба для подвешивания «хвостовика» или дополнительного оборудования (фильтра, ГПЯ и т.п.)

В верхней части насоса (не вставного) вкручивается патрубок длиной 0,5м с муфтой для работы с ключами и элеватором при спуске его в скважину.

ШГН выпускаются двух типов:

1. Вставные НВ1 - насос скважинный вставной с цельным цилиндром и верхней замковой опорой.

2. Невставные (трубные) НН2Б - насос скважинный невставной с цельным цилиндром и сливным клапаном.

В настоящее время в основном применяются невставные насосы типа НН-2Б с условным размером (диаметром плунжера) 32, 44, 57 и 68 мм, а также вставные насосы НВ1Б -28, НВ1Б - 32, НВ1Б - 44 и НВ1Б - 57мм с верхней замковой опорой.

В условное обозначение входят:

- ✓ тип насоса;
- ✓ исполнение по цилиндру;
- ✓ условный размер (диаметр плунжера) насоса;
- ✓ ход плунжера в мм уменьшенный в 100 раз;
- ✓ напор насоса в м уменьшенный в 100 раз;
- ✓ группа посадки;
- ✓ исполнение по стойкости к среде;
- ✓ конструктивные особенности.

#### Примеры условных обозначений насоса:

НВ1БП - 44-18-12-2-И ОСТ26-16-06-86 - насос вставной, исполнением по цилиндру Б (толстостенный, безвулочный, цельный), для эксплуатации с повышенным содержанием песка (более 1,3 г/л.), условным размером (диаметром) 44мм, ходом плунжера 1800мм, напором 1200 м, 2 группы посадки и износостойкий к агрессивной среде - И.

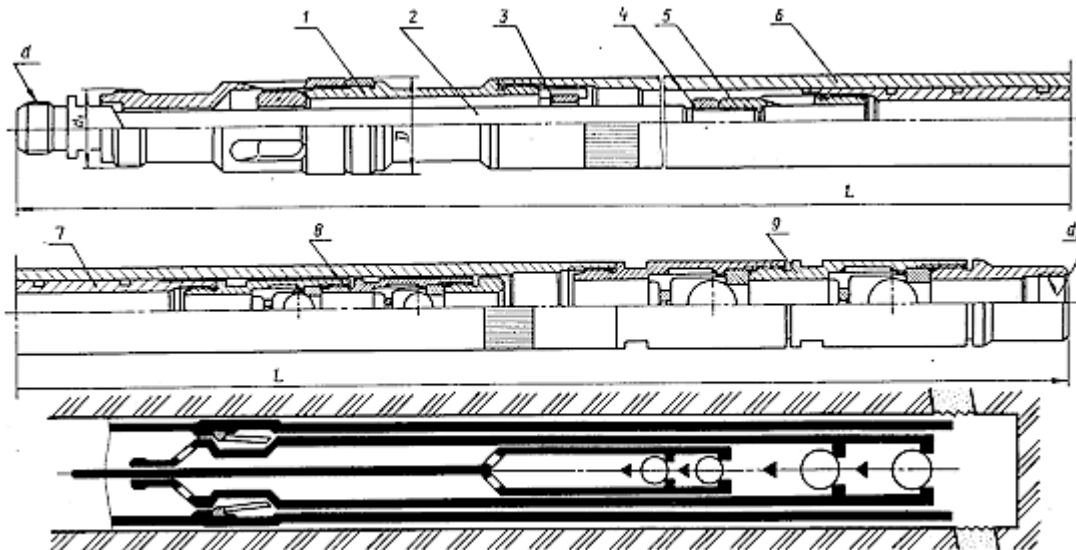


Рисунок 13 – ШГН: 1 - замок; 2 - шток; 3 - упор; 4 - контргайка; 5 - клетка плунжера; 6 - цилиндр; 7 - плунжер; 8 - нагнетательный клапан; 9 - всасывающий клапан

НН2Б-57-30-12-1 ОСТ 26-16-06-86 - насос невставной, исполнением по цилиндру Б (толстостенный, безвулочный, цельный), условным размером (диаметром) 57мм, ходом плунжера 3000мм, напором 1200м, 1 группы посадки, нормального исполнения по стойкости к откачиваемой среде.



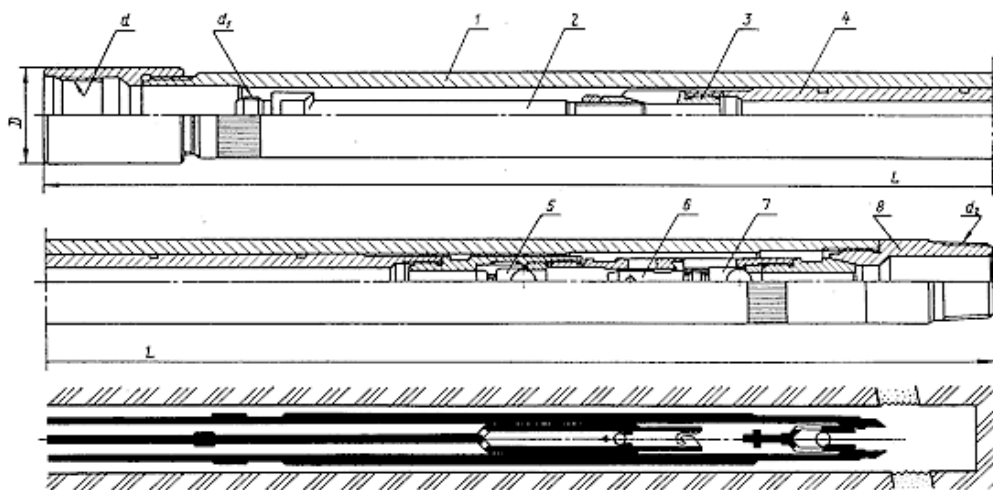


Рисунок 14 – Насос ШГН: 1 - цилиндр; 2 - шток; 3 - клетка плунжера; 4 - плунжер; 5 - нагнетательный клапан; 6 - шток ловителя; 7 - всасывающий клапан; 8 - седло конуса;

Таблица 2 - Штанговые насосы по ОСТ 26-16-06-86 соответствует СТ - СЭВ 4355-83, ГОСТ 6444-86.

Исполнение насоса	Условные размеры (мм)	Резьба штанг (мм)	Длина хода плунжера (мм)
НВ1Б	28,32,38,44,57	19/22/25	1200-6000
НВ2Б	32,38,44,57	19/22/25	1800-6000
НН2Б	32,44,57,70,95	19/22/25	1200-3600
НВ1С	28,32,38,44,57	-//-	1200-3600
НН2С	32,44,57,70,95	-//-	1200-3600
НН1С	28,32,44,57	-//-	900
НН2ВУ	44,57	-//-	1800-3500
ННБА	70,95,102	-//-	2500-4500
НВ1Б...И	28,32,44,57	-//-	1200-6000
НН2Б...И	32,44,57,70,95	-//-	1200-4500
НВ1БТ...И	44,57	-//-	1200-3000
НН2БТ...И	44,57	-//-	1200-3000
НВ1БД1	38/47,57/44	-//-	1800-3500
ННБД1	44/28,57/32,70/44	-//-	1800-3000
НВ1БД2	35/57	-//-	1800-3500

Тип насосов:

НВ1 - вставные с замком наверху;

НВ2 - вставные с замком внизу;

НН - невставные без ловителя;

НН1 - невставные с захватным штоком;

НН2 - невставные с ловителем;

Б - цилиндр насоса безвтулочный;

С - цилиндр насоса с втулками.

Посадка плунжера в цилиндре насоса характеризуется предельными величинами зазоров (на диаметр) между плунжером и цилиндром. В зависимости от предельных величин зазоров насосы выпускаются следующих групп посадки:

«0» группа - до 0,045 мм;

«1» группа - от 0,020 до 0,070 мм;

«2» группа - от 0,070 до 0,120 мм;

«3» группа - от 0,120 до 0,170 мм.

Группы посадки плунжера в цилиндре насоса по стандарту API (Американский нефтяной институт).

Группа посадки	Диапазон зазора (мм).
1	0,025-0,088
2	0,050-0,113
3	0,075-0,138
4	0,100-0,163
5	0,125-0,188

Насосная штанга предназначена для передачи возвратно-поступательного движения плунжеру насоса. Штанга представляет собой стержень круглого сечения с утолщенными головками на концах. Выпускаются штанги из легированных сталей диаметром (по телу) 16, 19, 22, 25 мм и длиной 8 м – для нормальных условий эксплуатации.

Для регулирования длины колонн штанг с целью нормальной посадки плунжера в цилиндр насоса имеются также укороченные штанги (футовки) длиной 1; 1,2; 1,5; 2 и 3 м.

Штанги соединяются муфтами. Имеются также трубчатые (наружный диаметр 42 мм, толщина 3,5 мм).

Начали выпускать насосные штанги из стеклопластика (АО «Очерский машиностроительный завод»), отличающиеся большей коррозионной стойкостью и позволяющие снизить энергопотребление до 20%. Применяются непрерывные штанги «Кород» (непрерывные на барабанах, сечение - полуэллипсное).

Особая штанга - устьевой шток, соединяющий колонну штанг с канатной подвеской. Поверхность его полирована (полированный шток). Он изготавливается без головок, а на концах имеет стандартную резьбу.

Для защиты от коррозии осуществляют окраску, цинкование и т.п., а также применяют ингибиторы.

**Устьевое оборудование насосных скважин** предназначено для герметизации затрубного пространства, внутренней полости НКТ, отвода продукции скважин и подвешивания колонны НКТ. Устьевое оборудование типа ОУ включает устьевой сальник, тройник, крестовину, запорные краны и обратные клапаны. Устьевой сальник герметизирует выход устьевого штока с помощью сальниковой головки и обеспечивает отвод продукции через тройник. Тройник ввинчивается в муфту НКТ. Наличие шарового соединения обеспечивает самоустановку головки сальника при несоосности сальникового штока с осью НКТ, исключает односторонний износ уплотнительной набивки и облегчает смену набивки.

Колонна НКТ подвешена на конусе в крестовине и расположена эксцентрично относительно оси скважины, что позволяет проводить спуск приборов в затрубное пространство через специальный устьевой патрубок с задвижкой.

Станки-качалки - индивидуальный механический привод ПСН (табл. 2 и 3).

Таблица 2

Станок-качалка	Число ходов балансира в мин.	Масса, кг	Редуктор
СКД-1,5-710	5÷15	3270	Ц2НШ-315
СКД4-2,1-1400	5÷15	6230	Ц2НШ-355
СКД6-2,5-2800	5÷14	7620	Ц2НШ-450
СКД8-3,0-4000	5÷14	11600	НШ-700Б
СКД10-3,5-5600	5÷12	12170	Ц2НШ-560
СКД12-3,0-5600	5÷12	12065	Ц2НШ-560

В шифре станка - качалки типа СКД, например СКД78-3-4000, указано: буквы - станок качалка дезаксиальный, 8 - наибольшая допустимая нагрузка  $P_{max}$  на головку балансира в точке подвеса штанг в тоннах ( $1т = 10 кН$ ); 3 - наибольшая длина хода устьевого штока в м; 4000 -



наибольший допускаемый крутящий момент  $M$  кр max на ведомом валу редуктора в кгс/м ( $1 \text{ кгс/м} = 10\text{-}2\text{кН}\cdot\text{м}$ ).

Таблица 3

Станок-качалка	Номинальная нагрузка на устьевом штоке, кН	Длина устьевого штока, м	Число качаний балансира, мин	Мощность электро-двигателя, кВт	Масса, кг
СКД80-3-40Т	80	1,3÷3,0	1,8÷12,7	15÷30	12000
СКС8-3,0-4000	80	1,4÷3,0	4,5÷11,2	22÷30	11900
ПФ8-3,0-400	80	1,8÷3,0	4,5÷11,2	22÷30	11600
ОМ-2000	80	1,2÷3,0	5÷12	30	11780
ОМ-2001	80	1,2÷3,0	2÷8	22/33	12060
ПНШ 60-2,1-25	80	0,9÷2,1	1,36÷8,33	7,5÷18,5	8450
ПНШ 80-3-40	80	1,2÷3,0	4,3÷12	18,5÷22	12400

Амплитуду движения головки балансира регулируют путем изменения места сочленения кривошипа с шатуном относительно оси вращения (перестановка пальца кривошипа в другое отверстие).

За один двойной ход балансира нагрузка на СК неравномерная. Для уравнивания работы станка-качалки помещают грузы (противовесы) на балансир, кривошип или на балансир и кривошип. Тогда уравнивание называют соответственно балансирным, кривошипным (роторным) или комбинированным.

Блок управления обеспечивает управление электродвигателем СК в аварийных ситуациях (обрыв штанг, поломки редуктора, насоса, порыв трубопровода и т.д.), а также самозапуск СК после перерыва в подаче электроэнергии.

Выпускают СК с грузоподъемностью на головке балансира от 2 до 20 т.

Электродвигателями к СК служат короткозамкнутые асинхронные во влагоморозостойком исполнении трехфазные электродвигатели серии АО и электродвигатели АО2 и их модификации АОП2.

Частота вращения электродвигателей 1500 и 500 мин –1.

В настоящее время российскими заводами освоены и выпускаются новые модификации станков-качалок: СКДР и СКР (унифицированный ряд из 13 вариантов грузоподъемностью от 3 до 12 т.), СКБ, СКС, ПФ, ОМ, ПШГН, ЛП-114.00.000 (гидрофицированный). Станки-качалки для временной добычи могут быть мобильными (на пневмоходу) с автомобильным двигателем.

### Факторы, влияющие на производительность насоса

Осложнения в эксплуатации насосных скважин обусловлены большим газосодержанием на приеме насоса, повышенным содержанием песка в продукции (пескопроявлением), наличием высоковязких нефтей и водоносных эмульсий, существенным искривлением ствола скважины, отложениями парафина и минеральных солей, высокой температурой и др.

Производительность насоса зависит также от пригонки плунжера к цилиндру, износа деталей насоса, деформации насосных штанг и труб, негерметичности труб.

Теоретическая производительность ШСН равна:

$$Q_T = 1440 \cdot \frac{\pi}{4} \cdot D^2 \cdot L \cdot n, \text{ м}^3/\text{сут}, \quad (34)$$

где 1440 – число минут в сутках;

D - диаметр плунжера наружный;

L - длина хода плунжера;

n - число двойных качаний в минуту.

Фактическая подача Q всегда  $< Q_T$ .

Отношение  $\frac{Q}{Q_T} = \alpha_n$  называется коэффициентом подачи, тогда:  $Q = Q_T \cdot \alpha_n$ ,  $\alpha_n$  - изменяется

от 0 до 1.

В скважинах, в которых проявляется так называемый фонтанный эффект, т.е. в частично фонтанирующих через насос скважинах может быть  $\alpha_n < 1$ . Работа насоса считается нормальной, если  $\alpha_n = 0,6 \div 0,8$ .

Коэффициент подачи зависит от ряда факторов, которые учитываются коэффициентами

$$\alpha_n = \alpha_d \cdot \alpha_{yc} \cdot \alpha_n \cdot \alpha_{yt}, \quad (35)$$

где  $\alpha_d$  - деформации штанг и труб;

$\alpha_{yc}$  - усадки жидкости;

$\alpha_n$  - степени наполнения насоса жидкостью;

$\alpha_{yt}$  - утечки жидкости;

$$\alpha_d = \frac{S_{пл}}{S}, \quad (36)$$

где  $S_{пл}$  - длина хода плунжера (определяется из условий учета упругих деформаций штанг и труб); S - длина хода устьевого штока (задается при проектировании).

$$S_{пл} = S - \Delta S, \quad \Delta S = \Delta S_{ш} + \Delta S_T, \quad (37)$$

где  $\Delta S$  - деформация общая;

$\Delta S_{ш}$  - деформация штанг;

$\Delta S_T$  - деформация труб

$$\alpha_{yc} = \frac{1}{b}, \quad (38)$$

где b - объемный коэффициент жидкости, равный отношению объемов (расходов) жидкости при условиях всасывания и поверхностных условиях.

Насос наполняется жидкостью и свободным газом. Влияние газа на наполнение насоса учитывают коэффициентом наполнения цилиндра насоса

$$\alpha_n = \frac{1 - K_{вр} \cdot R'}{1 - R'}, \quad (39)$$

где R' - газовое число (отношение расхода свободного газа к расходу жидкости при условиях всасывания);  $K_{вр}$  - коэффициент, характеризующий долю пространства, т.е. объема цилиндра под плунжером при его крайнем нижнем положении от объема цилиндра, описываемого плунжером. Увеличив длину хода плунжера, можно увеличить  $\alpha_n$ .

$$\alpha_{yt} = 1 - \frac{g_{yt}}{Q_T \cdot \alpha_g \cdot \alpha_{yc} \cdot \alpha_n}, \quad (40)$$

где  $g_{yt}$  - расход утечек жидкости (в плунжерной паре, клапанах, муфтах НКТ);  $\alpha_{yt}$  величина переменная (в отличие от других факторов), возрастающая с течением времени, что приводит к изменению коэффициента подачи.

Оптимальный коэффициент подачи определяется из условия минимальной себестоимости добычи и ремонта скважин.

Значительное количество свободного газа на приеме насоса приводит к уменьшению коэффициента наполнения насоса вплоть до нарушения подачи.

### Борьба с вредным влиянием газа на работу штангового насоса

Нефтяной газ в скважине выполняет работу по подъему жидкости с забоя на поверхность. Однако значительное количество свободного газа на приеме насоса приводит к уменьшению коэффициента наполнения насоса  $\alpha_n$  вплоть до нарушения подачи.

Известно несколько методов борьбы с вредным влиянием свободного газа на работу насосов. Известно, что уменьшением доли вредного пространства  $K_{вр}$  можно добиться повышения коэффициента наполнения  $\alpha_n$ . При отсутствии влияния вредного пространства ( $K_{вр}=0$ ) работа насоса устойчива с любым даже самым низким коэффициентом наполнения. Это достигается либо применением насоса с нагнетательным клапаном в нижней части плунжера (НСН-2, НСВД), либо увеличением длины хода плунжера (длинноходовой насос, правильная посадка плунжера над всасывающим клапаном), либо одновременным увеличением длины хода плунжера при одновременном уменьшении диаметра насоса. Однако тип насоса всегда должен быть правильно подобран к условиям скважины.

Основной метод борьбы — уменьшение газосодержания в жидкости, поступающей в насос. При увеличении погружения насоса под динамический уровень увеличивается давление на приеме  $P_{пр}$ , как следствие, уменьшается объем свободного газа за счет сжатия и больше газа растворяется в нефти. Если давление  $P_{пр}$  становится больше давления насыщения нефти газом  $P_{нас}$ , то свободного газа вообще нет на этой глубине, то есть вредное влияние газа прекращается. При нормальной работе погружение составляет 20—50 м ( $p_{пр}=0,15—0,4$  МПа), а при наличии газа его доводят, если это возможно, до 230—350 м, что соответствует около 30%  $P_n$  ( $p_{пр}=2—3$  МПа). Однако для этого требуется дополнительное оборудование (штанги, трубы, СК большей грузоподъемности), а также уменьшается его надежность. Поэтому перед входом в прием насоса осуществляют сепарацию (отделение) газа от жидкости и отвод его в затрубное пространство, а оттуда перепуск в выкидную линию, где давление меньше давления газа (в НКТ, на поверхности). Сброс газа в атмосферу недопустим. В результате сепарации часть естественной энергии газа теряется и не используется для подъема жидкости.

При поступлении жидкости в насос газ частично сепарируется в затрубное пространство. Сепарацию газа характеризуют коэффициентом сепарации, который представляет собой отношение объема свободного газа, уходящего в затрубное пространство, ко всему объему свободного газа при термодинамических условиях у приема насоса. Сепарацию газа можно улучшить с помощью защитных устройств и приспособлений, называемых **газовыми якорями** (газосепараторами), которые устанавливаются на приеме насоса (рис. 15).

Работа их основана на использовании сил гравитации (всплывания), инерции, а также их сочетания.

В однокорпусном якоре (см. рис. 15, а) при изменении направления газожидкостного потока на  $180^\circ$  пузырьки газа под действием архимедовой силы всплывают и частично сепарируются в затрубное пространство, а жидкость через отверстия 2 поступает в центральную трубу 4 на прием насоса. Эффективность сепарации определяется соотношением скоростей жидкости и газовых пузырьков и конструктивным исполнением сепаратора (незащищенный открытый вход или дырчатый фильтр).

На рис. 15,б показан двухкорпусный якорь с фильтром (отверстия) у входа. В двух-, трех- или четырехкорпусных (секционных) якорях, представляющих собой систему нескольких параллельно работающих якорей, общий расход жидкости разделяется на части, в результате чего уменьшается скорость жидкости в зоне разделения фаз и повышается эффективность сепарации. В четырехкорпусном якоре выбирают число отверстий таким образом, чтобы в первый сверху корпус поступало 10% расхода, второй—20%, третий—30% и четвертый—40%

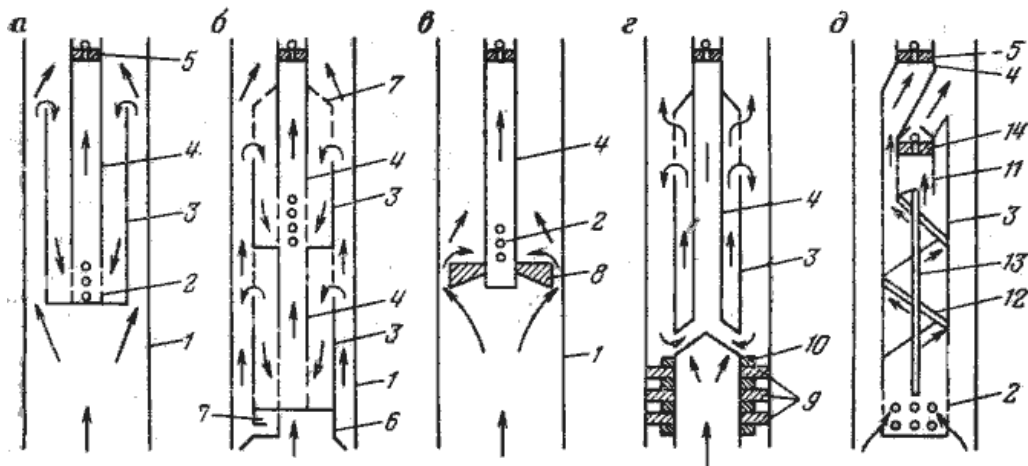


Рисунок 15 - Принципиальные схемы газовых якорей однокорпусного (а), двухкорпусного (б), однотарельчатого (в), зонтичного (г), винтового (д):

- 1 — эксплуатационная колонна; 2 — отверстия; 3 — корпус; 4 — приемная труба;  
 5 — всасывающий клапан насоса; 6 — пеногаситель; 7 — камера для накопления газа; 8 — тарелка; 9 — манжеты; 10 — крепление манжет; 11 — газоотводная трубка;  
 12 — винт; 13 — стержень винта; 14 — обратный клапан

Эффективность сепарации может быть повышена созданием условий для коалесценции (объединения) пузырьков газа в большие пузырьки, скорость всплывания которых больше. Это особенно важно при откачке нефти с пенообразованием. На рис. 15,б показан двухкорпусный якорь, к нижней секции которого присоединен пеногаситель 6. В пеногасителе образуются пузырьки больших размеров. Через газоотводную трубу 11 они выходят в затрубное пространство, всплывают там с большой скоростью и частично разрушают пену. В камере 7 этого же якоря выше верхних отверстий фильтра образуется газовая шапка, газ из которой периодически вырывается в виде больших пузырьков и свободно всплывает по обсадной колонне.

