

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Методические указания

по выполнению практических работ
по дисциплине «Основы нефтегазового дела»
для студентов специальности 21.05.06 Нефтегазовая техника и технологии
специализация «Технология бурения нефтяных и газовых скважин»

СОДЕРЖАНИЕ

Практическое занятие 1	
Ознакомление с основными нефтегазодобывающими регионами России и зарубежья.....	5
Практическое занятие 2	
Изучение основных физических свойств нефти и газа.....	13
Практическое занятие 3	
Ознакомление с геологическим строением месторождений нефти и газа.....	17
Практическое занятие 4	
Изучение основных физико-механических свойств горных пород.....	20
Практическое занятие 5	
Ознакомление со способами бурения скважин.....	25
Практическое занятие 6	
Вращательный способ бурения.....	30
Практическое занятие 7	
Изучение основного оборудования буровой установки.....	32
Практическое занятие 8	
Изучение конструкции породоразрушающих инструментов.....	38
Практическое занятие 9	
Изучение основных элементов бурильной колонны.....	48
Практическое занятие 10	
Ознакомление с конструкцией скважины.....	53
Практическое занятие 11	
Изучение стадий разработки нефтяных и газовых месторождений.....	66
Практическое занятие 12	
Изучение оборудования фонтанных скважин.....	69
Практическое занятие 13	
Изучение оборудования насосных скважин.....	74
Практическое занятие 14.	

Изучение систем сбора нефти и газа.....	85
Практическое занятие 15	
Ознакомление со схемами установок подготовки нефти и газа.....	92
Практическое занятие 16	
Изучение схемы магистрального нефтепровода.....	99
Практическое занятие 17	
Изучение схемы магистрального газопровода.....	105
Практическое занятие 18	
Ознакомление с продуктами переработки нефти.....	110
Список рекомендуемой литературы.....	122

Введение

Цель изучения дисциплины является формирование профессиональных компетенций будущего специалиста по специальности 21.05.06 Нефтегазовая техника и технологии.

Задачей освоения дисциплины является образование необходимой начальной базы знаний, по объектам профессиональной деятельности будущего бакалавра (техника и технологии: строительства нефтяных и газовых скважин; добычи нефти и газа, сбора и подготовки скважинной продукции; трубопроводного транспорта нефти и газа; подземного хранения газа, хранения нефти и нефтепродуктов), а также по видам деятельности: производственно-технологическая, организационно-управленческая, экспериментально-исследовательская, проектная.

В результате освоения дисциплины обучающийся должен **знать:**

- технологические процессы при строительстве, ремонте и эксплуатации скважин;
- способы транспорта и хранения углеводородов;
- состояние и структуру топливно-энергетического комплекса;

уметь:

- применять профессиональную терминологию в области бурения, разработки месторождения, эксплуатации скважин, транспорта нефти и газа;

- анализировать отечественную и зарубежную научно-техническую информацию по направлению исследований в области нефтегазового дела;

владеть:

- профессиональной терминологией в области бурения, разработки месторождения, эксплуатации скважин, транспорта нефти и газа;

- необходимой начальной базой знаний по объектам будущей профессиональной деятельности

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 1

Ознакомление с основными нефтегазодобывающими регионами России и зарубежья

Цель: ознакомиться с основными нефтегазодобывающими регионами России и зарубежья

Знания и умения: применять профессиональную терминологию в области бурения, разработки месторождения, эксплуатации скважин, транспорта нефти и газа; анализировать отечественную и зарубежную научно-техническую информацию по направлению исследований в области нефтегазового дела

Актуальность темы: нефтяная промышленность является одной из наиболее устойчиво работающих отраслей в топливно-энергетическом комплексе. Особое место данного углеводородного сырья определяется тем, что: при современной структуре минерально-сырьевого комплекса нефть потребляется в огромных масштабах и имеет тенденцию к истощению, а переход к освоению качественно худших по природным характеристикам ресурсов вызывает стремительный рост затрат на эти цели; являясь уникальным сырьем, обеспечивающим эффективное функционирование национальной экономики, освоение углеводородов требует значительных инвестиционных и эксплуатационных затрат на выявление, разведку и разработку месторождений.

Теоретическая часть

К настоящему времени на территории России и стран Зарубежья открыто несколько

десятков нефтяных и газовых месторождений. Основная часть их сосредоточена в недрах арктических морей, где их разработка осложняется сложными климатическими условиями. Также возникает проблема доставки нефти и газа к местам их переработки. В связи с этим разработка ведётся лишь на шлейфе Сахалина, а также в материковой части России, где также встречаются довольно богатые нефтяные, газовые и нефтегазовые месторождения. В материковой части России большинство нефтяных и газовых месторождений сосредоточены в Сибири и на Дальнем Востоке. По добыче нефти и газа Россия занимает первое место с результатом в 13% от общего объема добываемой нефти и газа в мире.

Наиболее известные месторождения нефти и газа на территории России:

Уренгойское месторождение природного газа. Это второе в мире по величине пластовых запасов газовое месторождение. Объёмы газа здесь превышают 10 триллионов кубических метров. Данное месторождение расположено в Ямало-Ненецком автономном округе Тюменской области России, чуть южнее северного полярного круга. Имя месторождению дало название расположенного неподалёку посёлка Уренгой. После начала разработки месторождения здесь вырос целый рабочий город Новый Уренгой. Месторождение было открыто в 1966 году, а добыча газа началась в 1978.

Туймазинское нефтяное месторождение. Это месторождение расположено в Республике Башкирия, у города Туймазы. Месторождение было открыто ещё в 1937 году. Нефтедержащие слои расположены на глубине 1-1,7 км. Разработка месторождения началась в 1944. Туймазинское месторождение является одним из пяти крупнейших месторождений в мире по количеству нефти. Размеры месторождения составляют 40 на 20 километров. Благодаря новейшему методу основная масса извлекаемых запасов была добыта за 20 лет. Из девонских пластов отобрано нефти в два раза больше, чем удалось бы извлечь обычными способами. Однако запасы так велики, что добыча продолжается до сих пор.

Западно-Ракушечное - нефтяное месторождение в России. Расположено в акватории Каспийского моря. Открыто в 2008 году. Оператором месторождений является «Каспийская нефтяная компания». Доли участников компаний: Роснефть (49,892%), Лукойл (49,892%) и Газпром (0,216%). В 2010 году была построена скважина Укатная-1, но она вскрыла слабо насыщенные нефтью пласты и была ликвидирована.

Великое нефтяное месторождение, расположенное в Харабалинском районе Астраханской области России. Площадь месторождения составляет около 800 кв. км. Приблизительные запасы месторождения составляют около 300 млн тонн нефти и 90 млрд

кубометров газа, глубина залегания которых колеблется от 2 до 5 км. Из них извлекаемые запасы составляют 42,3 млн тонн.

Находкинское газовое месторождение. Это месторождение природного газа расположено в Большехетской впадине в Ямало-Ненецком автономном округе. Запасы месторождения оцениваются в 275,3 миллиарда м³ газа. Хотя месторождение было открыто довольно давно (в 1974 году), разработка его началась лишь в 2004 году.

Штокмановское газоконденсатное месторождение. Одно из крупнейших месторождений в мире, открытое в 1988 году. Располагается в центральной части шельфа Баренцева моря примерно в 600 км к северо-востоку от Мурманска. Запасы газа, по оценкам на настоящее время, составляют 3,7 триллиона м³ газа. Добыча газа здесь пока ещё не началась, так как значительная глубина залегания полезного ископаемого и трудные условия разработки требуют значительных затрат и высокотехнологичного оборудования.

Ковыктинское месторождение (Ковыкта). Месторождение природного газа, расположенное на севере Иркутской области, в 450 км к северо-востоку от Иркутска. Месторождение находится на высокогорном плато, покрытом темнохвойной тайгой. На некоторой части территории господствует многолетняя мерзлота. Кроме того, рельеф этой местности осложняется многочисленными каньонами. Климатические условия в районе месторождения также достаточно суровые. Запасы природного газа оцениваются в 1,9 триллионов кубометров газа и 115 миллионов тонн жидкого газового конденсата.

Ванкорское нефтегазовое месторождение. Месторождение, расположенное на севере Красноярского края. Включает в себя Ванкорский и Северо-Ванкорский участки. Месторождение открыто в 1991 году. Запасы нефти превышают 260 миллионов тонн, а газа - около 90 миллиардов м³.

Ангара-Ленское газовое месторождение. Крупное месторождение природного газа расположенное в Иркутской области. Названо по названиям крупных рек – Лены и Ангары, расположенных поблизости. Месторождение открыто в начале XXI века. Запасы природного газа по предварительным оценкам составляют более 1,2 триллиона м³.

Самотлорское нефтяное месторождение (Самотлор). Это крупнейшее в России и одно из крупнейших в мире нефтяных месторождений располагается в Ханты-Мансийском автономном округе, в районе Нижневартовска у озера Самотлор. По оценкам специалистов запасы нефти здесь составляют 2,7 миллиарда тонн. Они залегают на глубине 1,6-2,4 км. Месторождение было открыто в 1965 году. В основном

месторождение разрабатывалось в 80-е годы прошлого века. К настоящему времени около 2,3 миллиарда тонн уже добыто.

Еты-Пуровское нефтяное месторождение. Это нефтяное месторождение, расположенное в Ямало-Ненецком автономном округе, в районе города Ноябрьска. Открыто в 1982, разработка началась лишь в 2003. Запасы нефти составляют около 40 миллионов тонн.

Верх-Тарское нефтяное месторождение. Располагается на севере Новосибирской области. Запасы нефти составляют около 68 миллионов тонн. Одним из недостатков месторождения является отсутствие необходимых коммуникаций. Нефть, добываемая на этом месторождении, отличается небольшим количеством примесей. Месторождение открыто в 1970 году, разработка началась в 2000 году.

Количество месторождений нефти и газа в России значительно больше. Некоторые из них, открытые ещё в прошлом веке уже выработаны, а разработка других, сравнительно недавно обнаруженных, ещё даже не начиналась (например, Ванкорское месторождение). Кроме того, есть основания полагать, что далеко не все месторождения на территории страны открыты.

Что же касается зарубежья и остальных стран мира, то на втором месте по добыче нефти и газа занимает Королевство Саудовская Аравия – чуть меньше 12% от общего объема добычи. Третье место удерживает США с 8,3 %. Затем следуют Китай, Иран, Канада, Мексика, Венесуэла, Кувейт и Объединённые Арабские Эмираты. На долю остальных стран приходится меньше 40%. по экспорту нефти.

По экспорту нефтепродуктов первое место среди крупнейших стран-экспортеров нефти занимает Саудовская Аравия. Объем её экспорта составляет 8,865 млн. баррелей в день. Второе место у России - 7,002 млн. баррелей в день. затем следует Объединенные Арабские Эмираты - 2,544 млн. баррелей в день, потом Кувейт - 2,347 млн. баррелей в день, Ирак - 2,247 млн. баррелей в день и т.д.

Из этого расклада понятно, что на ведущих экспортеров из стран Ближнего востока (КСА, Иран, Кувейт и ОАЭ) приходится почти 40% всех поставок.

А если учесть и других крупных поставщиков из этого региона – Ливию, Алжир, Бахрейн, Катар и Оман, то получается, что мировой рынок наполовину зависит от Ближнего востока.

Месторождение Ист-Тексас открыто в 1930 г. Оно расположено в крупной нефтегазоносной впадине Галф-Кост, дугообразно окаймляющей с севера Мексиканский залив, и приурочено к западному борту крупного поднятия Сабин. Скопления нефти

обнаружены в песчаниках Вудбайн верхнемелового возраста, наклоненных от поднятия Сабин в западном направлении под углом 1° . Пласты-коллекторы серии Вудбайн стратиграфически экранированы слабопроницаемыми породами верхнемелового возраста. Запасы нефти месторождения Ист-Тексас составлял 1 млрд. т. Длина стратиграфически экранированной залежи 68 км, средняя ширина 8 км, глубина залегания около 1000 м. Песчаники Вудбайн характеризуются высокими коллекторскими свойствами: средняя пористость 25 %, средняя проницаемость $1,5 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2$. Из месторождения уже добыто более 600 млн. т нефти.

Месторождение Панхэндл-Хьюготон - крупнейшее газовое месторождение США. Запасы его 2 трлн. м^3 . Оно расположено в области складок Уичита-Амарилло. Восточная часть месторождения (Панхэндл) приурочена к пологой антиклинали, в основании которой находится гранитный выступ фундамента, перекрытый породами каменноугольного и пермского возраста. Северная часть (Хьюготон) выражена пологой моноклиной, наклоненной под углом $1-2^\circ$ в меридиональном направлении. На антиклинали газоносны выветрелые граниты, доломитизированные известняки верхнекаменноугольного возраста и доломиты пермского возраста. На моноклинали залежь газа связана с доломитами, глинистыми и оолитовыми известняками нижнепермского возраста. Газоводяной контакт един для всего месторождения. Общая его длина около 400 км, высота на отдельных участках достигает 400 м.

Ближний и Средний Восток

Нефть в районе между Тигром и Евфратом, там, где зародилась цивилизация, начала использоваться около четырех тысячелетий до нашей эры. Древние народы использовали нефть для светильников и при строительстве. Этот район отличается исключительной концентрацией нефти на отдельных месторождениях.

Основные тектонические элементы этой территории: Аравийская плита, Предзагросский (Месопотамский) передовой прогиб и область альпийской складчатости.

Геосинклинальный склон Месопотамского прогиба охватывает Месопотамскую низменность к северу от Тигра в пределах Южной Турции, Северного Ирака и Ирана и почти всю прибрежную полосу Ирана. Он образован системой складок, простирающихся с северо-запада на юго-восток, которая подразделяется на две зоны: интенсивной и слабой складчатости. Зона слабой складчатости, к которой приурочена большая часть месторождений Ирана и Ирака, расположена между передовыми хребтами и осевой частью прогиба. Здесь развиты два стратиграфических комплекса: карбонатный - мел-нижнемиоценовый и соленосно-обломочный - миоцен-плиоценовый. Основная

нефтеносная толща - рифогенный известняк свиты Асмари (олигоцен - ранний миоцен), перекрытый соленосной толщей Фарс (миоцен - плиоцен). В пределах этой части Месопотамского прогиба открыто более 30 месторождений нефти и газа, среди которых 12 гигантов: Киркук (2,2 млрд. т) в Ираке; Марун (1,5 млрд. т), Ага-Джари (1,3 млрд. т), Гечсаран (1,2 млрд. т) и др. в Иране. Все месторождения связаны с антиклинальными складками. Залежи массивные сводовые. Этаж нефтегазоносности достигает 2300 м.

Внешний платформенный склон Месопотамского прогиба находится в пределах Месопотамской низменности к юго-западу от Тигра. Здесь развиты палеозойские, мезозойские и кайнозойские отложения. Нефть и газ в значительных количествах установлены в отложениях юры и мела. Коллекторы юры (свиты Джубайл и Араб) представлены известняками, местами рифогенными и оолитовыми; коллекторы мела - песчаниками и известняками (свиты Бурган, Зубаир и Мишриф).

Месторождения внешнего платформенного борта краевого прогиба связаны с пологими антиклинальными складками с углами падения несколько градусов и почти меридионального простирания (Румейла, Зубаир, Бурган и др.). В пределах внешнего борта прогиба известны месторождения-гиганты: Бурган-Ахмади-Магва (3,5 млрд. т) в Кувейте; Гхавар (более 10 млрд. т) в Саудовской Аравии; Румейла (3 млрд. т) в Ираке и др.

Месторождение Киркук открыто в 1927 г., приурочено к узкой антиклинальной зоне длиной 98 км и шириной 3-3,5 км. Известняки Асмари (главный известняк), содержащие основные запасы нефти, разбиты мелкими трещинами. Это обуславливает их высокую проницаемость. Глубина залегания продуктивных известняков 300-800 м.

Месторождение Бурган-Ахмади-Магва охватывает три антиклинальные складки. Простирание их меридиональное, углы падения не превышают 3-5°, высота поднятий 250 м. Складки осложнены сбросами небольшой амплитуды. Основные запасы нефти приурочены к свите Бурган (альб), сложенной песчаниками с прослоями глин; мощность ее 250 м. Продуктивные пласты залегают на глубине 1100-1600 м. Плотность нефти 0,860 г/см³, содержание серы 1,5 %. Дебиты нефти до 1,5-2 тыс. т/сут.

Нефтяное месторождение *Гавар* в Саудовской Аравии, считается самым крупным не только на Ближнем и Среднем Востоке, но и в мире. Оно было открыто в 1949 г., когда при помощи геофизических методов здесь удалось обнаружить на глубине 1,5-3 км погребенную пологую антиклинальную складку длиной 250 км и шириной от 15 до 25 км. Нефть залегает тут в трещиноватых известняках юрского возраста. В отдельные годы

добыча на этом месторождении превышала 100 млн т. Всего же за время эксплуатации оно дало уже несколько миллиардов тонн нефти.

Месторождение *Ага-Джари* в Иране было открыто еще в 1937 г., но начало разрабатываться в 1948 г. Оно также представляет собой крупное поднятие протяженностью 50 км и шириной в 6–7 км, сложенное трещиноватыми известняками олигоценного возраста. Они залегают на глубине 1,3–3,1 км и служат главными коллекторами нефти. За время эксплуатации здесь добыли уже 1,5 млрд т нефти.

Месторождение *Большой Бурган* в Кувейте было открыто в 1938 г., но стало разрабатываться в 1946 г. Это также крупная антиклинальная складка длиной 40 км при ширине 12–15 км. Нефть здесь добывают из пористых песчаников мелового возраста. Наиболее продуктивные пласты залегают на глубине 1,1–1,6 км. За время эксплуатации добыто уже 2,5–3 млрд т нефти.

Месторождение *Эс-Саффания* в Саудовской Аравии, открытое в 1953 г., генетически связано с антиклинальной складкой, имеющей длину до 60 км при ширине около 20 км. Средние глубины залегания продуктивных отложений нижнего мела составляют здесь 1,5–2 км. В отличие от других уникальных месторождений бассейна это расположено в основном в пределах шельфа Персидского залива и считается едва ли не самым крупным морским месторождением в мире. По начальным запасам нефти Эс-Саффания превосходит все месторождения Северного моря.

Мировая зависимость от газа из ближневосточного региона также высока, хоть и ниже нефтяной. Здесь распределение уже иное. Около половины добычи газа приходится на Канаду, США и Россию с другими странами СНГ.

Северная Африка

В Северной Африке нефть и газ были открыты в 50-х гг. XX в. В Алжире были выявлены нефтяное месторождение-гигант Хасси-Месауд и газовое - Хасси-Мель. Затем крупные месторождения были обнаружены в Ливии.

Северный склон Африканской платформы (Сахаро-Ливийская плита) находится между Атласскими горами и Средиземным морем на севере и полосой кристаллических массивов и щитов на юге. От этой полосы породы осадочного чехла падают моноклинально на север, мощность их постепенно увеличивается до 7–9 км у берегов Средиземного моря. Фундамент северного склона расчленен на крупные глыбы и блоки, которые в осадочном чехле отражены поднятиями. Впадины заполнены мощными толщами палеозойских и мезо-кайнозойских отложений.

На западе выделяется обширная Западно-Сахарская синеклиза, ограниченная на

севере Большим Атласом и выполненная в основном палеозойскими отложениями. Восточнее находятся впадины, сложенные в основном мезозойско-кайнозойскими породами: Сирт, Северо-Египетская и дельты Нила. В Западно-Сахарской синеклизе продуктивные горизонты заключены в кембрийских и триасовых отложениях. Большинство месторождений приурочено к крупным поднятиям, связанным, как правило, с приподнятыми блоками фундамента. Углы падения на их крыльях составляют несколько градусов, редко достигают 12-18°.

Месторождение Хасси-Месауд приурочено к крупному сводообразному поднятию (40 X 55 км) с углами падения около 1°. Складка осложнена разрывами небольшой амплитуды. Скопления нефти и газа приурочены к песчаникам кембрийского возраста. Покрышкой залежи служит мощная глинисто-соленосная толща. Средний дебит нефти 300 т/сут.

Впадина Сирт возникла как крупный грабен. С запада она отделяется полосой эффузивов от Западно-Сахарской синеклизы, с востока ее ограничивает погребенный Сивенский выступ. Нефтеносность впадины Сирт связана с мезозойско-кайнозойскими карбонатными отложениями. Месторождения в основном приурочены к структурам облекания эрозионно-тектонических выступов докембрийского фундамента. Залежи в песчаных пластах и рифогенных известняках обычно сводового типа, с общим водо-нефтяным контактом. Наиболее крупные месторождения - Интизар, Сарир, Амал. Во всех этих месторождениях нефтеносны известняки мела и палеогена. Начальные дебиты нефти в скважинах до 8-10 тыс. т/сут.

Месторождение Сарир по верхнему мелу представляет собой пологое поднятие, разбитое на ряд блоков. В ядре поднятия находится горстообразный блок фундамента. Нефтеносны базальные песчаники верхнего мела, залегающие на фундаменте. Залежь структурно-стратиграфического типа. Песчаники перекрыты трансгрессивной серией глинистых сланцев верхнего мела.

Вопросы к практическому занятию

1. Основные нефтегазодобывающие регионы России?
2. Дать краткую характеристику каждому из них.
3. Основные нефтегазодобывающие регионы Зарубежья?

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 2

Изучение основных физических свойств нефти и газа

Цель: изучить основные физические свойства нефти и газа

Знания и умения: применять профессиональную терминологию в области бурения, разработки месторождения, эксплуатации скважин, транспорта нефти и газа; анализировать отечественную и зарубежную научно-техническую информацию по направлению исследований в области нефтегазового дела

Актуальность темы: нефть и газ это сложное соединение углерода и водорода. Они отличаются друг от друга числом атомов углерода и водорода в молекуле и характером их скопления. Наиболее часто определяемыми физическими свойствами нефти и газа, являются: плотность, объем, вязкость, цвет, запах, температуры застывания и помутнения, температуры вспышки и воспламенения, коэффициент теплового расширения.

Теоретическая часть

Нефть и газ представляют собой смесь УВ преимущественно метанового (парафинового) (C_nH_{2n+2}), нафтенового (C_nH_{2n}) и в меньшем количестве ароматического (C_nH_{2n-6}) рядов. По физическому состоянию в поверхностных условиях УВ от CH_4 до C_4H_{10} -газы; от C_5H_{12} до $C_{16}H_{34}$ -жидкости и от $C_{17}H_{34}$ до $C_{35}H_{72}$ и выше - твердые вещества, называемые парафинами и церезинами.

Плотность. Плотность нефти возрастает с увеличением процентного содержания в ней тяжёлых углеводородов (например, смол). По плотности выделяют лёгкую (800- 870 кг/м³), среднюю (871-910 кг/м³) и тяжёлую (свыше 910 кг/м³) разновидности нефти.

Плотность газа в значительной степени зависит от давления и температуры, и поэтому для практического применения этот показатель неудобен. Под плотностью принято понимать отношение массы вещества при температуре 20⁰С к занимаемому объему. В системе СИ плотность измеряется в кг/м³, а удельный вес γ - в

Н/м^3 . На практике также пользуются относительной плотностью, которая численно равна отношению плотности нефти к плотности дистиллированной воды при температуре 4°C . Обычно нефть легче воды, плотность ее составляет от $750\div 950 \text{ кг/м}^3$. Нефти, плотностью менее 900 кг/м^3 , принято называть легкими, а более 900 кг/м^3 -тяжелыми.