В однотарельчатом якоря (рис. 15, в) под тарелкой 8, обращенной краями вниз, пузырьки газа коалесцируют, а сепарация газа происходит при обтекании тарелки и движении смеси горизонтально над тарелкой к отверстиям 2 в приемной трубе 4. Высокую сепарационную эффективность обеспечивает многосекционный (восьмитарельчатый) якорь. Эффективность его работы может быть повышена использованием глубоких тарелок (глубиной до 80 мм) с трубками для выпуска газа из них, а также чередованием тарелок с газовыводными трубками и тарелок без них.

В якоря-зонте (рис. 15, г) используется поворот потока на  $180^\circ$  и коалесценция пузырей газа. По сравнению с однокорпусным якорем он является обращенным. В нем роль затрубного пространства выполняет корпус 3 якоря, а роль корпуса якоря — затрубное пространство, которое значительно расширено, поэтому эффективность якоря-зонты выше. Применяют также двухсекционные якоря-зонты.

При высокой скорости жидкости и малой скорости всплывания пузырьков эффективен винтовой якорь (рис. 15, д), основанный на инерционном принципе. Смесь жидкости и газа, поступающая в якорь через отверстия 2 фильтра, совершает винтовое движение, направляемое поверхностью винта 12. Под действием центробежной силы частицы жидкости перемещаются к стенке корпуса 8 якоря, а пузырьки газа — к боковой поверхности стержня 13 винта 12. Двигаясь далее вверх, газ попадает в газоотводную трубку II и в затрубное пространство. Клапаном 14 предотвращают поступление жидкости и газа из затрубного пространства в трубку 11. Этот якорь может использоваться в качестве вставного якоря вместе со вставным насосом.

Коэффициент сепарации якорей существенно зависит от расхода жидкости. Наиболее эффективен двухкорпусный, якорь-зонт. Ему несколько уступает однокорпусный якорь-зонт. При дебитах более  $25 \text{ м}^3/\text{сут}$  тарельчатый якорь с газовыпускными трубками более эффективен, чем обычный тарельчатый якорь. Четырехкорпусный якорь уступает двум предыдущим конструкциям при дебитах более  $20 \text{ м}^3/\text{сут}$ , но при дебите жидкости менее  $20 \text{ м}^3/\text{сут}$  его эффективность выше.

Область применения винтового якоря невелика, однако его преимущество — наименьший диаметр.

Известны также другие конструкции газовых якорей. Усовершенствованием однокорпусного якоря является погружной якорь, входные отверстия которого расположены в интервале динамического уровня и существенно выше (более 100 м) приема насоса, который монтируется внутри якоря. Вдоль пути движения жидкости давление уменьшается, а затем повышается. Поэтому жидкость существенно разгазируется, часть газа отсепарируется, а неотделившийся газ в результате повышения давления растворяется в жидкости и сжимается при движении потока вниз к насосу.

Благоприятные условия для сепарации газа могут создаваться при спуске насоса в зумпф скважины (часть ствола ниже продуктивного пласта) и расположении динамического уровня жидкости ниже нижних отверстий зоны перфорации. Зумпф скважины можно рассматривать как якорь большого диаметра с длинным фильтром (зона перфорации), по которому распределен поток входящей в скважину газожидкостной смеси. Подобным образом можно эксплуатировать обводняющиеся газовые скважины, а также газоконденсатные скважины при накоплении конденсата на забое.

Пакерный якорь (якорь-трап) — модификация якоря-зонта. В этом случае к приему насоса подвешивается пакер. Газожидкостная смесь из-под пакера отводится по трубке в затрубное пространство выше динамического уровня, где газ сепарируется, а дегазированная жидкость поступает на прием насоса.

При наличии фонтанных проявлений целесообразно не сепарировать газ у приема насоса, а использовать его энергию на подъем жидкости наряду с энергией, которую сообщает насос. Для этого под насосом устанавливают хвостовик до глубины, по возможности, выделения газа. Теоретическую подачу насоса принимают за расходы жидкости и газа для условий приема.

### **Борьба с отложением парафина**

Для борьбы с отложениями парафина применяют такие же методы, как при фонтанной и газлифтной эксплуатации. При добыче парафинистой нефти происходит отложение парафина на стенках НКТ, что ведет к снижению производительности насоса и прекращению извлечения жидкости. При небольшой интенсивности отложения парафина применяется наземная и подземная пропарка труб с помощью паропередвижной установки.

Широко применяется метод депарафинизации с помощью пластинчатых скребков. Скребки крепят хомутами к штангам на расстоянии друг от друга не более длины хода плунжера. Ширина скребка на 5 – 8 мм меньше диаметра НКТ. Насосные установки оборудуют штанговращателями. Колонны штанг с укрепленными на них скребками при каждом ходе вниз срезают парафин со стенок труб.

### **Борьба с вредным влиянием песка**

Отрицательное влияние песка в продукции приводит к абразивному износу плунжерной пары, клапанных узлов и образованию песчаной пробки на забое. Песок также при малейшей негерметичности НКТ быстро размывает каналы протекания жидкости в резьбовых соединениях, усиленно изнашивает штанговые муфты и внутреннюю поверхность НКТ, особенно в искривленных скважинах. Даже при кратковременных остановках (до 10 ÷ 20 мин) возможно заедание плунжера в насосе, а при большом осадке – и заклинивание штанг в трубах. Увеличение утечек жидкости, обусловленных абразивным износом и размывом, приводит к уменьшению подачи ШСНУ и скорости подачи восходящего потока ниже приема, что способствует ускорению образования пробки. А забойная пробка существенно ограничивает приток в скважину. Снижение дебита вследствие износа оборудования и образования песчаной пробки вынуждает проведение преждевременного ремонта для замены насоса и промывки пробки. К песчаным скважинам относят скважины с содержанием песка более 1 г/л.

Выделяют 4 группы методов борьбы с песком при насосной эксплуатации:

1. Наиболее эффективный метод - предупреждение и регулирование поступления песка из пласта в скважину. Первое осуществляют посредством либо установки специальных фильтров на забое, либо крепления призабойной зоны, а второе - уменьшением отбора жидкости.

При этом целесообразно обеспечить плановый запуск песочной скважины увеличением длины хода  $S$ , числа качаний  $n$  или подливом чистой жидкости в скважину через затрубное пространство ( $20 \div 25\%$  от дебита).

2. Обеспечение выноса на поверхность значительной части песка, поступающего в скважину. Условия выноса по А.Н. Адонину,  $V_{ж}/V_{св} \geq 2 \div 2,5$ , где  $V_{ж}$  - скорость восходящего потока жидкости,  $V_{св}$  - скорость свободного осаждения песчинки с расчетным диаметром, равным среднему диаметру наиболее крупной фракции, составляющей около 20% всего объема песка.

Это обеспечивается подбором сочетаний подъемных труб и штанг либо подкачкой в затрубное пространство чистой жидкости (нефти, воды).

3. Установкой песочных якорей (сепараторов) и фильтров у приема насоса достигается сепарация песка от жидкости. Работа песчаных якорей основана на гравитационном принципе.

Песочный якорь прямого действия одновременно является газовым якорем. Применение песочных якорей - не основной, а вспомогательный метод борьбы с песком. Метод эффективен для скважин, в которых поступление песка непродолжительно и общее его количество невелико.

Противопесочные фильтры, устанавливаемые у приема насоса, предупреждают поступление в насос песчинок средних и крупных размеров (более 0,01 мм в зависимости от соотношения размеров песчинок и каналов материала фильтра). Известны сетчатые, проволочные, капроновые, щелевые, гравийные, металлокерамические, цементно-песчано-солевые, песчано-пластмассовые, пружинные и другие фильтры. По А.М. Пирвердян, лучшими являются сетчатые фильтры с размером ячеек 0,25 x 1,56 мм. Вследствие быстрого засорения (забивания, заклинивания) противопесочные фильтры не нашли широкого применения. Их целесообразно помещать в корпус с "карманом" для осаждения песка (не образуется забойная пробка, уменьшается скорость заклинивания) или сочетать с песочным якорем.

4. Использование специальных насосов для песочных скважин. При большой кривизне ствола скважины наблюдается интенсивное истирание НКТ и штанг вплоть до образования длинных щелей в трубах или обрыва штанг. Для медленного проворачивания колонны штанг и плунжера "на выворот" при каждом ходе головки балансира с целью предотвращения одностороннего истирания штанг, муфт и плунжера при использовании пластинчатых скребков применяют штанговращатель. Применяют также протекторные и направляющие муфты, скребки-завихрители. Кроме того, принимают режим откачки, характеризующийся большой длиной хода  $S$  и малым числом качаний  $n$ .

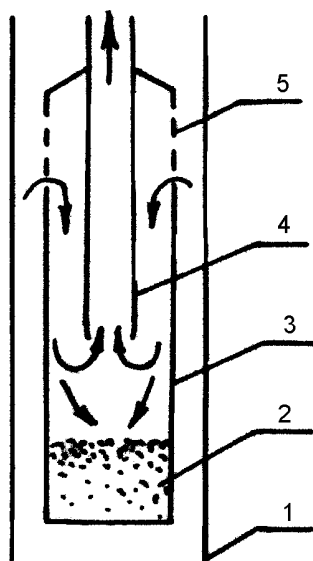


Рисунок 16 - Принципиальная схема песочного якоря прямого действия:

1 – эксплуатационная колонна, 2 – слой накопившегося песка, 3 – корпус, 4 – приемная труба, 5 – отверстия для ввода смеси в якорь.

## Эксплуатация наклонных и искривленных скважин

На месторождениях Западной Сибири скважины размещены кустами, при этом стволы пробурены наклонно-направленно. Идеально вертикальных скважин не существует.

При большой кривизне ствола скважины наблюдается интенсивное истирание насосно-компрессорных труб и штанг вплоть до образования длинных щелей в трубах или обрыва штанг. Для медленного проворачивания колонны штанг и плунжера «на заворот» при каждом ходе головки балансира с целью предотвращения одностороннего истирания штанг, муфт и плунжера, предотвращения отворотов штанг и удаления-парафина при использовании пластинчатых скребков применяют штанговращатель. Он состоит из круглого зубчатого диска (шестерни), закрепленного на устьевом штоке горизонтально, и храпового механизма с шарнирным зубом и рычагом, который тросом соединяется с неподвижной точкой. При каждом качании балансира трос натягивается и посредством храпового механизма поворачивает диск и, соответственно, штанги на один шаг зубчатого диска. Штанги делают один оборот за число качаний, равное количеству зубьев в диске по его периметру. Для уменьшения износа трение скольжения заменяют трением качения посредством использования муфт-вставок, снабженных роликами. Применяют также протекторные и направляющие муфты, скребки-завихрители. Кроме того, принимают режим откачки, характеризующийся большой длиной хода  $s$  и малым числом качаний  $n$ .

## Эхометрия

Одним из методов исследования глубинно-насосных скважин является эхометрия. По результатам эхометрии определяется уровень жидкости в затрубном пространстве скважины. Исследование производится с помощью эхолота – прибора для замера уровня в скважине.

В настоящее время применяются различные типы эхолотов, но принцип работы всех приборов идентичен. Широкое применение нашли эхолоты серии «Судос».

Рис 5.5



Суть процесса измерения-эхометрии в следующем. В трубное пространство с помощью датчика импульса звуковой волны (пороховой хлопушки) посылается звуковой импульс. Звуковая волна, пройдя по стволу скважины отражается от уровня жидкости, возвращается к устью скважины и улавливается кварцевым чувствительным микрофоном. Микрофон соединен через усилитель с регистрирующим устройством, которое записывает все сигналы (исходный и отраженный) на бумажной ленте в виде диаграммы. Лента перемещается с помощью лентопотяжного механизма с постоянной скоростью.

Таким образом, если известно время, прошедшее с момента послышки звукового импульса в скважину до момента прихода отраженного импульса, а также скорость распространения звуковой волны в газовом пространстве, уровень жидкости  $H_y$  можно определить по формуле:

$$H_y = V_3 t_y / 2, \quad (41)$$

где  $V_3$  – скорость распространения звуковой волны;

$t_y$  – время пробега волны от устья до уровня и обратно.

Скорость распространения звуковой волны зависит от физических свойств газа, заполняющего скважину, температуры, давления и т.д. Поэтому при каждом измерении ее определяют косвенным путем по известному расстоянию до какой-то точки. Межтрубное пространство глубиннонасосных скважин с этой целью оснащается специальными отражателями звуковых волн (реперами), расстояние от которых до устья скважины известно. Для получения достаточно отчетливого отраженного импульса репер должен перекрывать поперечное сечение колонны на 60-70 %.

Таким образом, если известно время прохождения звукового импульса от устья скважины до репера и обратно, скорость распространения волны в данной среде можно определить по соотношению:

$$V_3 = 2H_p/t_p, \quad (42)$$

где  $H_p$  – известное расстояние от источника звукового импульса до репера;

$t_p$  – время прохождения звуковой волны от устья до репера и обратно.

Зачастую для определения уровня жидкости применяют поправочные коэффициенты, учитывающие газовый фактор и затрубное давление скважины. Уровень в скважине определяется путем умножения поправочного коэффициента на расстояние между импульсами на эхограмме.

В современных эхолотах информация представлена в цифровом виде и значения уровней выводятся с учетом поправочных коэффициентов, что значительно упрощает выполнение работ по определению уровней но требует высокой точности при настройке прибора.

### Динамометрирование ШСНУ

В управлении процессом глубиннонасосной добычи нефти важнейшим источником информации о работе насоса являются данные динамометрирования, которые увязывают типоразмер спущенного в скважину оборудования, характеристику станка-качалки, глубину спуска насоса и динамический уровень, дебит скважины, обводненность и т.д.

Диаграмму нагрузки на устьевой шток в зависимости от его хода называют динамограммой, а ее снятие – динамометрированием ШСНУ.

Динамограмма работы штангового глубинного насоса представляет собой запись усилий. На практике используются динамограммы по перемещению точки подвеса штанг.

Приведем технические средства, применяемые для получения динамограмм:

- ✓ гидравлический динамограф ДГМ конструкции Г.М. Мининзона - это прибор, обеспечивающий достаточную точность динамограмм; он удобен в работе и портативен;
- ✓ различные электронные системы динамометрирования, достоинством которых является возможность быстрого получения динамограмм непосредственно на устье с последующей расшифровкой на ЭВМ.

Принцип работы динамографа заключается в преобразовании нагрузки на подвеску колонны штанг в нагрузку, пропорционально действующую на записывающее устройство.

Динамограф состоит из силоизмерительной части и записывающего устройства. Записывающее устройство может быть как графическим, так и электронным.

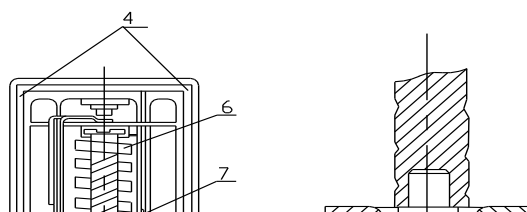
В динамографе ДГМ-3 (рис. 17) силоизмерительная часть состоит из мессдозы (11) и нижнего рычага (12), между которыми находится камера (9), заполненная жидкостью (водой или спиртом). Камера перекрыта резиновой или латунной мембраной.

Записывающее устройство ДГМ-3 выполнено в виде самописца, состоящего из подвижного столика (5), узла геликсной пружины (7), ходоуменьшителя и приводного механизма (3). На подвижной столик крепится диаграммная лента, а к свободному концу пружины присоединено перо (6).

Динамограф крепится между траверсами канатной подвески ШСНУ (13), а нить (1) приводного механизма прикрепляют к устьевому сальнику.

При работе ШСНУ действующая на подвеску колонны штанг нагрузка передается через мессдозу, нижний рычаг и нажимной диск (10) на камеру с жидкостью. Давление в камере передается по капиллярной трубке (8) на геликсную пружину. Геликсная пружина разворачивается, и перо чертит линию на бумажном бланке диаграммной бумаги. С помощью приводного механизма столик движется пропорционально ходу полированного штока по направляющим салазкам (4). Таким образом, на бланке получается развертка в виде параллелограмма.

Рисунок 17 - Динамограф ДГМ-3





В настоящее время наибольшее распространение получили электронные динамографы. Они позволяют контролировать больше параметров работы ШСН при динамометрировании и обрабатывать данные на ЭВМ.

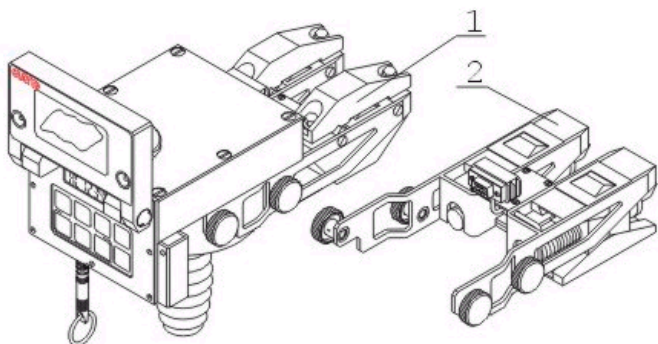
Большинство электронных динамографов не требуют разгрузки полированного штока, что позволяет проводить работы с ними одному человеку. Единственным недостатком электронных динамографов является их высокая стоимость. Рассмотрим характеристику электронных динамографов на примере динамографа СИДДОС-автомат.

Динамограф СИДДОС-автомат (рис. 18) позволяет решить следующие задачи:

- произвести оперативную диагностику работы подземного оборудования (утечки в клапанах и трубах, коэффициент заполнения глубинного насоса, посадка плунжера и др.);
- вычислить плановый дебит скважины;
- записать зарегистрированные динамограммы в энергонезависимую память блока регистрации, а затем перенести на компьютер;
- обработать введённые данные на компьютере, сформировать и вывести отчёт на принтер со всей сопутствующей информацией;
- построить теоретическую динамограмму по данным на скважину.

Функциональные преимущества динамографа СИДДОС-автомат:

- автоматический режим работы со звуковой и световой индикацией, что позволяет одному оператору выполнить весь комплекс исследований по заранее выбранной программе;
- наличие как цифровой, так и графической индикации с возможностью наблюдения результатов контроля (динамограмм) как в ходе исследования, так и непосредственно после его завершения;
- визуальный просмотр зарегистрированных динамограмм непосредственно на скважине;
- наличие независимого таймера-календаря реального времени в блоке регистрации;
- информация, зарегистрированная динамографом, сохраняется в энергонезависимой памяти блока регистрации и не будет потеряна при отключении батареи питания.



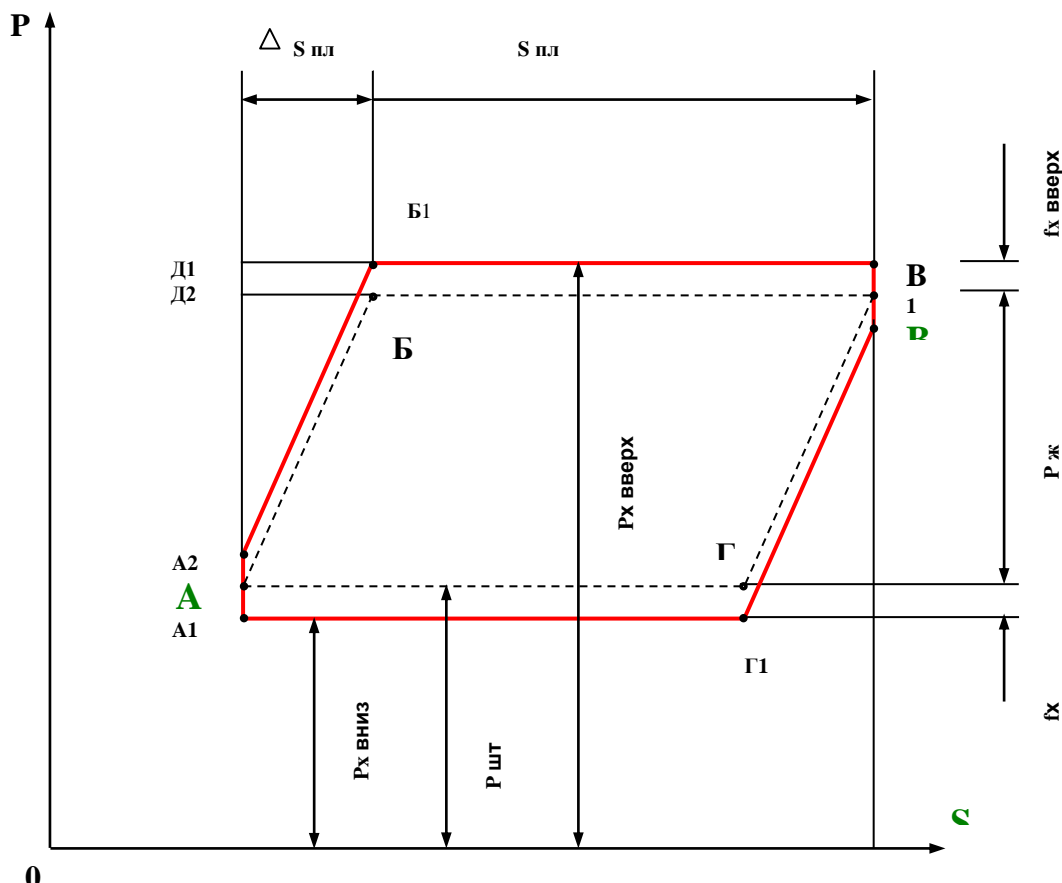
В едином корпусе динамографа **СИДДОС-автомат** смонтированы электронный блок, датчик перемещения, клавиатура управления, графический и цифровой индикаторы режимов и результатов измерения, аккумулятор питания с повышенной удельной емкостью, органы звуковой и световой индикации. Конструкция динамографа **СИДДОС-автомат** предусматривает оперативную замену и использование датчиков нагрузки двух типов: 1) междутруверсный датчик **ДН-10** (с нагрузочной способностью до **10 Тс**) с подъемными домкратами для монтажа без разгрузки полированного штока; 2) междутруверсный датчик нагрузки **ДН-20** с повышенной нагрузочной способностью.

**Рисунок 18 - Динамограф СИДДОС-автомат**

Отличительной особенностью динамографа СИДДОС-автомат является его моноблочное исполнение. При уменьшении массы и габаритов отсутствуют измерительные кабели, это обеспечивает повышение надежности работы, удобство в работе и сокращение времени проведения исследований, повышение безопасности работ.

Методика расшифровки (чтения) динамограмм основана на **теоретической динамограмме** нормальной работы глубинного насоса (рис. 19), при построении которой учтено действие лишь следующих сил: тяжести, упругости материала штанг и труб, полужидкого трения (штанг о трубы, плунжера в цилиндре и др.) и силы Архимеда. Исключено действие сил инерции движущихся масс и гидродинамического трения, т.е. движение штанг предполагается замедленным. Кроме того, принято, что насос и трубы герметичны, откачиваемая жидкость лишена упругости и дегазирована, цилиндр насоса полностью заполняется жидкостью.

**Рисунок 19 - Теоретическая динамограмма работы**



$P_{шт}$  – вес штанг в жидкости;  $P_{ж}$  – вес столба жидкости;  $\Delta S_{пл}$  – потеря хода плунжера;  
 $P_{x\text{ вниз}}$  – нагрузка при ходе вниз;  $P_{x\text{ вверх}}$  – нагрузка при ходе вверх;  
 $f_x$  вниз – сила трения при ходе вниз;  $f_x$  вверх – сила трения при ходе вверх.

При ходе штанг вниз действует трение, уменьшающее нагрузку в точке их подвеса. Поэтому динамограф записывает линию  $G_1A_1$ , соответствующую нагрузке от веса штанг, погруженных в жидкость, минус сила трения. Так как и вес штанг, и сила трения постоянны по величине, то линия  $G_1A_1$  получается прямой, параллельной нулевой линии динамограммы. Если бы трение отсутствовало, динамограф записал бы линию  $AG$  (пунктир), соответствующую фактическому весу

штанг, погруженных в жидкость. Очевидно, что трение уменьшает полезную длину хода плунжера, а значит, и производительность насоса.