Следует отметить, что плотность нефти уменьшается с повышением температуры и увеличением содержания в ней газа. Таким образом, газонасыщенная пластовая нефть всегда имеет меньшую плотность, чем дегазированная, и разница тем больше, чем больше извлечено газа. Для определения плотности используют ареометры (денсиметры), пикнометры и специальные приборы (весы Вестфала и др.).

Объем. Имеется в виду изменение объема нефти при извлечении ее из недр на дневную поверхность. Кубический метр товарной нефти на глубине имеет другой объем, именно этот объем и подразумевается. Существуют такие понятия, как «пластовый объем», «глубинный объем» нефти и т.д. Нефть, заключенная в природном резервуаре, содержит растворенный газ, и объем всего раствора зависит от пластового газового фактора и пластового давления. Газ, который может быть растворен в нефти при повышении давления, увеличивает объем раствора до момента достижения давления насыщения (точка появления первого пузырька), после чего при дальнейшем возрастании давления объем раствора уменьшается.

Вязкость. Под вязкостью принято понимать свойство нефти оказывать сопротивление перемещению частиц относительно друг друга, т.е. характеризует подвижность жидкости. Вязкость представляет собой меру сопротивления вещества течению; чем выше вязкость флюида, тем с большим трудом он течет. Вязкость нефти в значительной степени зависит от количества растворенного в ней газа и от температуры (чем больше газа в растворе и чем выше температура, тем ниже вязкость нефти) и лишь слабо реагирует на изменения давления. Вязкость газа, наоборот, возрастает с повышением температуры, если в условиях ограничивающего давления не происходит увеличения его объема

Различают вязкость динамическую μ , измеряемую в $[\text{Па}\cdot\text{с}]$ и вязкость кинематическую ν , $[\text{м}^2/\text{с}]$. Вязкость нефти обычно ниже $1\text{Па}\cdot\text{с}$, поэтому в практике часто пользуются дробными единицами, например $\text{МПа}\cdot\text{с}$, или внесистемной единицей вязкости, называемой Стоксом ($1\text{Ст}=10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$). Кинематическую вязкость можно определить через отношение динамической вязкости нефти к ее плотности, т.е. $\nu=\mu/\rho$.

С повышением температуры вязкость нефти уменьшается, а с повышением давления, наоборот, увеличивается. Высокомолекулярные углеводороды повышают

значение вязкости, поэтому вязкость легких нефтей меньше, чем тяжелых. Вязкость пластовой нефти может быть существенно меньше вязкости дегазированной. Например, эта разница у Ромашкинской нефти составляет до 600%.

Для измерения вязкости нефти применяют специальные приборы - вискозиметры капиллярного и ротационного типов. В первом случае вязкость определяется как отношение времени истечения через калибровочное отверстие исследуемой нефти ко времени истечения воды. Вискозиметры ротационных типов основаны на измерении сопротивления при относительном вращении двух коаксиальных цилиндров, зазор между которыми заполняется исследуемой нефтью.

Цвет. Цвет нефтей в проходящем свете изменяется от светло-желтого до красного; некоторые очень темные или черные нефти непрозрачны. Чем выше удельный вес нефти (ниже плотность в единицах API), тем она темнее. Причина, обуславливающая окраску нефтей, не известна; однако предполагается, что она связана с соединениями ароматического ряда углеводородов. В отраженном свете нефти в связи с флуоресценцией имеют обычно зеленую окраску.

Запах. Приятный (для нефтепромышленников!) бензиновый запах некоторых нефтей, например таких, как пенсильванские, обусловлен содержанием в них легких углеводородов - алканов и нафтен. Некоторые нефти Индии, Калифорнии и СССР отличаются значительным содержанием ароматических углеводородов, также придающих нефтям приятный запах. Ненасыщенные углеводороды, сернистые и некоторые азотистые соединения обычно являются причиной неприятного запаха. К этим веществам относятся и содержащие серу меркаптаны; именно поэтому их часто вводят в качестве добавки в газопроводы, по которым перекачивают природный газ для промышленных целей, так как очень неприятный запах меркаптанов предупреждает об утечке газа из труб. Запах нефтей обычно ухудшает также присутствие в них сероводорода. Нефти с сероводородным запахом, связанным, очевидно, с содержанием H_2S в попутном газе, характерны для некоторых залежей южного Техаса и Мексики.

Природный горючий газ обычно бесцветный и, как правило, без запаха. Исключением является газ, в состав которого входит сероводород.

Температуры вспышки и воспламенения. Температурой (точкой) вспышки называется температура, при которой происходит кратковременная вспышка паров, поднимающихся с поверхности подогреваемой нефти, при соприкосновении их с огнем. Когда нефть нагревается до более высокой температуры, она воспламеняется и горит на поверхности устойчивым пламенем. Минимальная температура, при которой происходит

подобное воспламенение, известна как точка воспламенения. Определение этих точек важно для принятия мер предосторожности при транспортировке и хранении нефти, газа и их продуктов, а пределы соответствующих параметров устанавливаются государственным законом.

Коэффициент теплового расширения показывает, на какую часть первоначального объема изменяется объем нефти или газа при изменении температуры на 1°C

Коэффициент теплового расширения нефти необходимо учитывать при разработке залежи в условиях нестационарного термогидродинамического режима при воздействии на пласт различными холодными или горячими агентами. Его влияние наряду с влиянием других параметров сказывается как на условиях текущей фильтрации нефти, так и на величине конечного коэффициента извлечения нефти. Особенно важную роль коэффициент теплового расширения нефти играет при проектировании тепловых методов воздействия на пласт.

Физические свойства нефти и нефтяных газов, а также их качественная характеристика зависят от преобладания в них отдельных углеводородов или их различных групп (фракций). Нефти, содержащие значительное количество тяжелых углеводородов, дают меньшие выходы бензиновых фракций и имеют большую плотность. В пластовых условиях в нефти всегда растворено какое-то количество газа, иногда даже до $1000 \text{ м}^3/\text{т}$ (в среднем около $100 \text{ м}^3/\text{т}$). Способность газа растворяться в нефти характеризуется величиной коэффициента растворимости или газовым фактором, под которым понимают количество газа (растворенное или выделенное), приведенное к атмосферному давлению, приходящееся на 1 т нефти.

Компоненты нефтяного газа обладают различной растворимостью в нефти. С увеличением молекулярного веса коэффициент растворимости газов возрастает. Так, растворимость этана почти в 5 раз больше, чем метана, а пропана - более чем в 20 раз. С повышением температуры растворимость уменьшается.

На практике чаще сталкиваются не с растворимостью газов, а с обратным явлением - выделением газа из нефти. Давление, при котором начинают выделяться первые пузырьки растворенного газа, называют давлением насыщения P_n . Давление насыщения характеризует термодинамическое равновесие газа с пластовой нефтью. Нефть, находящаяся в пласте при давлении выше давления насыщения, обычно называют недонасыщенной. Давление P_n зависит как от углеводородных газов, так и неуглеводородных, например, азота, обладающего наиболее низкой растворимостью в нефти. В случае, когда давление в пласте ниже P_n , газ не весь будет растворен в нефти и

часть его займет возвышенные участки пласта, образуя газовую шапку. Выделение растворенного газа из нефти происходит также при движении ее по стволу скважины, в нефтегазосборных трубопроводах и окончательно завершается на концевых ступенях сепарации после подготовки товарной нефти. Давление насыщения не следует отождествлять с давлением насыщенных паров товарной нефти, при котором газовая и жидкая фазы нефти находятся в термодинамическом равновесии при фиксированном отношении фаз. Обычно это давление не превышает 500 мм рт.ст.

Вопросы к практическому занятию

1. Что такое нефть, газ?
2. Назовите основные физические свойства нефти и газа?
3. Дать определение основным физическим свойствам нефти и газа.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 3

Ознакомление с геологическим строением месторождений нефти и газа

Цель: ознакомиться с геологическим строением месторождений нефти и газа

Знания и умения: применять профессиональную терминологию в области бурения, разработки месторождения, эксплуатации скважин, транспорта нефти и газа; анализировать отечественную и зарубежную научно-техническую информацию по направлению исследований в области нефтегазового дела

Актуальность темы:

Сложность *геологического строения месторождений* устанавливается исходя из соответствующих характеристик основных залежей, заключающих основную часть (больше 70 %) запасов месторождения. Размеры и сложность строения месторождений определяют методику разведочных работ, их объемы и экономические показатели разведки и разработки.

Теоретическая часть

Под месторождением нефти и газа понимается совокупность залежей, приуроченных к общему участку земной поверхности. Месторождение называют газовым, если оно содержит только газовые залежи, состоящие более чем на 90 % из метана.

Для формирования крупных скоплений нефти и газа необходимо выполнение ряда условий: наличие проницаемых горных пород (коллекторов), непроницаемых горных пород, ограничивающих перемещение нефти и газа по вертикали (покрышек), а так же пласта особой формы, попав в который нефть и газ оказываются как бы в тупике (ловушке).

Ловушка - часть природного резервуара, в котором современен устанавливается равновесное состояние воды, нефти и газа. Так как плотность газа наименьшая, он скапливается в верхней части, ловушки (газовая шапка). Ниже газа располагается нефть. Вода, как более тяжелая жидкость, скапливается в нижней части ловушки.

Газовая шапка - скопление свободного газа над нефтью в залежи.

Наиболее часто залежи углеводородов встречаются в ловушках антиклинального типа, представляющих собой подземную куполообразную структуру (Рис. 1)

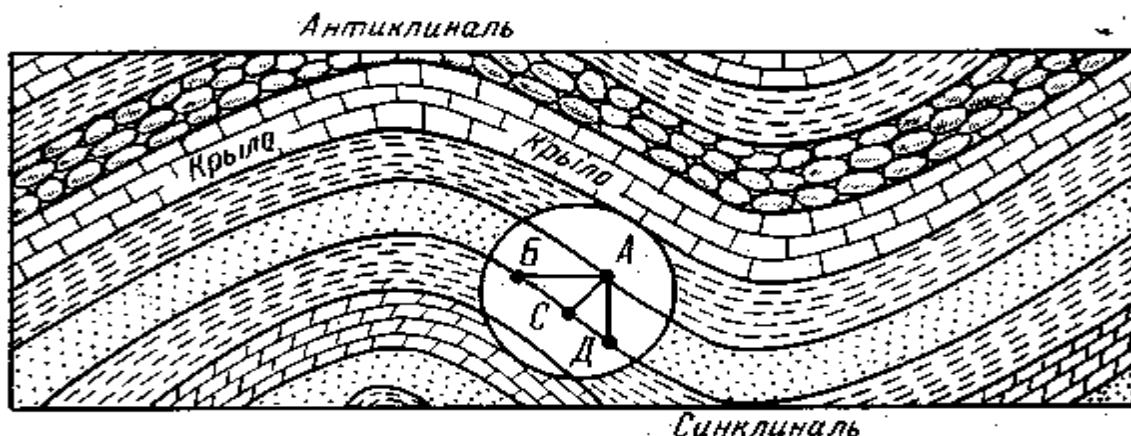


Рис. 1 – Подземная структура ловушек нефти и газа

Скопление нефти и газа, сосредоточенное в ловушке в количестве, достаточном для промышленной разработки, называется *залежью*. Форма и размер залежи обуславливаются формой и размером ловушки. Рассмотрим основные элементы нефтегазовой залежи (рис. 2).

Поверхность, разделяющая нефть и воду, называется *подошвой* нефтегазовой залежи, или *поверхностью водонефтяного раздела*. Линия пересечения этой поверхности с кровлей пласта называется *внешним контуром нефтеносности*. Линия пересечения поверхности водонефтяного раздела с подошвой пласта есть *внутренней контур*

нефтеносности. Линия пересечения поверхности нефтегазового раздела с кровлей пласта называется *внешним контуром газоносности*, а с подошвой пласта - *внутренним контуром газоносности*. Кратчайшее расстояние между кровлей и подошвой нефтегазоносного пласта называют его *толщиной*.

Характерный признак осадочных горных пород - их **слоистость**. Данные породы сложены, в основном, из почти параллельных слоев (пластов), отличающихся друг от друга составом, структурой, твердостью и окраской. Поверхность, ограничивающая пласт снизу, называется **подошвой**, а сверху - **кровлей**.

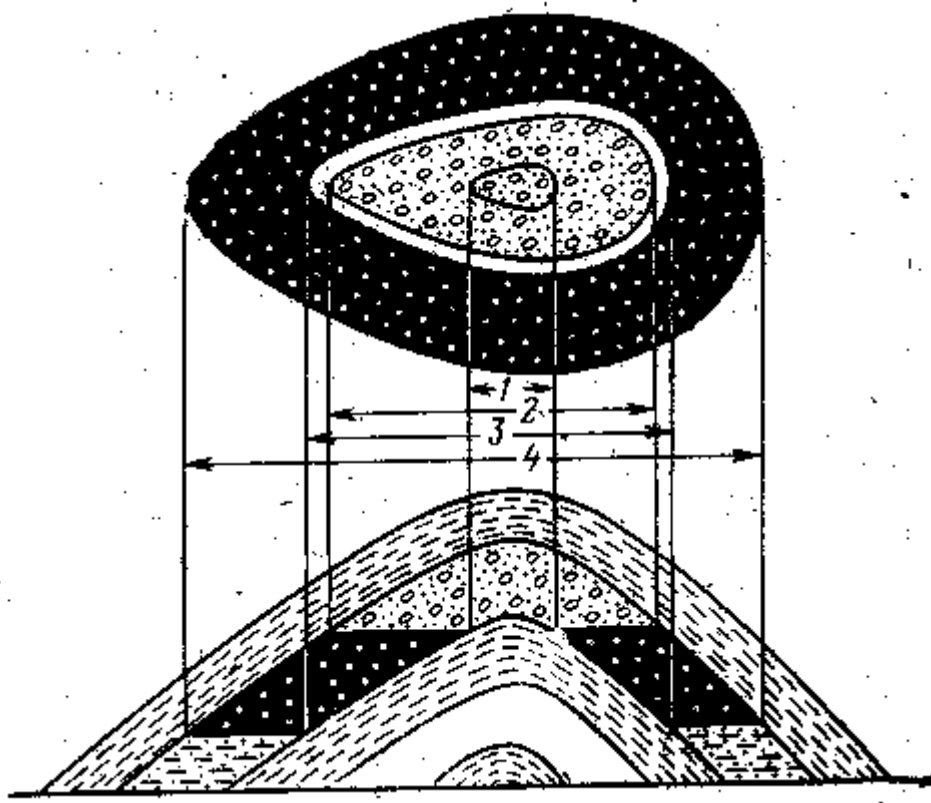


Рис. 2. Сводовая газонефтяная залежь: 1 - внутренний контур газоносности; 2 - внешний контур газоносности; 3 - внутренний контур нефтеносности; 4 - внешний контур нефтеносности.

Пласты осадочных пород могут залегать не только горизонтально, но и в виде **складок**, образовавшихся в ходе колебательных, тектонических и горообразовательных процессов. Изгиб пласта, направленный выпуклостью вверх, называется **антиклиналью**, а выпуклостью вниз - **синклиналью**. Соседние антиклиналь и синклиналь в совокупности образуют **полную складку**.

В России почти 90 % найденных нефти и газа находятся в антиклиналях, за рубежом

- около 70 %.

Размеры антиклиналей составляют в среднем: длина 5...10 км, ширина 2...3 км, высота 50...70 м. Однако известны и гигантские антиклинали. Так, самое крупное в мире нефтяное месторождение Гавар (Саудовская Аравия) имеет размеры в плане 225х25 км и высоту 370 м, а газовое месторождение Уренгой (Россия): 120х30 км при высоте 200м.

По проницаемости горные породы делятся на проницаемые (коллекторы) и непроницаемые (покрышки). **Коллекторы** - это любые горные породы, которые могут вмещать в себя и отдавать жидкости и газы, а также пропускать их через себя при наличии перепада давления. Встречаются следующие типы коллекторов:

- 1) **поровые**, состоящие из зернистых материалов (пески, песчаники и др.), пустотами в которых являются межзерновые поры;
- 2) **кавернозные**, пустоты в которых образованы полостями-кавернами различного происхождения (например, образованными в результате растворения солей проникающими в породу поверхности-ми водами);
- 3) **трещиноватые**, образованные из непроницаемых опор, но вмещающие в себя жидкости или газ за счет многочисленных микро-и макротрещин (трещиноватые известняки и др.);
- 4) **смешанные** (кавернозно-трещиноватые, трещиновато-поровые, кавернозно-поровые или кавернозно-трещиновато-поровые).

Наилучшими коллекторскими свойствами обладают поровые коллекторы. Неплохими способностями вмещать в себя и отдавать жидкости и газы, а также пропускать их через себя могут обладать и другие типы коллекторов. Так, на некоторых месторождениях Саудовской Аравии взаимосвязанные системы трещин создают каналы длиной до 30 км. К трещиноватым коллекторам за рубежом приурочено более 50 % открытых запасов нефти, а в России -12%.

Вопросы к практическому занятию

1. Что подразумевается под месторождением нефти и газа?
2. Условия для формирования скоплений нефти и газа.
3. Структура наиболее часто встречающихся залежей углеводородов.
4. Назовите основные элементы нефтегазовой залежи.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 4

Изучение основных физико-механических свойств горных пород

Цель: изучить основные физико-механические свойства горных пород.

Знания и умения: применять профессиональную терминологию в области бурения, разработки месторождения, эксплуатации скважин, транспорта нефти и газа; анализировать отечественную и зарубежную научно-техническую информацию по направлению исследований в области нефтегазового дела

Актуальность темы: состояние окружающего породного массива характеризуют определенными физико-механическими свойствами. Достоверные сведения о физико-механических свойствах горных пород позволяют заблаговременно составить представление о характере возможных деформаций и степени устойчивости обнажений массива, а также служат основанием для разработки и внедрения наиболее эффективных методов разрушения горных пород при ведении горных работ, креплении и поддержании горных выработок.

Теоретическая часть

Под механическими свойствами понимают способность горных пород реагировать на внешние воздействия изменением размеров, формы и целостности. К механическим свойствам относятся упругость, пластичность, вязкость и прочность.

Упругостью называется способность горных пород изменять форму и объем под влиянием силовых воздействий и полностью восстанавливать первоначальное состояние после устранения воздействий. Упругость характеризуется модулем деформации при растяжении сжатии (модуль Юнга) E и модулем деформации при сдвиге G , а также коэффициентом Пуассона μ (коэффициент пропорциональности между относительными продольными и поперечными деформациями).

Согласно закону Гука, для идеально хрупких материалов относительная деформация ε прямо пропорциональна нормальному напряжению σ :

$$\sigma = E \cdot \varepsilon \quad (1)$$

Однако закон Гука соблюдается лишь в области малых деформаций. Дальнейшее

деформирование приводит или к хрупкому разрушению тел, или к потере пропорциональности между ϵ и σ , а также к появлению пластических (необратимых) деформаций - свойству пластичности.

Пластичностью называется способность горных пород изменять форму и объем под влиянием силовых воздействий и сохранять остаточные деформации после устранения воздействий.

Горные породы при их нагружении характеризуются одновременным проявлением упругости и пластичности.

Поведение деформируемых внешними силами тел во времени характеризуются *вязкостью*. Вязкостные свойства проявляются ползучестью (постоянный рост деформации при неизменном приложенном напряжении); релаксацией (постепенное уменьшение напряжений в теле при постоянной деформации его) и другими свойствами реальных тел.

Прочностью называется способность твердого тела (горной породы) оказывать сопротивление разрушению от внешнего воздействия. При разрушении рвутся связи между частицами кристаллической структуры, не меняя агрегатного состояния вещества. Прочность оценивается по предельным напряжениям, которые могут быть созданы в опасном сечении твердого тела. Различают четыре вида напряженного состояния и соответствующие им предельные напряжения на сжатии σ_c , сдвиг τ , изгиб $\sigma_{\text{и}}$, растяжение σ_p . Причем, для горных пород имеет место следующее соотношение:

$$\sigma_c \gg \tau \geq \sigma_{\text{и}} \geq \sigma_p \quad (2)$$

При бурении скважин горная порода разрушается в условиях сложного напряженного состояния. Породоразрушающий инструмент – долото контактирует с породой не по всей поверхности забоя, а лишь на некоторых ограниченных площадках. Через эти площадки на породу создается локальное давление, под действием которого порода деформируется и разрушается. В этих условиях прочность, измеряемая классическими методами путем нагружения всего испытуемого образца, оказывается недостаточной для характеристики сопротивляемости породы разрушению.

В горной промышленности сопротивляемость породы разрушению принято характеризовать *твердостью*. Под твердостью понимают сопротивление, оказываемое породой внедрению в нее другого твердого тела. Это есть прочность тела при вдавливании в него другого тела (прочность на вдавливание).

Таким образом, сведения о физико-механических свойствах горных пород

позволяют заблаговременно составить представление о характере возможных деформаций и степени устойчивости обнажений массива, а также служат основанием для разработки и внедрения наиболее эффективных методов разрушения горных пород при ведении горных работ, креплении и поддержании горных выработок.

Большинство горных пород имеет зернистую структуру (например, песчаники), причем межкристаллическое сцепление значительно меньше прочности самих зерен. Такие горные породы являются хрупкими и разрушаются без предварительной пластической деформации. Глины и некоторые виды известняков обладают пластическими свойствами. Горные породы обладают достаточно высокой прочностью только на сжатие, сопротивление же их растяжению, сдвигу и изгибу очень мало и составляет десятые и сотые доли сопротивления сжатию. При сложных процессах механического разрушения горных пород (бурение шпуров и т.д.) чаще находит применение термин «крепость горной породы».

Крепость - величина, приближенно характеризующая относительную сопротивляемость породы разрушению при добыче.

Данные о физико-механических свойствах горных пород получают путем испытания их образцов на сопротивление сжатию, разрыву, изгибу и сдвигу.

К свойствам горных пород относят также обобщающие характеристики разрушаемости механическими способами: дробимость, абразивность и контактную прочность.

Дробимость - относительная сопротивляемость породы измельчению при воздействии ударной нагрузки.

Абразивность горных пород и угля - способность истирать металлы, твердые сплавы и др. Поэтому абразивность горной породы обычно оценивают по износу материала, контактирующего с нею. Контактная прочность - сопротивляемость породы разрушению в приповерхностном слое при местных контактных воздействиях. По величине контактной прочности все горные породы делят на 12 классов. Первый класс составляют слабые породы с контактной прочностью менее 300 МПа, к двенадцатому классу относят крепчайшие породы с пределом прочности более 5650 МПа. Хрупкость - свойство горных пород разрушаться без пластических деформаций. Пластичность - свойство породы под воздействием сил претерпевать остаточную деформацию без микроскопических нарушений сплошности. Она растет с увеличением температуры и давления. Наиболее пластичны, например, глины. Между хрупкими и пластичными породами нельзя провести резкой грани, так как одна и та же порода

в зависимости от рода и скорости приложения нагрузки может быть хрупкой или пластичной. Твердость - сопротивляемость породы при местных контактных воздействиях пластической деформации или хрупкому разрушению в поверхностном слое. Сопротивляемость горной породы внедрению инструмента или вдавливанию при статическом воздействии называют статической твердостью. Вязкость - свойство, характеризующее сопротивляемость усилиям, стремящимся отделить часть породы от массива. Вязкость часто выражают через работу деформации - работу, необходимую для разрушения породы. Вязкость зависит от прочности и пластичности породы. В однородных породах вязкость равномерна во всех направлениях. В неоднородных породах вязкость вдоль слоев меньше, чем в направлении, перпендикулярном к ним. Плотность горной породы - масса единицы ее объема в естественном состоянии со всеми содержащимися в ее порах жидкостями и газами. Различают среднюю и минералогическую плотности. Пористость - суммарный относительный объем пор, содержащихся в горной породе. Наличие в породе пор и трещин уменьшает силы сцепления и облегчает разрушение породы под действием бурового инструмента. Чем больше объем пор, тем меньше ее плотность. Пористость горных пород колеблется в широких пределах и зависит от размеров и формы зерен, слагающих породу, а также от минералогического состава, однородности, плотности ее сложения. Пористые горные породы обладают сжимаемостью, т.е. их объем уменьшается после сжатия. Однако практически сжимаемость горных пород незначительна. Упругость - свойство тела восстанавливать свою первоначальную форму после прекращения действия на него силы.