Нагнетательный клапан закрывается в точке А1, а не в точке А, как это было бы при отсутствии трения. В следующий момент штанги должны изменить направление движения (снизу-вверх). Поэтому должно быть снято трение при вниз и «набрано» трение при ходе вверх. Этот процесс записывается отрезком прямой А1А2 с некоторым наклоном вправо.

С точки А2 начинается процесс восприятия штангами нагрузки от веса столба жидкости, который записывается прямой линией А2Б1 (отрезки АА2 и ББ1 одинаковы). Нагрузка в точке Б1 равна сумме весов штанг и жидкости плюс сила трения (вес жидкости – это вес столба с площадью, равной сечению плунжера, и высотой – от приведенного динамического уровня до устья скважины). В точке Б1 открывается приемный клапан насоса, начинается движение плунжера вверх и вход жидкости из скважины в цилиндр насоса. Далее следует движение плунжера и штанг, описываемое линией Б1В1.

Как только точка подвеса штанг начинает движение вниз, изменяются направление и величина сил трения. Снятие нагрузки от веса жидкости начинается в точке В2 и изображается линией В2Г1, параллельной линии восприятия нагрузки штангами А2Б1. При этом вес столба жидкости передается на трубы – происходит процесс разгрузки штанг и нагружения труб.

В точке Г1 открывается нагнетательный клапан насоса и плунжер начинает двигаться вниз – происходит процесс движения плунжера вниз, изображаемый отрезком Г1А1, параллельным Б1В1.

Таким образом, цикл действия глубинного насоса состоит из четырех процессов и изображается в координатах: нагрузка Р на штанги в точке подвеса и перемещение S точки подвеса в виде параллелограмма.

На рис. 19 показаны два почти подобных параллелограмма: внешний - сплошной линией и внутренний - пунктиром. Первый изображает цикл насоса с учетом полужидкого трения, а пунктирный – без учета сил трения. Цикл, изображенный пунктиром, является простейшим теоретическим циклом (соответственно имеем простейшую теоретическую динамограмму) нормальной работы глубинного насоса. Именно эта динамограмма является основой обработки и чтения практических динамограмм, получаемых на скважинах.

Параллельность линий восприятия нагрузки штангами (и одновременно разгрузки труб) и разгрузки штанг (одновременно нагрузки труб) является важнейшим признаком отсутствия утечек жидкости в насосе.

Практические динамограммы нормальной работы насоса вследствие действия сил инерции и возникновения собственных и вынужденных упругих колебаний штанговой колонны отличаются от простейшей динамограммы тем больше, чем больше число качаний станка, глубина спуска насоса и (в меньшей мере) длина хода. Поэтому до значения параметра  $m=0,00002 \cdot nL=0,2/0,25$  ( $n$ -частота качаний в минуту,  $L$ -глубина спуска насоса в м) динамограммы читаются без затруднений. При  $m > 0,2/0,25$  возникают затруднения, усложняющие полную расшифровку динамограмм, вплоть до почти полной «нечитаемости» их на основе элементарной методики, излагаемой здесь. В таких случаях нужно использовать метод А.С. Вирновского расчета и построения глубинной динамограммы насоса по данным, получаемым из обычной динамограммы, снятой в точке подвеса штанг. Этим методом глубинная динамограмма усилий, например в самой нижней штанге, дает возможность исключить влияние колебательного процесса в штангах, трубах и столбе жидкости и получить легко читаемую динамограмму непосредственно глубинного насоса.

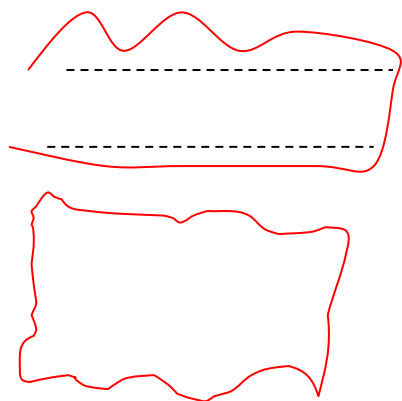


Рисунок 20 - Практические динамограммы нормальной работы насоса

На рис. 20 показаны практические динамограммы нормальной работы глубинного насоса. Волнообразные линии при ходе штанг вверх и вниз фиксируют упругие колебания штанг: собственные и вынужденные с

превалированием первых. При больших величинах сил трения и больших утечках в рабочих парах насоса колебания сильно затухают, вплоть до полного исчезновения.

На рис. 21 представлена серия динамограмм, снятых при различных числах качаний станка и постоянстве всех других параметров откачки и условий эксплуатации, показывающих

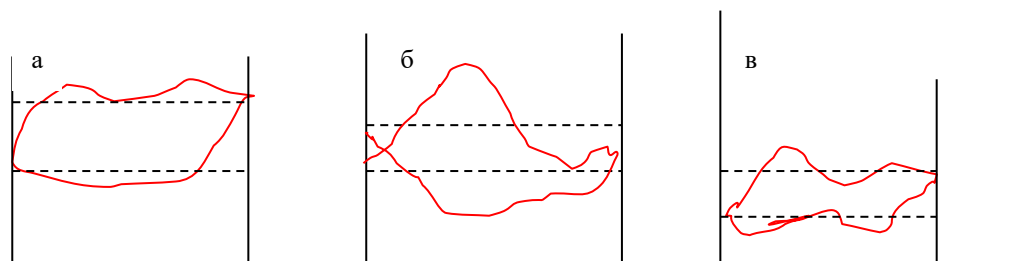


Рисунок 21 - Изменение формы динамограммы с изменением числа качаний.

существенные изменения формы динамограммы вследствие интенсивного колебательного процесса, возникающего в штанговой колонне.

Методика элементарной обработки динамограмм, снятых в точке подвеса штанг при значении  $m$ , не большем  $0,2/0,25$ , в общих чертах, состоит в построении простейшей теоретической динамограммы (параллелограмма) и в сравнении ее с обрабатываемой практической динамограммой. При возникновении различных дефектов в насосной установке происходят соответствующие изменения в геометрии динамограммы.

Следует учитывать, что без обработки динамограммы составление правильного заключения возможно лишь в случаях, когда параметры оборудования скважины после предшествующего динамометрирования (проведенного с обработкой динамограммы) не изменились, а конфигурация новой динамограммы дает исчерпывающую информацию о работе оборудования и без ее обработки.

Ниже приводится краткое описание и разбор наиболее характерных динамограмм, фиксирующих часто встречающиеся отклонения от нормальной работы глубинных насосов.

### Динамограммы, фиксирующие утечки жидкости в подземном оборудовании

Имеются в виду утечки более или менее значительной величины, влияющие на подачу насоса (по практическим замерам подачи). Утечки, составляющие 5% и менее от производительности насоса, трудно обнаружить на промысловой динамограмме.

На рис. 22 приводится простейшая теоретическая динамограмма, показывающая значительную утечку жидкости нагнетательной части насоса. Под этим термином подразумевается утечка в зазоре между плунжером и цилиндром, в нагнетательном клапане, в месте сопряжения седла клапана и гнезда и др. В каждом конкретном случае утечка может возникнуть в одном из перечисленных мест и может быть любое сочетание этих видов утечки, но форма динамограммы (если величина утечки одна и та же) будет почти одинаковой. Методов количественной оценки величины утечки по динамограмме не существует.

Характерной особенностью динамограмм рассматриваемого типа является нарушение

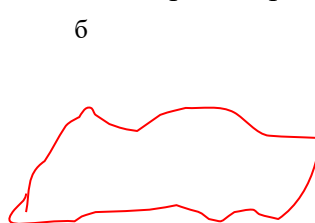
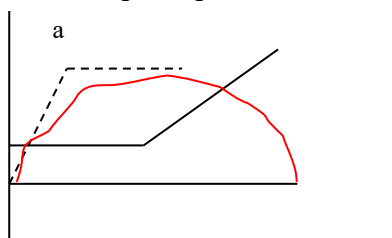


Рисунок 22 - Динамограммы работы насоса с утечкой жидкости в нагнетательной части

а - простейшая теоретическая

б - практическая

параллельности линий восприятия нагрузки штангами и разгрузки штанг. Наклон линии восприятия увеличивается, а наклон линии разгрузки уменьшается, и сама линия закругляется в части, соответствующей концу хода плунжера вверх. Имеются и другие признаки, хорошо видные на рис. 22, а. На рис. 22,

б приводится в качестве примера практическая динамограмма утечки жидкости в нагнетательной части насоса.

На рис. 23, а и 23, б приводятся теоретическая и практическая динамограммы значительной по величине утечки жидкости в приемной части насоса, т.е. между шариком и седлом приемного клапана, между конусом и седлом и т.д. В общем форма динамограммы при утечке жидкости в приемной части глубинного насоса такая же, как и при утечке ее в нагнетательной части, но повернута в отношении осей координат на 180°.

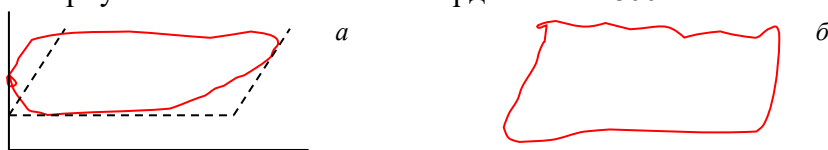


Рисунок 23 - Динамограммы работы насоса с утечкой жидкости в приемной части  
а - простейшая теоретическая  
б - практическая

В обоих рассматриваемых видах динамограмм фиксируется тем большая относительная утечка жидкости, чем сильнее форма динамограммы отличается от формы простейшей теоретической динамограммы – в первую очередь в отношении

нарушения параллельности линий восприятия нагрузки и разгрузки.

Динамограммы незаполнения цилиндра насоса жидкостью.

Эти динамограммы могут получаться по двум совершенно различным причинам:

Вследствие превышения производительности насоса над притоком жидкости в скважину (включая частный случай полного отсутствия притока), при этом динамический уровень находится у приема насоса. Когда динамический уровень находится выше приема насоса и в насос вместе с жидкостью поступает газ (газожидкостная смесь, поднимающаяся с забоя по скважине).

Следует учитывать, что установить причину незаполнения цилиндра жидкостью непосредственно по форме динамограммы можно лишь тогда, когда погружение насоса под

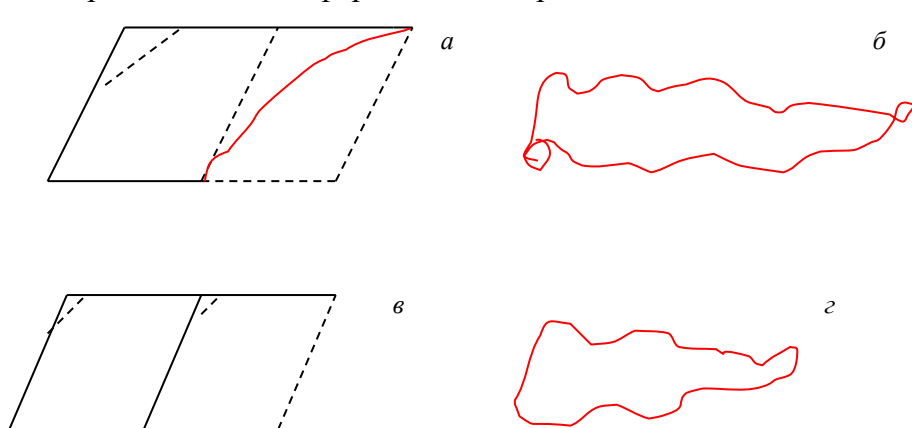


Рисунок 24 - Динамограммы незаполнения цилиндра насоса жидкостью.  
а - простейшая теоретическая (газ с большой упругостью)  
б - практическая того же типа  
в - простейшая теоретическая с малым давлением газа  
г - практическая того же типа

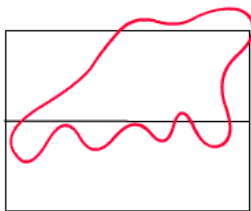
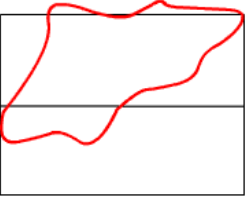
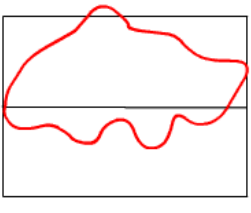
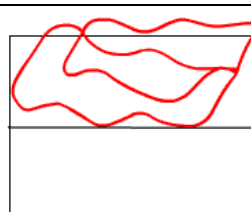
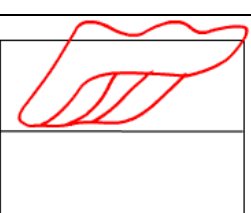
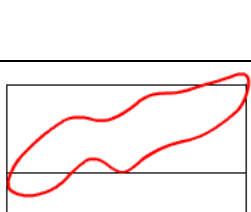
динамический уровень значительное (порядка 50 м и более). При этом газ, поступающий вместе с жидкостью в насос, обладает большим давлением, и это заметно влияет на форму динамограммы. На рис. 24, а приведена простейшая теоретическая динамограмма для такого случая. Здесь самый характерный признак – это отличие линии процесса разгрузки штанг от прямой линии, получающейся при отсутствии газа в цилиндре. На рис. 24, б дана практическая динамограмма такого типа.

На рис. 24, в приводится простейшая теоретическая динамограмма незаполнения цилиндра жидкостью для случая, когда упругость газа почти не ощущается. К этому типу динамограмм приближаются динамограммы, получаемые в случаях, когда динамический уровень находится у приема насоса или же погружение приема не очень велико. На рис. 24, г дана практическая динамограмма такого типа. В большинстве случаев на практике для установления причины незаполнения прибегают к следующему. После остановки скважины в течение некоторого времени снимают серию динамограмм. Если окажется, что степень незаполнения цилиндра жидкостью явно возрастает с течением времени и затем более или менее стабилизируется, имеет место случай, когда уровень находится у приема насоса. Если же степень незаполнения изменяется незначительно, происходит влияние пластового газа.

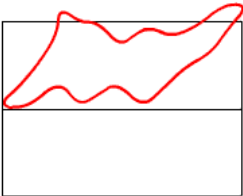


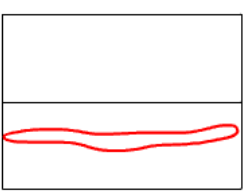
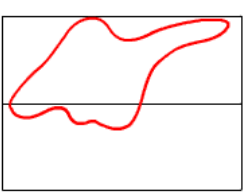
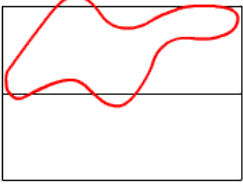
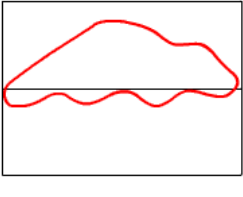
Посредством динамометрирования можно также обнаружить течь в соединениях насосных труб, фонтанные проявления в скважине, приблизительно определить местонахождение динамического уровня в скважине и т. д. (см. руководство по динамометрированию И.Г.Белова).

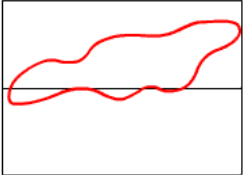
Следует учитывать, что без систематического применения динамометрирования и полного использования получаемой при этом информации нельзя осуществлять процесс глубиннонасосной добычи нефти на должном уровне.

Таблица 4 - Формы динамограмм по характерным неисправностям

№	Характерные неисправности	Вероятная величина	Метод устранения	Вид динамограммы
1	2	3	4	5
1	Утечка жидкости в нагнетательной части	Гидравлический износ пары «седло-шарик», корпуса клапана, седла конуса или наконечника	Заменить изношенные составные части новыми, насос пустить заново	
2	Утечка жидкости в приемной части	Гидравлический износ пары «седло-шарик», корпуса клапана, седла конуса или наконечника	Заменить изношенные составные части новыми, насос пустить заново	
3	Одновременная утечка жидкости в нагнетательной и приемной части	Гидравлический износ пары «седло-шарик», корпуса клапана, седла конуса или наконечника	Заменить изношенные составные части новыми, насос пустить заново	
4	Утечка жидкости из подъемных труб или замковой опоры	Негерметичность резьб, трещина в теле труб, гидроабразивный износ конуса насоса или кольца опоры	Устранить течь в трубах, заменить изношенные детали; насос спустить заново	
5	Влияние газа на работу насоса, неполное заполнение цилиндра	Выделение газа у приема насоса и попадание с жидкостью в цилиндр	Применять газовый якорь, увеличить глубину подвески насоса	
6	Высокая посадка плунжера типа НВ1 и НВ2	Удар верхнего конца плунжера о цилиндр насоса и срыв цилиндра с опоры	Опустить колонну насосных штанг на величину запаса хода насоса	



7	Заедание плунжера в цилиндре насосов типа НН2	Попадание механических примесей между плунжером и цилиндром	Поднять насос, очистить и применить песочный якорь	
8	Прихват плунжера в цилиндре насосов типа НН2	то же	То же	
9	Снижение динамического уровня до всасывающего клапана или малый приток из пласта	Недостаточная глубина подвески или производительность не соответствуют характеристике	Увеличить глубину подвески насоса и установить соответствующий режим подачи	
10	Обрыв, отворот или слом клетки плунжера, штока или штанг	Слабая затяжка резьбовых соединений, большая нагрузка на колонну штанг	Устранить отворот или обрыв штанг, проверить состояние насоса, заменить поломанные детали, насос опустить заново	
11	Влияние газа, утечки жидкости в нагнетательной части	Гидроабразивный износ пары «седло-шарик» клапана, попадание газа в полость цилиндра	Заменить изношенные составные части, применить газовый якорь	
12	Влияние газа, утечки жидкости в приемной части	то же	То же	
13	Утечка жидкости через зазор пары «цилиндр-плунжер»	Увеличение зазора между цилиндром и плунжером из-за чрезмерного износа	Поднять насос и списать	

14	Естественное фонтанирование скважин	Большое забойное давление		
15	Низкая посадка плунжера	Удар нижнего конца плунжера о цилиндр	Приподнять колонну штанг на величину запаса хода насоса	

### **Обслуживание скважин, оборудованных штанговыми скважинными насосными установками**

Системой технического обслуживания и ремонта предусмотрено: техническое обслуживание (ТО) станка качалки (СК); текущий и капитальный ремонт.

В ТО входит:

- ✓ контроль технического состояния;
- ✓ очистка, смазка;
- ✓ замена отдельных деталей;
- ✓ регулировка, а также работы по устранению повреждений.

Техническое обслуживание делится на:

- ежедневное,
- периодическое.

В ежедневное обслуживание входят следующие работы:

- ✓ осмотр станка качалки и проверка подачи нефти;
- ✓ нагрева полированного штока, редуктора;
- ✓ исправности канатной подвески;
- ✓ проверка состояния электродвигателя и пускового устройства;
- ✓ подтяжка, при необходимости, устьевого сальника;
- ✓ проверка уравновешенности по показанию амперметра;
- ✓ проверка с целью определения посторонних шумов и чрезмерной вибрации СК;
- ✓ проверка комплектности клиновых ремней;
- ✓ проверка наличия масла в редукторе.

При периодическом обслуживании проводятся следующие работы:

- ✓ проверка ключом болтовых соединений;
- ✓ проверка натяжения клиновых ремней;
- ✓ проверка, на ощупь, нагрева корпуса подшипников;
- ✓ подтяжка нижнего кольца шатуна;
- ✓ смена сальниковой набивки устьевого арматуры;
- ✓ смена сальниковой набивки на задвижках;
- ✓ очистка СК от грязи и замазученности;
- ✓ покраска оборудования;
- ✓ проверка ключом состояния задвижек фланцевых соединений и подтяжка сальников.

### **Техника безопасности**

Работы по обслуживанию станков-качалок весьма опасны и трудоемки. Это обусловлено наличием движущихся частей и токонесущих линий, необходимостью смазки, обслуживания, частой смены и ремонта узлов и деталей. Опасности устраняются при надежном ограждении всех



движущихся частей и проведении смазки, наладки, ремонта оборудования при полной остановке станка-качалки. Для устранения опасности падения с высоты при обслуживании и ремонте устраиваются площадки с ограждениями.

Работы, связанные со снятием и надеванием канатной подвески, откидыванием или опусканием головки балансира, перестановкой пальцев кривошипов и уравниванием станков-качалок, присоединением и отсоединением траверсы, сменой балансира и откидной головки, снятием и установкой роторных противовесов, редукторов, электродвигателей, должны проводиться при использовании различных устройств, приспособлений и быть механизированы. При перестановке и смене пальцев кривошипно-шатунного механизма на сальниковый шток следует установить зажим, а шатун надежно прикрепить к стойке станка-качалки. Запрещается провертывать шкив редуктора вручную и тормозить его путем подкладывания трубы или лома в спицы. Противовес станка-качалки может устанавливаться на балансире только после соединения балансира с кривошипно-шатунным механизмом и сальниковым штоком. Противовесы должны быть надежно закреплены. При крайнем нижнем положении головки балансира расстояние между траверсой подвески сальникового штока или штангодержателем и устьевым сальником должно быть не менее 20 см.

Верхний торец устьевого сальника должен возвышаться над уровнем площадки не более чем на 1 м. При набивке уплотнения устьевого сальника крышка его должна удерживаться на полированном штоке специальным зажимом.

Перед пуском станка-качалки необходимо убедиться в том, что его редуктор не заторможен, ограждения установлены и в опасной зоне нет людей.

До начала проведения ремонтных работ или перед осмотром оборудования периодически работающей скважины с автоматическим, дистанционным или ручным пуском привод должен отключаться, а на пусковом устройстве вывешиваться плакат: «Не включать—работают люди!»

На скважинах с автоматическим и дистанционным управлением станков-качалок вблизи пускового устройства на видном месте должны быть укреплены щитки с надписью: «Внимание! Пуск автоматический». Такая же надпись должна быть на пусковом устройстве.

Персонал, обслуживающий насосную установку, должен иметь отчетливое представление об опасностях электрического тока, о правилах электробезопасности и уметь оказать первую помощь при поражении электрическим током.

### **Контрольные вопросы**

1. Схема работы штанговой скважинной насосной установки.
2. Насосные штанги, оборудование устья.
3. Индивидуальный привод штангового насоса.
4. Размерный ряд СК по ГОСТу, их выбор. Регулирование длины хода штока и числа качаний СК.
5. Уравнивание СК.
6. Подача ШСНУ. Факторы, влияющие на подачу. Коэффициент наполнения штангового насоса.
7. Борьба с вредным влиянием на работу ШГН газа и песка. Борьба с отложениями парафина. Скребки и штанговращатели.
8. Особенности эксплуатации наклонных и искривленных скважин.
9. Динамометрирование ШСНУ, применение аппаратного комплекса «Сидос».
10. Обслуживание насосных скважин.
11. Техника безопасности и охрана окружающей среды.

## **Лекция № 6. Насосная добыча УЭЦН**

### **Оборудование УЭЦН**

Установки погружных центробежных насосов в модульном исполнении УЭЦНМ и УЭЦНМК предназначены для откачки из нефтяных скважин, в том числе и наклонных, пластовой жидкости, содержащей нефть, воду, газ, механические примеси.

Установки имеют два исполнения – обычное и коррозионностойкое.

Пример условного обозначения установки при заказе: УЭЦНМ5-125-1200 ВК02 ТУ 26-06-1486 - 87, при переписке и в технической документации: УЭЦНМ5-125-1200 ТУ 26-06-1486 - 87,

где У- установка; Э - привод от погружного двигателя; Ц - центробежный; Н - насос; М - модульный; 5 - группа насоса; 125 - подача, м<sup>3</sup>/сут: 1200 - напор, м; ВК - вариант комплектации; 02 - порядковый номер варианта комплектации по ТУ.

Для установок коррозионностойкого исполнения перед обозначением группы насоса добавляется буква «К».

Показатели технической и энергетической эффективности приведены в таблице 5. Номинальные значения к.п.д. установки соответствуют работе на воде.