Деформация горных пород - изменение относительного положения частиц массива горных пород под действием сил. Ползучестью горной породы называют медленное нарастание во времени пластической деформации породы при силовых воздействиях, меньших, чем те, которые могут вызвать остаточную деформацию при испытаниях обычной длительности. Величина ползучести горных пород имеет большое значение при поддержании горных выработок, так как от нее зависит смещение горных пород на контуре выработок и, следовательно, нагрузка на крепь. Ползучесть горных пород в большей мере проявляется на больших глубинах от поверхности. Разрыхляемость - свойство горной породы занимать в разрыхленном состоянии больший объем по сравнению с тем, который она занимала в массиве. Отношение объемов горной породы в разрыхленном состоянии и в массиве называют коэффициентом разрыхления. Величина этого коэффициента зависит от крепости породы, ее строения и сложения, степени разрыхления, способа добычи, наличия воды. Наиболее разрыхляемы твердые и прочные породы, наименьшей разрыхляемостью обладают

малосвязанные и рыхлые. Трещиноватость - нарушение монолитности пород трещинами. Трещиноватость горных пород значительно ослабляет устойчивость массива, существенно влияет на параметры буровзрывных работ, способы проведения и крепления горных выработок.

Влажностью горных пород называют количество воды, содержащейся в их порах, трещинах и других полостях. Количество воды, содержащейся в породе в естественных условиях, называют естественной влажностью. Предельно возможная влажность соответствует полной влагоемкости породы. Влагоемкость - свойство горных пород удерживать воду (в порах и трещинах). Влагоемкость определяют по количеству оставшейся воды после свободного стекания ее избытка из образца, который предварительно был погружен в воду. По влагоемкости горные породы делят на влагоемкие (глины, торф и др.), слабовлагоемкие (пески, мел, мергели и др.), невлагоемкие (гравий, галечник, каменистые породы). Водопроницаемость - способность горных пород пропускать через себя воду при некотором перепаде давления. Водопроницаемость зависит от скорости фильтрации, равной количеству воды, протекающей через единицу площади поперечного сечения фильтрующей породы. Водопроницаемость характеризуют коэффициентом фильтрации, т.е. скоростью фильтрации при напорном градиенте, равном единице. Способность поглощать и проводить воду у различных пород различна. Лишенные полостей кристаллические изверженные породы, большинство метаморфических пород (например, мрамор и кварцит) практически не поглощают и не проводят воду. Пластичная глина обладает значительным водопоглощением, но лишена водопроводящей способности. Обломочные породы с крупностью частиц больше 0,1-0,2 мм быстро поглощают и проводят большое количество воды.

Водоотдачу горной породы характеризуют количеством воды, которое может быть от нее отобрано путем свободного стекания под влиянием силы тяжести.

Вопросы к практическому занятию

1. Что понимается под механическими свойствами горных пород?
2. Назовите основные механические свойства горных пород.
3. Дать определение механическим свойствам горных пород.
4. Закон Гука для идеально хрупких материалов.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №5

Ознакомление со способами бурения скважин

Цель: ознакомиться со способами бурения скважин

Знания и умения: применять профессиональную терминологию в области бурения, разработки месторождения, эксплуатации скважин, транспорта нефти и газа; анализировать отечественную и зарубежную научно-техническую информацию по направлению исследований в области нефтегазового дела

Актуальность темы: технологический комплекс добычи нефти и газа включает большое число видов оборудования, позволяющее осуществлять ряд технологических операций. Эффективность функционирования этого комплекса определяется в первую очередь условиями ведения работ, принятой технологией их проведения и совершенством применяемого оборудования

Теоретическая часть

Бурение - процесс сооружения горной выработки цилиндрической формы путём разрушения горных пород на забое. Бурение осуществляется в земной коре. В ряде случаев процесс бурения включает крепление стенок скважин обсадными трубами с закачкой цементного раствора в кольцевое пространство между трубами и стенками скважин.

Одним из наиболее простых методов бурения скважин считается ударно-канатный способ. Подобным образом бурение скважин производилось в давние времена в Китае. С тех пор общий принцип работы не изменился, а метод остается популярным и востребованным. Ударно-канатная установка компактна и проста в эксплуатации и включает в себя:

1. каркас;
2. забивной стакан или желонка;
3. трос;
4. ударная штанга;
5. блок;
6. лебедка.

Сверху забивного стакана, представляющего собой трубу с острой кромкой, находится наковальня. Подъем и спуск забивного стакана осуществляют при помощи лебедки. Ударная штанга бьет по наковальне, и стакан врезается в грунт и заполняется породой. Стакан поднимают, породу извлекают, и процесс повторяется раз за разом. Стакан все глубже погружается в грунт до уровня водоносного слоя. Чтобы обеспечить вертикальность ствола скважины, следует использовать длинный буровой стакан. Буровыми установками с забивным стаканом производят бурение скважин в мягких нессыпучих грунтах и глинах. Для сыпучего грунта вместо забивного стакана используется желонка - стальная труба, оснащенная клапаном, задерживающим собравшийся в трубе грунт. Для предотвращения осыпания стенок в скважину забивается обсадная колонна.

Для прохождения твердых каменистых слоев пород применяется буровое долото, измельчающее грунт. Мелкие частицы породы вынимаются желонкой. С помощью желонки проходят и промежуточные водяные слои: забивают обсадную колонну, выкачивают воду, желонкой вынимают остатки воды и грунта.

Ударно-канатный способ бурения скважин имеет свои недостатки и преимущества. К недостаткам можно отнести низкую скорость бурения и ограничение глубины скважины, обустраиваемой в некоторых типах грунтов. Преимущества - в возможности обустройства широких скважин, сокращении финансовых расходов на строительство, увеличении срока службы скважины.

В двадцатом веке кроме механического способа бурения скважин (традиционный способ бурения), появились и нетрадиционные способы, с которыми связывались вполне определенные надежды в достижении больших глубин для поиска нефти и газа и для исследования строения Земли. К нетрадиционным способам бурения относят такие, как термический (воздействие на горную породу высокотемпературной газовой струей, вызывающей появление термических напряжений в поверхностном слое горной породы и разрушение ее, когда эти напряжения достигают предельных для данной породы значений), электроимпульсный (воздействие на горную породу электрическим разрядом, проходящим либо через промывочную жидкость и в этом случае горная порода

подвергается ударной нагрузке-разгрузке при прохождении через нее фронта ударной волны, либо непосредственно через горную породу забоя скважины и в этом случае от забоя откалываются крупные куски породы), электротермические (разогрев горной породы электромагнитными волнами инфракрасного, оптического диапазонов до достижения термическими напряжениями разрушающих значений), магнитные (разогрев породы высокочастотным магнитным полем). Несмотря на заметные успехи (на полигоне в Томске электроимпульсным способом пробурена скважина диаметром 0,127 м и глубиной 300 м; термический способ бурения показал себя эффективным при разбурировании прочных горных пород и пр.), тем не менее полагается, что основным способом бурения нефтяных скважин в течение первых десятилетий нового века останется механический способ: возможности механического способа бурения скважин в настоящее время далеко не исчерпаны.

В настоящее время одним из самых распространенных способов является вращательное бурение - роторное, забойными двигателями (турбинное и бурение электробуром) - предполагают вращение разрушающего породу рабочего инструмента - долота. При вращательном бурении скважина углубляется в результате одновременного воздействия на долото нагрузки и крутящего момента. Под действием нагрузки породоразрушающие элементы долота внедряются в породу, а под влиянием крутящего момента скалывают, дробят и истирают ее. Разрушенная порода удаляется из скважины закачиваемым в колонну труб и выходящим через заколонное пространство буровым раствором, пеной или газом.

Роторное бурение. При роторном бурении долото вращается вместе со всей колонной бурильных труб; вращение передается через рабочую трубу от ротора, соединенного с силовой установкой системой трансмиссий. Нагрузка на долото создается частью веса бурильных труб. При роторном бурении ротор приводится во вращение от двигателей через лебедку. Ротор, в свою очередь, вращает бурильную колонну, состоящую из ведущей трубы и привинченных к ней с помощью специального переводника бурильных трубы долота.

Турбинное бурение. При турбинном способе бурения долото соединяется с валом турбины турбобура, которая приводится во вращение движением жидкости под давлением через систему роторов и статоров. Нагрузка создается частью веса бурильных труб. Однако при турбинном способе бурения невозможно независимое регулирование параметров режима бурения, при этом велики затраты энергии на 1 м проходки, расходы на амортизацию турбобуров и содержание цехов по ремонту турбобуров и др. Турбинный

способ бурения получил чрезвычайно широкое распространение в РФ благодаря работам ВНИИБТ.

Бурение винтовыми (объемными) двигателями. Рабочие органы двигателей созданы на основе многозаходного винтового механизма, что позволяет получить необходимую частоту вращения при повышенном по сравнению с турбобурами вращающем моменте. Забойный двигатель состоит из двух секций - двигательной и шпиндельной. Рабочими органами двигательной секции являются статор и ротор, представляющие собой винтовой механизм. В эту секцию входит также двухшарнирное соединение. Статор при помощи переводника соединяется с колонной бурильных труб. Вращающий момент посредством двухшарнирного соединения передается с ротора на выходной вал шпинделя. Шпиндельная секция предназначена для передачи осевой нагрузки на забой, восприятия гидравлической нагрузки, действующей на ротор двигателя и уплотнения нижней части вала, что способствует созданию перепада давления.

Бурение электробуром. При использовании электробуров вращение долота осуществляется электрическим (трехфазным) двигателем переменного тока. Энергия к нему подается с поверхности по кабелю, расположенному внутри колонны бурильных труб. Буровой раствор циркулирует так же, как и при роторном способе бурения. Кабель внутрь колонны труб вводится через токоприемник, расположенный над вертлюгом. Электробур присоединяют к нижнему концу бурильной колонны, а долото крепят к валу электробура. При бурении с забойными двигателями вал двигателя 18 вращает долото, а бурильная колонна и корпус забойного двигателя неподвижны.

В двадцатом веке кроме механического способа бурения скважин (традиционный способ бурения), появились и нетрадиционные способы, с которыми связывались вполне определенные надежды в достижении больших глубин для поиска нефти и газа и для исследования строения Земли. К нетрадиционным способам бурения относят такие, как термический (воздействие на горную породу высокотемпературной газовой струей, вызывающей появление термических напряжений в поверхностном слое горной породы и разрушение ее, когда эти напряжения достигают предельных для данной породы значений), электроимпульсный (воздействие на горную породу электрическим разрядом, проходящим либо через промывочную жидкость и в этом случае горная порода подвергается ударной нагрузке-разгрузке при прохождении через нее фронта ударной волны, либо непосредственно через горную породу забоя скважины и в этом случае от забоя откалываются крупные куски породы), электротермические (разогрев горной породы электромагнитными волнами инфракрасного, оптического диапазонов до

достижения термическими напряжениями разрушающих значений), магнитные (разогрев породы высокочастотным магнитным полем). Несмотря на заметные успехи (на полигоне в Томске электроимпульсным способом пробурена скважина диаметром 0,127 м и глубиной 300 м; термический способ бурения показал себя эффективным при разбурировании прочных горных пород и пр.), тем не менее полагается, что основным способом бурения нефтяных скважин в течение первых десятилетий нового века останется механический способ: возможности механического способа бурения скважин в настоящее время далеко не исчерпаны

По способу воздействия на горные породы различают механическое и немеханическое бурение. При механическом бурении буровой инструмент непосредственно воздействует на горную породу, разрушая ее, а при немеханическом разрушение происходит без непосредственного контакта с породой источника воздействия на нее. Немеханические способы (гидравлический, термический, электрофизический) находятся в стадии разработки и для бурения нефтяных и газовых скважин в настоящее время не применяются.

Вопросы к практическому занятию

1. Сущность вращательного способа бурения.
2. Способы вращательного бурения.
3. Основные узлы буровой установки.
4. Нетрадиционные способы бурения.
5. Принцип работы ударно-канатной установки.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №6

Вращательный способ бурения

Цель: ознакомиться с вращательным способом бурения

Знания и умения: применять профессиональную терминологию в области бурения, разработки месторождения, эксплуатации скважин, транспорта нефти и газа; анализировать отечественную и зарубежную научно-техническую информацию по направлению исследований в области нефтегазового дела

Актуальность темы: При вращательном бурении скважина углубляется в результате одновременного воздействия на долото нагрузки и крутящего момента. Под действием нагрузки породоразрушающие элементы долота внедряются в породу, а под влиянием крутящего момента скалывают, дробят и истирают ее.

Теоретическая часть

В зависимости от местонахождения двигателя вращательное бурение разделяют на роторное - двигатель на поверхности и приводит во вращение долото на забое при помощи колонны бурильных труб и бурение с забойными двигателями – двигатель перенесен к забою скважины и устанавливается над долотом.

При роторном бурении (рис. 3) ротор 4 приводится во вращение от двигателей 11 через лебедку 10. Ротор, в свою очередь, вращает бурильную колонну, состоящую из ведущей трубы 5 и привинченных к ней с помощью специального переводника 3 бурильных труб 2 и долота 1.

При бурении с забойными двигателями вал двигателя 18 вращает долото, а бурильная колонна и корпус забойного двигателя неподвижны.

Характерной особенностью вращательного бурения является промывка скважины водой или специально приготовленной жидкостью в течение всего времени работы долота на забое. Для этого буровые насосы 12, приводящиеся в работу от двигателей 13, нагнетают промывочную жидкость по трубопроводу 16 в стояк-трубу, установленный в правом углу вышки 19, далее в гибкий буровой шланг 17, вертлюг 6 и в бурильную колонну. Дойдя до долота, промывочная жидкость проходит через отверстия, имеющиеся в нем, и по кольцевому пространству между стенкой скважины и бурильной колонной поднимается на поверхность. Здесь в желобной системе 15 и в очистительных механизмах (на рисунке не показаны) жидкость очищается от выбуренной породы, затем поступает в приемные емкости 14 насосов и вновь закачивается в скважину.

По мере углубления скважины бурильная колонна, подвешенная к полиспастной системе, состоящей из кронблока, талевого блока 8, крюка 7 и талевого каната 9, подается в скважину. Когда ведущая труба 5 войдет в ротор 4 на всю длину, включают лебедку, поднимают бурильную колонну на длину ведущей трубы и подвешивают бурильную колонну с помощью элеватора или клиньев на столе ротора. Затем отвинчивают ведущую

трубу вместе с вертлюгом 6 и спускают ее в шурф – слегка наклонную скважину глубиной равной длине ведущей трубы. Шурф бурится заранее в правом углу буровой, примерно посередине расстояния от центра скважины до ноги вышки. После этого бурильную колонну удлиняют (наращивают) путем привинчивания к ней так называемой двухтрубки (двух свинченных труб или одной трубы длиной около 12 м), снимают ее с элеватора или клиньев, спускают в скважину на длину двухтрубки, подвешивают с помощью элеватора или клиньев на стол ротора, поднимают из шурфа ведущую трубу с вертлюгом, привинчивают ее к бурильной колонне, освобождают бурильную колонну от клиньев или элеватора, доводят долото до забоя и продолжают бурение.

1 – долото; 2 – бурильные трубы; 3 – специальный переводник; 4 – ротор; 5 – ведущая труба; 6 – вертлюг; 7 – крюк; 8 – талевый блок; 9 – талевый канат; 10 – лебедка; 11 – двигатели лебедки и ротора; 12 – буровой насос; 13 – двигатель насоса; 14 – приемная емкость; 15 – желоба; 16 – трубопровод; 17 – гибкий шланг; 18 – забойный двигатель; 19 – вышка; 20 – обсадные трубы; 21 – цементная оболочка вокруг обсадных труб; 22 – шахтовое направление

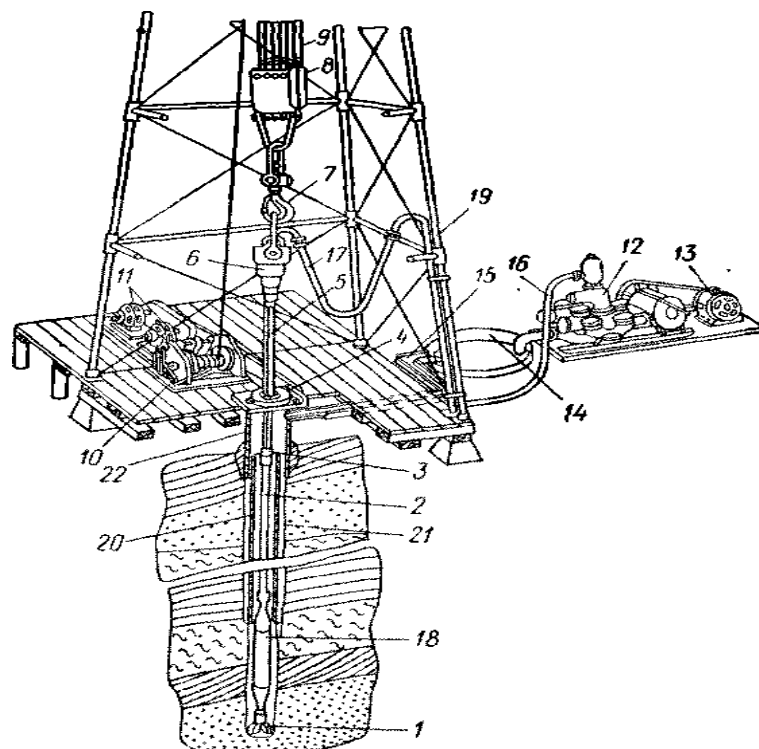


Рисунок 3—Схема установки для бурения глубоких скважин роторным и турбинным способами:

Вопросы к практическому занятию

1. Сущность вращательного способа бурения.
2. Способы вращательного бурения.
3. Основные узлы буровой установки.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №7**Изучение основного оборудования буровой установки**

Цель: ознакомиться с основным оборудованием буровой установки.

Знания и умения: применять профессиональную терминологию в области бурения, разработки месторождений, эксплуатации скважин, транспорта нефти и газа; анализировать отечественную и зарубежную научно-техническую информацию по направлению исследований в области нефтегазового дела

Актуальность темы: в связи ростом объемов бурения, предстоящим вводом в разработку новых месторождений, в том числе – с трудноизвлекаемыми запасами, приобретает особую важность обеспечение рентабельности строительства скважин высокого качества в сжатые сроки, надежных в эксплуатации, при сохраняющейся ограниченности капитальных вложений. Но значительное число современных скважин построены неудовлетворительно, имеют пониженный дебит, требуют применения дорогостоящих методов вторичного воздействия на продуктивные пласты для ликвидации последствий вызванных некачественным вскрытием по причине несоблюдения технологии и параметров бурения.

Теоретическая часть

Бурение скважин осуществляется с помощью буровых установок, оборудования, инструментов.

Буровая установка – это комплекс наземного оборудования, необходимый для проводки скважины.

Состав буровой установки:

- 1) Буровая вышка
- 2) Оборудование для механизации СПО
- 3) Наземное оборудование
- 4) Силовой привод
- 5) Циркуляционная система бурового раствора
- 6) Привышечные сооружения

Буровая вышка – это сооружение над скважиной для спуска и подъема бурового инструмента, забойных двигателей, бурильных и обсадных труб, размещения бурильных свечей (соединение двух, трех бурильных труб между собой) после подъема их из скважины и защиты буровой бригады от ветра и атмосферных осадков.

Различают два типа вышек: башенные и мачтовые. *Башенная* – правильная усеченная четырехгранная пирамида решетчатой конструкции. *Мачтовые* бывают одноопорные и двухопорные (А-образные) – они менее устойчивы, но их проще переводить с места на место и монтировать.

Грузоподъемность вышки – предельно допустимая вертикальная статическая нагрузка, которую нельзя превышать

Основные параметры вышки – грузоподъемность, высота, емкость “магазинов” размеры верхнего и нижнего оснований, длина свечи, масса.

Высота – определяет длину свечи, которую можно извлечь из скважины и от величины которой зависит продолжительность СПО. Чем больше длина свечи, тем на меньшее число частей необходимо разбирать колонну бурильных труб при смене бурового инструмента. Чем больше глубина бурения, тем больше грузоподъемность, высота вышек.

Емкость магазинов показывает, какая суммарная длина бурильных труб диаметром 114-168 мм может быть размещена в них. Чем больше емкость магазинов, тем на большую глубину может быть осуществлено бурение.

Размеры оснований характеризуют условия работы бригады. Размер верхнего – 2х2 м, 2,6х2,6 м, нижнего – 8х8 м или 10х10 м.

Оборудование для механизации СПО включает в себя талевую систему и лебедку. Талевая система состоит из неподвижного кронблока, талевого блока, соединенного с кронблоком талевым канатом, и бурового крюка. Талевая система предназначена для уменьшения натяжения талевого каната и снижения скорости движения бурильного инструмента, обсадных и бурильных труб. Иногда применяют кронблоки – совмещенную конструкцию талевого блока и бурового крюка. На крюке подвешивается бурильный инструмент:

Буровая лебедка предназначена для:

- 1) Спуска и подъема обсадных и бурильных труб.
- 2) Удержания на весу бурильного инструмента.
- 3) Подтаскивания грузов.

Для свинчивания и развинчивания замковых соединений бурильной колонны внедрены автоматические ключи АКБ-3М, подвесные ключи ПБК-1, пневмо-клиновый захват ПКР-560.

Наземное оборудование включает в себя вертлюг, буровые насосы, напорный рукав и ротор.

Вертлюг – это механизм, соединяющий талевую систему и буровой крюк с бурильными трубами, а так же обеспечивает ввод в них промывочной жидкости под давлением.

Буровые насосы служат для нагнетания бурового раствора в скважину. При глубоком бурении используются двухцилиндровые насосы двойного действия.

Напорный рукав (буровой шланг) подает промывочную жидкость от стояка к вертлюгу.

Ротор передает вращательное движение бурильному инструменту, поддерживает на весу бурильные и обсадные трубы и воспринимает крутящий момент, создаваемый забойным двигателем. Ротор состоит из станицы, вала с цепным колесом и конической шестерней, кожуха, вкладышей и зажимов для ведущей трубы.

Силовой привод обеспечивает энергией лебедку, буровые насосы и ротор.

Привод буровой установки бывает дизельный, электрический, дизель-электрический, дизель-гидравлический.

Дизель-гидравлический привод состоит из двигателя внутреннего сгорания и турбопередачи, которые автономны и удобны в отличии от дизельных двигателей.

Дизельный привод применяют в районах, необеспеченных энергией необходимой мощности.

Электрический привод от электродвигателей переменного и постоянного тока отличается простотой в монтаже и эксплуатации, высокой надежностью и экономичностью.

Суммарная мощность силового привода составляет от 1000 до 4500 кВт.

Циркуляционная система буровой установки служит для сбора и очистки отработанного бурового раствора и закачки нового. Она состоит из системы отвода, механических средств отделения частичек породы, емкости для химической обработки, накопления и отстаивания очищенного раствора, шламовый насос, блок приготовления свежего раствора и буровые насосы для закачки раствора в скважину.