Таблица 5 - Показатели технической и энергетической эффективности

Установки	Номинальная подача м <sup>3</sup> /сут	Номинальный напор м	Мощность, кВт	К. п. д., %	К. п. д. насоса, %	Максимальная плотность водонефтяной смеси, кг/м <sup>3</sup>	Рабочая часть характеристики	
							подача, м <sup>3</sup> /сут	напор, м
УЭЦНМ5-50-1300	50	1360	23	33,5	43	1400	25 - 70	1400 - 1005
УЭЦНМК5-50-1300		1360	23	33,5		1400		1400 - 1005
УЭЦНМ5-50-1700		1725	28,8	34		1340		1780 - 1275
УЭЦНМК5-50-1700		1725	28,8	34		1340		1780 - 1275
УЭЦНМ5-80-1200	80	1235	26,7	42	51,5	1400	60 - 115	1290 - 675
УЭЦНМК5-80-1200		1235	26,7	42		1400		1290 - 675
УЭЦНМ5-80-1400		1425	30,4	42,5		1400		1490 - 1155
УЭЦНМК5-80-1400		1425	30,4	42,5		1400		1490 - 1155
УЭЦНМ5-80-1550		1575	33,1	42,5		1400		1640 - 855
УЭЦНМК5-80-1550		1575	33,1	42,5		1400		1640 - 855
УЭЦНМ5-80-1800		1800	38,4	42,5		1360		1880 - 980
УЭЦНМК5-80-1800		1800	38,4	42,5		1360		1880 - 980
УЭЦНМ5-125-1000	125	1025	29,1	50	58,5	1240	105 - 165	1135 - 455
УЭЦН МК5-125-1000		1025	29,1	50		1240		1135 - 455
УЭЦНМ5-125-1200		1175	34,7	48		1400		1305 - 525
УЭЦН МК5-125-1200		1175	34,7	48		1400		1305 - 525
УЭЦНМ5-125-1300		1290	38,1	48		1390		1440 - 575
УЭЦН МК5-125-1300		1290	38,1	48		1390		1440 - 575
УЭЦН М5-125-1800		1770	51,7	48,5		1400		1960 - 785
УЭЦНМК5-125-1800		1770	51,7	48,5		1400		1960 - 785
УЭЦНМ5-200-800	200	810	46	40	50	1180	150 - 265	970 - 455
УЭЦНМ5-200-1000		1010	54,5	42		1320		1205 - 565
УЭЦНМ5-200-1400		1410	76,2	42		1350		1670 - 785
УЭЦНМ5А-160-1450	160	1440	51,3	51	61	1400	125 - 205	1535 - 805
УЭЦНМК5А-160-1450		1440	51,3	51		1400		1535 - 905
УЭЦНМ5А-160-1600		1580	56,2	51		1300		1760 - 1040
УЭЦНМК5А-160-1600		1580	56,2	51		1300		1760 - 1040
УЭЦНМ5А-160-1750		1750	62,3	51		1300		1905 - 1125

УЭЦНМК5А-160-1750		1750	62,3	51		1400		1905 - 1125
УЭЦНМ5А-250-1000	250	1000	55,1	51,5	61,5	1320	195 - 340	1140 - 600
УЭЦНМК5А-250-1000		1000	55,1	51,5		1320		1140 - 600
УЭЦНМ5А-250-1100		1090	60,1	51,5		1210		1240 - 650
УЭЦНМК5А-250-1100		1090	60,1	51,5		1210		1240 - 650
УЭЦНМ5А-250-1400		1385	76,3	51,5		1360		1575 - 825
УЭЦНМК5А-250-1400		1385	76,3	51,5		1360		1575 - 825
УЭЦНМ5А-250-1700		1685	92,8	51,5		1120		1920 - 1010
УЭЦНМК5А-250-1700		1685	92,8	51,5		1120		1920 - 1010
УЭЦНМ5А-400-950	400	965	84,2	52	59,5	1180	300 - 440	1180 - 826
УЭЦНМК5А-400-950		965	84,2	52		1180		1180 - 826
УЭЦН М5А-400-1250		1255	113,9	50		1260		1540 - 1080
УЭЦНМК5А-400-1250		1255	113,9	50		1260		1540 - 1080
УЭЦНМ5А-500-800	500	815	100,5	46	54,5	1400	430 - 570	845 - 765
УЭЦНМК5А-500-800		815	100,5	46		1400		845 - 765
УЭЦНМ5А-500-1000		1000	123,3	46		1160		1035 - 935
УЭЦНМК5А-500-1000		1000	123,3	46		1160		1035 - 935
УЭЦНМ6-250-1400	250	1470	78,7	53	63	1320	200 - 340	1540 - 935
УЭЦН МК6-250-1400		1470	78,7	53		1320		1540 - 935
УЭЦНМ6-250-1600		1635	87,5	53		1180		1705 - 1035
УЭЦНМК6-250-1600		1635	87,5	53		1180		1705 - 1035
УЭЦНМ6-500-1150	500	1150	127,9	51	60	1400	380 - 650	1325 - 650
УЭЦНМК6-500-1150		1150	127,9	51		1400		1325 - 650
УЭЦНМ6-800-1000	800	970	172,7	51	60	1180	550 - 925	1185 - 720
УЭЦНМК6-800-1000		970	172,7	51		1180		1185 - 720
УЭЦНМ6-1000-900	1000	900	202,2	50,5	60	1400	850 - 1200	1040 - 625
УЭЦНМК6-1000-900		900	202,2	50,5		1400		1040 - 625

Показатели назначения по перекачиваемым средам следующие:

- ✓ среда - пластовая жидкость (смесь нефти, попутной воды и нефтяного газа);
- ✓ максимальная кинематическая вязкость однофазной жидкости, при которой обеспечивается работа насоса без изменения напора и к. п. д. - 1 мм<sup>2</sup>/с;
- ✓ водородный показатель попутной воды рН 6,0 - 8,5;
- ✓ максимальное массовое содержание твердых частиц - 0,01 % (0,1 г/л);
- ✓ микротвердость частиц - не более 5 баллов по Моосу;
- ✓ максимальное содержание попутной воды - 99%;
- ✓ максимальное содержание свободного газа у основания двигателя - 25%, для установок с насосными модулями-газосепараторами (по вариантам комплектации) - 55 %,
  - ✓ максимальная концентрация сероводорода: для установок обычного исполнения - 0,001% (0,01 г/л); для установок коррозионностойкого исполнения - 0,125% (1,25 г/л);
  - ✓ температура перекачиваемой жидкости в зоне работы погружного агрегата - не более 90 °С.

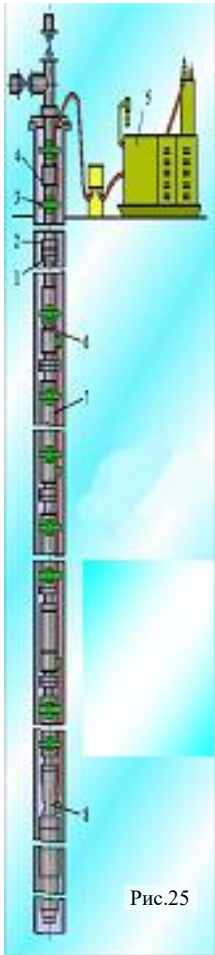


Рис.25

Установки УЭЦНМ и УЭЦНМК (рис. 25) состоят из погружного насосного агрегата, кабеля в сборе 6, наземного электрооборудования - трансформаторной комплектной подстанции (индивидуальной КТППН или кустовой КТППНКС) 5.

Вместо подстанции можно использовать трансформатор и комплектное устройство.

Насосный агрегат, состоящий из погружного центробежного насоса 7 и двигателя 8 (электродвигатель с гидрозащитой), спускается в скважину на колонне насосно-компрессорных труб 4. Насосный агрегат откачивает пластовую жидкость из скважины и подает ее на поверхность по колонне НКТ.

**Кабель**, обеспечивающий подвод электроэнергии к электродвигателю, крепится к гидрозащите, насосу и насосно-компрессорным трубам металлическими поясами (клямсами) 3, входящими в состав насоса.

Комплектная трансформаторная подстанция (трансформатор и комплектное устройство) преобразует напряжение промышленной сети до значения оптимального напряжения на зажимах электродвигателя с учетом потерь напряжения в кабеле и обеспечивает управление работой насосного агрегата установки и ее защиту при аномальных режимах.

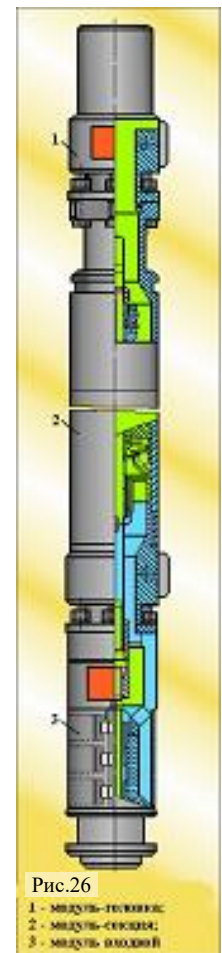


Рис.26

1 - модуль-головка;  
2 - модуль-секция;  
3 - модуль-дно

**Насос** - погружной центробежный модульный (рис. 26). Обратный клапан 1 предназначен для предотвращения обратного вращения (турбинный режим) ротора насоса под воздействием столба жидкости в колонне НКТ при остановках и облегчения, тем самым, повторного запуска насосного агрегата. Обратный клапан ввинчен в модуль - головку насоса, а спускной - в корпус обратного клапана. Спускной клапан 2 служит для слива жидкости из колонны НКТ при подъеме насосного агрегата из скважины. Допускается устанавливать клапаны выше насоса в зависимости от газосодержания у сетки входного модуля насоса. При этом клапаны должны располагаться ниже сработки основного кабеля с удлинителем, так как в противном случае поперечный габарит насосного агрегата будет превышать допустимый. Погружной центробежный модульный насос (в дальнейшем именуемый «насос») - многоступенчатый вертикального исполнения. Насос изготавливают в двух исполнениях: обычном ЭЦНМ и коррозионностойком ЭЦНМК. Насос состоит из входного модуля, модуля-секции (модулей-секций), модуля-головки, обратного и спускного клапанов (рис. 26). Допускается уменьшение числа модулей-секций в насосе при соответствующем укомплектовании погружного агрегата двигателем необходимой мощности .

Для откачивания пластовой жидкости, содержащей у сетки входного модуля насоса свыше 25 % (по объему) свободного газа, к насосу следует подсоединить насосный модуль - газосепаратор (рис. 27). Газосепаратор устанавливается между входным модулем и модулем-секцией.

Наиболее известны две конструкции газосепараторов: газосепараторы с противотоком; центробежные или роторные газосепараторы.

Для первого типа, применяемого в некоторых насосах Reda, при попадании жидкости в газосепаратор, она вынуждена резко менять направление движения. Некоторые газовые пузырьки сепарируются уже на входе в насос. Другая часть, попадая в газосепаратор, поднимается внутри его и выходит из корпуса.

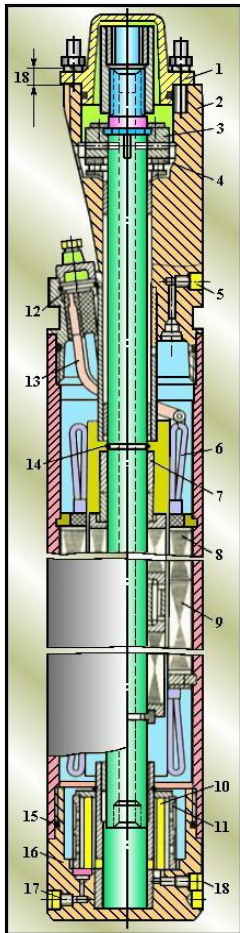


Рисунок 27 - Электродвигатель односекционный:

1 - крышка; 2 - головка; 3 - пята; 4 - подпятник; 5 - пробка; 6 - обмотка статора; 7 - втулка; 8 - ротор; 9 - статор; 10 - магнит; 11 - фильтр; 12 - колодка; 13 - кабель с наконечником; 14 - кольцо; 15 - кольцо уплотнительное; 16 - корпус; 17, 18 - пробка

В отечественных установках, а также насосах фирмы Centrilift и Reda, используются роторные газосепараторы, которые работают аналогично центрифуге. Лопатки центрифуги, вращающиеся с частотой 3500 об/мин, вытесняют более тяжелые жидкости на периферию, и далее через переходной канал вверх в насос, тогда как более легкая жидкость (пар) остается около центра и выходит через переходной канал и выпускные каналы обратно в скважину.

Двигатель - асинхронный погружной, трехфазный, короткозамкнутый, двухполюсный, маслонаполненный. Установки могут комплектоваться двигателями типа 1ПЭД по ТУ 16-652.031 - 87, оснащенными системой контроля температуры и давления пластовой жидкости. При этом установки должны комплектоваться устройством комплектным ШГС 5805-49ТЗУ1.

Соединение кабеля в сборе с двигателем осуществляется при помощи муфты кабельного ввода.

Погружные двигатели состоят из электродвигателя (рис.6.4) и гидрозащиты.

Двигатели трехфазные асинхронные короткозамкнутые двухполюсные погружные унифицированной серии ПЭД в нормальном и коррозионностойком исполнениях, климатического исполнения В, категории размещения 5 работают от сети переменного тока частотой 50 Гц и используются в качестве привода погружных центробежных насосов в модульном исполнении для откачки пластовой жидкости из нефтяных скважин.

Двигатели предназначены для работы в среде пластовой жидкости (смесь нефти и попутной воды в любых пропорциях) с температурой до 110 °С, содержащей:

- механические примеси с относительной твердостью частиц не более 5 баллов по шкале Мооса - не более 0,5 г/л;

- сероводород: для нормального исполнения - не более 0,01 г/л; для коррозионностойкого исполнения - не

более . 1,25 г/л;

- свободный газ (по объему) - не более 50%. Гидростатическое давление в зоне работы двигателя не более 20 МПа.

Допустимые отклонения от номинальных значений питающей сети: по напряжению - от минус 5% ДО плюс 10%; по частоте переменного тока -  $\pm 0,2$  Гц; по току - не выше номинального на всех режимах работы, включая вывод скважины на режим.

В шифре двигателя ПЭДУСК-125-117ДВ5 ТУ 16-652.029 - 86 приняты следующие обозначения: ПЭДУ - погружной электродвигатель унифицированный; С - секционный (отсутствие буквы - несекционный); К - коррозионностойкий (отсутствие буквы - нормальное); 125 - мощность, кВт; 117 - диаметр корпуса, мм; Д - шифр модернизации гидрозащиты (отсутствие буквы - основная модель); В5 - климатическое исполнение и категория размещения. В шифре электродвигателя ЭДК45-117В приняты следующие обозначения: ЭД - электродвигатель; К - коррозионностойкий (отсутствие буквы - нормальное исполнение); 45 - мощность, кВт; 117 - диаметр корпуса, мм; В - верхняя секция (отсутствие буквы - несекционный, С - средняя секция, Н - нижняя секция).

**Гидрозащита** предназначена для предотвращения проникновения пластовой жидкости во внутреннюю полость электродвигателя, компенсации изменения объема масла во внутренней полости от температуры электродвигателя и передачи крутящего момента от вала электродвигателя к валу насоса.

Разработано два варианта конструкций гидрозащит для двигателей унифицированной серии:

- открытого типа - П92; ПК92; П114; ПК114 и
- закрытого типа - П92Д; ПК92Д; (с диафрагмой) П114Д; ПК114Д.



Гидрозащиту выпускают обычного и коррозионностойкого (буква К - в обозначении) исполнений. В шифре гидрозащиты ПК92Д приняты следующие обозначения: П - протектор; К - коррозионностойкая (отсутствие буквы - исполнение нормальное); 92 - диаметр корпуса в мм; Д - модернизация с диафрагмой (отсутствие буквы - основная модель с барьерной жидкостью).

Основным типом гидрозащиты для комплектации ПЭД принята гидрозащита открытого типа. Гидрозащита открытого типа требует применения специальной барьерной жидкости плотностью до 2 г/см<sup>3</sup>, обладающей физико-химическими свойствами, которые исключают ее перемешивание с пластовой жидкостью скважины и маслом в полости электродвигателя. Конструкция гидрозащиты открытого типа представлена на рис. 28, а, закрытого типа - на рис. 28, б. Верхняя камера заполнена барьерной жидкостью, нижняя - диэлектрическим маслом. Камеры сообщены трубкой. Изменения объемов жидкого диэлектрика в двигателе компенсируются за счет перетока барьерной жидкости в гидрозащите из одной камеры в другую. В гидрозащитах закрытого типа применяются резиновые диафрагмы, их эластичность компенсирует изменение объема жидкого диэлектрика в двигателе.

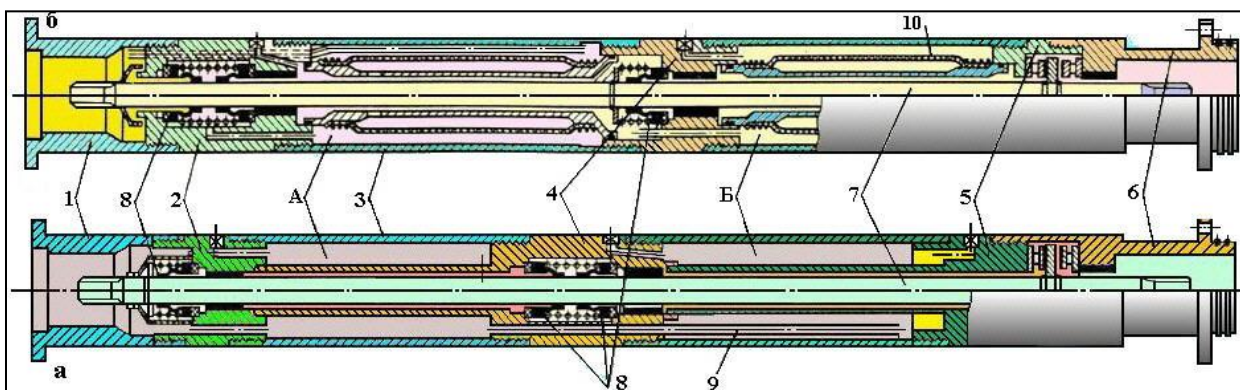


Рисунок 28 - Гидрозащита открытого (а) и закрытого (б) типов:

А - верхняя камера; Б - нижняя камера; 1 - головка; 2 - верхний nipple; 3 - корпус; 4 - средний nipple; 5 - нижний nipple; 6 - основание; 7 - вал; 8 - торцовое уплотнение; 9 - соединительная трубка; 10 - диафрагма

**Устройства комплектные серии ШГС5805.** Устройства предназначены для управления и защиты погружных электронасосов добычи нефти с двигателями серии ПЭД (в том числе со встроенной гермоманометрической системой) по ГОСТ 18058 - 80 мощностью 14 - 100 кВт и напряжением до 2300 В переменного тока.

В шифре устройства комплектного ШГС5805-49АЗУ1 приняты следующие обозначения: ШГС5805 - обозначение серии (класс, группа, порядковый номер устройства); 4 - номинальный ток силовой цепи до 250 А; 9 - напряжение силовой цепи до 2300 В; А - модификация для наружной установки (Б - для встраивания в КТПН, Т - с термоманометрической системой); 3 - напряжение цепи управления 380 В; У - климатическое исполнение для умеренного климата (ХЛ - для холодного климата); 1 - категория размещения для наружной установки (3.1 - для встраивания в КТПН).

**Подстанции трансформаторные комплектные серии КТПНКС.** КТПНКС предназначены для электроснабжения, управления и защиты четырех центробежных электронасосов (ЭЦН) с электродвигателями мощностью 16 - 125 кВт для добычи нефти из кустов скважин, питания до четырех электродвигателей станков-качалок и передвижных токоприемников при выполнении ремонтных работ.

КТПНКС рассчитаны на применение, в условиях Крайнего Севера и Западной Сибири.

В шифре 5КТПНКС-650/10/1,6-85УХЛ1, ВН-6 кВ приняты следующие обозначения: 5 - число применяемых трансформаторов; КТПНКС - буквенное обозначение изделия; 650 - суммарная мощность силовых трансформаторов в кВА; 10 - класс напряжения силовых трансформаторов в кВ; 1,6 - номинальное напряжение, на стороне низшего напряжения, кВ; 85 - год разработки; УХЛ1 - климатическое исполнение и категория размещения.

Кабель. Для подвода электроэнергии к электродвигателю установки погружного насоса применяется кабельная линия, состоящая из основного питающего кабеля и сращенного с ним удлинителя с муфтой кабельного ввода, обеспечивающей герметическое присоединение кабельной линии к электродвигателю.

В зависимости от назначения в кабельную линию могут входить:

- в качестве основного кабеля - круглые кабели марок КПБК, КТЭБК, КФСБК или плоские кабели марок КПБП, КТЭБ, КФСБ;

- в качестве удлинителя - плоские кабели марок КПБП или КФСБ;

- муфта кабельного ввода круглого типа. Кабели марок КПБК и КПБП с полиэтиленовой изоляцией предназначены для эксплуатации при температурах окружающей среды до +90 °С.

Кабели КПБК и КПБП состоят из медных токопроводящих жил, изолированных в два слоя полиэтиленом высокой плотности и скрученных между собой (в кабелях КПБК) или уложенных в одной плоскости (в кабелях КПБП), а также из подушки и брони.

Кабели марок КТЭБК и КТЭБ с изоляцией из термоэласто-пласта предназначены для эксплуатации при температурах окружающей среды до +110 °С.

Кабели КТЭБК и КТЭБ состоят из медных, изолированных полиамидно-фторопластовой пленкой токопроводящих жил в изоляции и оболочках из термоэластопласта и скрученных между собой (в кабелях КТЭБК) или уложенных в одной плоскости (в кабелях КТЭБ), а также из подушки и брони.

Кабели марок КФСБК и КФСБ с фторопластовой изоляцией предназначены для эксплуатации при температурах окружающей среды до +160 °С.

Кабели КФСБК и КФСБ состоят из медных, изолированных полиамидно-фторопластовой пленкой токопроводящих жил в изоляции из фторопласта и оболочках из свинца и скрученных между собой (в кабелях КФСБК) или уложенных в одной плоскости (в кабелях КФСБ), а также из подушки и брони.

### **Подбор УЭЦН к скважине**

Расчет и подбор УЭЦН к скважине осуществляется при вводе из бурения, переводе на мех. добычу и оптимизации по принятой в НГДУ методике.

Расчеты и подбор базируются на имеющейся в НГДУ информации: о фактическом коэффициенте продуктивности данной скважины; инклинограммы обсаженного ствола скважины; газовом факторе; давлениях - пластовом, насыщения и в системе нефтесбора. В процессе подбора необходимо руководствоваться положениями "Универсальной методики подбора УЭЦН - ОКБ БН", при этом в большинстве случаев глубина спуска УЭЦН должна на 300-400 м превышать развиваемый установкой напор (кроме обводненных более чем на 90 % скважин), давление на приеме насоса в скважинах с газовым фактором более 50 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> не должно быть ниже чем 0,7-0,8 давления насыщения, установки производительностью менее 50 м<sup>3</sup>/сут (особенно по фонду скважин тяжело выходящему на режим и с расчетным притоком менее 60 % от номинальной производительности насоса) должны быть спущены как можно ближе к интервалу перфорации. В случае если по скважине ожидается значительный вынос мех. примесей или отложение солей в насосе допускается спускать УЭЦН без обратного клапана - для возможности последующей промывки/обработки насоса через НКТ; при этом обязательно должны быть предварительно проверены работоспособность обратного клапана ЗУ "Спутник" и функционирование защиты от турбинного вращения на станции управления УЭЦН.

Результаты подбора (в которых указывается расчетный суточный дебит и напор насоса; максимальный наружный диаметр установки и глубина спуска; расчетный динамический уровень; максимальный темп набора кривизны в зоне спуска и на участке подвески УЭЦН; а также особые условия эксплуатации - высокая температура жидкости в зоне подвески, расчетное процентное содержание свободного газа на приеме насоса, мех. примеси, соли, наличие углекислого газа и сероводорода в откачиваемой жидкости; и кроме того лицо, несущее персональную ответственность за правильность подбора) согласуются руководителями технологической и геологической служб НГДУ.

После получения результатов подбора УЭЦН к скважине ЦБПО ЭПУ принимает заявку на

монтаж данной УЭЦН и определяет тип насоса, двигателя, гидрозащиты, кабеля, газосепаратора и наземного оборудования необходимых для комплектации в соответствии с действующими ТУ и руководством по эксплуатации УЭЦН.

### **Подготовка скважины к эксплуатации ее УЭЦН**

Глушение скважины необходимо производить двумя циклами, не допуская глушения на пласт (в лоб). Категорически запрещается смешивать между собой растворы глушения с разными химическими составами. Жидкость глушения из каждой машины должна проверяться на содержание мех.примесей

Скважины, в которые впервые спускают УЭЦН (перевод на мех. добычу с применением УЭЦН), должны быть:

а) тщательно промыты с допуском НКТ до уровня ниже нижних отверстий перфорации на 2 метра (объем промывочной жидкости не менее 2 объемов скважины, темп прокачки не менее 13 л/сек, окончание промывки после прекращения выпадения осадков);

б) прошаблонированы до глубины спуска УЭЦН плюс 100 метров (длина шаблона соответствует длине УЭЦН, но не менее 18 м; диаметр шаблона 120 мм для УЭЦН5 и REDA, 124 мм для УЭЦН5А и 140 мм для УЭЦН6; основа шаблона- труба УБТ диаметром от 3 до 4")

Эксплуатирующиеся УЭЦН скважины должны иметь зумпф не менее 2 метров, в случае его отсутствия необходима промывка. Промывка скважин производится также не реже чем через каждые четыре ремонта, связанные с подъемом установки (или не реже одного раза в два года- что раньше), а также в случае подъема установки с забитой приемной сеткой или засоренными рабочими органами. После промывки обязательно выполняется контрольная отбивка забоя. Шаблирование колонны проводится перед спуском установки увеличенного габарита, либо после второго подряд отказа УЭЦН из-за повреждения кабеля при спуске.

Мостки, НКТ и площадка на устье скважины должны быть очищены от песка, грязи и парафина, должно быть подготовлено место для разгрузки узлов УЭЦН, в темное время освещенность устья должна быть не менее 26 лк, талевая система - отцентрована относительно оси устья скважины.

В соответствии с утвержденным для данного НГДУ проектом обустройства кустов скважин на расстоянии не менее 25 м от скважин должна быть подготовлена площадка для размещения наземного оборудования УЭЦН с контуром заземления, связанным металлическим проводником с контуром заземления трансформаторной подстанции кондуктором скважины. В 5-25 м от устья скважины должна быть установлена клемная коробка (ШВП). Кабели должны быть проложены по эстакаде либо заглублены не менее чем на 0,5 м в грунт.

### **Монтаж УЭЦН**

Доставка УЭЦН на скважину производится только на специально оборудованном транспорте, с обязательным закреплением узлов всеми предусмотренными приспособлениями.

Разгрузка/погрузка УЭЦН на скважине осуществляется совместно бригадой ПКРС и монтажником ЦБПО ЭПУ с использованием грузоподъемных устройств спецтехники, доставившей установку. Разгрузка узлов УЭЦН производится на очищенные от нефтепродуктов и песка приемные мостки бригады ПКРС, а барабан с кабелем выгружается непосредственно на автовымотку. При разгрузке необходимо оберегать узлы УЭЦН и кабель от ударов и повреждений. Автовымотка размещается в 15-20 м от устья скважины в зоне видимости бригады. Кабель должен сходить с верхней части барабана. Между устьем скважины и автовымоткой через 2-3 метра должны быть установлены подставки под кабель высотой около 1 метра, препятствующие контакту кабеля с поверхностью земли. Кабельный ролик подвешивается на мачте подъемника на высоте 5-6 м. Оси вращения кабельного ролика и барабана должны быть перпендикулярны линии, условно проложенной от устья скважины к барабану, а центры ролика и барабана должны находиться на этой линии.

Спуск установки производится со скоростью не выше 0,25 м/сек (~35 сек на 1 НКТ), а при прохождении УЭЦН через отмеченные в плане работ участки кривизны с темпом набора более 30' на 10 метров, скорость не должна быть выше 0,1 м/сек (1 НКТ примерно за 1,5 минуты). В



процессе спуска необходимо периодически проверять центровку подъемника относительно устья, запрещается спуск УЭЦН с неотцентрованного подъемника.

Проворачивание УЭЦН и колонны подвески при спуске в скважину недопустимо, для этого крюкоблок подъемника должен быть застопорен от вращения.

При спуске недопустимы рывки кабеля или его натяжка, кабель от вымотки до устья должен быть постоянно провисшим под собственной тяжестью, но при этом не допускается волочение кабеля по земле.

На расстоянии 250-300 мм выше и ниже каждой муфты НКТ и каждого сростка кабель необходимо крепить стальными поясами, не допуская при этом слабины и провисов кабеля внутри скважины. Обратный клапан устанавливается над 3 трубой НКТ либо выше, согласно расчета. Обратный клапан предназначен для предотвращения лавинообразного стока жидкости из НКТ через насос, вызывающего турбинное вращение ротора, и облегченного запуска установки, поэтому его конструкция допускает незначительный пропуск жидкости (примерно 15 капель в минуту). Следовательно, нельзя рассчитывать на качественную опрессовку лифта с данным клапаном. Сбивной клапан установить на следующей трубе, сам сбивной ввертыш должен быть изготовлен из латуни или чугуна и загерметизирован в отверстии корпуса клапана резиновым кольцом.

Через каждые 300 м спуска, бригада выполняющая его должна проверять сопротивление изоляции УЭЦН мегаомметром ( $V$  1000 вольт) с записью в паспорте. При снижении изоляции ниже 1 Мом необходимо прекратить спуск, тщательно насухо протереть концы кабеля и если изоляция не восстановилась вызвать представителя ЦБПО ЭПУ, который принимает окончательное решение о возможности дальнейшего спуска или необходимости подъема установки.

В процессе пробного запуска производится опрессовка лифта работающим насосом ЭЦН до давления примерно 60 атм, проверка герметичности устьевой арматуры и работоспособности обратного клапана затрубья и сбор жидкости глушения (при необходимости её повторного использования).

При отсутствии замечаний заполненный эксплуатационный паспорт УЭЦН передается бригадой ПКРС цеху добычи нефти.

### **Вывод на режим УЭЦН**

В процессе вывода на режим постоянно контролируется эхолотом уровень жидкости в скважине, дебит установки по ЗУ, буферное и затрубное давление, рабочий ток и сопротивление изоляции УЭЦН. Контроль производится: для скважин пласт которых еще не заработал, а также для оборудованных УЭЦН5А - каждые 15 мин; для прочих категорий - ежечасно, до момента выхода на режим.

Вывод на режим осуществляется следующим образом:

После запуска установка отрабатывает не более 1 часа, так как в это время установка будет откачивать жидкость, расположенную выше приемной сетки насоса, и при этом двигатель не будет охлаждаться потоком откачиваемой жидкости.

Если после отключения установки уровень в скважине не восстанавливается (учитывая слив жидкости), то через 1,5 часа вновь запускают установку.

Отрабатывают не более 1 часа и повторяют чередование остановок и запусков до тех пор, пока не начнется процесс восстановления уровня жидкости в скважине.

Определяют приток жидкости из пласта по восстановлению уровня в скважине после остановки насоса (с учетом слива с лифта НКТ).

Откачку жидкости из скважины с контролем восстановления уровня в ней производят до тех пор, пока система «установка-скважина» не выйдет на режим, то есть пока подача и динамический уровень не будут постоянными при достаточной скорости охлаждения двигателя.

Скважина считается вышедшей на режим работы в том случае, если дебит ее соответствует рабочей характеристике насоса, динамический уровень установился на постоянной отметке и объем жидкости отобранной из скважины равен двум объемам ее обсадной колонны, но не менее 2 объемов использованной при ремонте жидкости глушения. Периодический режим работы не

соответствует понятию эксплуатации УЭЦН в нормальном режиме.

В случае задержки появления подачи и меньшего дебита необходимо определить правильность направления вращения валов УЭЦН фазировки по опрессовочному давлению развиваемому УЭЦН (при правильной фазировке оно больше и растет значительно быстрее). Если при правильном направлении вращения подача появляется позже и дебит УЭЦН меньше, чем указано в таблице - проверяют герметичность НКТ и наличие в них свободного прохода. Опресовку лифта УЭЦН производить давлением не более 60 кгс/см<sup>2</sup>.

Косвенным показателем нормальной работы УЭЦН служит скорость падения динамического уровня в скважине (при условии что пласт не работает, газа нет). На практике принимаются следующие объемы (м<sup>3</sup>) 100 метровых участков обсадной колонны: 5" колонна без НКТ - 1,33 м<sup>3</sup>; 5" колонна - кольцевое пространство между стенками колонны и стенками НКТ 2,5" - 0,9 м<sup>3</sup>, то же для НКТ 2" - 1,05 м<sup>3</sup>; 6" колонна без НКТ - 1,77 м<sup>3</sup>; 6" колонна - кольцевое пространство между стенками колонны и стенками НКТ 2,5" - 1,35 м<sup>3</sup>. Объем обсадной колонны без НКТ принимается в расчет в случае, если подача на устье еще не появилась (НКТ пустые).

В случае, если подача не появилась, динамический уровень снижается на меньшую чем указано в таблице величину, а признаки работы пласта отсутствуют, недопустима непрерывная работа УЭЦН более 1 часа (ЭЦН5А - более 0,5 часа).

Столб жидкости над приемом насоса не должен быть меньше 400 метров, снижение уровня ниже этой величины недопустимо (для газопроявляющих скважин эта величина больше и устанавливается НГДУ для различных пластов самостоятельно).

Приток жидкости из пласта определять по восстановлению уровня в скважине после остановки насоса. Если этот приток больше 30 % от номинальной производительности насоса, скважину можно переводить на периодический режим работы с длительностью цикла до 10 часов, с обязательным ежедневным периодическим контролем уровня, дебита и давлений. Для ЭЦН5А приток должен быть не менее 75 % от номинальной производительности.

Длительная (до 10 часов без остановки) работа УЭЦН возможна только при прокачке через насос объема жидкости, соответствующего 30 % от номинальной производительности. Длительная работа УЭЦН без притока из пласта недопустима, время непрерывной работы при этом ограничивается: для двигателей мощностью до 32 КВт - 2 часа, 45 КВт - 1 час, мощностью свыше 45 КВт - 30 минут. Для охлаждения загруженного на 70 % двигателя ПЭД мощностью до 45 КВт диаметром 117 мм достаточно притока из скважины около 13-15 м<sup>3</sup>/сут, для двигателей такой же мощности диаметром 103 мм - около 27-30 м<sup>3</sup>/сут. Исходя из этих требований все малодебитные установки (Э-20 и Э-50) должны комплектоваться двигателями габарита 117 мм, а запускать такие скважины в работу необходимо только после замены жидкости глушения на нефть, для облегчения процесса возбуждения пласта и длительной безостановочной работы УЭЦН.

В случае, если скважина более 2 суток не выходит на нормальный режим работы ЦДНГ собирает комиссию из представителей ЦБПО ЭПУ и ЦНИПР для окончательного принятия решения по данной скважине, в том числе и для определения возможности спуска в данную скважину другой установки.

В случае, если скважина с УЭЦН вышла на установившийся режим работы ЦДНГ в присутствии электромонтера ЭПУ производит контрольные замеры дебита, динамического уровня, при необходимости устанавливает штуцер, проверяет линейное, буферное и затрубное давления. В свою очередь электромонтер ЦБПО ЭПУ в присутствии представителя ЦДНГ производит проверку сопротивления изоляции УЭЦН, подбор оптимального напряжения (по минимальному рабочему току) и настраивает защиту от срыва подачи по сымитированному току холостого хода при закрытой буферной задвижке. Все эти данные представители НГДУ и ЭПУ заносят в паспорт УЭЦН.

### **Контроль за эксплуатацией УЭЦН и обслуживание скважин**

Обслуживание установок в процессе эксплуатации осуществляется службами ЦДНГ, контроль за работой УЭЦН производится не реже одного раза в неделю.

По прибытии на скважину оператор ЦДНГ производит внешний осмотр нефтяного оборудования (герметичность фонтанной арматуры), установку стоек под кабель, проверяет общее

состояние куста и режим работы установки (отмечает показания приборов в СУ: нагрузка и напряжение, производит замер дебита, динамического уровня, давления затрубного).

Оператор ЦДНГ производит замеры следующих параметров работы установки:

- дебита скважины;
- буферного, затрубного и линейного давлений;
- рабочего тока;
- динамического уровня;
- сопротивления изоляции;
- через 1 сутки - после вывода на стабильный режим (контрольный замер).

Отбор проб на содержание КВЧ в продукции оператор ЦДНГ осуществляет:

- при выводе на режим (жидкость глушения);
- через двое суток после вывода на режим;
- один раз в полугодие в процессе дальнейшей эксплуатации.

Результаты анализа проб записываются в эксплуатационный паспорт УЭЦН. Отбор проб на обводненность производится после вывода на режим, далее не реже двух раз в месяц с записью результатов анализа в эксплуатационный паспорт УЭЦН.

При необходимости, по специальному графику, скважина должна подвергаться технологическим операциям для борьбы с отложениями парафина, солей, мех. примесей с отметкой об этом в паспорте УЭЦН.

При длительных остановках УЭЦН (более 10 дней) запуск в работу производят с прослеживанием динамического уровня и прекращают контроль за работой только после выхода скважины на установившийся режим работы.

НГДУ обязано поддерживать в порядке кабельные эстакады, площадки для размещения наземного оборудования УЭЦН, подъездные пути к ним.

### **Факторы, осложняющие эксплуатацию УЭЦН**

К сложным геологическим условиям относятся следующие факторы:

1. Разрушение пород и вынос механических частиц из пласта.

Разрушение твердого скелета пород ПЗП происходит по двум причинам. При использовании в качестве агента систем ППД слабоминерализованных или пресных вод приводит к выщелачиванию растворимых в водах породообразующих минералов. Для условий Западной Сибири такому воздействию подвергаются вещества, цементирующие зерна породы. Второй причиной является создание на забое скважин аномально низких давлений. Глубокие депрессии приводят к механическому разрушению твердого скелета горной породы и выносу ее частиц в ствол скважин. По аналогичным причинам происходит и разрушение пробок расклинивающего материала при проведении на скважинах гидравлического разрыва пласта.

Повышенное содержание КВЧ в скважине в десятки раз снижает ресурс рабочих органов УЭЦН. При этом увеличивается вибрация УЭЦН и нередки случаи полетов. При увеличении вибрации большая вероятность пропуска торцовых уплотнений, что приводит к замыканию обмотки и отказу ПЭД.

2. Работа насоса в условиях повышенного свободного газосодержания жидкости.

Над динамическим уровнем в стволе скважины при работе ЭЦН всегда имеется большой слой пены. Пена не позволяет точно определить положение динамического уровня жидкости, а, следовательно, забойного давления. Поэтому чрезвычайно трудно провести согласование режимов работы насоса и пласта. Следствием несогласованности режимов работы пласта и насоса является уменьшение давления на приеме насоса, увеличение количества свободного газа, попадание больших объемов свободного газа в насос и срыв подачи, который вызывает перегрев рабочих органов ПЭД, открытие торцовых уплотнений или течь удлинителья. Если неисправен перепускной клапан устьевого арматуры, повышенное давление в затрубном пространстве искусственно отжимает динамический уровень, что создает дополнительную нагрузку на ПЭД и, в конечном

итоге, может привести к преждевременному отказу УЭЦН.

### 3. Малый приток из пласта.

В скважине низкий динамический уровень. Очень важно качественно настроить ЗСП (желательно на закрытую задвижку). Малый приток пластовой жидкости не обеспечивает качественного охлаждения ПЭД, что может привести к перегреву и отказу ПЭД.

### 4. Эксплуатация УЭЦН при высоких температурах в скважине.

При подборе УЭЦН необходимо обратить внимание на глубину спуска УЭЦН. При низких динамических уровнях в скважинах с малым притоком иногда стараются заглубить УЭЦН. Чем больше глубина спуска, тем больше температура пластовой жидкости. Максимальную глубину спуска УЭЦН ограничивает температурная граница. При 75-80 °С начинается размягчение полиэтиленовой изоляции кабеля, при 80-90 °С возможна ее течь, при температурах свыше 120 градусов - выходит из строя ПЭД.

### 5. Большая кривизна скважины в зоне подвески УЭЦН.

Неравномерное распределение нагрузки на опоры УЭЦН приводит к их неравномерному радиальному износу, переходящему в односторонний износ. Результатом такого действия является увеличение уровня вибрации ЭЦН. Вибрация передается от вала ЭЦН на вал гидрозащиты. Торцовые уплотнения гидрозащиты от вибрации начинают пропускать пластовую жидкость в полость ПЭД, что приводит к пробоем обмотки ПЭД.

### 6. Большое содержание парафиносодержащих фракций в пластовой жидкости.

В процессе движения пластовой жидкости по НКТ происходит ее охлаждение. В температурной зоне загустевания парафина происходит его отложение на стенках НКТ. Накапливаясь парафин образует пробку. Необходимы периодические обработки скважины для удаления парафиноотложений. Отложения парафина приводят к уменьшению проходного сечения в НКТ, что влечет за собой снижение производительности и медленному возрастанию рабочего тока. Когда пробка перекроет проход пластовой жидкости рабочий ток УЭЦН упадет до величины тока холостого хода. В этот момент должна сработать ЗСП и отключить УЭЦН, в противном случае произойдет перегрев и отказ ПЭД.

## **Влияние газа на работу УЭЦН и методы защиты насосов от влияния свободного газа , содержащегося в откачиваемой жидкости**

Газ является спутником нефти и его количество в нефти изменяется в широких пределах. Количество газа, выделяющегося из жидкости в процессе ее движения по стволу скважины, является величиной переменной и зависит от термодинамических условий и характеристики ГЖС. В области приема ЭЦН нарушение термогидродинамического равновесия системы усиливается.

Влияние присутствия свободного газа на характеристику насоса проявляется в ухудшении процесса энергообмена между рабочим колесом и жидкостью и создании условий для интенсивного выделения газа из жидкости. Это приводит к коалесценции пузырьков газа в каналах рабочего колеса, образованию газовых каверн, что ухудшает параметры работы насоса. Особенно ярко эти процессы происходят в насосах, эксплуатирующихся в скважинах с наклонно-направленными стволами. Скопление свободного газа в повышенных частях рабочей ступени насоса кроме уменьшения его производительности способствует интенсификации проявления вибрационных нагрузок.

Известны следующие методы борьбы с вредным влиянием свободного газа на работу ЭЦН:

✓ спуск насоса в зону, где давление на его приеме обеспечивает оптимальную подачу жидкости и устойчивую работу насоса;

✓ применение сепараторов различных конструкций;

✓ монтаж на приеме насоса диспергирующих устройств;

✓ принудительный сброс газа в затрубное пространство;

✓ применение комбинированных насосов.

Увеличение глубины погружения насоса под динамический уровень жидкости приводит к уменьшению газосодержания смеси у входа в насос за счет возрастания давления. При отсутствии каких-либо ограничений (высокая температура, большой темп набора кривизны ствола скважины и др.), за счет увеличения погружения во многих случаях можно сводить входное газосодержания

смеси до вполне допустимой для ЭЦН величины - 10-15 %. При сравнительно небольшой газонасыщенности нефти (до  $\approx 50 \div 60$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>) и не очень высоких значениях давления насыщения (до  $\approx 10$  МПа) обычно так и поступают. Если же давление насыщения нефти и газонасыщенность достаточно высокие ( $G \geq 100$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>,  $P_{нас} \geq 12$  МПа), для достижения упомянутых значений входного газосодержания смеси требуется весьма большое заглубление насоса.

В газосепараторах происходит отделение свободного газа от жидкости перед входом в насос, отсепарированный газ направляется в кольцевое (затрубное) пространство скважины. Газосепараторы обеспечивают эффективную работу насоса при откачке газожидкостных смесей при больших входных газосодержаниях, достигающих 75% и более. Отрицательной стороной применения газосепаратора является уменьшение использования работы газа в НКТ, поскольку основная часть свободного газа, отделенная на приеме насоса газосепаратором, уходит в затрубное пространство скважины.

Диспергаторы позволяют увеличить допускаемое значение объемного расходного газосодержания на приеме от 0,10 до 0,25 за счет образования тонкодисперсной структуры газожидкостной смеси. Конструкции диспергаторов разнообразны и они должны отвечать главному условию-создавать на приеме ЭЦН эффективную турбулизацию потока. Диспергаторы могут устанавливаться как вне, так и внутри насоса взамен нескольких первых рабочих ступеней. Диспергаторы эффективны в обводненных скважинах, образующих вязкую эмульсию, так как способствуют разрушению ее структуры.

В процессе эксплуатации скважины часть газа сепарируется из жидкости в области приема насоса в затрубное пространство. Накапливаясь в нем, газ может оттеснить жидкость до приема насоса и, попадая в насос, снизить его подачу или вызвать аварийную работу в режиме сухого трения. Кроме того, газ создает противодействие на пласт, уменьшая приток жидкости. Известны способы сброса газа из затрубного пространства путем применения автоматически работающих обратных клапанов или эжекторов, отсасывающих газ принудительно.

Вредное влияние свободного газа на работу насоса уменьшается, если на приеме серийного насоса некоторое число ступеней заменить ступенями большей подачи. Обладая большим объемом каналов, эти ступени обеспечивают больший объем поступающей в насос ГЖС. При попадании в серийные ступени объем смеси уменьшается за счет сжатия и растворения газа в жидкости, чем и достигается оптимальная подача насоса.

### **Добыча парафинистых нефтей УЭЦН**

Нефти месторождений Западной Сибири содержат парафин, который при определённых условиях выпадает из нефти, откладываясь на поверхности оборудования. Интенсивность отложений может достигать значительных величин, что приводит к уменьшению проходного сечения, пробкообразованию в НКТ и остановке работы скважины. Уменьшение проходного сечения НКТ влечёт за собой снижение производительности насоса, возрастанию рабочего тока ПЭД. Когда пробка перекроет проход пластовой жидкости рабочий ток УЭЦН падает до величины тока холостого хода, должна сработать защита срыва подачи (ЗСП) и отключить УЭЦН, в противном случае произойдёт перегрев и отказ УЭЦН (отказ ПЭД, плавление удлинителя кабеля). Важно качественно настроить ЗСП, своевременно проводить работы по предупреждению отложений парафина.

### **Влияние солеотложений на работу УЭЦН**

Пластовые воды насыщены солями различного химического состава. Изменение термодинамических условий в скважине, а также смешение пластовых вод с водами, закачиваемыми для поддержания пластового давления, смешение жидкостей различного химического состава ведёт к интенсивному отложению солей на эксплуатационном оборудовании. Кристаллы солей откладываются на наружной поверхности, на рабочих колёсах насоса. Отложение солей во всех случаях приводит к осложнениям. Накапливаясь на наружной поверхности узлов установки ухудшает теплообмен, уменьшает свободное пространство между насосом и эксплуатационной колонной, при подъеме возможны случаи заклинивания УЭЦН в

скважине. При отложениях на рабочих органах насоса увеличивается износ, повышается вибрация, которая влечёт за собой попадание пластовой жидкости в полость ПЭД и замыкание обмотки. В момент короткого замыкания обмотки ПЭД резко повышается давление во внутренней полости ПЭД и гидрозащиты, что может вызвать разрыв диафрагмы гидрозащиты или ослабление бандажей. Также происходит заклинивание раб. органов, слом вала насоса, течь удлинителя. Всё это приводит к отказу насоса и преждевременному его подъёму из скважины.