К *привычным сооружениям* относятся:

- 1) Помещение для размещения двигателей и передаточных механизмов лебедки.
- 2) Насосное помещение для размещения буровых насосов и их двигателей.
- 3) Приемные мостки, предназначенные для транспортировки бурового технологического оборудования.
- 4) Запасные резервуары для хранения бурового раствора.
- 5) Трансформаторная площадка.
- 6) Площадка для размещения механизмов по приготовлению бурового раствора.
- 7) Стеллажи для размещения труб.

В качестве забойных двигателей используют турбобур, электробур и винтовой забойный двигатель, устанавливаемые над долотом.

Скважину бурят при помощи буровой установки, представляющей собой комплекс агрегатов, механизмов и сооружений, расположенных на поверхности.

В комплект буровой установки входят: вышка для подвешивания талевой системы и размещения бурильных труб, оборудование для спуска и подъема инструмента, оборудование для подачи и вращения инструмента, насосы для прокачивания промывочной жидкости, силовой привод, механизмы для приготовления и очистки промывочной жидкости, механизмы для автоматизации и механизации спуско-подъемных операций, контрольно-измерительные приборы и вспомогательные устройства. В комплект буровой установки входят также металлические основания, на которых монтируется и перевозится оборудование.

Различные условия и цели бурения при наличии большого разнообразия глубин конструкций скважин не могут быть удовлетворены одним типоразмером буровой установки, поэтому ГОСТом предусматривается ряд буровых установок. Буровые установки классифицируются по допустимой нагрузке на крюке.

Стандартом предусматривается также ряд других параметров буровых установок, в том числе мощность привода основных механизмов, номинальные длины свечей, высотные отметки оснований и некоторые другие показатели.

Буровую установку для бурения конкретной скважины или группы скважин выбирают по допускаемой нагрузке на крюке, которую не должен превышать вес (в воздухе) наиболее тяжелой обсадной колонны.

Буровая вышка предназначена для подъема и спуска бурильной колонны и обсадных труб в скважину, удержания бурильной колонны на весу во время бурения, а также для размещения в ней талевого системы, бурильных труб и части оборудования, необходимого для осуществления процесса бурения.

Буровые вышки различаются по грузоподъемности, высоте и конструкции. Для бурения скважин до 4000 м используют вышки высотой 41 м, скважин глубиной более 4000 м - вышки высотой 53 м и более (60-70 м).

По конструкции вышки подразделяются на два типа: башенные и мачтовые. Башенные вышки - это такие вышки, у которых нагрузка передается на четыре опоры. В вышках, мачтового типа нагрузка передается на одну или две опоры.

В отечественном бурении достаточно широко используют 41-метровые вышки башенного типа. Это четырехгранная усеченная пирамида, состоящая из 10 панелей высотой 4 м каждая. Нижнее основание вышки имеет размер 8х8 м, а верхнее 2х2 м. Ноги вышки в нижней части имеют опорные плиты, за эти плиты вышка с помощью болтов крепится к фундаменту. К верхним торцам ног привариваются специальные столики для установки и крепления подкронблочных балок, на которые устанавливается кронблок. В зависимости от длины используемых свечей вокруг вышки устанавливается балкон (полати). Во время спуско-подъемных операций на балконе работает верховой рабочий (помощник бурильщика). Он устанавливает поднимаемые из скважин свечи за палец либо подает их из-за пальца при спуске в скважину. При использовании 41-метровой вышки балкон устанавливают на высоте 22,5 м от пола, так как бурят с применением 24-25-м свечей.

Очень широко применяют вышки мачтового типа (А-образные вышки). Вышки А-образные секционные мачтового типа представляют собой А-образную металлическую конструкцию, состоящую из двух-, трех- или четырехгранных ног и двух подкосов. Вверху ноги соединяются между собой подкронблочной рамой, на которой монтируется кронблок. Внизу ноги вышки крепятся в опорах вышечного основания.

Для предохранения от случайного падения свечей бурильных труб на вышке устанавливаются предохранительные пояса.

Вышки А-образного типа по сравнению с вышками башенного типа имеют ряд преимуществ: на их изготовление тратится меньше - металла, они имеют меньшее число деталей, облегчается их монтаж и демонтаж, улучшаются условия работы по затаскиванию труб в буровую и выбросу их на мостки из буровой, а также обзорность в буровой.

Одновременно с монтажом буровой вышки ведут строительство привышечных сооружений. К привышечным относятся следующие сооружения.

1. Редукторный (агрегатный) сарай, предназначенный для укрытия двигателей и передаточных механизмов лебедки. Его пристраивают к фонарю вышки со стороны ее задней панели в направлении, противоположном мосткам. Размеры редукторного сарая определяются типом установки.

2. Насосный сарай для размещения и укрытия буровых насосов и силового оборудования. Насосный сарай строят или в виде пристройки сбоку фонаря вышки редукторного сарая, или в стороне от вышки. В первом случае размеры сарая 5х15 м, во втором - 9х14 м, высота сарая 4,5-5 м.

Стены и крышу редукторного и насосного сараев в зависимости от конкретных условий обшивают досками, гофрированным железом, камышитовыми щитами, резинотканями или полиэтиленовой пленкой.

Использование некоторых буровых установок требует совмещения редукторного и насосного сараев.

3. Приемный мост, предназначенный для укладки бурильных, обсадных и других труб и для перемещения по нему оборудования, инструмента, материалов и запасных частей. Приемные мосты бывают горизонтальные и наклонные. Высота установки приемных мостов регулируется высотой установки рамы буровой вышки, Ширина приемных мостов до 1,5-2 м, длина до 18 м.

4. Система устройств для очистки промывочного раствора от выбуренной породы, а также склады для химических реагентов и сыпучих материалов.

5. Ряд вспомогательных сооружений: при бурении на электроприводе - трансформаторные площадки, при бурении на ДВС - площадки, на которых находятся емкости для горюче-смазочных материалов, и т.п.

6. Соцкультобъекты: культбудка, столовая, вагоны-общежития и т. п.

Вопросы к практическому занятию

1. Буровая установка и ее состав.
2. Что такое буровая вышка и какие типы вышек вы знаете?
3. Что включает в себя наземное оборудование?
4. Что относится к привышечным сооружениям?

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №8

Изучение конструкции породоразрушающих инструментов

Цель: ознакомиться с конструкцией породоразрушающих инструментов.

Знания и умения: применять профессиональную терминологию в области бурения, разработки месторождения, эксплуатации скважин, транспорта нефти и газа; анализировать отечественную и зарубежную научно-техническую информацию по направлению исследований в области нефтегазового дела

Актуальность темы: Эффективность бурения скважин любого назначения, особенно в твёрдых горных породах, в значительной степени определяется эксплуатационными показателями породоразрушающего инструмента. Основным породоразрушающим инструментом для бурения скважин в различных геолого-технических условиях являются алмазные и твердосплавные коронки, шарошечные долота. Для их изготовления используются алмазы, твердые сплавы, и т.д. Перечисленные материалы имеют высокую стоимость и относятся к категории остродефицитных, поэтому буровой инструмент является достаточно дорогим и заметно влияет на себестоимость бурения скважин. Этим определяется высокая актуальность поиска путей, обеспечивающих повышение его эксплуатационных показателей.

Теоретическая часть

Породоразрушающий инструмент (ПРИ) предназначен для разрушения горной породы на забое при бурении скважины.

По принципу разрушения породы весь ПРИ можно классифицировать следующим образом:

1. ПРИ режуще-скалывающего действия, предназначенный для разбуривания вязких и пластичных пород небольшой твердости (вязких глин, глинистых сланцев и др.) и малоабразивных;
2. ПРИ дробяще-скалывающего действия, предназначенные для разбуривания неабразивных и абразивных пород средней твердости, твердых, крепких и очень крепких пород;
3. ПРИ истирающе-режущего действия, предназначенные для бурения в породах средней твердости, а также при чередовании высокопластичных маловязких пород с породами средней твердости и даже твердыми.

По назначению весь ПРИ можно разделить также на три группы:

1. для бурения сплошным забоем (без отбора керна) – буровые долота;
2. для бурения по кольцевому забою (с отбором керна) – бурильные головки;
3. Для специальных работ в пробуренной скважине (выравнивание и расширение ствола) и в обсадной колонне (разбуривание цементного камня и т. д.)

По материалу породоразрушающих элементов ПРИ делится на четыре группы:

1. со стальным вооружением;
2. с твердосплавным вооружением;
3. с алмазным вооружением;
4. с алмазно-твердосплавным вооружением.

Наибольшее распространение в практике бурения нефтяных и газовых скважин получили шарошечные долота дробяще-скалывающего действия с твердосплавным или стальным вооружением.

Для бурения скважин в абразивных породах различной твердости с целью повышения долговечности вооружения шарошки оснащают вставными твердосплавными зубками (штырями). Такие долота часто называют штыревыми. Вставные зубки закрепляются в теле шарошки методом прессования. Для бурения в малоабразивных породах, в теле стальной шарошки фрезеруются призматические зубья, поверхность которых упрочняется термохимической обработкой.

По ГОСТ 20692-75 «Долота шарошечные» предусматривается выпуск долот диаметром 76-508 мм трех разновидностей: одно- двух- и трехшарошечных. Наибольший объем бурения нефтяных и газовых скважин приходится на трехшарошечные долота диаметрами 190,5; 215,9; 269,9; 295,3 мм.

Таблица 1 – Типы трехшарошечных долот и их назначение и исполнение

Тип	Геологические условия проходки	Исполнение шарошки
М	Бурение мягких пород	С фрезерованными зубьями
МЗ	Бурение мягких абразивных пород	Со вставными твердосплавными зубками
МС	Бурение мягких пород с пропластками пород средней твердости	С фрезерованными зубьями
МСЗ	Бурение мягких абразивных пород с пропластками пород средней твердости	С фрезерованными зубьями и твердосплавными зубками
С	Бурение пород средней твердости	С фрезерованными зубьями
СЗ	Бурение абразивных пород средней твердости	Со вставными твердосплавными зубками
СТ	Бурение пород средней твердости с пропластками твердых пород	С фрезерованными зубьями
Т	Бурение твердых пород	С фрезерованными зубьями
ТЗ	Бурение абразивных твердых пород	Со вставными твердосплавными зубками
ТК	Бурение твердых пород с пропластками крепких	С фрезерованными зубьями и твердосплавными зубками
ТКЗ	Бурение твердых абразивных пород с пропластками крепких	Со вставными твердосплавными зубками
К	Бурение крепких пород	С фрезерованными зубьями
ОК	Бурение очень крепких пород	Со вставными твердосплавными зубками

По расположению и конструкции промывочных или продувочных каналов шарошечные долота делятся на:

- с центральной промывкой (Ц);
- с боковой гидромониторной промывкой (Г);
- с центральной продувкой (П);
- с боковой продувкой (ПГ).

Долота для высокооборотного бурения (частота оборотов долота более 400 в минуту) изготавливают с опорами на подшипниках качения (В).

Долота для низкооборотного бурения (частота оборотов долота 100- 400 в минуту) изготавливают с опорами на подшипниках качения и одном подшипнике скольжения (Н).

Долота для бурения на пониженных частотах (частота оборотов долота не более 100 в минуту) изготавливают с опорами на двух и более подшипниках скольжения и подшипниках качения (А).

Выпускаются долота с открытой опорой и с уплотнительными манжетами и резервуарами для смазки (У).

Большинство трехшарошечных долот выполняются секционными (до 394 мм).

Секционное шарошечное долото (рис. 4) собирается из секций, свариваемых вместе по всему наружному контуру сопрягаемых поверхностей. При этом верхние сегментные части секций образуют присоединительную головку 1, на которой затем нарезается коническая наружная (ниппельная) резьба. Средняя часть долота составляет также единое целое в результате сваривания лап 3. На наружной поверхности лап 3 предусмотрены приливы 12, кромки и ребра жесткости, а также округлые полуцилиндрические приливы (бобышки) 2 под промывочные сопла (насадки) 10.

В СНГ сопла изготавливают обычно из металлокерамического материала. Сопла закрепляют при помощи удерживающего замка (в данном случае стопорного кольца 9). Герметизация зазора между соплом и внутренней стенкой полости (гнездо прилива 2) обеспечивается обычно резиновым уплотнением 13. Козырек 7 лапы обычно защищается антиабразивным покрытием 8, приближенным к торцу 4 шарошки и ее тыльной части 6, называемой часто обратным конусом. На тыльной части 6 шарошки наплавляют защитное покрытие с хорошо сопротивляющейся абразивному износу калибрующей поверхностью 5, разделяемой одной из конических поверхностей корпуса шарошки. Вершина первой шарошки в данном случае, как и у долота со стальным вооружением некоторых других типов, выполняется с лопатовидными элементами и называется лопаткой 27.

Ряд породоразрушающих элементов, расположенных примерно по одной окружности, называется венцом. Венец 21, находящийся на периферии (у основания) шарошки, называется периферийным или калибрующим, поскольку он не только углубляет забой, но и калибрует ствол скважины. Средние 20 и привершинные 19 венцы принято называть основными. Часть конуса шарошки, расположенная между двумя венцами, называется межвенцовой расточкой 29.

Стальной выфрезерованный породоразрушающий элемент шарошки принято называть зубом, а твердосплавный вставной (изготовленный из спекаемого, обычно карбидовольфрамового, порошка) – зубком, или штырем 24. Углубление между двумя

соседними зубьями, расположенными на одном и том же венце, называют обычно выемкой 22. Значительную выемку, образованную на месте одного-двух срезанных зубьев или сбоку одного из них, принято называть выфрезеровкой.

Нижняя часть 17 зуба – основание, а верхняя 18 – вершина. Ребра сопряжения поверхностей вершины зуба, а нередко и всю вершину полностью неправильно обобщают единым названием «режущая кромка».

Поверхность 25 зуба, обращенную к периферии – к периферийному венцу шарошки, принято называть наружной стороной, а поверхность 26, обращенную к вершине – внутренней стороной зуба. Поверхность 25, обращенная по направлению вращения шарошки, называется набегающей, или передней гранью, а поверхность 23, направленная в противоположную сторону, – тыльной или задней гранью (стороной). Рабочие поверхности стальных зубьев шарошки и других быстроизнашивающихся элементов долота нередко защищаются наплавляемым антиабразивным покрытием.

На верхнем торце присоединительной головки 1 выбивают размер, заводской номер и тип долота, товарный знак и номер партии долот.

Широкий проходной канал, ограниченный внутренними стенками головки 1, принято называть внутренней полостью 14 долота, а заплечики 15 – упорным уступом (торцом), который обычно имеет скошенную фаску.

На рис. 4 представлены крышка 16 компенсатора и предохранительный сбрасывающий обратный клапан 11 автономной герметизированной принудительной системы смазки элементов опоры шарошки.

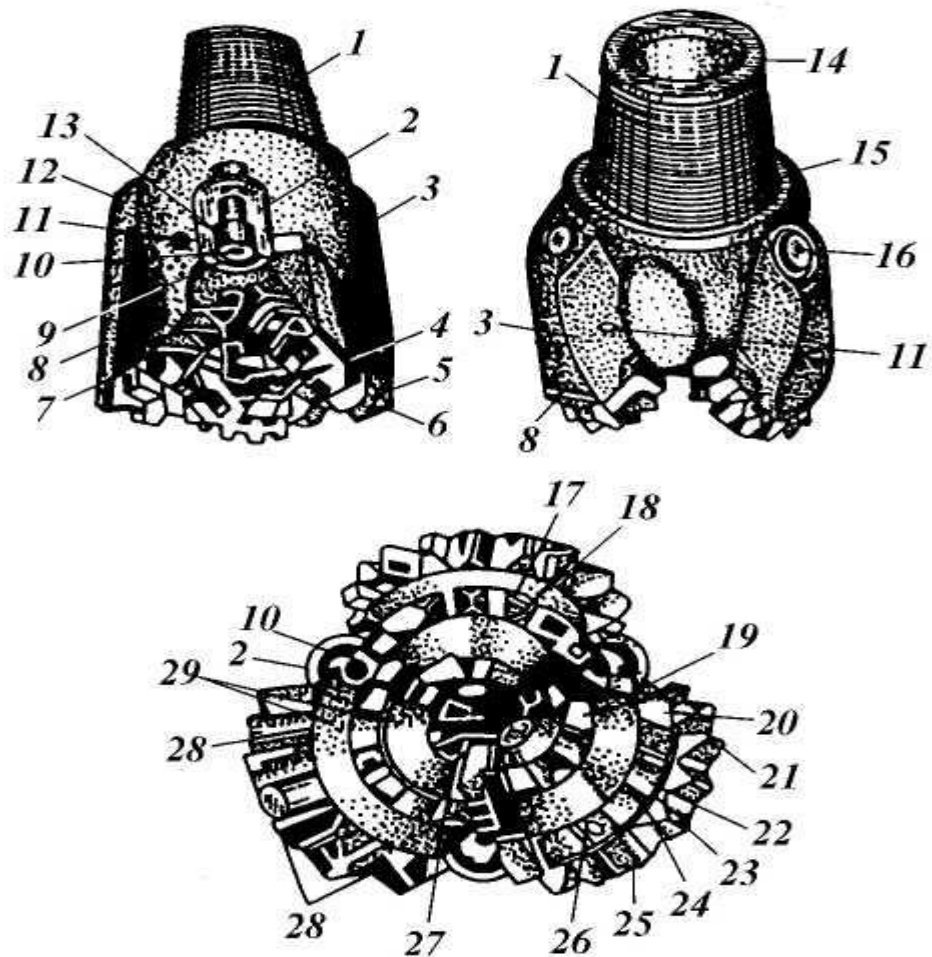


Рисунок 4 – Конструкция трехшарошечного долота.

Опора шарошки долота (рис. 5, а) обычно состоит из консольной цапфы 2, составляющей единое целое с лапой 15, и подшипников, позволяющих шарошке при вращении долота свободно вращаться относительно цапфы и передавать осевые и радиальные нагрузки. Один из подшипников одновременно с отмеченными функциями выполняет также роль запирающего, фиксирующего устройства, удерживающего шарошку на цапфе от продольного смещения. Поэтому такой подшипник называют замковым. Как правило, он выполняется в виде шарикоподшипника 12. Его шары заводятся в соответствующее гнездо через цилиндрический проход 16, просверливаемый в цапфе и запираемый после их установки специальной деталью, называемой замковым пальцем 18. Эта деталь имеет форму штыря и выполняет роль пробки, заходящей в проход 16 и не позволяющей шарам выкатываться из беговой дорожки 10.

В пальце 18 на одном его конце (переднем) вытачивается сферический вырез 17, точно соответствующий (при совместной обработке пальца с цапфой) профилю внутренней беговой дорожки 10 замкового подшипника, а на другом – канавка 19 под сварочный шов, фиксирующий правильное положение пальца и препятствующий его

смещению и выпадению.

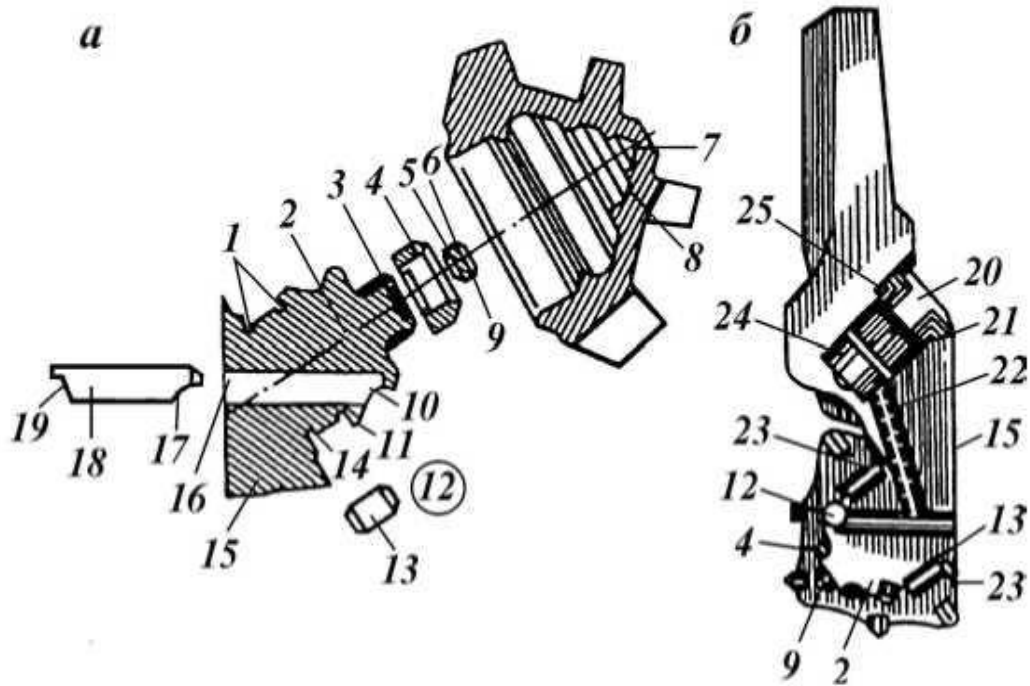


Рисунок 5 – Внутренние элементы шарошечного долота

а – элементы опоры шарошки; б – секция долота с герметизированной опорой

По обеим сторонам замкового подшипника обычно монтируют большой и малый подшипники. Большой подшипник у многих долот состоит из беговой дорожки 14, роликов 13 и направляющих плоскостей 1. Он отделяется от замкового шарикового подшипника буртиком 11.

Малый подшипник чаще всего выполняется в виде подшипника скольжения с втулкой 4, которая впрессовывается в гнездо 8, высверливаемое в шарошке. Втулку 4 часто называют фрикционной. Торцовая (концевая) 3 и боковая поверхности цапфы на участке этого подшипника, как правило, наплавляются тонким антиабразивным покрытием.

В состав опоры, как правило, входит также подшипник 9 в виде планшайбы с накаткой 6 по боковой поверхности и со шлифованным дном 5. Подпятник впрессовывают в соответствующее ему гнездо 7, высверленное в днище шарошки. Его нередко называют концевым упорным подшипником, однако под концевым подшипником также подразумевается малый подшипник с фрикционной втулкой 4 или весь комплекс элементов скольжения, включая втулку 4 и подпятник 9.

Если опора долота герметизирована (рис. 5, б), в ее состав чаще всего включают сальниковое уплотнение 23, гибкую диафрагму 21 (являющуюся основной деталью

компенсатора), заполняемый смазкой резервуар (или лубрикатор) 24, каналы для смазки 22 и крышку или пробку 20 компенсатора 25, перекрывающую полость резервуара 24.

Долота PDC

PDC долота – это долота, созданные по новейшей технологии для бурения водяных, нефтяных и газовых скважин или геотермальных скважин. Алмазные буровые долота PDC сделаны из особо прочной стали и армированы алмазными поликристаллическими резцами. Диаметр долота и количество лопастей являются определяющими для выбора размера и количества резцов. PDC долота при полной нагрузке прослужат в 3-5 раз дольше обычных шарошечных долот, поскольку их отличает рекордная износоустойчивость.

В связи с постоянно увеличивающимся объемом разработок новых месторождений нефти и газа, растущими потребностями в пресной воде и геотермальных скважинах спрос на износостойкие долота PDC последнего поколения постоянно увеличивается.

Назначение долот PDC:

Бурение с повышенной устойчивостью к вибрационным нагрузкам в радиальном и осевом направлениях. К основным достоинствам долот PDC относятся отсутствие в их конструкции подвижных частей, высокая износостойкость, самозатачивающее действия резцов. На сегодняшний день наши PDC долота позволяют уверенно бурить нефтяные, газовые и горнорудные скважины, сложенные породами I–VII категории твердости и I–VIII категории абразивности, при этом отличительной особенностью наших долот всегда были и будут высокая механическая скорость и безупречная управляемость.