Все известные методы борьбы с отложениями солей направлены либо на предотвращение выпадения солей, либо на удаление выпавшего осадка. Профилактические методы предотвращения отложения солей делятся на три группы: технологические, физические и химические. К технологическим методам относятся:

- ✓ правильный выбор источников водоснабжения для ППД;
- ✓ селективная изоляция обводнившихся пропластков и пластов в скважине;
- ✓ турбулизация потока водонефтяной смеси в скважине;
- ✓ увеличение скорости потока в НКТ;
- ✓ использование труб и оборудования с защитным покрытием внутренней поверхности;
- ✓ увеличение глубины спуска ЭЦН для уменьшения влияния свободного газа.

Физические методы предупреждения солеотложений основаны на обработке обводненной продукции скважин магнитными, электрическими и акустическими полями.

Химические методы основаны на использовании различных химических реагентов-ингибиторов.

### **Оценка пескообразующих скважин оборудованных УЭЦН**

Процесс пескообразования при эксплуатации нефтяных скважин вызывается рядом причин, например, наличием слабосцементированных пород-коллекторов, слабой устойчивостью коллекторских пород фильтрационному размыву, что обуславливает разрушение скелета пласта и поступление частиц песка и глинистых пород на забой скважины.

Пескообразование приводит к значительным осложнениям в ходе эксплуатации добывающих скважин: частично или полностью перекрывается фильтр скважины и снижается ее производительность, выносимые частицы песка способны вызвать заклинивание рабочего колеса в корпусе ЭЦН, прихват подъемных труб, деформацию колонн и другие последствия, требующие продолжительной и трудоемкой работы бригад текущего и капитального ремонтов. При этом уменьшается межремонтный период работы скважины, увеличивается себестоимость добываемой нефти и ее недобор, связанный с ремонтными работами. Следствием выноса песка является и отложение песка в наземном оборудовании, трубопроводах.

На вынос механических примесей существенно влияет нестационарность параметров эксплуатации скважин:

- ✓ изменение притока жидкости из пласта в скважину и, как следствие, изменение в ее дебите;
- ✓ простои в работе скважины, вызванные кратковременным отключением электроэнергии;
- ✓ проведением ПРС и другими причинами.

Зачастую вынос мехпримесей связан и с неудовлетворительной подготовкой скважины к освоению после проведения капитального ремонта.

Промысловые результаты указывают на имеющуюся взаимосвязь количества выносимых из скважины мех.примесей с ее дебитом: увеличение дебита, как правило, приводит и к росту содержания мех.примесей в выносимой скважинной продукции. Так как данное явление свойственно не только скважинам, на которых проведен ГРП, так и тем, где гидроразрыв не проводился, то это указывает на то, что вынос песка в большей степени связан с геологическим строением продуктивных пластов, сложенных слабосцементированными коллекторами. Следует отметить, что из скважин, где проведен гидроразрыв, в среднем выносятся в несколько раз больше взвешенных частиц, чем из тех, на которых гидроразрыв не проводился, ибо под воздействием

гидроразрыва нарушается устойчивость пород-коллекторов, что приводит к росту содержания мех.примесей в добываемой скважинной продукции.

Запуск и вывод скважин на режим после простоя также сопровождается кратковременным увеличением содержания мех.примесей в добываемой скважинной продукции, что связано с увеличением депрессии на пласт. Исходя из этого, что увеличение содержания мех.примесей в добываемой продукции свыше 0,05 % приводит к эрозионному износу металлической поверхности нефтепромыслового оборудования и трубопроводных коммуникаций. Таким образом, к основным причинам повышенного выноса мех.примесей из пластов следует отнести:

- процесс первичного и вторичного вскрытия продуктивного пласта, степень его загрязнения фильтратом бурового раствора, качество цементного камня за колонной, способ перфорации;
- наличие слабосцементированных пород-коллекторов неустойчивых к фильтрационному размыву;
- обводнение продукции скважин;
- взаимодействие цемента, скрепляющего частицы песка породы с водой ведет к существенному снижению его прочности;
- высокая депрессия на пласт, при которой происходит разрушение породы слагающей продуктивный пласт;
- значительный масштаб работ по гидроразрывам нефтяных пластов, нарушающих целостность породы;
- применение растворов ПАВ для повышения отмывающей способности жидкости способствует снижению прочности пород и, как следствие, пескопроявлению;
- нестабильные режимы эксплуатации добывающих скважин;
- высокие скорости потока при эксплуатации скважин с УЭЦН.

Кратковременное повышение содержания мех.примесей может наблюдаться в любой скважине и носит случайный характер. Однако такой кратковременный всплеск концентрации механических примесей, как правило, негативно влияет на работу УЭЦН, сокращая наработку на отказ.

Общим во всех случаях является то, что высокое содержание мех.примесей отмечается для:

- ⇒ периода запуска УЭЦН и вывода на режим;
- ⇒ любых, даже кратковременных остановках, например при отключениях электроэнергии;
- ⇒ скважин с нестабильным режимом эксплуатации, в основном это скважины с низкими динамическими уровнями >1000 метров и с низкой обводненностью продукции. На этих скважинах нестабильный приток из пласта объясняется разгазированием нефти в скважине, вследствие чего меняется режим откачки продукции. При изменениях динамических уровней и соответственно забойных давлений в работу включаются низкопродуктивные пропластки, ранее простаивающие.

### **Одновременно-раздельная эксплуатация**

Одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ) позволяет реализовать систему раздельной разработки объектов многопластового месторождения одной сеткой скважин, а также является одним из методов регулирования разработки месторождения при экономии ресурсов

Схема ОРЭ пластов по назначению классифицируется на три группы:

- 1) ОРЭ пластов;
- 2) одновременно-раздельная закачка рабочей жидкости;
- 3) ОРЭ пласта и закачки рабочего агента.

Раздельно эксплуатируют пласты способами:

- оба пласта фонтанным (фонтан-фонтан);
- один пласт фонтанными, а другой — механизированным (фонтан-насос, причем это означает, что нижний пласт эксплуатируется фонтаном);
- оба пласта механизированным (насос-насос).

В зависимости от условий применения каждой метод ОРЭ может быть осуществлен в нескольких вариантах.

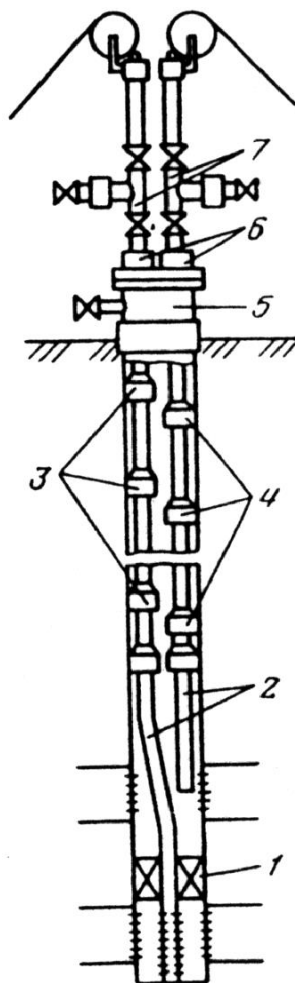


Рисунок 29 — Схема установки для раздельной эксплуатации двух пластов с двумя параллельными рядами труб по схеме фонтан-фонтан 1 — пакер; 2 — насосно-компрессорные трубы; 3, 4 — малогабаритные пусковые клапаны с принудительным открытием соответственно для первого и второго рядов труб; 5 — тройник фонтанной арматуры (для сообщения с затрубным пространством); 6 — двухрядный сальник; 7 — тройники для направления продукции в выкидные линии

Оборудование для ОРЭ пластов состоит из наземных и внутрискважинных узлов. Наземные узлы оборудования, также как фонтанная арматура, насосные установки и др. предназначены для герметизации устья скважин, передачи движения и обеспечения регулирования режимных параметров. Подземные узлы обеспечивают герметизацию пластов, отбор (или закачку) заданного объема жидкости и его подъем на поверхность.

Серийно выпускаемое оборудование, обязательный элемент которого - пакер, обеспечивает возможность эксплуатации пластов по одной колонне труб.

Для скважин с добычей нефти по схеме фонтан-фонтан известны установки двух типов: с двумя параллельно расположенными рядами насосно-компрессорных труб типа УФ2П (УФЭ, УФП, УФП2) и с концентрически расположенными рядами НКТ — установка УВЛГ, применяемая также для внутрискважинной газлифтной эксплуатации.

Установки типа УФ2П (рис. 29) предназначены для эксплуатации колонн диаметрами 116 и 168 мм с допустимыми сочетаниями условных диаметров НКТ первого и второго рядов 48x48, 60x60, 73x48 мм.

Для раздельной эксплуатации двух пластов по схеме фонтан-насос и насос-фонтан выпускаются установки с использованием штангового скважинного насоса и погружного центробежного насоса. В установках штангового типа одна из параллельно спущенных колонн



НКТ берется большого диаметра, допускающего спуск вставного насоса. Для того чтобы во время спуска или подъема колонны НКТ не происходило зацепления муфт, над ними устанавливаются конические кольца. Схема с применением погружного центробежного насоса представляет более сложную конструкцию подземного оборудования.

Для раздельной эксплуатации двух пластов, по схеме насос-насос используются штанговые установки типа УГР на месторождениях с низким газовым фактором нижнего пласта, УНР — с резко отличающимися давлениями пластов и УГРП — с раздельной транспортировкой продукции каждого пласта.

Установка УТР (рис. 30) состоит из наземного и подземного оборудования.

Наземное оборудование включает в себя оборудование устья и станок-качалку, применяемые при обычной добыче нефти скважинными штанговыми насосами из одного пласта. Подземное оборудование выпускается в невставном (рисунок 30, а) и вставном (рисунок 30, б) исполнениях и включает в себя разобщающий пакер, нижний насос обычного типа ПНСВ1 с замковой опорой или НСН2. Насос для эксплуатации верхнего пласта - специальный, имеющий неподвижный плунжер и подвижный цилиндр. Работа верхнего и нижнего насосов синхронна. Возвратно-поступательное движение от станка-качалки передается через колонну насосных штанг цилиндру верхнего насоса, а затем через специальную штангу — нижней колонне штанг и плунжеру нижнего насоса. Жидкость, подаваемая нижним насосом, проходит через продольный канал в посадочном конусе верхнего насоса и попадает в подъемные трубы над верхним насосом. Жидкость, откачиваемая верхним насосом, через полый шток, всасывающий и нагнетающий клапаны, поступает в колонну подъемных труб, где смешивается с жидкостью из нижнего пласта.

Установки с использованием насосов типа НСН2 более производительны.

В установке типа 1УНР (рисунок 30, з) при ходе плунжера вверх происходит заполнение цилиндра насоса сначала жидкостью пласта с меньшим давлением, а затем (после прохождения плунжером отверстия на боковой поверхности цилиндра) — жидкостью пласта с высоким давлением.

При ходе плунжера вниз жидкость обоих пластов нагнетается в НКТ. Поступление жидкости из верхнего и нижнего пластов, разобщенных пакером, на прием насоса через канал «б» (рисунок 30, в, з) и на боковой поверхности через отверстие «а» регулируется с помощью переключателя пластов.

Установки УВКС-2Р, УВГК-2Р и УВК-2СР служат для одновременного раздельного нагнетания в пласты морской, речной, сточной и пластовых вод.

Несмотря на существенные достоинства ОРЭ пока широкого распространения не имеют.

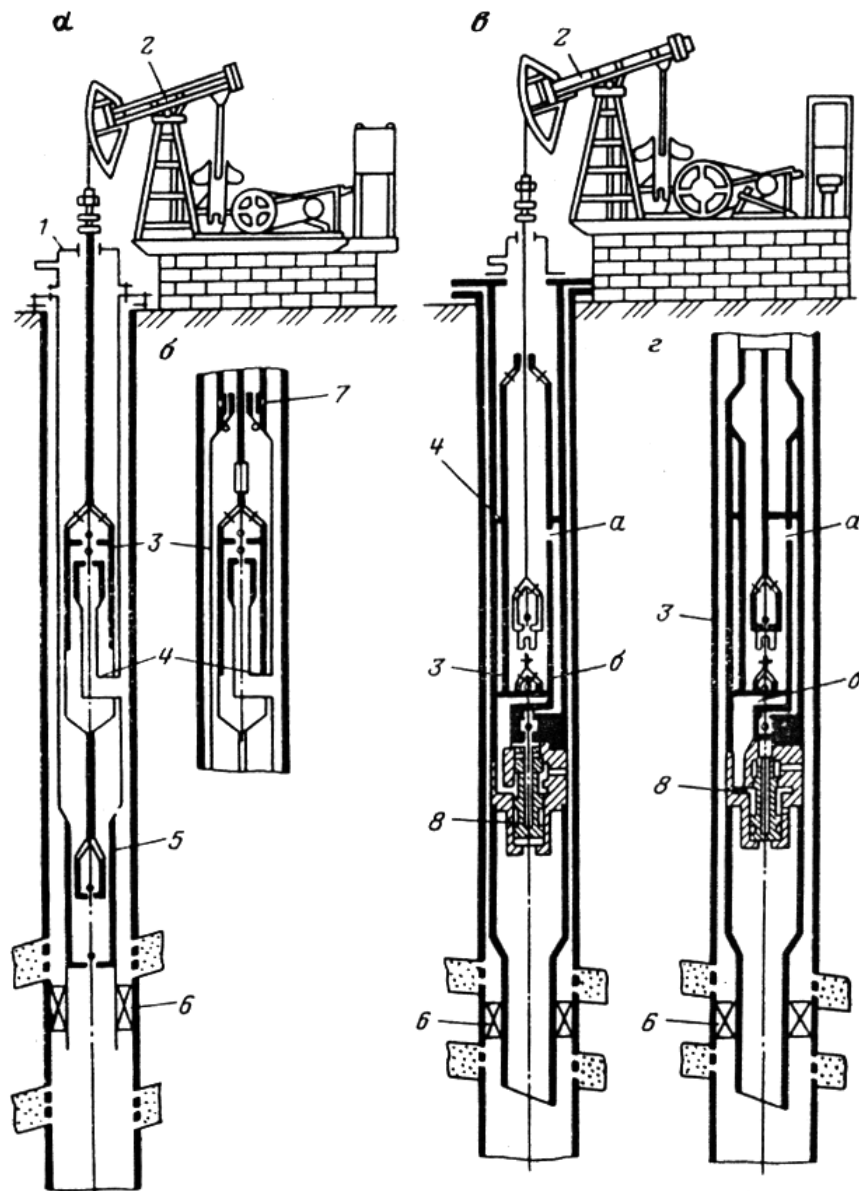


Рисунок 30 — Установки для ОРЭ двух пластов скважинами, оборудованными штанговыми скважинными насосами

*а* — УТР невставного исполнения; *б* — УТР вставного исполнения; *в* — 1УНР вставного исполнения; *г* — 1УНР невставного исполнения; 1 — оборудование устья; 2 — станок-качалка; 3 — верхний насос; 4 — опора; 5 — нижний насос; 6 — пакер; 7 — автосцеп; 8 — автоматический переключатель пластов

### Винтовые погружные насосы

На рисунке 31 показана схема винтового насоса «фирмы «Гриффин». На устье скважины находится двигатель (газовый, электрический, гидравлический), который через редуктор вращает штанговую колонну и ротор винтового насоса по часовой стрелке.

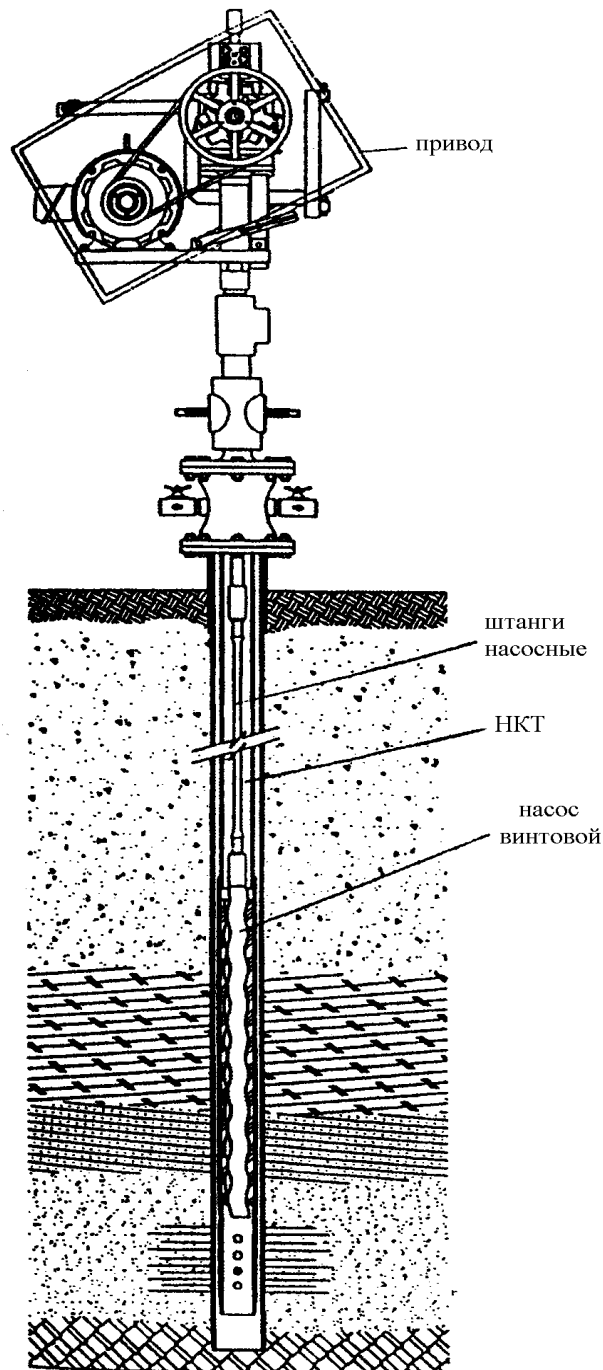


Рисунок 31 — Схема винтового насоса фирмы «Гриффин»

### Установки гидропоршневых насосов

Современные УГН позволяют эксплуатировать скважины с высотой подъема до 4500 м, с максимальным дебитом до 1200 м<sup>3</sup>/сут при высоком содержании в скважинной продукции воды.

Установки гидропоршневых насосов — блочные автоматизированные, предназначены для добычи нефти из двух - восьми глубоких кустовых наклонно направленных скважин в заболоченных и труднодоступных районах Западной Сибири и других районах. Откачиваемая жидкость кинематической вязкостью не более  $15 \cdot 10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с ( $15 \cdot 10^{-2}$  Ст) с содержанием механических примесей не более 0.1 г/л, сероводорода не более 0.01 г/л и попутной воды не более 99 %. Наличие свободного газа на приеме гидропоршневого насосного агрегата не допускается. Температура откачиваемой жидкости в месте подвески агрегата не выше 120 °С.

Установки выпускаются для скважин с условным диаметром обсадных колонн 140, 146 и 168 мм.

Климатическое исполнение — У и ХЛ, категория размещения наземного оборудования — 1, погружного — 5 (ГОСТ 15150-69).

Гидропоршневая насосная установка (рис. 32) состоит из поршневого гидравлического двигателя и насоса 13, устанавливаемого в нижней части труб 10, силового насоса 4, расположенного на поверхности, емкости 2 для отстоя жидкости и сепаратора 6 для её очистки. Насос 13, сбрасываемый в трубы 10, садится в седло 14, где уплотняется в посадочном конусе 15 под воздействием струй рабочей жидкости, нагнетаемой в скважину по центральному ряду труб 10. Золотниковое устройство направляет жидкость в пространство над или под поршнем двигателя, и поэтому он совершает вертикальные возвратно-поступательные движения.

Нефть из скважин всасывается через обратный клапан 16, направляется в кольцевое пространство между внутренним 10 и наружным 11 рядами труб. В это же пространство из двигателя поступает отработанная жидкость (нефть), т.е. по кольцевому пространству на поверхность поднимается одновременно добываемая рабочая жидкость.

При необходимости подъема насоса изменяют направление нагнетания рабочей жидкости — её подают в кольцевое пространство. Различают гидропоршневые насосы одинарного и двойного действия, с отдельным и совместным движением добываемой жидкости и рабочей и т.д.

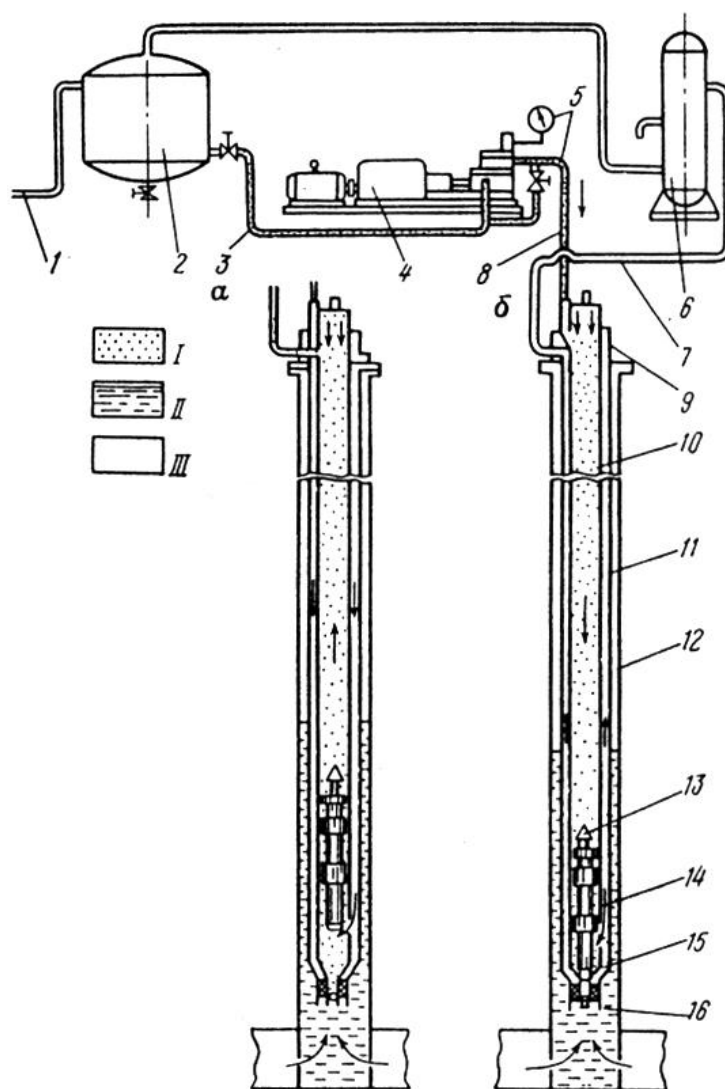


Рисунок 32 — Схема компоновки оборудования гидропоршневой насосной установки  
 а — подъем насоса; б — работа насоса; 1 — трубопровод; 2 — емкость для рабочей жидкости; 3 — всасывающий трубопровод; 4 — силовой насос; 5 — манометр; 6 — сепаратор; 7 — выкидная линия; 8 — напорный трубопровод; 9 — оборудование устья скважины; 10 — 63 мм трубы; 11 — 102 мм трубы; 12 — обсадная колонна; 13 — гидропоршневой насос (сбрасываемый); 14 — седло гидропоршневого насоса; 15 — конус посадочный; 16 — обратный клапан; I — рабочая жидкость; II — добываемая жидкость; III — смесь отработанной и добытой жидкости

## Струйные насосы

Струйно-насосная установка представляет собой насосную систему механизированной добычи нефти, состоящую из устьевого наземного и погружного оборудования. Наземное оборудование включает сепаратор, силовой насос, устьевую арматуру, КИП; погружное оборудование — струйный насос с посадочным узлом (рис. 33).

Струйные насосы отличаются отсутствием подвижных частей, компактностью, высокой прочностью, устойчивостью к коррозии и абразивному износу, дешевизной. КПД струйной установки приближается к КПД других гидравлических насосных систем. Рабочие характеристики струйного насоса близки к характеристикам электропогружного насоса.

Струйный насос (рис. 33) приводится в действие под влиянием напора рабочей жидкости (лучше нефти или воды), нагнетаемой в НКТ 1, соединенные с соплом 2. При прохождении узкого сечения сопла струя перед диффузором 4 приобретает большую скорость и поэтому в каналах 3 снижается давление. Эти каналы соединены через полость насоса 5 с подпакерным пространством б и пластом, откуда пластовая жидкость всасывается в насос и смешивается в камере смешения с рабочей. Смесь жидкостей далее движется по кольцевому пространству насоса и поднимается на поверхность по межтрубному пространству (насос спускают на двух concentрических рядах труб) под давлением нагнетаемой в НКТ рабочей жидкости. Насос может откачивать высоковязкие жидкости и эксплуатироваться в сложнейших условиях (высокие температуры пластовой жидкости, содержание значительного количества свободного газа и песка в продукции и т.д.).

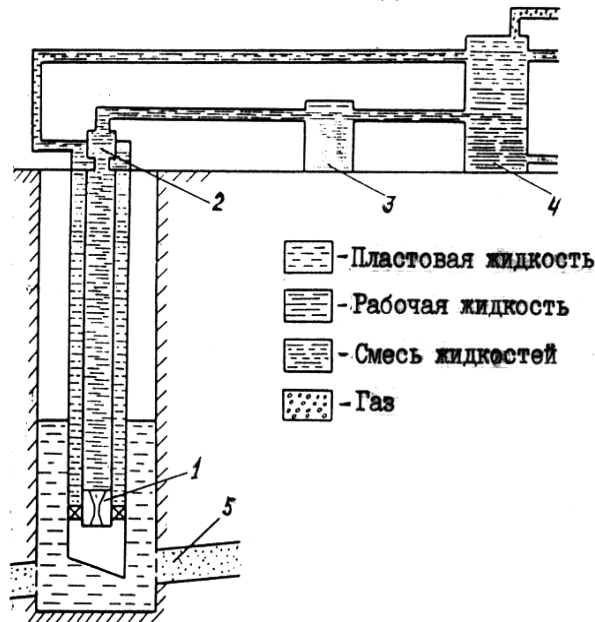


Рисунок 33 — Струйно-насосная установка

1 — струйный насос; 2 — ловитель; 3 — силовой насос; 4 — сепаратор; 5 — продуктивный пласт

## Контрольные вопросы

1. Схема установки погружных электроцентробежных насосов (УЭЦН), область применения.
2. Основные узлы установки и их назначение.
3. Техническая характеристика УЭЦН. Классификация УЭЦН по напору, подаче, габариту и исполнению.
4. Методика подбора УЭЦН для скважин.
5. Монтаж и эксплуатация УЭЦН.
6. Пуск УЭЦН и вывод ее на режим после подземного ремонта.
7. Контроль параметров работы установки в процессе эксплуатации.
8. Факторы, осложняющие эксплуатацию ЭЦН.

## Лекция № 8

### Методы увеличения дебита скважин

Производительность скважин зависит от проницаемости пород, складывающихся продуктивный пласт. Чем выше проницаемость, тем больше производительность.

Проницаемость пород может резко изменяться в различных участках пласта. Все факторы, вызывающие ухудшение ПЗП, подразделяют на 4 группы.

#### 1. Факторы, вызывающие механическое загрязнение ПЗП:

- Засорение пористой среды твердой фазой промывочного раствора при бурении, а также при ПРС.
- Закупорка тонкого слоя породы вокруг забоя глиной или тампонажным цементом при цементировании ЭК.
- Проникновение глинистого и тампонажного раствора в трещины.
- Обогащение ПЗП мельчайшими частичками за счет кольматажа и суффозии (выноса мелких минеральных частиц и растворенных веществ водой) при возвратно-поступательном движении фильтрата и пластовой жидкости во время СПО.

#### 2. Физико-литологические факторы, обусловленные действием пресной воды на цемент и скелет породы.

- Проникновение в ПЗП фильтрата глинистого раствора или воды при ПРС.
- Закачивание воды в пласт для ППД.
- Прорыв пластовых вод в продуктивный пласт.
- Прорыв закачиваемых вод в ПЗП в добывающих скважинах.

#### 3. Физико-химические факторы.

- Проникновение в пористую среду воды, что приводит к увеличению водонасыщенности и созданию «блокирующей» преграды фильтрации нефти за счет разности поверхностных натяжений воды и пластовой жидкости.
- Образование в ПЗП устойчивой эмульсии из-за периодического изменения гидродинамического давления на стенки скважины и поэтому взаимного диспергирования воды и нефти.
- В нагнетательных скважинах выпадение солей на скелете пород ПЗП при контакте пластовых и закачиваемых вод.

#### 4. Термохимические факторы.

- Отложение парафина на скелете пород пласта в залежах с низкой пластовой температурой.
- Проникновение в продуктивный пласт нижних высокотемпературных вод и последующее их охлаждение, что способствует отложению солей и ухудшению проницаемости ПЗП.

Ухудшение проницаемости происходит и при эксплуатации скважин. Из-за интенсивного выделения растворенного газа и снижения давления и температуры в ПЗ выпадают твердые частицы карбоната кальция, сульфата кальция и бария, т.е. образуются отложения неорганических солей.

Взвешенные твердые частицы и эмульгированная нефть, различные микроорганизмы и водоросли, содержащиеся в закачиваемых водах, загрязняют поверхность фильтрации, закупоривают поровые каналы.

Проницаемость пород ПЗП улучшают путем искусственного увеличения числа и размеров дренажных каналов, увеличения трещиноватости пород, а также путем удаления парафина, смол и грязи, осевших на стенках поровых каналов.

Методы увеличения производительности скважин можно разделить на следующие:

1. химические;
2. механические;
3. тепловые;
4. комплексные.

Выбор метода воздействия определяется пластовыми условиями.

Химические методы дают хорошие результаты в слабопроницаемых карбонатных породах. Их успешно применяют также в цементированных песчаниках с карбонатным цементом.

Механические методы применяют обычно в пластах, сложенных плотными породами, с целью увеличения их трещиноватости.

Тепловые методы применяют для удаления со стенок поровых каналов парафина и смол.

### Кислотная обработка

Для обработки карбонатных коллекторов, состоящих в основном из кальцита, доломита и других солей угольной кислоты, а также терригенных коллекторов с повышенным содержанием карбонатов (свыше 10 %) используют соляную кислоту. Допускается применение сульфаминовой и уксусной кислот.

Карбонатные коллекторы, не содержащие в своем составе осадкообразующих включений (сульфатов, соединений железа и т.п.), обрабатывают 10—16 %-ным водным раствором соляной кислоты.

Коллекторы, содержащие осадкообразующие включения, обрабатывают уксусной (10 % масс.) или сульфаминовой (10 % масс.) кислотами.

При обработке карбонатных коллекторов, содержащих соединения железа, при использовании соляной кислоты дополнительно вводят уксусную (3—5 % масс.) или лимонную (2—3 % масс.) кислоты для предупреждения осадкообразования в растворе.

В трещинных и трещинно-поровых коллекторах для глубокой (по простиранию) обработки используют замедленно взаимодействующие с карбонатами составы на основе соляной кислоты, дисперсные системы типа эмульсий и загущенных растворов:

- для приготовления кислотной пены и нефтекислотной эмульсии используют ПАВ (сульфонол, ОП-10 и др.) и стабилизатор (КМЦ и др.);
- для приготовления загущенной кислоты в раствор соляной кислоты (от 12 до 15 % масс.) вводят КМЦ или сульфит-спиртовую барду (0,5—3,0 % масс.).

Обработку карбонатных коллекторов в скважинах с температурой от 100 до 170 °С производят с использованием гидрофобной кислотной эмульсии со специальным эмульгатором (диаминдиолеат, первичные амины, алкиламиды) от 0,5 до 1 %-ной концентрации.

Объем кислотного раствора и время выдерживания его в пласте в зависимости от вида воздействия, рецептуры применяемого состава и геолого-технических условий (толщина, пористость, проницаемость, забойная температура, давление пласта) выбирают из табл. 6.

Для обработки терригенных коллекторов с карбонатностью менее 10 %, а также в случае загрязненной ПЗП используют глинокислотные растворы, приготавливаемые из соляной (от 10 до 12 % масс.) и плавиковой (от 3 до 5 % масс.) кислот. Допустимо использование взамен плавиковой кислоты кристаллического бифторидфторида аммония. Объем раствора при глинокислотной обработке выбирают из условия предупреждения разрушения пластовых пород. При первичной обработке используют от 0,3 до 0,4 м<sup>3</sup> раствора на 1 м вскрытой перфорацией толщины пласта.

Для обработки коллекторов, представленных ангидритами, используют соляно-кислотные растворы с добавками от 6 до 10 % масс. азотнокислого натрия.

Во всех случаях при проведении кислотных обработок в состав раствора вводят ингибитор коррозии.

Таблица 6 - Объем кислоты для ОПЗ в зависимости от проницаемости пласта-коллектора и количества обработок

Количество обработок	Объем кислоты, м <sup>3</sup> (из расчета 15%-ной концентрации) на 1 м вскрытой толщины пласта		
	Тип коллектора		
	Поровый		Трещинный
Малопроницаемый	Высокопроницаемый		
Одна	0.4-0.6	0.6-1.0	0.6-0.8
две и более	0.6-1.6	1.0-1.5	1.0-1.5

Продолжительность выдерживания кислотного раствора зависит от температуры пласта. При температурах до 30 °С — 2 ч, от 30 до 60 °С — от 1 до 1,5 ч. При температурах свыше 60 °С время выдерживания кислотного раствора в пласте не регламентировано и зависит от времени полной нейтрализации (потери активности) кислоты.

Термохимические и термокислотные обработки производят в коллекторах в интервале температур от 15 до 40 °С. Термохимическую обработку производят с использованием соляной кислоты и магния или некоторых его сплавов (МЛ-1, МА-1 и т.п.).

Термокислотную обработку производят в виде комбинированного воздействия на ПЗП, состоящего из термохимической и обычной кислотной обработок под давлением.

Для кислотных обработок используют специальный насосный агрегат типа Азинмаш-30. Кислоты транспортируют в гуммированных автоцистернах 4ЦР, 3ЦР или ЦР-20.

### Приготовление растворов кислот

Приготовление раствора необходимо производить на базе в месте хранения и приготовления кислотных растворов в следующем порядке:

- в кислотный агрегат (АЗИНМАШ-30А) заливается чистая техническая вода в объеме из расчета долива концентрированной кислоты для приготовления раствора требуемой концентрации;
- концентрированная соляная кислота перекачивается агрегатом тонкой струей в емкость кислотного агрегата с водой;
- если вместо соляной кислоты используется бензолсульфокислота (БСК), то в кислотный агрегат с определенным количеством чистой технической воды насыпается расчетное количество измельченной кристаллической бензолсульфокислоты и хорошо перемешивается насосом кислотного агрегата;
- при приготовлении глиноуксусной кислоты в раствор соляной кислоты наливается расчетное количество плавиковой кислоты или высыпается измельченный бифторид фторид аммония (БФА), все хорошо перемешивается насосом кислотного агрегата;
- в приготовленный раствор кислоты заливается требуемое количество ПАВ и уксусной кислоты.

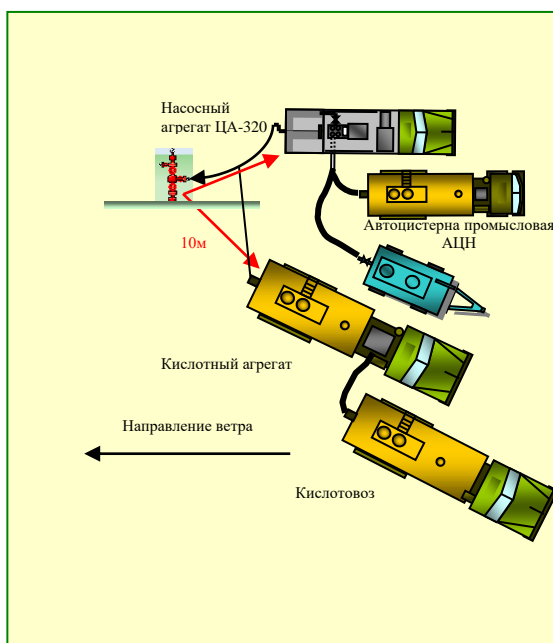


Рисунок 34 - Схема расстановки техники и оборудования при закачке растворов кислот в скважину

Подготовительные работы перед закачкой кислоты в скважину

Перед началом закачки в пласт необходимо:

- подготовить и спланировать территорию вокруг устья скважины для размещения агрегатов и другого оборудования;



- при закачке растворов кислот на нагнетательной линии должен быть установлен обратный клапан;
- нагнетательная линия должна быть опрессована на полуторократное ожидаемое рабочее давление;
- при гидравлическом испытании нагнетательных систем обслуживающий персонал должен быть удален за пределы опасной зоны, установленной планом работ. Ликвидация пропусков под давлением запрещается;
- передвижные насосные установки необходимо располагать согласно утвержденной схемы на расстоянии не менее 10 м от устья скважины, расстояние между ними должно быть не менее 1 м. Другие установки для выполнения работ должны размещаться на расстоянии не менее 25 м от устья скважины. Агрегаты устанавливаются кабинами от устья скважины.

### Техника и технология проведения СКО

Для перевозки неингибированной соляной кислоты от химических заводов до кислотной базы используют железнодорожные цистерны, гуммированные специальными сортами резины или эбонитами. Ингибированная соляная кислота может транспортироваться в обычных железнодорожных цистернах, но с защитным покрытием химически стойкой эмалью или химически стойким лаком.

Уксусную кислоту транспортируют до кислотной базы также в металлических гуммированных цистернах. Плавиковую кислоту доставляют в эбонитовых баллонах.

Для доставки кислоты с химических заводов на кислотные базы, если они близко расположены, и с кислотной базы на скважины используют автоцистерны - кислотовозы. Внутренние поверхности этих цистерн гуммируют или защищают многослойным покрытием химически стойкими эмалями и лаками.

Концентрированные товарные кислоты хранят в резервуарах емкостью 25 - 50 – 100 м<sup>3</sup>. Эти резервуары защищают кислотоупорной футеровкой (покрытие эмалями, лаками, гуммирование).

Разведение кислоты с доведением раствора до нужной концентрации производится в передвижных емкостях, устанавливаемых у скважин. Обычно эти емкости представляют собой применяемые на производственных площадях мерники для сбора нефти объемом 14 м<sup>3</sup>, внутренние поверхности которых покрыты защитным слоем. Для удобства перевозки мерники устанавливают на полозьях.

Для перекачки кислоты из железнодорожных цистерн в емкости и из емкостей в автоцистерны применяются кислотоупорные центробежные насосы с малым напором и большой производительностью. При перекачке кислоты используются резиновые шланги или же гибкие трубы из поливинилхлорида и полиэтилена.

Для кислотных обработок применяют специальный агрегат Азинмаш - 30. Этот агрегат смонтирован на шасси высокопроходимой автомашины (Краз -257).

Агрегат имеет гуммированную цистерну емкостью 8 м<sup>3</sup>, состоящую из двух отсеков - один емкостью 2,7 м<sup>3</sup>, другой емкостью 5,3 м<sup>3</sup>. Кроме того, для транспортировки дополнительного объема кислоты агрегат снабжен емкостью на прицепе объемом 6 м<sup>3</sup> состоящей из двух отсеков по 3 м<sup>3</sup> каждый.

Азинмаш - 30 оснащен трехплунжерным горизонтальным насосом одинарного действия, который при плунжере 100 мм может на первой скорости поднимать давление до 50 МПа притеоритической производительности 2,5 л/с; на пятой скорости этот агрегат имеет теоретическую производительность 10,8 л/с при давлении 11 МПа.

Процесс солянокислотной обработки скважины заключается в нагнетании в пласт раствора соляной кислоты насосом или самотеком, если пластовое давление низкое.

Порядок работ при этом следующий. Скважину очищают от песка, грязи, парафина, продуктов коррозии. Для очистки стенок скважины от цементной и глинистой корки и продуктов коррозии при открытом забое применяют «кислотную ванну». При этом раствор кислоты подают на забой скважины и выдерживают ее там, не продавливая в пласт. Через несколько часов отреагировавшую кислоту вместе с продуктами реакции вымывают на поверхность обратной

промывкой, нагнетая промывочную жидкость (нефть или вода) в затрубное пространство скважины.

Кислотная ванна предупреждает попадание загрязняющих материалов в поровое пространство пласта при последующей обработке. Поэтому кислотная ванна считается одним из первых и обязательных этапов кислотного воздействия на пласт.

В скважинах, в которых возможно установить циркуляцию, процесс обработки производится по схеме, приведенной на рис. 35.

Сначала скважину заполняют нефтью и устанавливают циркуляцию (положение I). Затем в трубы нагнетают заготовленный раствор соляной кислоты. Объем нефти, вытесненной из скважины через кольцевое пространство, измеряют в мернике. Количество первой порции кислоты, нагнетаемой в скважину, рассчитывают так, чтобы она заполняла трубы и кольцевое пространство от башмака труб до кровли пласта (положение II). После этого закрывают задвижку на отводе из затрубного пространства и остатки заготовленного раствора кислоты под давлением закачивают в скважину. Кислота при этом поступает в пласт (положение III). Оставшуюся в трубах и нижней части скважины кислоту также продавливают в пласт водой или нефтью (положение IV).

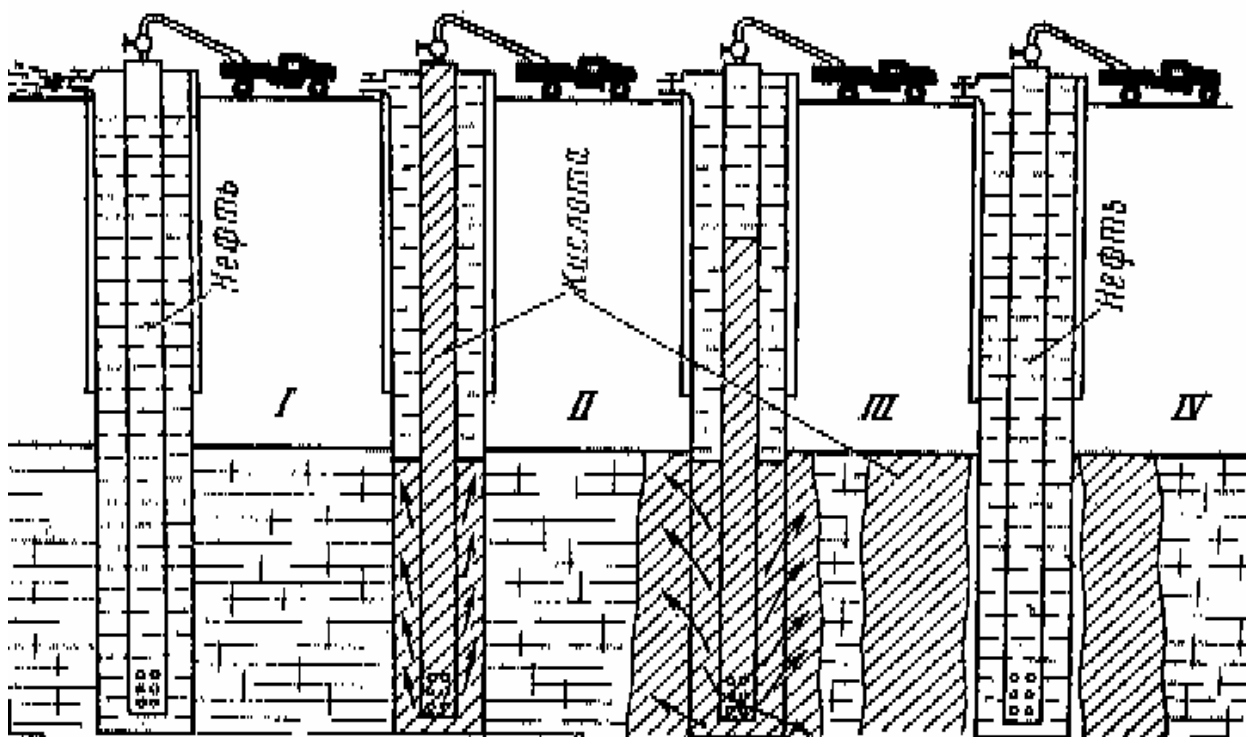


Рисунок 35 - Схема кислотной обработки скважин

При низких пластовых давлениях в скважинах не всегда удастся установить циркуляцию при промывке нефтью вследствие поглощения ее пластом. В этом случае скважину прокачивают с максимально возможной скоростью от 10 до 20 м<sup>3</sup> нефти и при этом наблюдают за положением уровня в кольцевом пространстве при помощи эхолота или других приборов, например, газовых счетчиков. Установив, что уровень в скважине перестал подниматься, не прерывая процесса, в скважину в след за нефтью на такой же скорости нагнетают весь рассчитанный объем соляной кислоты, а затем закачивают нефть для вытеснения кислоты из труб.

Нагнетать кислоту в пласт необходимо с максимально возможными скоростями, чтобы кислота проникала на большие расстояния от ствола скважины.

После продавливания кислотного раствора в пласт скважину оставляют на некоторое время в покое для реагирования кислоты с породой, после чего пускают скважину в эксплуатацию.

Технология проведения солянокислотных обработок неодинакова, и может изменяться в зависимости от физических свойств пласта, его мощности и прочих условий. В простейшем случае

процесс обработки сводится к обычной закачке кислоты в пласт насосом или самотеком, как описано выше.

При наличии одного мощного пласта рекомендуется применять ступенчатую обработку. Для этого всю мощность пласта разбивают на интервалы по 10 - 20 м, которые поочередно, начиная с верхнего, обрабатывают раствором кислоты с установкой башмака труб в нижней части обрабатываемого интервала.

При обработке слабопроницаемых пород часто не удается прокачать в пласт сразу значительное количество кислоты. В этом случае хорошие результаты дает двухстадийная обработка. На первой стадии в пласт закачивают 2 - 3 м<sup>3</sup> раствора кислоты и выдерживают скважину под давлением в течении нескольких часов. После того как давление в закрытой скважине снизится, закачивают вторую порцию кислоты в количестве 5 - 7 м<sup>3</sup>.

Другой разновидностью солянокислотных обработок являются серийные обработки, заключающиеся в том, что скважину последовательно 3 - 4 раза обрабатывают кислотой с интервалом между обработками 5 - 10 дней. Серийные обработки дают хорошие результаты в скважинах, эксплуатирующих малопроницаемые пласты.

В последнее время широко используются кислотные обработки «под давлением». Сущность метода заключается в том, что давление нагнетания кислоты в пласт искусственно повышается до 15 - 30 МПа путем предварительной закачки в высокопроницаемые пропластки высоковязкой нефтекислотной эмульсии. Высокое давление продавливания кислоты способствует уменьшению скорости реакции, глубокому проникновению кислоты в пласт, охвату кислотным раствором малопроницаемых пластов и участков, значительно повышает эффективность кислотных обработок.

Успешно применяются также специальные кислотные обработки скважин через гидромониторные насадки - направленными струями кислоты высокого напора, которые способствуют быстрой и хорошей очистке открытого ствола скважины.

Эффект от солянокислотной обработки определяется разностью в величине коэффициента продуктивности скважин до и после обработки, а также количеством дополнительной нефти, добытой из скважины после ее обработки.