PDC долота имеют целый ряд преимуществ. Прежде всего, их выделяет отсутствие в конструкции подвижных деталей (это дает уверенность в том, что часть долота не останется в породе в процессе бурения и снижает риск аварийности), беспрецедентная прочность, позволяющая долотам практически не изнашиваться и увеличивать уровень показателей проходки, возможность обходиться минимальной осевой нагрузкой при высоких скоростях бурения.

Это значительно улучшило показатели бурения, как по механической скорости, так и по протяженности рейсов, благодаря чему уменьшилось количество СПО (спуско-подъемных операций).

Качество очистки растет за счет спиральной калибрующей поверхности, она же значительно сокращает крутящий момент и позволяет долоту избегать завихрений. Присутствие в конструкции стабилизирующих элементов уменьшает вибрацию, устраняет

опасность излома резцов, позволяет использовать в процессе бурения более технологичное управление по заданному курсу траектории ствола скважины.

Все это дает буровикам возможность снижать стоимость 1 метра проходки.

Конструкция долот PDC:

Данная серия алмазных буровых долот PDC специально разработана для бурения твердых пород IV-VII категории твердости. При создании этих долот применяются резцы повышенной ударо- и абразивостойкости. Специально спроектированный профиль долота и оптимально подобранное количество лопастей обеспечивают максимальное перекрытие резцов, защищающее долото от преждевременного износа. С целью повышения стабильного поведения долота на забое применена спиральная форма лопастей. Набор конструктивных решений воплощенные в этих долотах позволяет получить максимальные значения скорости, проходки и отличную управляемость как при бурении вертикальных так и наклонно-направленных скважин.

Лопастные долота в отличие от шарошечных просты и по конструкции, и по технологии изготовления.

Лопастные долота обеспечивают высокую механическую скорость в рыхлых, мягких и несцементированных породах. В таких породах проходки этими долотами за рейс достигают нескольких сот метров. Но при этом в связи с неизбежной для таких больших интервалов глубин перемежаемостью пород (в том числе твердых и абразивных) часто наблюдается значительное уменьшение диаметра скважин, что приводит к необходимости расширения и проработки скважины перед спуском очередного долота. Кроме того, при бурении необходимо прикладывать к долотам большой крутящий момент. Режущие элементы долот находятся в постоянном контакте с породой и поэтому более интенсивно изнашиваются по сравнению с шарошечными долотами.

Фрезерные долота характеризуются более простой конструкцией, чем лопастные. Эти долота могут быть использованы не только для бурения скважины в присутствии металлических и твердосплавных обломков, но и для разбуривания оставшихся на забое шарошек и других металлических предметов, бетонных и иных пробок. Эта функция фрезерных долот привела к выделению и совершенствованию отдельной их разновидности – фрезеров.

Основная особенность *алмазных долот* – наличие в них алмазных режущих элементов, т. е. алмазов (природных или синтетических) той или иной величины (крупности). В буровых долотах обычно используют наименее ценную разновидность природного алмаза, именуемой карбонадо (абразивные технические алмазы), или черным

алмазом, которые характеризуются меньшей твердостью, но значительно большей вязкостью, что в условиях бурения чрезвычайно важно. Алмазные долота, разрушающие породы микрорезанием, применяют на больших глубинах (2500-3000 м). Разбуривают этими долотами породы мало- и среднеабразивные, средней твердости и твердые (известняки, аргиллиты, плотные глины, глинистые песчаники, мергели, доломиты, ангидриты, сланцы и т. п.), в которых проходка на шарошечное долото составляет 5-15 м.

Долота ИСМ отличаются от фрезерных, лопастных и алмазных главным образом тем, что их породоразрушающие (рабочие) элементы оснащены сверхтвердым материалом славутич. Рабочие элементы (вставки из славутича) крепят к стальному корпусу долота своей посадочной (цилиндрической) частью (хвостовиком) методом пайки. Форму рабочей поверхности вставок, славутича, его содержание (объем в кубических сантиметрах) в инструменте и число вставок выбирают в зависимости от типа долота, т. е. в соответствии с физико-механическими свойствами пород.

Долота ИСМ по сравнению с фрезерными и лопастными обладают более высокой износостойкостью, а по сравнению с долотами, оснащенными природными алмазами, – меньшей стоимостью, лучшей проходимостью по стволу скважины и защитой их породоразрушающих элементов, поэтому они реже выходят из строя при недостаточно тщательной подготовке ствола и забоя перед их спуском в скважину.

Долота ИСМ выпускают трех разновидностей: режущего действия (режущие), торцовые (зарезные) и истирающие.

К *долотам специального назначения* относятся пикообразные и эксцентричные.

Пикообразные долота используют при разбуривании цементных пробок в обсадных колоннах и в открытом стволе, при проработке ствола, не закрепленного обсадной колонной, а также при производстве некоторых работ по ликвидации аварий. Пикообразные долота всегда двухлопастные. У долот этого типа калибрующую часть не армируют твердым сплавом, чтобы не повредить обсадные трубы.

Эксцентричные долота применяют (в настоящее время очень редко) при забуривании нового ствола, для образования интервалов ствола, диаметр которых должен быть больше диаметра остального ствола, и для забивания в стенки скважины металлических предметов, находящихся на забое. Эксцентричные долота изготавливают по типу пикообразного и двухлопастного долот.

Вопросы к практическому занятию

1. Классификация породоразрушающего инструмента.

2. Назначение, конструкция и область применения шарошечных, лопастных, фрезерных долот.
3. Код записи состояния и износа шарошечных долот.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №9

Изучение основных элементов бурильной колонны

Цель: ознакомиться с основными элементами бурильной колонны.

Знания и умения: применять профессиональную терминологию в области бурения, разработки месторождения, эксплуатации скважин, транспорта нефти и газа; анализировать отечественную и зарубежную научно-техническую информацию по направлению исследований в области нефтегазового дела

Актуальность темы: основным назначением бурильной колонны является обеспечение гидравлической и механической связи работающего на забое долота и ствола скважины с поверхностным механическим и гидравлическим оборудованием. Одновременно бурильная колонна служит инструментом для доставки на глубину буровых и колонковых долот, различных исследовательских приборов и устройств, снарядов и аварийно-ликвидационных приспособлений.

Теоретическая часть

Бурильная колонна (БК) является связующим звеном между долотом, находящимся на забое скважины и буровым оборудованием, расположенным на поверхности земли.

Назначение БК:

- передача вращения от ротора породоразрушающему инструменту (при роторном бурении);
- передача неподвижному (замкнутому) столу ротора реактивного крутящего момента, который возникает при бурении скважины забойными двигателями;
- создание осевой нагрузки на долото;
- подача промывочного бурового раствора к забою скважины для очистки его от выбуренной породы;
- снабжение забойного гидравлического двигателя рабочим агентом (при бурении забойными двигателями);
- обеспечение подъема керна на дневную поверхность и спуска различных приборов и инструментов в скважину;
- выполнение аварийных работ в скважинах.

Основные элементы БК: ведущие трубы, БТ, бурильные замки, переводники, центраторы БК и утяжелители БТ.

Ведущие бурильные трубы

На верхнем конце бурильной колонны расположена ведущая труба, предназначенная для передачи вращения от привода через ротор бурового станка бурильной колонне. Ведущая труба, как правило, имеет форму квадратного (К), иногда шестигранного сечения (Ш).

Ведущая труба также предотвращает реверсивное вращение бурильной колонны от действия реактивного момента забойного двигателя.

Конструктивно ВБТ выполняются в двух вариантах сборными и цельными. Сборные трубы включают в себя собственно трубу, верхний переводник для соединения ведущей трубы с вертлюгом и нижний переводник для присоединения к БК. Верхний конец трубы имеет левую замковую резьбу, а нижний правую замковую резьбу. Конструкция цельных ведущих труб исключает резьбовые соединения в местах присоединения верхнего и нижнего переводников.

Ведущие трубы сборной конструкции изготавливаются размерами 65×65 мм, 80×80 мм, 112×112, 140×140 и 155×155 мм.

Ведущие трубы (горячекатаные) изготавливаются из стали групп прочности Д и К, переводники – из стали марки 40ХН.

Бурильные трубы с высаженными концами и муфты к ним

Для увеличения толщины стенок и прочности бурильных труб в нарезанной части концы их высаживаются внутрь или наружу (ГОСТ 631 – 75). Бурильные трубы

соединяются в колонну с помощью замков. На конец трубы навинчивается на резьбе треугольного профиля муфтовая или ниппельная часть замка. С целью упрочнения и исключения возможности усталостного разрушения трубы по трубной резьбе применяются бурильные трубы с высаженными внутрь и наружу концами и коническими стабилизирующими поясками. В практике бурения их называют соответственно труба ВК и НК.

Трубы всех типов изготавливаются длиной: 6 и 8 м при условном диаметре труб 60-102 мм; 11,5 м – при условном диаметре труб 114-168 мм с толщиной стенки 7-11 мм. Для изготовления БТ и соединительных муфт к ним применяется сталь групп прочности Д, К, Е, Л, М, Р и Т. В поставляемой партии допускается до 25 % труб длиной 8 м и до 8 % – длиной 6 м. Длина трубы определяется расстоянием между ее торцами, а при наличии навинченной муфты – расстоянием от свободного торца муфты до последнего витка резьбы другого конца трубы.

Примеры условного обозначения:

Труба Н-127х9-Д ГОСТ 631 – 75.

Труба ВК-114х9-Д ГОСТ 631 – 75.

Для труб и муфт с левой резьбой в условном обозначении после слов «труба» или «муфта» ставится буква Л.

Замки для бурильных труб с высаженными концами

Замки для бурильных труб служат для соединения в колонны бурильных труб. Замок состоит из двух деталей – ниппеля с наружной конической замковой резьбой и муфты с внутренней.

Пример условного обозначения замков с нормальным проходным отверстием и наружным диаметром 108 мм с правой (ЗН-108) и левой (ЗН-108Л) резьбой. Замки изготавливаются из стали марки 40ХН.

Таблица 2 – Типы бурильных замков

Обозначение типов	Наименование	Область применения
ЗН	Замок с нормальным проходным отверстием	Для соединения труб с высаженными внутрь концами
ЗШ	Замок с широким проходным отверстием	Для соединения труб с высаженными внутрь и наружу концами
ЗУ	Замок с увеличенным	

	проходным отверстием	
ЗШК	Замок с широким проходным отверстием с конической расточкой	Для соединения труб с высаженными внутрь концами с коническими стабилизирующими поясками
ЗУК	Замок с увеличенным проходным отверстием с конической расточкой	Для соединения труб с высаженными внутрь и наружу концами с коническими стабилизирующими поясками

Бурильные трубы с приваренными замками

Изготавливаются с 3 типами высаженных концов:

ПВ – с внутренней высадкой;

ПН – с наружной высадкой;

ПК – с комбинированной высадкой.

Наружная поверхность высаженных концов труб перед приваркой должна подвергаться обработке.

Трубы и замки после приварки должны быть соосны; смещение осей трубы и замка в плоскости сварного стыка не должно превышать 1,2 мм, перекося осей не должен превышать 3,0 мм на 1 м длины.

Предусмотрено 3 группы длин:

1. Трубы диаметром до 73 мм включительно длиной 5,9–6,3м;
2. Трубы всех диаметров длиной 8,0–8,6м;
3. Трубы всех диаметров длиной 11,9–12,5м.

Пример условного обозначения: Труба ПВ 114х9 Д 2.

Легкосплавные бурильные трубы

В настоящее время широкое распространение получило бурение с помощью легкосплавных бурильных труб (ЛБТ).

Конструктивно ЛБТ подразделяют по форме сечения трубы на 2 группы:

ТБ – с внутренними концевыми утолщениями;

ТБП – с внутренними концевыми утолщениями и протекторным утолщением.

ЛБТ выпускаются длиной 4,5–12 м, с наружным диаметром 54–170 мм и толщиной стенки основного сечения 7,5–17 мм. ЛБТ с протекторным утолщением поставляются

длиной 12 м всех диаметров. Отклонения по длине +150 мм, –200 мм.

ЛБТ комплектуются облегченными бурильными замками серии ЗЛ, которые имеют уменьшенный наружный диаметр, увеличенное проходное сечение и укороченную замковую резьбу. За счет этого примерно на 40% снизилась металлоемкость замка и повысились технико–экономические показатели его производства.

ЛБТ изготавливаются из алюминиевого сплава Д16 методом горячего прессования.

Утяжеленные бурильные трубы

УБТ устанавливают непосредственно над долотом или забойным двигателем и служат для создания заданной осевой нагрузки на долото и обеспечения жесткости и устойчивости нижней части БК.

Утяжеленные бурильные сбалансированные трубы УБТС-2 изготавливаются из хромоникельмолибденовых сталей и подвергаются термообработке только по концам на длине 0,8-1,2 м. Концы труб под термообработку нагревают с помощью специальных индукторов. Канал в УБТ получают сверлением, а механическая обработка обеспечивает необходимую балансировку труб. Условное обозначение: УБТС-2-178/3-147 (труба с наружным диаметром 178 мм и резьбой 3-147). Длина труб 6,0 м.

УБТС-2 изготавливают диаметрами 120, 133, 146, 178, 203 и 229, 154, 273 и 299 мм.

По термообработке УБТ бывают следующих типов:

А – гладкие без проточек;

Б – с проточками под элеватор и клиновой захват;

Л – с проточкой под элеватор;

Д/1 – квадратного сечения с наплавкой твердым сплавом;

Е – со спиральными канавками;

ЕН – со спиральными канавками и проточками под элеватор и клиновой захват;

ЕЛ – со спиральными канавками и проточкой под элеватор.

УБТ со спиральными канавками применяются при бурении глубоких скважин для снижения вероятности прихвата инструмента за счет уменьшения площади контакта колонны УБТ со стенками скважин. Спиральные канавки нарезаются по всей длине УБТ, за исключением ниппельных и муфтовых концов трубы. УБТ квадратного сечения применяются для стабилизации долота при бурении пород, способствующих искривлению ствола скважины.

Переводники предназначены для соединения между собой частей бурильной колонны и присоединения ее к вертлюгу, забойному двигателю, долоту и т. д. Для бурильных колонн изготавливают переводники следующих типов: П – переходные, М –

муфтовые, Н – ниппельные.

Калибраторы предназначены для калибровки по диаметру ствола скважины и улучшения работы долота. Устанавливаются непосредственно над долотом.

Центраторы предназначены для центрирования БК в месте их установки.

Расширители предназначены для расширения ствола скважины.

Вопросы к практическому занятию

1. Бурильная колонна и ее назначение.
2. Основные элементы бурильной колонны.
3. Типы утяжеленных бурильных труб.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №10

Ознакомление с конструкцией скважины.

Цель: ознакомиться с конструкцией скважины.

Знания и умения: применять профессиональную терминологию в области бурения, разработки месторождения, эксплуатации скважин, транспорта нефти и газа; анализировать отечественную и зарубежную научно-техническую информацию по направлению исследований в области нефтегазового дела

Актуальность темы: Выбор конструкции скважины является основным этапом ее проектирования и он должен обеспечить высокое качество строительства скважины, предотвращение аварий и осложнения в процессе бурения и создание условий для снижения затрат времени и материально-технических средств на бурение.

Теоретическая часть

Под конструкцией скважин понимают совокупность данных о количестве и глубине спуска обсадных колонн, диаметре обсадных колонн, диаметре скважин для каждой из колонн и интервалах цементирования этих колонн.

Строго говоря, *конструкция скважины* - это совокупность элементов крепи горной выработки с поперечными размерами, несоразмерно малыми с ее глубиной и протяженностью, обеспечивающая при современном техническом и технологическом вооружении безаварийное, с учетом охраны недр, экономичное строительство герметичного пространственно-устойчивого канала между флюидонасыщенными пластами и остальной частью вскрытого геологического разреза, а также дневной поверхностью, эксплуатирующегося в заданных режимах и времени в зависимости от назначения (изучение геологического разреза, разведка и оценка газонефтеводоносности отложений, добыча продукции, поддержание пластовых давлений, наблюдение за режимом эксплуатации месторождения и др.). На рис. 6, а представлен профиль скважины, а на рис. 6, б графически изображена рабочая схема ее конструкции. Вверху над каждым рядом обсадных колонн приведен их диаметр (в мм), а внизу - глубина установки (в м) и подъема цементного раствора обозначается штрихами, выше которых отмечена высота его подъема; иногда приводится номер долота. Каждая колонна, спускаемая в скважину, имеет свое название. Первая, самая короткая, называется *направлением*. Она устанавливается до начала бурения и предохраняет устье скважин от размыва грунта циркулирующим буровым раствором. Вторая колонна, служащая для перекрытия неустойчивых верхних пород и водоносных горизонтов, называется *кондуктором*. Низ кондуктора, как и низ всех спускаемых после него колонн, заканчивается короткой утолщенной трубой, называемой *башмаком*. При бурении скважин в условиях многолетнемерзлых пород на правление и кондуктор выбирают с учетом предупреждения растепления пород. Для предупреждения или устранения осложнений, возникающих или возможных при бурении, спускают *промежуточную колонну*. Их может быть несколько. Последняя колонна, предназначенная для эксплуатации продуктивного горизонта, называется *эксплуатационной*. При подсчете числа колонн, спущенных в скважину, направление и кондуктор не учитываются.

Иногда обсадные колонны спускают частями - секциями. Процесс спуска обсадной колонны в таком случае называется *секционным*, а колонна - *секционной*.

При бурении глубоких скважин в сложных геологических условиях применяют многоколонные конструкции. Нередко выход долота из-под промежуточных колонн

достигает 1500 м и более. В этих условиях в обсаженной скважине проводят большой объем буровых работ, значительно изнашиваются обсадные и бурильные трубы, уменьшается срок их службы. Для уменьшения износа применяют *протекторные кольца*.

Обсадная колонна - это свинченные друг с другом и опущенные в ствол обсадные трубы с целью изоляции слагающих ствол горных пород. Различают первую обсадную колонну - кондуктор, последнюю обсадную колонну - эксплуатационную колонну, в том числе хвостовик, промежуточные обсадные колонны, в том числе летучки (лайнеры).

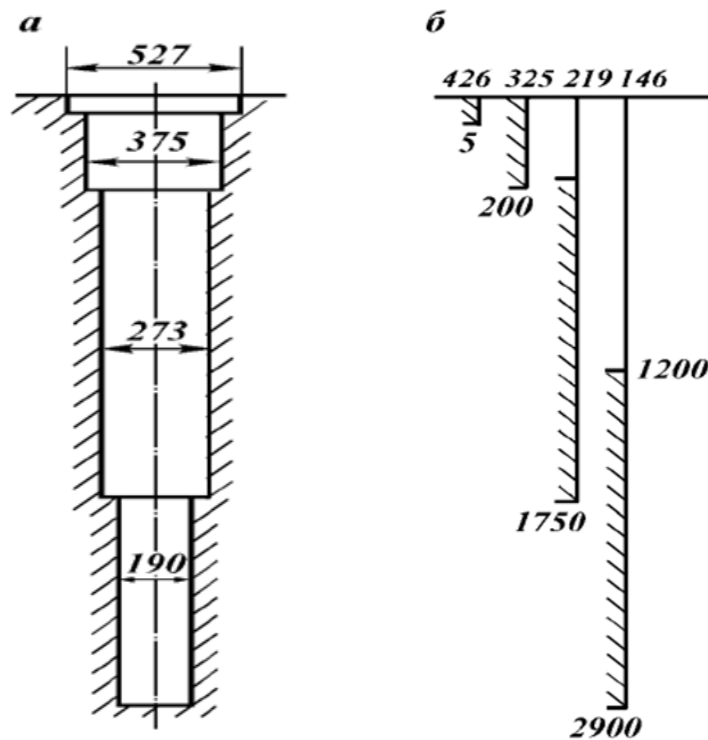


Рис. 6 – Конструкция скважины

Колонна, перекрывающая некоторый интервал без выхода к устью скважины, называется *хвостовиком* (потайной колонной). Хвостовики часто применяют при креплении глубоких скважин (рис. 7).

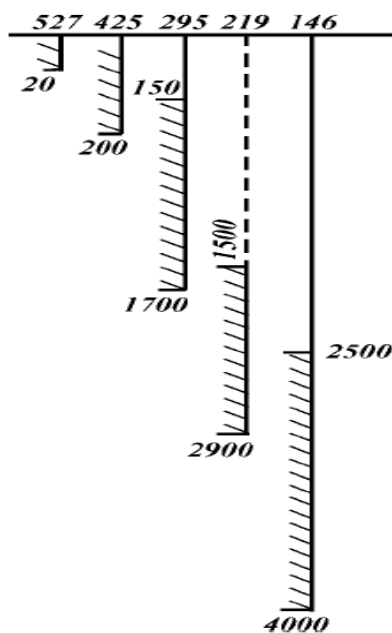


Рис. 7 – Конструкция скважины с 219-мм хвостовиком

пространства ствола в процессе бурения и эксплуатации и обеспечивают требуемую прочность и герметичность при воздействии на них внутренних и внешних воздействий в первую очередь давления. Для создания необходимой изоляции кольцевого пространства, остающегося между обсадными колоннами, оно заливается жидким цементным раствором, твердеющим через определенное время.

Обсадные колонны по назначению подразделяются следующим образом.

Направление - первая колонна труб или одна труба, предназначенная для закрепления приустьевой части скважин от размыва буровым раствором и обрушения, а также для обеспечения циркуляции жидкости. Направление, как правило, одно. Однако могут быть случаи крепления скважин двумя направлениями, когда верхняя часть разреза представлена лессовыми почвами, насыпным песком или имеет другие особенности. Обычно направление спускают в заранее подготовленную шахту или скважину и бетонируют на всю длину. Иногда направление забивают в породу, как сваю.

Различают *шахтовое* направление и *удлиненное* направление. Шахтное устанавливается, как правило, во всех случаях и его длина составляет 3-10 м. В зависимости от конкретных условий может устанавливаться удлиненное направление или от одного до нескольких направлений и в этом случае длина может достигать 100 м. Направление спускается по возможности в глинистый пласт. Диаметр колонны колеблется от 245 до 1250 мм. Трубы, используемые в качестве направления, на прочность не рассчитываются и не опрессовываются.

Кондуктор - колонна обсадных труб, предназначенных для разобщения верхнего интервала разреза горных пород, изоляции пресноводных горизонтов от загрязнения, монтажа противовыбросового оборудования и подвески последующих обсадных колонн.

Кондуктор в зависимости от геологических условий устанавливается на глубину в среднем до 100 м, а максимальная глубина до 600 м. Диаметр кондуктора, как правило, колеблется в диапазоне 177-508 мм. Он опрессовывается, как и цементное кольцо.

Шахтное направление и кондуктор являются обязательными элементами конструкции скважины.

Промежуточная обсадная колонна (их может быть несколько) служит для разобщения несовместимых по условиям бурения зон при углублении скважины до намеченных глубин.

Промежуточные обсадные колонны могут быть следующих видов:

- *сплошные* - перекрывающие весь ствол скважины от забоя до ее устья независимо от крепления предыдущего интервала;
- *хвостовики* - для крепления только необсаженного интервала скважины с перекрытием предыдущей обсадной колонны на некоторую величину;
- *летучки* - специальные промежуточные обсадные колонны, служащие только для перекрытия интервала осложнений и не имеющие связи с предыдущими или последующими обсадными колоннами.

Секционный спуск обсадных колонн и крепление скважин хвостовиками являются, во-первых, практическим решением проблемы спуска тяжелых обсадных колонн и, во-вторых, решением задачи по упрощению конструкции скважин, уменьшению диаметра обсадных труб, зазоров между колоннами и стенками скважины, сокращению расхода металла и тампонирующих материалов, увеличению скорости бурения и снижению стоимости буровых работ.