### **Гидропескоструйная перфорация**

Гидропескоструйную перфорацию (ГПП) применяют при вскрытии плотных, как однородных, так и неоднородных по проницаемости, коллекторов перед ГРП для образования трещин в заданном интервале пласта, а также для срезания труб в скважине при проведении ремонтных работ. Не допускается проведение ГПП в условиях поглощения жидкости пластом.

Различают два варианта ГПП: точечная и щелевая. При точечной ГПП канал образуют при неподвижном перфораторе. Щелевую ГПП осуществляют при движении перфорационного устройства.

Профиль и плотность ГПП определяют в зависимости от геолого-эксплуатационной характеристики коллектора.

При осуществлении ГПП используют:

- перфораторы, НКТ;
- насосные агрегаты, пескосмесители;
- емкости для жидкости;
- сальниковую катушку или превентор;
- жидкость-носитель;
- кварцевый песок.

В качестве жидкости-носителя используют дегазированную нефть, 5-6 %-ный раствор соляной кислоты, воду (соленую или пресную) с добавками ПАВ, промывочный раствор, не загрязняющий коллектор. При работах в интервале непродуктивного пласта используют пресную воду или промывочную жидкость. Концентрация песка в жидкости-носителе должна составлять от 50 до 100 г/л.

Продолжительность процесса при точечном вскрытии составляет 15 мин, при щелевом—

не более 2-3 мин на каждый сантиметр длины цели.

Перепад давления жидкости на насадке (без учета потерь на трение в НКТ) составляет:

- при диаметре насадки 6 мм — от 10 до 12 МПа;
- при диаметре насадки 4,5 мм — от 18 до 20 МПа. 4.9.1.3.9.

Процесс ГПП осуществляют при движении НКТ снизу вверх.

При непредвиденных продолжительных остановках немедленно промывают скважину при обратной циркуляции.

После ГПП при обратной промывке вымывают шаровой клапан, промывают скважину до забоя до полного удаления песка из скважины, поднимают перфоратор и оборудуют скважину для освоения и эксплуатации. Освоение фонтанных скважин допускается без подъема перфоратора.

## Виброобработка

Виброобработку производят:

- в скважинах с загрязненной ПЗП;
- в коллекторах, сложенных низкопроницаемыми породами, содержащими глинистые минералы;
- в литологически неоднородных коллекторах с воздействием на низкопроницаемые пропластки;
- перед химической обработкой;
- перед ГРП или другими методами воздействия на ПЗП.

Запрещается проведение виброобработки в скважинах, расположенных вблизи водонефтяного контакта, при интенсивных поглощениях жидкости пластом, при низких пластовых давлениях.

Для проведения технологического процесса в обрабатываемый интервал на НКТ опускают гидравлический золотниковый вибратор типа ГВГ. При давлениях закачивания свыше 40 МПа применяют пакеры.

Величину гидравлического импульса определяют в зависимости от расхода рабочей жидкости и времени перекрытия ее потока.

В качестве рабочей жидкости используют нефть, соляно-кислотный раствор, предельный керосин и их смеси. Количество кислоты и керосина определяется из расчета 2—3 м<sup>3</sup> на 1 м вскрытой толщины пласта.

## Термообработка

Термообработку ПЗП проводят в коллекторах с тяжелыми парафинистыми нефтями при пластовых температурах, близких к температуре кристаллизации парафина или ниже нее.

При термообработке перенос тепла в коллектор осуществляют:

- при теплопередаче по скелету породы и насыщающей жидкости от источника тепла, расположенного в скважине (метод кондуктивного прогрева);
- при принудительном теплопереносе по коллектору за счет нагнетания в пласт теплоносителя (паротепловая обработка).

Выбор метода теплообработки осуществляют в зависимости от конкретных геолого-промысловых условий:

- метод индуктивного прогрева осуществляют с использованием глубинных электронагревателей. Температура нагрева должна быть ниже точки коксования нефти. При периодической тепловой обработке, после извлечения из скважины эксплуатационного оборудования, опускают на кабеле-тросе в интервал продуктивного пласта глубинный электронагреватель и осуществляют прогрев в течение 3—7 суток. Продолжительность пуска скважины в эксплуатацию после тепловой обработки не должна превышать 7 ч;

- при стационарной электротепловой обработке совместно с подземным оборудованием в интервале фильтра устанавливают стационарный электронагреватель, с помощью которого осуществляют прогрев постоянно или по заданному режиму;

▪ при паротепловой обработке прогрев ПЗП осуществляют насыщенным паром с помощью стационарных или передвижных парогенераторов ППГУ-4/120. Паротепловые обработки проводят в скважинах глубиной не более 1000 м в коллекторах, содержащих нефть с вязкостью в пластовых условиях свыше 50 МПа\*с. Перед проведением процесса скважину останавливают, извлекают эксплуатационное оборудование и проверяют герметичность эксплуатационной колонны. Нагнетание пара осуществляют с таким расчетом, чтобы паровая зона образовалась в радиусе от 10 до 20 м. Затем скважину герметизируют и выдерживают в течение 2—3 суток.

### **Воздействие давлением пороховых газов**

Воздействие на ПЗП пороховыми газами осуществляется путем разрыва пласта без закрепления трещин в плотных низкопроницаемых коллекторах (песчаниках, известняках, доломитах с проницаемостью от 0,10 до 0,05 мкм<sup>2</sup> и менее). Не допускается проведение разрыва пласта указанным методом в коллекторах, сложенных алевролитами, сильно заглинизированными песчаниками с прослоями глин, мергелей, алевролитов с солитовыми известняками, а также песками и слабосцементированными песчаниками.

Технологический процесс осуществляют с использованием :

- пороховых генераторов корпусных типа АСГ ;
- герметичных бескорпусных типа ПДГ БК;
- негерметичных типа АДС.

Аппараты АСГ 105 К применяют в обсаженных скважинах с минимальным проходным диаметром 122 мм при температуре до 80 °С и гидростатическим давлением от 1,5 до 35 МПа.

Аппараты типа ПДГ БК применяют в обсадных колоннах с проходным диаметром от 118 до 130 мм при температуре до 200 °С и гидростатическим давлением до 100 МПа, а типа АДС — до 100 °С и 35 МПа соответственно. Величина минимального гидростатического давления для ПДГ БК составляет 10 МПа, для АДС — 3 МПа.

Спуск и подъем генераторов типа ПДГ БК производят на бронированном каротажном кабеле со скоростью не более 1 м/с в жидкости и 0,5 м/с в газожидкостной среде.

При проведении технологического процесса устье скважины оборудуют перфорационной задвижкой или фонтанной арматурой, а в отдельных случаях — лубрикаторм.

- Скважину шаблонируют.
- Производят замену длины кабеля, привязку по каротажу.
- Замеряют гидростатическое давление и забойную температуру.
- Устанавливают генератор давления против интервала, подлежащего воздействию, или в непосредственной близости к нему. Если интервал обработки вскрывают торпедированием, генератор давления устанавливают над зоной перфорации на расстоянии 1 м.
- После спуска генератора на заданную глубину каротажный кабель закрепляют на устье скважины. Сгорание порохового заряда фиксируют по рывку кабеля, выбросу жидкости или по звуковому эффекту.

При толщине пласта свыше 20 м производят многократное сжигание пороховых зарядов.

При воздействии на коллектор, состоящий из нескольких пропластков, производят поинтервальное и последовательное снизу вверх воздействие на отдельные пропластки после предварительного их вскрытия.

Для регистрации максимального давления, создаваемого в скважине, используют кремнерный прибор, который прикрепляют на кабеле около кабельной головки.

### **Гидравлический разрыв пласта**

Сущность гидравлического разрыва пласта (ГРП) в том, что посредством закачки жидкости при высоком давлении происходит раскрытие естественных или образование искусственных трещин в продуктивном пласте и при дальнейшей закачке песчано-жидкостной смеси или

кислотного раствора расклинивание образованных трещин с сохранением их высокой пропускной способности после окончания процесса и снятия избыточного давления.

В настоящее время ГРП широко применяется во всем мире как в низкопроницаемых, так и в высокопроницаемых пластах-коллекторах.

При производстве ГРП должны быть решены следующие задачи :

- создание трещины гидроразрыва путем закачки специально подобранной жидкости ГРП;
- удержание трещины в раскрытом состоянии путем добавления в жидкость гидроразрыва пропанта с зернами определенного размера и определенной прочности;
- удаление жидкости гидроразрыва для восстановления высоких фильтрационных характеристик призабойной зоны скважины;
- повышение продуктивности пласта.

### **Образование трещин гидроразрыва и направление их развития**

По мере заполнения скважины жидкостью и создания на поверхности давления, давление жидкости в порах породы возрастает и действует равномерно во всех направлениях.

При повышении давления жидкости до момента, когда разрывающая сила жидкости, действующая на породу, превысит силы сцепления этой породы, скала расколется и произойдет разрыв. Трещины могут быть горизонтальными, вертикальными и наклонными. Пространственная ориентация трещины определяется напряженным состоянием горных пород в зоне скважины и изменениями обусловленными распределением напряжений. Напряжения формируются главным образом под действием гравитационных сил.

Принято считать, что на глубине свыше 300 м вертикальное напряжение гораздо выше двух других составляющих. Поэтому трещина всегда должна быть вертикальной, в силу того, что образование трещины происходит в направлении перпендикулярном наименьшей из нагрузок.

На самом деле реальная картина несколько сложнее. В зависимости от местных особенностей и строения пластов (микротрещины, наличие псевдопластических характеристик пород, разгрузка продуктивного пласта в зоне скважины и т.д.) при ГРП могут возникать как горизонтальные так и вертикальные трещины. В случае образования вертикальных трещин азимут трещины определяется амплитудой двух минимальных горизонтальных напряжений.

Ограничение трещины по высоте и ее геометрия тесно связаны со свойствами породы пласта, напряженным состоянием пород, изломостойкостью породы и плотностными свойствами пропанта.

### **Давление гидроразрыва**

Давление гидроразрыва пласта определяется из условия, что гидродинамический напор на забое скважины должен преодолеть давление вышележащей толщи пород (геостатическое давление) и предел прочности продуктивной породы на разрыв, т.е.

$$P_{з.д.} = q + \sigma_p, \quad (43)$$

где  $P_{з.д.}$  – забойное давление разрыва пласта;

$q$  – горное давление ;

$\sigma_p$  – прочность породы обрабатываемого пласта на разрыв.

Давление нагнетания на устье скважины вычисляется по формуле:

$$P_{уд} = q + \sigma_p + p_{тр} - p_{пл}, \quad (44)$$

где  $P_{уд}$  – устьевое давление разрыва ;

$p_{тр}$  – потери давления в трубах и в зоне перфорации;

$p_{пл}$  – пластовое давление .

Создаваемое избыточное давление должно обеспечивать осуществление трех этапов роста трещины:

- увеличение трещины до достижения барьеров;

- рост трещины в длину в рамках барьеров, ограничивающих вертикальный рост;
- рост трещины по высоте, когда давление достигает предела разрыва.

### Назначение проппанта

Проппант предназначен для предотвращения смыкания трещины после окончания закачивания. Проппант добавляется к жидкости разрыва и закачивается вместе с ней.

Главный фактор, влияющий на конечный результат операции по разрыву – это сохранение хорошо раскрытой трещины. Для того, чтобы поддержать проницаемость созданную путем расклинивания применяется расклинивающий агент. Расклинивающий агент должен обеспечивать и поддерживать проход с высокой проницаемостью для потока жидкости по направлению к стволу скважины.

Проницаемость трещины зависит от следующих взаимосвязанных факторов:

- типа, размера и однородности проппанта;
- степени его разрушения или деформации;
- количества и способа перемещения проппанта.

Возможности трещины транспортировать жидкость к стволу скважины обусловлены пропускной способностью трещины. Обычно она определяется произведением проницаемости трещины и ширины трещины.

На частицы проппанта действует напряжение закрытия трещины. В результате этого некоторые из частиц могут быть раздавлены или же в мягком пласте вдавливаются в породу. На степень раздавливания или вдавливания влияют:

- прочность и размер проппанта;
- твердость пласта;
- напряжение закрытия, прилагаемое к слою проппанта.

Если частицы раздавливаются или вдавливаются в породу, пропускная способность трещины будет уменьшаться и может снизиться настолько, что проводимость слоя проппанта и проницаемость породы коллектора не будут слишком различаться. В этом случае результаты гидроразрыва пласта будут неудовлетворительными по причине потери проводимости трещины. К такому же результату может привести процесс образования полимерной корки на поверхности трещины и наличие определенного количества полимера, остающегося в проппантной упаковке. В процессе эксплуатации скважин после ГРП возможен интенсивный вынос проппанта с продукцией скважин. Это происходит если раскрытие закрепленной трещины превышает диаметр частиц проппанта в 5,5 раз, когда упаковка проппанта становится неустойчивой. Для предотвращения выноса проппанта применяются такие методы как создание коротких трещин (до 50 м) и добавление стекловолокон PropNET в проппантную упаковку. Стекловолоконные волокна, добавляемые в последние порции жидкости ГРП в количестве 1,5% по весу, создают внутреннюю структуру, удерживающую частицы проппанта на месте. При этом сохраняется высокая проводимость трещин. На месторождениях Западной Сибири технология PropNET используется в 90% операций по ГРП.

Применяемые в настоящее время проппанты по прочности можно разделить на следующие группы:

- синтетические проппанты средней прочности ( плотность 2,7-3,3 г/см<sup>3</sup>);
- синтетические проппанты высокой прочности ( плотность 3,2-3,8 г/см<sup>3</sup>).

Высокая прочность проппанта обеспечивает сохранение трещины открытой длительное время. По глубине скважин проппанты имеют следующие области применения: кварцевые пески - до 2500 м; проппанты средней прочности - до 3500 м; проппанты высокой прочности - свыше 3500 м. С увеличением размера гранул увеличивается проницаемость упаковки проппанта, но снижается прочность и возникают проблемы с переносом проппанта вдоль трещины.

Основные требования к жидкостям разрыва и жидкостям-песконосителям:

- хорошие очищающие свойства для обеспечения максимальной проводимости трещины;

- слабая фильтруемость через поверхности образования трещин;
- высокая вязкость, которая обеспечит способность удерживать частицы пропанта во взвешенном состоянии;
- низкое давление трения, что способствует высокой скорости закачки;
- доступность и невысокая стоимость;
- высокая плотность для снижения давления ГРП;
- способность к утилизации.

Существуют следующие типы жидкостей ГРП:

- на водной основе (линейные гели, сшитые гели);
- на нефтяной основе;
- многофазные или пенистые жидкости (пены,  $\text{CO}_2$ , бинарные пены);
- поверхностно-активные вещества;
- на спиртовой основе и др.

### Подготовительные работы при ГРП

Гидроразрыву пласта предшествует большой объем подготовительных работ, связанных с изучением геолого-промысловых материалов, исследованием скважины и обследованием ее технического состояния, а также по технико-технологическому обеспечению процесса.

Сбор и анализ первичной информации заключается в обработке следующих данных:

- геолого-физические свойства пласта (проницаемость, пористость, насыщенность, пластовое давление, положение газонефтяного и водонефтяного контактов, петрография пород);
- характеристики геометрии и ориентации трещины (минимальное горизонтальное напряжение, модуль Юнга, вязкость и плотность жидкости разрыва, коэффициент Пуассона, сжимаемость породы и т.п.);
- свойства жидкости разрыва и пропанта, геолого-физические свойства пласта (проницаемость, пористость, насыщенность, пластовое давление, положение газонефтяного и водонефтяного контактов, петрография пород);
- свойства жидкости разрыва и пропанта.

Основными источниками информации являются геологические, геофизические и петрофизические исследования, лабораторный анализ керна, а также результаты промыслового эксперимента, заключающегося в проведении микро- и мини-гидроразрывов.

Подготовка и проведение успешного ГРП связаны с оптимальным выбором и учетом таких факторов, как:

- расчет количества жидкости разрыва и пропанта, необходимых для создания трещины требуемых размеров и проводимости;
- использование техники для определения оптимальных параметров нагнетания с учетом характеристик пропанта и технологических ограничений;
- применение комплексного алгоритма, позволяющего оптимизировать геометрические параметры и проводимость трещины с учетом продуктивности пласта и системы расстановки скважин, обеспечивающий баланс между фильтрационными характеристиками пласта и трещины, и основанного на критерии максимизации прибыли от обработки скважины.

Перечень технологических операций, проводимых перед ГРП :

- подготовка кустовой площадки для размещения оборудования;
- монтаж геофизического оборудования;
- извлечение подземного насосного оборудования из скважины;
- шаблонирование, скреперование, промывка скважины, отбивка забоя;
- перфорация ;
- установка пакера;
- обвязка устья скважины и расстановка оборудования для ГРП.

Виды ГРП:

- однократный – ГРП на всех перфорированных пластах одновременно;
- направленный – ГРП на выбранных пластах или пропластках;

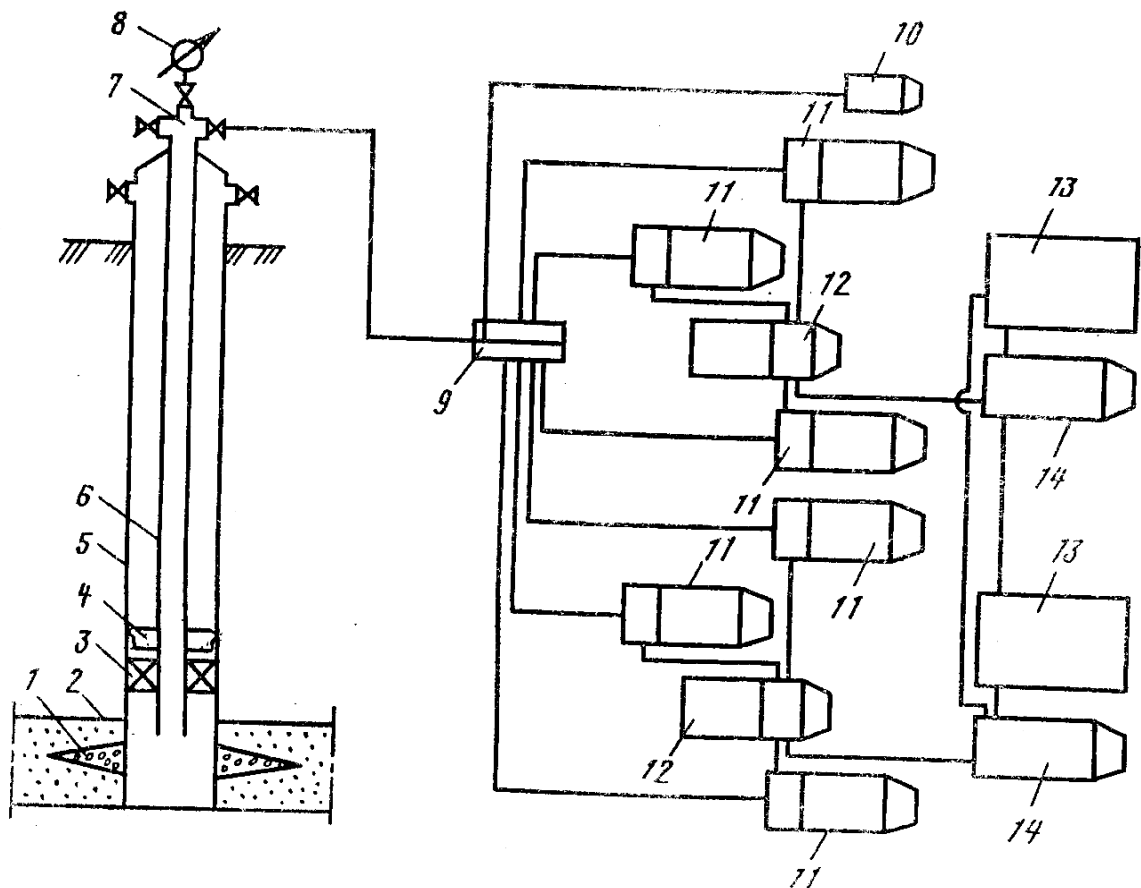


- многократный – последовательный ГРП на выбранных пластах и пропластках.

В зависимости от вида воздействия выбирают технологическую схему процесса, рабочие жидкости и расклинивающий агент. На основании опытных данных обычно используют 10-40 м<sup>3</sup> жидкости-разрыва. Объем продавочной жидкости равен объему обсадной колонны и труб, по которым проводится закачка в пласт жидкости-песконосителя. Концентрация песка устанавливается в пределах 0 – 1200 кг/м<sup>3</sup>. Минимальный расход закачки жидкости должен составлять не менее 2м<sup>3</sup>/мин.

Производству гидроразрыва предшествует подготовка жидкости ГРП на кусту скважин. Для этого используется специальная техника: песковоз, емкость, блендер. Управление процессом ГРП осуществляется с компьютеризированной станции управления. В случае аварии защитное устройство автоматически отключает насосы, обратные клапана обвязки закрывают обратное течение жидкости у скважины и перед каждым насосным агрегатом. Сброс давления производится в вакуумную установку, входящую в комплект оборудования ГРП и постоянно включенную в обвязку. Эта же вакуумная установка собирает остатки жидкости в обвязке и насосах после ГРП, с целью исключения проливов на почву при демонтаже линий. Сброс давления из затрубного пространства производится в емкость ЦА, постоянно подключенной к устью скважины.

### Технология проведения ГРП



#### Технологическая схема гидравлического разрыва пласта:

1 – трещина разрыва; 2 – продуктивный пласт; 3 – пакер; 4 – якорь; 5 – обсадная колонна; 6 – насосно-компрессорные трубы; 7 – арматура устья; 8 – манометр; 9 – блок манифольдов; 10 – станция контроля и управления процессом; 11 – насосные агрегаты; 12 – пескосмесители; 13 – емкости с технологическими жидкостями; 14 – насосные агрегаты

Гидроразрыв может производиться с пакером, установленным на 30-50 м выше интервала перфорации и без пакера. В последнем случае возможно производить закачку жидкости разрыва через НКТ и без использования НКТ, если обсадная колонна обладает достаточным запасом прочности. Преимущество беспакерного ГРП в том, что по величине затрубного давления можно

контролировать давление создаваемое на забое скважины. При производстве гидроразрыва с использованием пакера в затрубном пространстве создается давление около 50 атм для более прочной посадки пакера.

Создание трещины ГРП начинается с закачки буферной жидкости. Для расчета давления на устье скважины применяется градиент давления равный 13-15 кПа на 1 м ствола скважины. Количество насосных агрегатов определяется из условий обеспечения необходимой мощности гидроразрыва.

Средняя скорость закачки жидкости гидроразрыва обычно равна 2 м<sup>3</sup>/мин, средняя концентрация проппанта составляет 600 кг / м<sup>3</sup>. С момента начала закачки концентрация проппанта постепенно изменяется от 0 до 1200 кг/м<sup>3</sup> для достижения более равномерной упаковки частиц проппанта в трещине.

После окончания закачки жидкости разрыва производят закачку продавочной жидкости в объеме спущенной в скважину колонны НКТ. Средний объем жидкости гидроразрыва для одной скважины составляет 40-80 м<sup>3</sup>. Жидкость ГРП готовят таким образом, чтобы действие брейкера и разрушение цепочек полимера начиналось примерно через 1-4 часа после окончания закачки.

Если после ГРП не происходит фонтанирование скважины, то принимаются меры по вызову притока жидкости из пласта. Это может быть замена жидкости на более легкую, свабирование, спуск “насоса-жертвы” и т.д.

### **Контрольные вопросы**

1. Назначение методов воздействия на призабойную зону скважин, классификация методов, область применения.
2. Реагенты, применяемые при СКО, их назначение и характеристики.
3. Технология СКО.
4. Гидравлический разрыв пласта (ГРП), его сущность, область применения, схема проведения.
5. Давление разрыва.
6. Жидкости разрыва.
7. Песок, предназначенный для заполнения трещин.
8. Выбор скважин для проведения ГРП.
9. Гидропескоструйная перфорация, применяемое оборудование и схема процесса.
10. Виброобработка забоев скважин.