Эксплуатационная колонна - последняя колонна обсадных труб, которой крепят скважину для разобщения продуктивных горизонтов от остальных пород и извлечения из скважины нефти или газа или для нагнетания в пласты жидкости или газа. Иногда в качестве эксплуатационной колонны может быть использована (частично или полностью) последняя промежуточная колонна.

Диаметр обсадной колонны

Проектирование диаметров обсадных колонн и долот начинают с эксплуатационной колонны и далее методом снизу-вверх. Расчет диаметров обсадных труб ведется «изнутри» с диаметра эксплуатационной колонны. Исходя из предполагаемого дебита

скважины и экономического обоснования, выбирается диаметр эксплуатационной колонны. Диаметр эксплуатационной колонны определяет диаметры бурения под обсадные колонны для всей скважины, а количество промежуточных колонн определяет конструкцию колонной головки. Увеличение диаметра эксплуатационной колонны позволяет использовать более производительное скважинное оборудование, позволяет эксплуатировать в скважине одновременно несколько пластов и облегчает проведение подземного ремонта. С другой стороны увеличение диаметра эксплуатационной колонны ведет к увеличению металлоемкости обсадных колонн, объему бурения и цементирования. Возрастают нагрузки на колонную головку и ее металлоемкость. Все это ведет к увеличению затрат на строительство скважины. Уменьшение диаметра эксплуатационной колонны снижает стоимость ее строительства, но увеличивает затраты, связанные с эксплуатацией скважины. Так применение малогабаритного оборудования ведет к увеличению затрат на приобретение до 2-3х раз. Усложняется проведение подземного ремонта, что ведет, как правило, к увеличению затрат времени, и, следовательно, и материалов, а в некоторых случаях не позволяет произвести необходимый ремонт.

Требования к конструкции скважин

В зависимости от назначения скважин конструкция может существенно изменяться, но всегда должна удовлетворять некоторым общим требованиям, которые сводятся к следующему:

- надежное разобщение пройденных пород и их герметизация, что вытекает из требований охраны недр и окружающей среды и достигается за счет прочности и долговечности крепи, герметичности обсадных колонн, межколонных и заколонных пространств, а также за счет изоляции флюидонасыщенных горизонтов;
- получение максимального количества горно-геологической и физической информации по вскрываемому скважиной разрезу;
- возможность оперативного контроля за вероятным межколонным или заколонным перетоком флюидов;
- длительная безаварийная работа при условии безопасного ведения работ на всех этапах жизни скважины;
- конструкция должна иметь определенный диаметр обсадных труб, что особо относится к эксплуатационной колонне;
- быть стабильной (не изменять своих первоначальных характеристик в течение длительного времени или после проведения определенных технологических операций);

- эффективное фиксирование конструкции в стволе скважины;
- возможность аварийного глушения скважины;
- возможность трансформации одного вида скважины в другой за счет максимальной унификации по типоразмерам обсадных труб и ствола скважины.

Кроме перечисленных, конструкция скважины должна удовлетворять определенным технологическим требованиям, основными из которых являются:

- хорошая гидравлическая характеристика (минимум сопротивлений);
- максимально возможное использование пластовой энергии в процессе подъема продукции на дневную поверхность за счет выбора оптимального диаметра эксплуатационной колонны и конструкции забоя;
- возможность проведения всех видов исследований известными и перспективными глубинными приборами;
- проведение всех технологических операций в скважине, в том числе и по воздействию на продуктивный горизонт;
- применение различных способов эксплуатации с использованием эффективного оборудования, в том числе и с большими нагрузками на стенку скважины (колонны).

Разработка конструкции скважины

Основные параметры конструкций скважины: число и диаметр обсадных колонн, глубина их спуска, диаметр долот, которые необходимы для бурения под каждую обсадную колонну, а также высота подъема и качество тампонажного раствора за ними, обеспечение полноты вытеснения бурового раствора.

Разработка конструкции скважины базируется на следующих основных геологических и технико-экономических факторах:

- геологические особенности залегания горных пород, их физико-механическая характеристика, наличие флюидосодержащих горизонтов, пластовые температуры и давления, а также давление гидроразрыва проходимых пород;
- назначение и цель бурения скважины;
- предполагаемый метод заканчивания скважины;
- способ бурения скважины;
- уровень организации, техники, технологии бурения и геологическая изученность района буровых работ;
- уровень квалификации буровой бригады и организация материально-технического обеспечения;

- способы и техника освоения, эксплуатации и ремонта скважины.

К объективным геологическим факторам относят предполагаемую и фактическую литологию, стратиграфию и тектонику разреза, мощность пород с различными проницаемостью, прочностью, пористостью, наличие флюидосодержащих пород и пластовые давления.

Геологическое строение разреза горных пород при проектировании конструкции скважин учитывают как неизменный фактор.

В процессе разработки залежи ее начальные пластовые характеристики будут изменяться, так как на пластовые давления и температуру влияют продолжительность эксплуатации, темпы отбора флюидов, способы интенсификации добычи и поддержания пластовых давлений, использование новых видов воздействия на продуктивные горизонты в целях более полного извлечения нефти и газа из недр, поэтому эти факторы необходимо учитывать при проектировании конструкции скважин.

Конструкция скважин должна отвечать условиям охраны окружающей среды и исключать возможное загрязнение пластовых вод и межпластовые перетоки флюидов не только при бурении и эксплуатации, но и после окончания работ и ликвидации скважины. В связи с этим необходимо обеспечивать условия для качественного и эффективного разобщения пластов. Это один из главнейших факторов.

Все технико-экономические факторы - субъективные и изменяются во времени. Они зависят от уровня и степени совершенства всех форм организации, техники и технологии буровых работ в совокупности. Эти факторы влияют на выбор конструкции скважин, позволяют ее упростить, однако не являются определяющими при проектировании. Они изменяются в широких пределах и зависят от исполнителей работ.

Таким образом, принципы проектирования конструкций скважин прежде всего должны определяться геологическими факторами.

Простая конструкция (кондуктор и эксплуатационная колонна) не во всех случаях рациональна. В первую очередь это относится к глубоким скважинам (4000 м и более), вскрывающим комплекс разнообразных отложений, в которых возникают различные, иногда диаметрально противоположные по характеру и природе осложнения.

Следовательно, рациональной можно назвать такую конструкцию, которая соответствует геологическим условиям бурения, учитывает назначение скважины и другие, отмеченные выше, факторы и создает условия для бурения интервалов между креплениями в наиболее сжатые сроки. Последнее условие является принципиальным, так как практика буровых работ четко подтверждает, что чем меньше времени затрачивается

на бурение интервала ствола между креплениями, тем меньше число и тяжесть возникающих осложнений и ниже стоимость проводки скважины.

Буровые растворы предназначены для очистки забоя от выбуренной породы, удержания кусочков шлама на весу при остановке циркуляции раствора, для создания противодавления на пласт, для подачи гидравлической мощности к забойным двигателям, для охлаждения долота и облегчения разрушения призабойной зоны пласта, для оказания физико-химического воздействия на стенки скважины с целью предупреждения их разрушения, для образования глинистой корки на стенках скважины и для обеспечения проницаемости продуктивных пластов при их вскрытии. К промывочным жидкостям предъявляют следующие требования:

- не загрязнять пласты;
- легко очищаться от шлама и дегазироваться;
- легко регулировать свои свойства;
- быть достаточно термо- и солестойким;
- не мешать проведению геофизических исследований;
- быть экологичным и дешевым.

Классификация буровых промывочных жидкостей (БПЖ).

1. ПЖ на водной основе:

- безглинистые (вода, безглинистые водные растворы, суспензии, безглинистые полимерные растворы);

- глинистые растворы (на пресной воде, на минерализованной воде, глинистые растворы, ингибирующие глинистые растворы, известковые, гипсовые и хлоркальциевые);

2. ПЖ на неводной основе - растворы на углеводородной основе, дегазированная нефть и нефтепродукты;

3. Аэрированные растворы:

- аэрированные жидкости (до 15 % воздуха);
- пены (до 60 % воздуха);

4. Газообразные рабочие агенты - воздух, природный газ и выхлопные газы двигателя внутреннего сгорания, продукты горения.

Вода в качестве промывочной жидкости может быть применена в районах, где геологический разрез сложен твердыми породами, не обваливающимися в скважину без глинизации ее стенки. В этих условиях промывка скважины водой становится наиболее выгодной из-за ее большой подвижности, малой вязкости и относительно небольшой плотности. В результате уменьшаются гидравлические сопротивления в бурильной

колонне, турбобуре, долоте и затрубном пространстве, облегчаются условия работы буровых насосов, повышается их подача и увеличивается мощность турбобура.

Однако как промывочная жидкость вода имеет два существенных недостатка. Во-первых, возникает опасность прихвата бурильной колонны, так как вода не способна удерживать во взвешенном состоянии частицы выбуренной породы при прекращении циркуляции. Во вторых, могут быть обвалы пород со стенки скважины, так как вода не обеспечивает должного гидростатического давления. Кроме того, обвалы объясняются физико-химическими воздействиями воды на породу, слагающую стенку скважины.

Глинистые растворы готовят из глины и воды. Однако не всякая глина пригодна для этого.

Глина – смесь глинистых минералов, придающих ей свойства пластичности, и твердых минералов (песка, карбонатов), осложняющих процесс качественного приготовления глинистого раствора. Наиболее распространенные глинистые минералы, входящие в состав глин: каолинит $\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 2\text{SiO}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$, галлуизит $\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 2\text{SiO}_2 \cdot 3\text{H}_2\text{O}$, монтмориллонит $\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 4\text{SiO}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$. При большом содержании твердых минералов (примесей) глины превращаются в мергели, глинистые пески и другие осадочные горные породы, обладающие незначительной пластичностью.

Глинистые частицы имеют вид плоских чешуйчатых пластинок. Следовательно, площадь контакта их соприкосновения больше, чем при сближении зерен песка, имеющих круглую форму.

При смачивании глины водой молекулы воды проникают между пластинками глины и раздвигают их. Вследствие этого объем глины увеличивается за счет ее набухания, глинистые частицы удаляются друг от друга, силы притяжения между ними ослабевают и глинистый комочек распадается на мельчайшие частицы, покрытые водной оболочкой. Так происходит раздробление (диспергирование) глины в воде и образование глинистого раствора.

Таким образом, для получения глинистого раствора хорошего качества необходимо применять высокосортную глину и совершенные методы приготовления глинистого раствора.

Качество глинистого раствора характеризуется целым рядом параметров: плотностью, вязкостью, водоотдачей, статическим спряжением сдвига и др.

Плотность глинистого раствора – физическая величина, измеряемая отношением массы раствора к его объему. Чем больше плотность раствора, тем большее давление оказывает он на забой и стенку скважины.

При бурении скважины необходимо, чтобы давление столба жидкости в скважине несколько превышало давление в проходимых нефтеносных, газоносных или водоносных пластах. Поэтому плотность применяемого глинистого раствора должна соответствовать этому требованию.

При разбуривании горизонтов, предрасположенных к обваливанию пород, следует увеличивать плотность. В случае прохождения трещиноватых, кавернозных пластов следует, наоборот, уменьшить плотность раствора, чтобы предотвратить его уход в эти горизонты. В неосложненных условиях бурения плотность глинистого раствора поддерживают в пределах 1180 – 1220 кг/м³.

Вязкость (внутреннее трение) – свойство жидкостей и газов оказывать сопротивление перемещению одной их части относительно другой. Внутреннее трение, возникающее при движении глинистого раствора, складывается из трения между молекулами физически связанной воды, между глинистыми частицами, также между молекулами физически связанной воды и глинистыми частицами. Из этих трех видов трения наименьшее трение между молекулами воды. Поэтому повышение содержания физически связанной воды приводит к уменьшению, а повышение концентрации глинистой фазы – к увеличению вязкости глинистого раствора. Кроме того, вязкость глинистого раствора зависит от степени дисперсности глины в воде. В значительной мере влияет на вязкость также химическая обработка глинистого раствора и действие растворимых в воде пород и минеральных солей, находящихся в пластовых водах.

Водоотдача – способность раствора при определенных условиях отдавать воду пористым породам. При бурении скважины глинистый раствор под влиянием перепада давления проникает в поры пластов и со временем закупоривает (глинизирует) их. Образовавшаяся на стенке скважины глинистая корка препятствует проникновению в пласты даже очень малых частиц глины, но не задерживает воду, отделяющуюся от глинистого раствора.

Если применяется глинистый раствор низкого качества, то на стенке скважины образуется толстая, рыхлая и неплотная глинистая корка, через которую отфильтровывается вода в пласт. Образование толстой глинистой корки сужает ствол скважины, что может вызвать прилипание (прихват) бурильной колонны. Кроме того, проникновение отфильтрованной воды в породы может привести к их набуханию и обвалам. В связи с этим всегда стремятся максимально снизить водоотдачу глинистого раствора.

Статическое напряжение сдвига характеризует прочность структуры неподвижного

раствора. Эта прочность возрастает с течением времени, прошедшего с момента перемешивания глинистого раствора. Было установлено, что этот параметр целесообразно измерять через 1 мин и 10 мин после окончания перемешивания. Разница в результатах измерений показывает, насколько упрочнилась структура глинистого раствора за 10 мин.

При бурении скважины глинистый раствор подвержен воздействию частиц выбуренной породы, пресных и минерализованных пластовых вод, температуры и давления, что, как правило, приводит к изменению параметров раствора в худшую сторону. И дальнейшее бурение без принятых мер становится невозможным. Во избежание этого в глинистый раствор добавляют химические реагенты, условно подразделяющиеся на три группы: реагенты – понизители водоотдачи, реагенты – понизители вязкости и реагенты специального назначения. Кратко рассмотрим наиболее распространенные реагенты каждой группы.

Цементирование обсадных колонн, способы цементирования

Цементированием называют процесс заполнения заданного интервала раствором вяжущих материалов (например цемента), который в состоянии покоя превращается в прочный непроницаемый камень.

Цементирование применяют для изоляции друг от друга проницаемых пластов, вскрытых скважиной; установки цементных мостов, изолирующих нижнюю часть ствола скважины (например при забурировании нового ствола); удерживания в подвешенном состоянии обсадной колонны и герметизации заколонного пространства; изоляции поглощающих пластов, вскрытых скважиной в процессе бурения; защиты обсадных труб от коррозии агрессивными пластовыми жидкостями и газами и др.

Цементирование включает пять основных видов работ: приготовление тампонажного раствора, закачку его в скважину, подачу тампонажного раствора в затрубное пространство, ожидание затвердения закачанного материала и проверку качества цементировочных работ. Оно проводится по заранее составленной программе, обоснованной техническим расчетом.

Существует несколько способов цементирования. Они различаются схемой подачи тампонажного раствора в затрубное пространство и особенностями используемых приспособлений. Возможны два варианта подачи тампонажного раствора в затрубное пространство: раствор, закачанный внутрь цементируемой обсадной колонны, проходит по ней до башмака и затем поступает в затрубное пространство, распространяясь снизу вверх (по аналогии с промывкой называется цементированием по прямой схеме); тампонажный раствор с поверхности подают в затрубное пространство, по которому он

перемещается вниз (цементирование по обратной схеме).

В промышленных масштабах применяют способы цементирования по прямой схеме. Если через башмак обсадной колонны в затрубное пространство продавливают весь тампонажный раствор, способ называется одноступенчатым (одноцикловым) цементированием. Если обсадная колонна на разных уровнях оснащена дополнительными приспособлениями (заливочными муфтами), позволяющими подавать тампонажный раствор в затрубное пространство поинтервально на разной глубине, способ цементирования называется многоступенчатым (многоцикловым). Простейший и наиболее распространенный способ – цементирование в две ступени (двухступенчатое). Иногда возникает необходимость не допустить проникновения тампонажного раствора в нижнюю часть обсадной колонны, расположенную в интервале продуктивного пласта, тогда этот интервал в затрубном пространстве изолируется манжетой, установленной на обсадной колонне, и сам способ цементирования называется манжетным. Выделяются также способы цементирования потайных колонн и секций, поскольку тампонажный раствор в этом случае закачивают по бурильной колонне, на которой спускают секцию или потайную колонну.

Цементирование скважин является сложной инженерной задачей, требующей пристального внимания на всех этапах строительства скважин. Обеспечение качественного цементирования скважин позволяет резко увеличить долговечность скважин и срок добычи безводной продукции.

Технология цементирования складывалась на основе многолетнего практического опыта и совершенствовалась с использованием достижений науки и техники. На современном уровне она включает систему отработанных норм и правил выполнения цементировочных работ, а также типовые схемы организации процесса цементирования. В каждом конкретном случае технологию цементирования уточняют в зависимости от конструкции и состояния ствола скважины, протяженности цементируемого интервала, горно-геологических условий, уровня оснащенности техническими средствами и опыта проведения цементировочных работ в данном районе.

Применяемая технология должна обеспечить: цементирование предусмотренного интервала по всей его протяженности; полное замещение промывочной жидкости тампонажным раствором в пределах цементируемого интервала; предохранение тампонажного раствора от попадания в него промывочной жидкости; получение цементного камня с необходимыми механическими свойствами, с высокой стойкостью и низкой проницаемостью; обеспечение хорошего сцепления цементного камня с обсадной

колонной и стенками скважины.

Цементирование обсадной колонны можно представить как цепочку ряда процессов и операций, таких, как: подготовка ствола скважины к цементированию; цементирование затрубного пространства (приготовление и закачка тампонажного раствора в скважину, продавливание цементного раствора в затрубное пространство); ожидание затвердения цемента (ОЗЦ): при цементировании кондуктора ОЗЦ обычно длится 5 – 8 ч, при цементировании промежуточных колонн – 12 – 24 ч; проведение контрольных замеров для определения качества цементирования, испытание обсадной колонны на герметичность, разбуривание цементного стакана в колонне, проверка герметичности изоляции затрубного пространства.

Вопросы к практическому занятию

1. Дать определение конструкции скважины.
2. Какие виды обсадных колонн вы знаете? Рассказать о них.
3. Для чего применяют протекторные кольца?
4. Назовите предназначение буровых растворов?
5. Какие виды буровых растворов вы знаете?
6. Перечислите основные свойства буровых растворов?
7. Что такое цементирование скважины и какие способы цементирования скважины вы знаете?

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №11

Изучение стадий разработки нефтяных и газовых месторождений

Цель: изучить стадии разработки нефтяных и газовых месторождений.

Знания и умения: применять профессиональную терминологию в области бурения, разработки месторождения, эксплуатации скважин, транспорта нефти и газа; анализировать отечественную и зарубежную научно-техническую информацию по направлению исследований в области нефтегазового дела

Актуальность темы: нефтяная или газовая залежь обладает потенциальной энергией, количество которой определяется пластовым давлением и общим объемом всей системы – нефтяной или газовой залежи и окружающей эту залежь водяной зоны. Залегающие в пластах нефть и газ находятся под действием сил, совокупность которых обуславливает движение нефти, газа и воды в пластах при их разработке, а также характер и интенсивность этого движения.

Теоретическая часть

Разработка нефтяного или газового месторождения – это комплекс мероприятий, направленных на обеспечение притока нефти и газа из залежи к забою скважин, предусматривающих с этой целью определенный порядок размещения скважин на площади, очередность их бурения и ввода в эксплуатацию, установление и поддержание определенного режима их работы.

Режимы разработки месторождений:

Упругий, при котором в качестве единственного источника энергии используется энергия упругого расширения воды, нефти и горных пород.

Водонапорный, при котором используется только энергия гидростатического напора краевых вод. Нефть из пласта к забоям скважин движется под действием напора краевой воды. При водонапорном режиме давление воды действует на нефть снизу.

Газонапорный, при котором используется энергия сжатого газа, заключенного в газовой шапке (режим газовой шапки). Нефть вытесняется к забоям скважин под давлением расширяющегося газа, находящегося в свободном состоянии. При газонапорном режиме газ создает давление на нефть сверху.

Режим растворенного газа, при котором основным источником энергии является энергия выделяющегося и расширяющегося газа. Режим растворенного газа проявляется, если напор краевых вод слабый или в залежи отсутствует свободный газ. Нефть продвигается к пласту под действием энергии расширяющегося газа.

Гравитационный режим - нефть из пласта продвигается к забою под действием гравитационных сил (сил тяжести). При гравитационном режиме отсутствует напор краевых вод, газовой шапки и газа, растворенного в нефти. Приток нефти к забоям

скважин происходит за счет сил гравитации, проявляющихся в залежи. Такой режим характерен для поздних стадий разработки м/р.

На разрабатываемых залежах какой либо из указанных режимов разработки в чистом виде встречается редко. Обычно режимы сосуществуют в различных комбинациях.

На рис. 8 приведены кривые, характеризующие темп разработки во времени по двум месторождениям с различными геолого-физическими свойствами. Судя по приведенным зависимостям, процессы разработки этих месторождений существенно отличаются. По кривой 1 можно выделить четыре периода разработки, которые будем называть стадиями.

Первая стадия (стадия ввода месторождения в эксплуатацию), когда происходит интенсивное бурение скважин основного фонда, темп разработки непрерывно увеличивается и достигает максимального значения к концу периода. На ее протяжении добывают, как правило, безводную нефть. Длительность ее зависит от размеров месторождения и темпов бурения скважин, составляющих основной фонд.

Достижение максимального годового отбора извлекаемых запасов нефти не всегда совпадает с окончанием бурения скважин. Иногда оно наступает раньше срока разбуривания залежи.

Вторая стадия (стадия поддержания достигнутого максимального уровня добычи нефти) характеризуется более или менее стабильными годовыми отборами нефти. В задании на проектирование разработки месторождения часто указывают именно максимальную добычу нефти, год, в котором эта добыча должна быть достигнута, а также продолжительность второй стадии. Основная задача этой стадии осуществляется путем бурения скважин резервного фонда, регулирования режимов скважин и освоения в полной мере системы заводнения или другого метода воздействия на пласт.

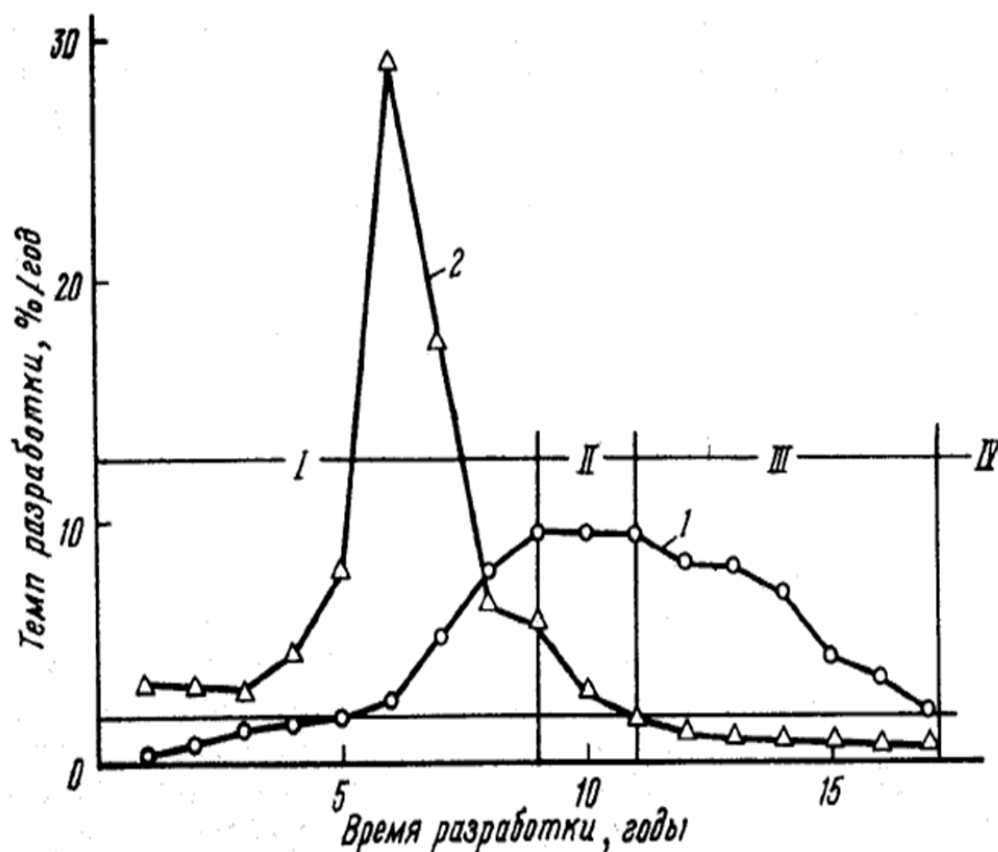


Рис. 8. График изменения темпа разработки во времени: 1 – месторождение А; 2 – месторождение В; I, II, III, IV – стадии разработки

Некоторые скважины к концу стадии перестают фонтанировать, и их переводят на механизированный способ эксплуатации (с помощью насосов).

Третья стадия (стадия падающей добычи нефти) характеризуется интенсивным снижением темпа разработки на фоне прогрессирующего обводнения продукции скважин при водонапорном режиме и резким увеличением газового фактора при газонапорном режиме. Практически все скважины эксплуатируются механизированным способом. Значительная часть скважин к концу этой стадии выбывает из эксплуатации.

Четвертая стадия (завершающая стадия разработки) характеризуется низкими темпами разработки. Наблюдаются высокая обводненность продукции и медленное уменьшение добычи нефти.

Первые три стадии, в течение которых отбирают от 70 до 95% от извлекаемых запасов нефти, образуют основной период разработки. На протяжении четвертой стадии извлекают оставшиеся запасы нефти. Однако именно в этот период, характеризующий в целом эффективность реализованной системы разработки, определяют конечное значение количества извлекаемой нефти, общий срок разработки месторождения и добывают

основной объем попутной воды.

Как видно из рис. 8 (кривая 2), для некоторых месторождений характерно, что следом за первой стадией наступает стадия падения добычи нефти. Иногда это происходит уже в период ввода месторождения в разработку. Такое явление характерно для месторождений с вязкими нефтями или тогда, когда к концу первой стадии были достигнуты высокие темпы разработки порядка 12-20%/год и более. Из опыта разработки следует, что максимальный темп разработки не должен превышать 8 -10 %/год, а в среднем за весь срок разработки величина его должна быть в пределах 3-5 %/год.

Отметим еще раз, что описанная картина изменения добычи нефти из месторождения в процессе его разработки будет происходить естественно в том случае, когда технология разработки месторождения и, может быть, система разработки останутся неизменными во времени. В связи с развитием методов повышения нефтеотдачи пластов на какой-то стадии разработки месторождения, скорее всего на третьей или четвертой, может быть применена новая технология извлечения нефти из недр, вследствие чего снова будет расти добыча нефти из месторождения.

Вопросы к практическому занятию

1. Что понимается под разработкой нефтяных и газовых месторождений?
2. Какие режимы разработки вы знаете?
3. Назовите основные стадии разработки нефтяных и газовых месторождений.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №12

Изучение оборудования фонтанных скважин

Цель: ознакомиться с оборудованием фонтанных скважин.

Знания и умения: применять профессиональную терминологию в области бурения, разработки месторождения, эксплуатации скважин, транспорта нефти и газа; анализировать отечественную и зарубежную научно-техническую информацию по направлению исследований в области нефтегазового дела

Актуальность темы: 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.

Теоретическая часть

Способ эксплуатации скважины, при которой подъем нефти или смеси нефти с газом от забоя на поверхность осуществляется только за счет природной энергии, называется *фонтанным*.

Подъем газожидкостной смеси от забоя до устья скважины осуществляется по колонне насосно-компрессорных труб (НКТ). Эти трубы выпускают из сталей групп прочности Д, К, Е, Л и М следующих размеров (условный диаметр, мм): 33, 42, 48, 60, 73, 89, 102 и 114, с толщиной стенок от 4 до 7 мм и длиной трубы от 5 до 8,5 м.

Устье скважины заканчивается колонной головкой, которая обвязывает, т.е. соединяет между собой обсадные колонны и герметизирует пространство между ними. На верхний фланец колонной головки устанавливают фонтанную арматуру с манифольдом. В свою очередь, фонтанная арматура состоит из трубной головки и елки (рис. 9).

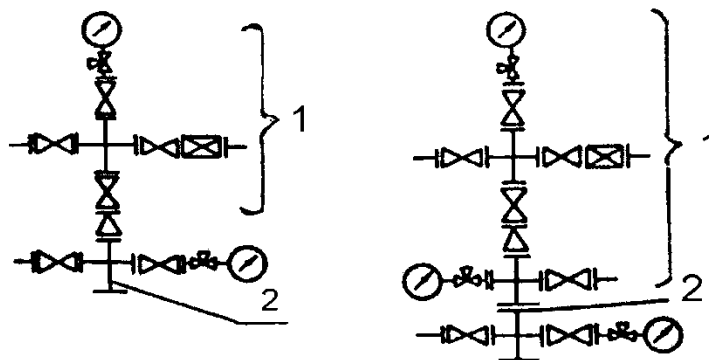


Рисунок 9 – Типовые схемы фонтанной арматуры:

1 – фонтанная елка; 2 – трубная обвязка

Трубная головка предназначена для подвески одного или двух рядов подъемных труб, их герметизации, а также позволяет выполнять технологические операции при освоении, эксплуатации и ремонте скважин. Колонны подъемных труб подвешивают к трубной головке на резьбе или муфте.

Фонтанная елка предназначена для направления потока продукции через манифольд и выкидную линию на замерную установку, для регулирования режима эксплуатации и

контроля за работой скважины путем спуска глубинных приборов.

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 крестовые и тройниковые, по числу спускаемых в скважину рядов труб однорядные и двухрядные и оборудованы задвижками или кранами.

Шифр фонтанной арматуры определяет ее схему, конструкцию, способ управления задвижками, условный проход по стволу и боковым отводам, давление, климатическое исполнение и коррозиестойкость.

Полный шифр фонтанной арматуры (ГОСТ 13846-84) условно представляется в виде

$$АФХ_1Х_2Х_3 - Х_4Х_5Х_6Х_7,$$

где А – арматура; Ф – фонтанная.

X_1 – конструктивное исполнение: подвеска подъемной колонны на резьбе переводника трубной головки – К; подвеска подъемной колонны на муфте в трубной головке – без обозначения; для эксплуатации скважин УЭЦН – Э.

X_2 – номер схемы арматуры; при двухрядной концентричной подвеске к номеру схемы добавляется буква "а".

X_3 – способ управления задвижками: вручную – без обозначения; дистанционно и автоматически – В; автоматически – А.

X_4 – условный проход (в мм) по ГОСТ 13846-84; когда условные проходы ствола елки и ее боковых отводов отличаются, цифровое обозначение указывают дробной величиной.

X_5 – рабочее давление, МПа.

X_6 – климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69: для умеренной климатической зоны – без обозначения; для умеренной и холодных климатических зон – ХЛ.

X_7 – исполнение по коррозиестойкости: для обычных сред – без обозначения; для сред, содержащих: до 6 % CO_2 – К1; до 6 % H_2S и CO_2 – К2; до 25 % H_2S и CO_2 – К3.

Типовые схемы фонтанных елок (рис. 10) включают либо один (схемы 2 и 1), либо два (схемы 3 и 4) тройника (одно или двухъярусная арматура), либо крестовину (крестовая арматура – схемы 5 и 6). Когда пластовой энергии недостаточно для подъема жидкости от забоя скважины на поверхность, фонтанирование можно искусственно продолжить путем подачи в скважину через специальные клапаны, смонтированные на подъемных трубах или через нижний конец этих труб.

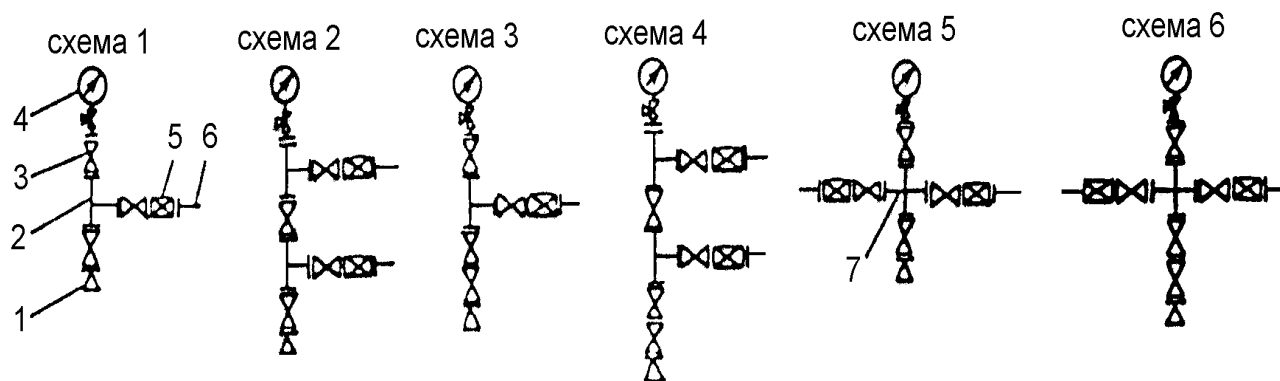


Рисунок 10 – Типовые схемы фонтанных елок:

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

Система, состоящая из эксплуатационной колонны и спущенных в нее труб, в которой подъем жидкости на поверхность производится с помощью сжатого газа или воздуха, называется газлифтом или эрлифтом.

Способ эксплуатации с использованием газа или воздуха, сжатых на поверхности в компрессорах, называется компрессорным газлифтом. Если в качестве рабочего агента для газового подъемника применяется газ из газовых пластов высокого давления, не нуждающийся в дополнительном сжатии, то газлифт называется бескомпрессорным.

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).

Условия эксплуатации фонтанных скважин требуют герметизации их устья, разобщения межатрубного пространства, направления продукции скважин в пункты сбора нефти и газа, а также при необходимости полного закрытия скважины под давлением. Эти требования выполняются при установке на устье фонтанирующей скважины колонной головки и фонтанной арматуры с манифольдом.

Оно подразделяется на земное (устьевое) и скважинное (подземное).

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

Фонтанные арматуры различают по конструктивным и прочностным признакам. Эти признаки включают в шифр фонтанной арматуры.

Фонтанная арматура включает трубную обвязку (головку) и фонтанную елку с запорными и регулирующими устройствами.

Трубная обвязка - часть фонтанной арматуры, устанавливаемая на колонную обвязку, предназначена для обвязывания одного или двух скважинных трубопроводов, контроля и управления потоком скважинной среды в затрубном (межтрубном) пространстве.

Скважинный трубопровод своим верхним концом закрепляется в катушке-трубодержателе, устанавливаемой на трубную головку, либо в муфте-трубодержателе, устанавливаемой в корпусе трубной головки. Схемы трубных обвязок приведены на рис. 11.

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.

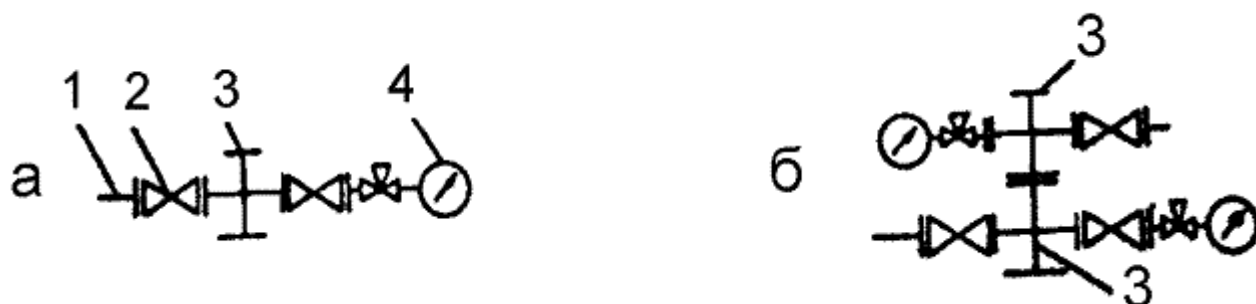


Рис. 11. Схемы трубных обвязок фонтанной арматуры:

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.

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.

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.

Вопросы к практическому занятию

1. Когда используется фонтанный способ эксплуатации скважин?
2. Конструкция фонтанной арматуры, назначение основных элементов.
3. Когда используется газлифтный способ эксплуатации скважин?

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №13

Изучение оборудования насосных скважин

Цель: ознакомиться с оборудованием насосных скважин.

Знания и умения: применять профессиональную терминологию в области бурения, разработки месторождения, эксплуатации скважин, транспорта нефти и газа; анализировать отечественную и зарубежную научно-техническую информацию по направлению исследований в области нефтегазового дела

Актуальность темы: в мировой практике наиболее распространен штанговый насосный способ добычи нефти, который охватывает более 2/3 общего действующего фонда.

Теоретическая часть

Штанговая глубинная насосная установка (рис. 12) состоит из скважинного насоса 2 вставного или невставного типов, насосных штанг 4, насосно-компрессорных труб 3, подвешенных на планшайбе или в трубной подвеске 8 устьевой арматуры, сальникового уплотнения 6, сальникового штока 7, станка качалки 9, фундамента 10 и тройника 5. На приеме скважинного насоса устанавливается защитное приспособление в виде газового или песочного фильтра 1. Станок-качалка является индивидуальным приводом скважинного насоса. Основные узлы станка-качалки – рама, стойка в виде усеченной четырехгранной пирамиды, балансиры с поворотной головкой, траверса с шатунами, шарнирно-подвешенная к балансиру, редуктор с кривошипами и противовесами. СК комплектуется набором сменных шкивов для изменения числа качаний, т. е. регулирование дискретное. В шифре, например, СКД8-3,0-4000, указано Д – дезаксиальный; 8 – наибольшая допускаемая нагрузка $P_{\max}$ на головку балансира в точке подвеса штанг, умноженная на 10 кН; 3,0 – наибольшая длина хода устьевого штока, м; 4000 – наибольший допускаемый крутящий момент $M_{\text{кр. max}}$ на ведомом валу редуктора, умноженный на 10^{-2} кН·м.

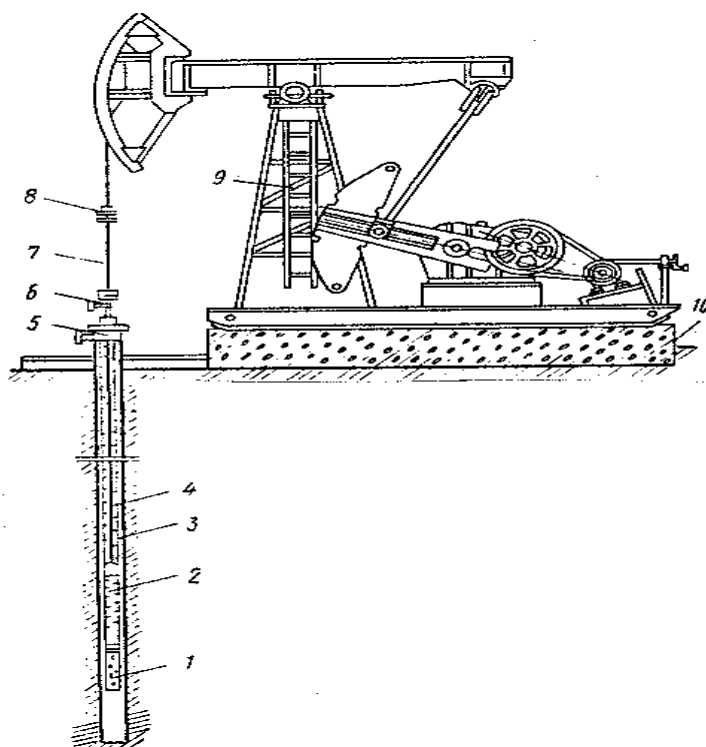


Рисунок 12 – Схема штанговой насосной установки

Штанговые скважинные насосы предназначены для откачивания из нефтяных

скважин жидкостей с температурой не более 130°C, обводненностью не более 99 % по объему, вязкостью до 0,3 Па·с, минерализацией воды до 10 г/л, содержанием механических примесей до 3,5 г/л, свободного газа на приеме не более 25 %, сероводорода не более 50 мг/л и концентрацией ионов водорода pH 4,2-8,0.

Стандарт предусматривает выпуск двух схем штанговых насосов: вставных и невставных. Основное принципиальное их отличие в том, что цилиндр невставного насоса встроен в колонну НКТ и для замены насоса необходим подъем колонны НКТ. Вставной насос опускается в трубы НКТ на штангах и крепится в нужном месте колонны с помощью специального фиксирующего устройства, называемого замковой опорой. Применение вставных насосов значительно ускоряет ремонт скважины, так как для его смены требуется подъем лишь штанговой колонны. В то же время невставной насос значительно проще по конструкции и не требует применения замковой опоры. Невставные насосы получили широкое распространение для подъема больших объемов жидкостей из относительно небольших глубин, вставные же насосы более удобны в глубоких скважинах.

Скважинные насосы по ОСТ 26-16-06-86 выпускают следующих типов: НВ1 вставной с замком наверху, НВ2 вставной с замком внизу, НН невставной без ловителя, НН1 невставной с захватным штоком, НН2 невставной с ловителем.

Пример обозначения насосов по ОСТ 26-16-06-86:

XXX X - XX - XX - XX - X
1 2 3 4 5 6

1. Тип насоса: НВ1, НВ2, НН, НН1, НН2.

2. Исполнение насоса по конструкции цилиндра и конструктивным особенностям самого насоса:

Б – безвтулочный, толстостенный цельный цилиндр;

С – втулочный, составной цилиндр;

И – износостойкое исполнение. Буква И ставится в конце обозначения насоса и означает, что насос предназначен для работы в средах с содержанием механических примесей от 1,3 до 3,5 г/л; если этой буквы нет, то насос предназначен для работы в средах с содержанием механических примесей до 1,3 г/л;

Т – насос с полым штоком. Данные насосы предназначены для работы с полыми штангами, причем подъем откачиваемой жидкости осуществляется по внутреннему каналу полых штанг;

А – насос с автосцепом колонны штанг с плунжером. Применяется только для

насосов НН;

Д1, Д2 – специальные двухплунжерные насосы для откачки высоковязких, газированных жидкостей или для утяжеления низа штанговой колонны при ходе плунжера вниз.

3. Условный диаметр насоса в миллиметрах. Стандарт предусматривает выпуск насосов условным диаметром 29, 32, 38, 44, 57, 70, 95 и 102 мм. Условный диаметр насоса определяется диаметром плунжера и может не совпадать с фактическим его значением. Например, насосы условным диаметром 32 мм будут иметь разброс фактических диаметров плунжеров от 31,9 до 32,425 с шагом 0,025 мм.

4. Максимальный ход плунжера в миллиметрах, уменьшенный в 100 раз.

5. Напор в метрах водяного столба, уменьшенный в 100 раз.

6. Группа посадки 0, 1, 2, 3 по степени увеличения зазора между плунжером и цилиндром.

В УШСН наиболее ответственное и слабое звено – колонна насосных штанг – проводник энергии от привода, расположенного на поверхности.

В связи с этим разработаны насосные установки с переносом привода (первичного двигателя) в скважину к насосу. К ним относятся установки погружных центробежных, винтовых и диафрагменных электронасосов. Электроэнергия в этом случае подается по кабелю, закрепленному на НКТ.

Область применения УЭЦН – это высокодебитные обводненные, глубокие и наклонные скважины с дебитом 10...1300 м³/сут и высотой подъема 500...2000м.

Установки погружных центробежных насосов в модульном исполнении типов УЭЦНМ и УЭЦНМК предназначены для откачки продукции нефтяных скважин, содержащих нефть, воду, газ и механические примеси. Установки типа УЭЦНМ имеют обычное исполнение, а типа УЭЦНМК – коррозионностойкое.

Установка (рис. 13) состоит из погружного насосного агрегата, кабельной линии, спускаемых в скважину на насосно-компрессорных трубах, и наземного электрооборудования (трансформаторной подстанции). По способу крепления к колонне НКТ различают вставные (НСВ) и невставные (НСН) скважинные насосы (рис. 14, 15). У невставных (трубных) насосов цилиндр с седлом всасывающего клапана опускают в скважину на НКТ. Плунжер с нагнетательным и всасывающим клапаном опускают в скважину на штангах и вводят внутрь цилиндра.

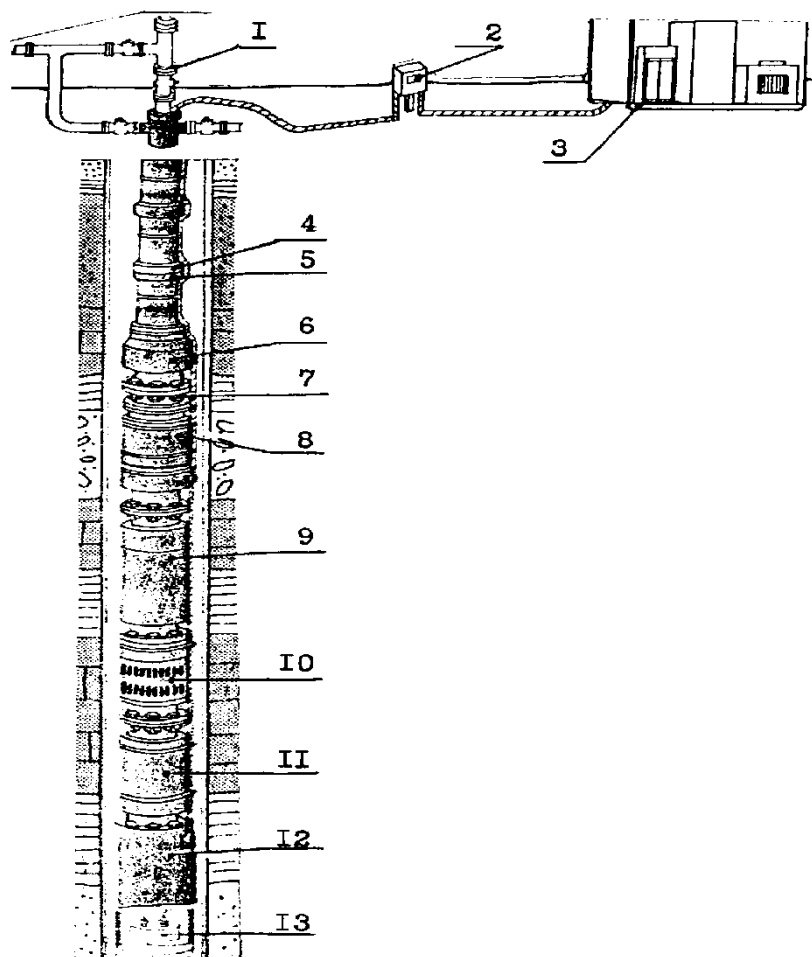


Рис. 13. Схема погружного центробежного насоса

Плунжер с помощью специального штока соединен с шариком всасывающего клапана. Недостаток НСН - сложность его сборки в скважине, сложность и длительность извлечения насоса на поверхность для устранения какой-либо неисправности. Вставные насосы целиком собирают на поверхности земли и опускают в скважину внутрь НКТ на штангах. НСВ состоит из трех основных узлов: цилиндра, плунжера и замковой опоры цилиндра.

В трубных же насосах для извлечения цилиндра из скважины необходим подъем всего оборудования (штанг с клапанами, плунжером и НКТ). В этом коренное отличие между НСН и НСВ. При использовании вставных насосов в 2, 2,5 раза ускоряются спуско-подъемные операции при ремонте скважин и существенно облегчается труд рабочих. Однако подача вставного насоса при трубах данного диаметра всегда меньше подачи невставного.

Насос НСВ-1 – вставной одноступенчатый, плунжерный с втулочным цилиндром и замком наверху, нагнетательным, всасывающим и противо-песочным клапанами (рис. 15).

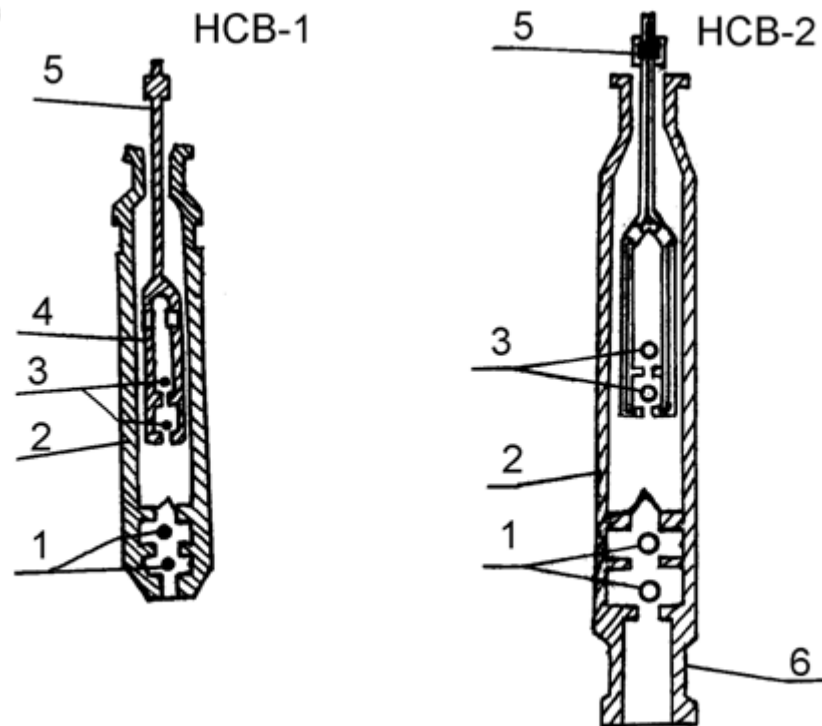


Рис. 14. Насосы скважинные вставные

1– впускной клапан; 2 – цилиндр; 3 – нагнетательный клапан; 4– плунжер; 5 – штанга; 6 – замок.

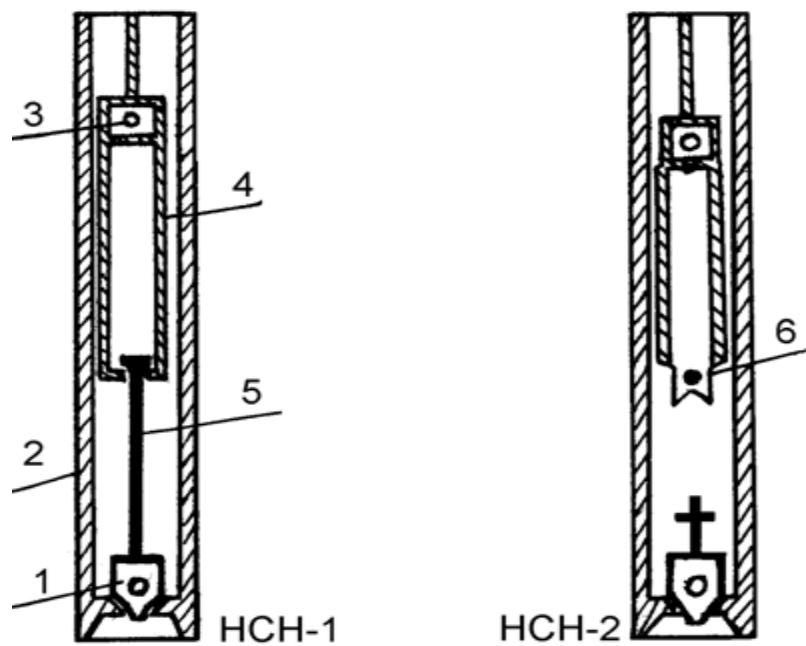


Рис. 15. Невставные скважинные насосы:

1– всасывающий клапан; 2 – цилиндр; 3 – нагнетательный клапан; 4– плунжер; 5 – захватный шток; 6 – ловитель

Насос НСВ спускается на штангах. Крепление (уплотнение посадками) происходит на замковой опоре, которая предварительно опускается на НКТ. Насос извлекается из скважины при подъеме только колонны штанг. Поэтому НСВ целесообразно применять в скважинах с небольшим дебитом и при больших глубинах спуска.

Невставной (трубный) насос представляет собой цилиндр, присоединенный к НКТ и вместе с ними спускаемый в скважину, а плунжер спускают и поднимают на штангах. НСН целесообразны в скважинах с большим дебитом, небольшой глубиной спуска и большим межремонтным периодом.

В зависимости от величины зазора между плунжером и цилиндром изготавливают насосы следующих групп посадок (исполнение «С» - т.е. с составным цилиндром):

Группа	Зазор, мм
0	До 0,045
1	0,02 - 0,07
2	0,07 – 0,12
3	0,12 – 0,17

Чем больше вязкость жидкости, тем выше группа посадки.

Условный размер насосов (по диаметру плунжера) и длина хода плунжера соответственно приняты в пределах:

для НСВ 29 – 57 мм и 1,2 ÷ 6 м;

НСН 32 – 95 мм и 0,6 , 4,5 м.

Обозначение НСН2-32-30-12-0:

0 – группа посадки;

12х100 – наибольшая глубина спуска насоса, м;

30х100 – длина хода плунжера, мм;

32 – диаметр плунжера, мм.

Насосная штанга предназначена для передачи возвратно-поступательного движения плунжер 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 ШСН (табл.4, 5).

Таблица 4 Станки-качалки - индивидуальный механический привод
ШСН

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 допускаемая нагрузка $P_{\max}$ на головку балансира в точке подвеса штанг в тоннах ($1\text{т} = 10\text{ кН}$); 3 - наибольшая длина хода устьевого штока в м; 4000 - наибольший допускаемый крутящий момент $M_{\text{кр max}}$ на ведомом валу редуктора в кгс/м ($1\text{ кгс/м} = 10\text{-}2\text{кН}\cdot\text{м}$).

Станок-качалка (рис.16) является индивидуальным приводом скважинного насоса.

Таблица 5 Станки-качалки - индивидуальный механический привод
ШСН

Станок-качалка	Номинальная нагрузка на устьевом штоке, кН	Длина устьевого штока, м	Число качаний балансира, мин	Мощность электро-двигателя, кВт	Масса, кг
СКБ80-3-40Т	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

Основные узлы станка-качалки - рама, стойка в виде усеченной четырехгранной пирамиды, балансир с поворотной головкой, траверса с шатунами, шарнирноподвешенная к балансиру, редуктор с кривошипами и противовесами. СК комплектуется набором

сменных шкивов для изменения числа качаний, т.е. регулирование дискретное. Для быстрой смены и натяжения ремней электродвигатель устанавливается на поворотной раме-салазках.

Монтируется станок-качалка на раме, устанавливаемой на железобетонное основание (фундамент). Фиксация балансира в необходимом (крайнем верхнем) положении головки осуществляется с помощью тормозного барабана (шкива). Головка балансира откидная или поворотная для беспрепятственного прохода спускоподъемного и глубинного оборудования при подземном ремонте скважины. Поскольку головка балансира совершает движение по дуге, то для сочленения ее с устьевым штоком и штангами имеется гибкая канатная подвеска 17 (рис.15). Она позволяет регулировать посадку плунжера в цилиндр насоса или выход плунжера из цилиндра, а также устанавливать динамограф для исследования работы оборудования.

Амплитуду движения головки балансира (длина хода устьевого штока - 7 на рис. 16) 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 баланsir, кривошип или на баланsir и кривошип. Тогда уравнивание называют соответственно баланsirным, 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.

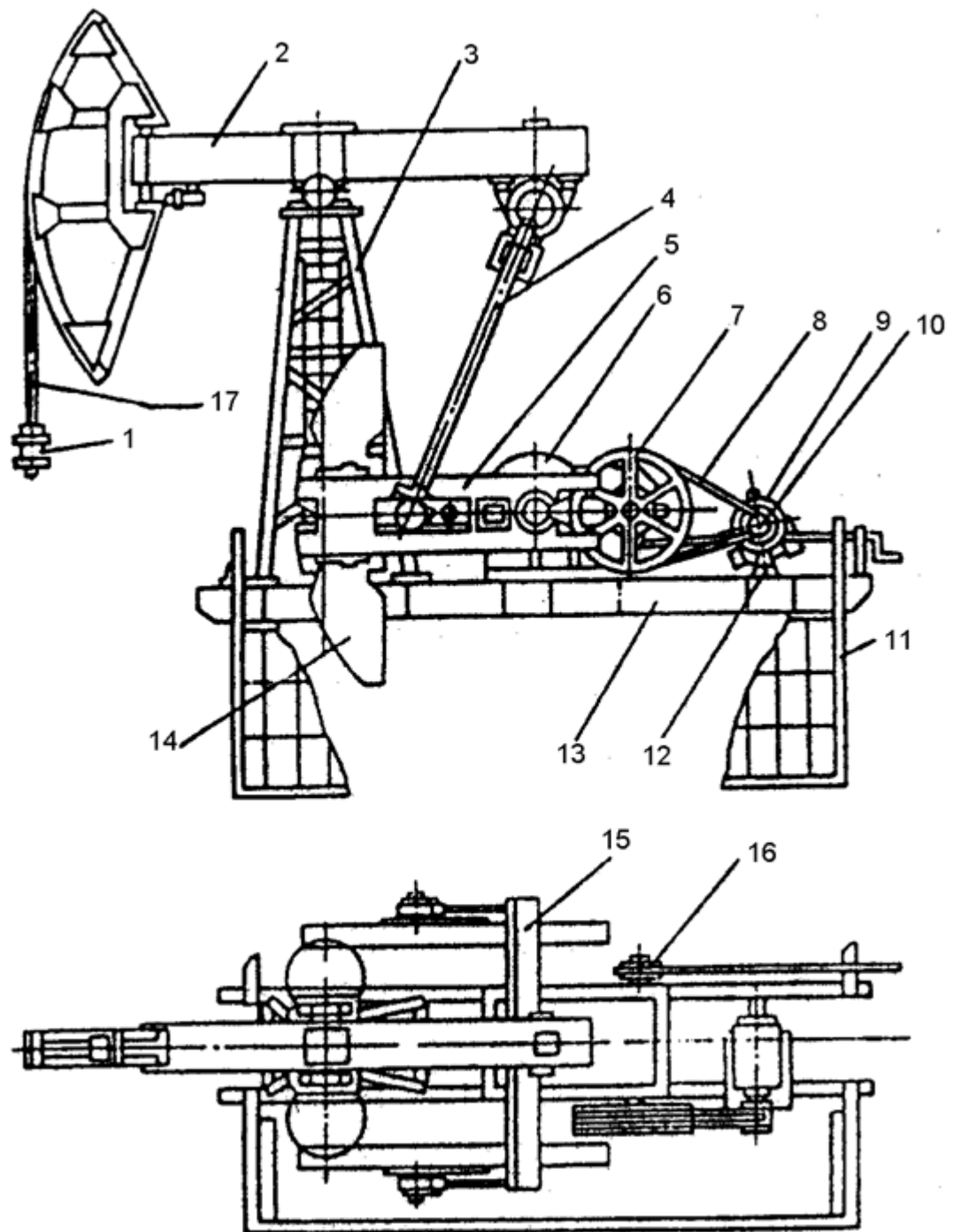


Рис. 16. Станок-качалка типа СКД:

1 -подвеска устьевого штока; 2 - балансир с опорой; 3 - стойка; 4 - шатун; 5- кривошип; 6 -редуктор; 7 - ведомый шкив; 8 - ремень; 9- электродвигатель; 10-ведущий шкив; 11 - ограждение; 12 - поворотная плита; 13 - рама; 14 -противовес; 15 - траверса; 16 - тормоз; 17 - канатная подвеска

Вопросы к практическому занятию

1. Устройство штанговой насосной установки.
2. Шифр штанговых насосов.
3. Устройство установки погружного центробежного насоса.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №14

Изучение систем сбора нефти и газа

Цель: ознакомиться с существующими системами сбора нефти и газа.

Знания и умения: применять профессиональную терминологию в области бурения, разработки месторождения, эксплуатации скважин, транспорта нефти и газа; анализировать отечественную и зарубежную научно-техническую информацию по направлению исследований в области нефтегазового дела

Актуальность темы: для сбора нефти и газа, их отделения друг от друга и освобождения от посторонних примесей, а также для замеров добываемой продукции на территории нефтяных промыслов немаловажным условием является строительство системы трубопроводов, аппаратов и сооружений.

Теоретическая часть

В сборе нефти и газа необходимо выполнять следующие операции:

- 1) сбор и замер продукции скважин;
- 2) отделение (сепарация) нефти от газа;
- 3) освобождение нефти и газа от воды и механических примесей;
- 4) транспорт нефти от сборных и замерных установок до промысловых

резервуарных парков и газа до компрессорных станций или газораспределительных узлов;

5) обезвоживание (деэмульсация) нефти и в ряде случаев ее обессоливание и стабилизация, т. е. удаление из нее легких углеводородов;

6) удаление из газа ненужных примесей и отбензинивание его;

7) учет добычи нефти и газа и их сдача транспортным организациям.

Единой универсальной схемы промыслового сбора, транспорта и обработки нефти и газа не существует. Все имеющиеся схемы видоизменяются в зависимости от местных условий: географического расположения промысла, расстояния между скважинами, объема добычи, способа эксплуатации скважин, качества добываемой нефти, ее обводненности и т. п.

Схема сбора и подготовки газа может быть индивидуальной, групповой и централизованной.

При индивидуальной системе сбора каждая скважина имеет свой комплекс сооружений для подготовки газа, после которого газ поступает в общий сборный коллектор и далее (через один или несколько промысловых газораспределительных пунктов) направляется к потребителю.

Индивидуальный способ сбора применяется и сейчас, особенно в начальный период разработки месторождения и на промыслах с сильно разреженными сетками скважин.

Индивидуальный способ сбора имеет существенные недостатки:

а) рассредоточенность оборудования и аппаратов по всему промыслу;

б) каждая скважина, являющаяся самостоятельным объектом, требует постоянного и высококвалифицированного обслуживания;

в) сложные условия автоматизации и диспетчерского контроля процесса сбора газа;

г) увеличение суммарных потерь газа по промыслу за счет наличия большого числа технологических объектов и т. д.

При групповой системе сбора весь комплекс сооружений по подготовке газа сосредоточивается на групповом сборном пункте (ГСП), обслуживающем несколько близко расположенных скважин. Продукция от скважин к групповым пунктам сбора направляется по отдельным трубопроводам (выкидным линиям). Групповые сборные пункты подключаются к промысловому сборному коллектору и газ по нему поступает на общепромысловый пункт и далее к потребителю.

Число групповых сборных пунктов зависит от размеров месторождения и может колебаться от 2 до 25 и более. Число скважин, подключаемых к групповому сборному пункту, зависит от сетки размещения скважин, их дебитов и конфигурации

месторождения. Как правило, оно не превышает 10 – 12, иногда доходит до 16 и более.

Системы группового сбора газа получили широкое распространение, так как их внедрение позволяет сократить расходы на обслуживание скважин, увеличить мощность и коэффициент загрузки технологических аппаратов, уменьшить число объектов контроля, легче применять средства автоматизации технологических процессов и снизить, таким образом, затраты на обустройство месторождения.

При централизованном сборе газа продукция всех скважин по индивидуальным линиям или сборному коллектору поступает к единому централизованному сборному пункту, где осуществляется весь комплекс технологических процессов подготовки газа и откуда он направляется потребителю.

Системы централизованного сбора широко применяются на нефтяных месторождениях с большими запасами пластовой энергии, а также на месторождениях со сложными орогидрографическими условиями (месторождения Севера и Западной Сибири).

Применение централизованных систем сбора позволяет экономически обоснованно осуществлять дорогостоящие процессы подготовки газа, в частности, осушку и отбензинивание газа с использованием искусственного холода.

Индивидуальные, групповые и централизованные системы сбора в чистом виде на практике встречаются редко. Обычно применяются смешанные системы сбора газа, когда отдельные технологические процессы подготовки газа организуются с различной степенью централизации. Например, сепарация газа индивидуальная, а осушка и очистка – групповая или централизованная. Или сепарация и осушка газа групповая, а очистка – централизованная и т. д.

На нефтяных промыслах чаще всего используют централизованную схему сбора и подготовки нефти (рис. 17). Сбор продукции производят от группы скважин на автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ). От каждой скважины по индивидуальному трубопроводу на АГЗУ поступает нефть вместе с газом и пластовой водой. На АГЗУ производят учет точного количества поступающей от каждой скважины нефти, а также первичную сепарацию для частичного отделения пластовой воды, нефтяного газа и механических примесей с направлением отделенного газа по газопроводу на ГПЗ (газоперерабатывающий завод). Частично обезвоженная и частично дегазированная нефть поступает по сборному коллектору на центральный пункт сбора (ЦПС). Обычно на одном нефтяном месторождении устраивают один ЦПС. Но в ряде случаев один ЦПС устраивают на несколько месторождений с размещением его на более

крупном месторождении. В этом случае на отдельных месторождениях могут сооружаться комплексные сборные пункты (КСП), где частично производится обработка нефти. На ЦПС сосредоточены установки по подготовке нефти и воды. На установке по подготовке нефти осуществляют в комплексе все технологические операции по ее подготовке. Комплект этого оборудования называется УКПН – установка по комплексной подготовке нефти.

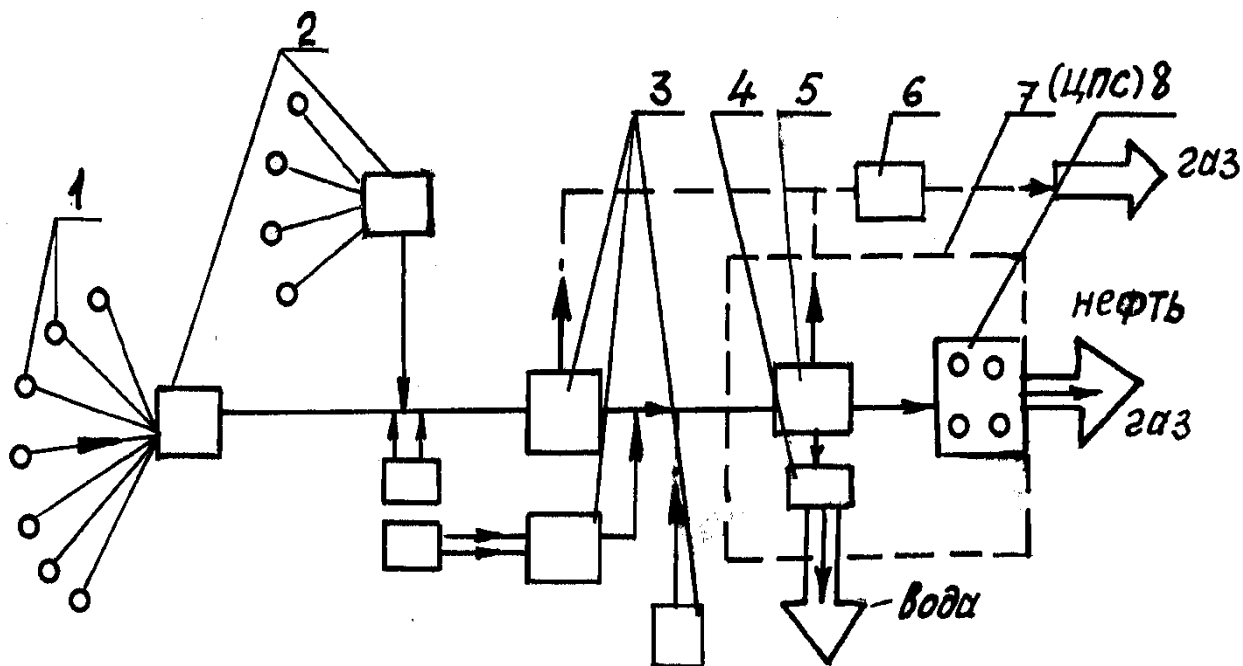


Рисунок 17 – Схема сбора и подготовки продукции скважин на нефтяном промысле:

1 – нефтяная скважина; 2 – автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ); 3 – дожимная насосная станция (ДНС); 4 – установка очистки пластовой воды; 5 – установка подготовки нефти; 6 – газокompрессорная станция; 7 – центральный пункт сбора нефти, газа и воды; 8 – резервуарный парк

УКПН представляет собой небольшой завод по первичной подготовке нефти (дегазация, обезвоживание, обессоливание, стабилизация). В сырую нефть (рис. 18), поступающую по линии I, подается деэмульгатор (по линии II). Насосом 1 нефть направляется в теплообменник 2, в котором нагревается до 50-60°C горячей стабильной нефтью, поступающей по линии III, после стабилизационной колонны 8. Подогретая нефть в отстойнике первой ступени обезвоживания 3 частично отделяется от воды и проходит через смеситель 4, где смешивается с пресной водой, поступающей по линии V для отмывки солей, и направляется в отстойник второй ступени 5 и по линии VI в электродегидратор 6. Отделенная вода отводится по линиям IV. Обессоленная нефть насосом 14 направляется в отпарную часть стабилизационной колонны 8 через

теплообменник 7. Нагрев нефти в теплообменнике 7 до 150-160⁰С осуществляется за счет тепла стабильной нефти, поступающей непосредственно снизу стабилизационной колонны 8. В стабилизационной колонне происходит отделение легких фракций нефти, которые конденсируются и передаются на ГПЗ. Внизу отпарной части стабилизационной колонны поддерживается более высокая температура (до 240⁰С), чем температура нефти, поступающей вверх отпарной части. Температура поддерживается циркуляцией стабильной нефти из нижней части стабилизационной колонны через печь 13. Циркуляция стабильной нефти осуществляется насосом 12 по линии X. В печи 13 может также подогреваться часть нестабильной нефти, которая затем подается вверх отпарной колонны по линии XI. В результате нагрева из нефти интенсивно испаряются легкие фракции, которые поступают в верхнюю часть стабилизационной колонны, где на тарелках происходит более четкое разделение на легкие и тяжелые углеводороды. Пары легких углеводородов и газ по линии VII из стабилизационной колонны поступают в конденсатор-холодильник 9, где они охлаждаются до 30⁰С, основная их часть конденсируется и накапливается в емкости орошения 10. Газ и несконденсировавшиеся пары направляются по линии VIII на горелки печи 13. Конденсат (широкая фракция легких углеводородов) насосом 11 перекачивается в емкости хранения, а часть по линии IX направляется вверх стабилизационной колонны на орошение. Часто для перемещения нефти от АГЗУ до ЦПС применяют ДНС – дожимную насосную станцию, т.к. пластового давления оказывается недостаточно. На ЦПС расположены также установки по подготовке воды – УПВ, на которой вода, отделенная на УКПН от нефти, подвергается очистке от частиц механических примесей, окислов железа и т.д. и направляется в систему поддержания пластового давления (ППД). В системе ППД подготовленная вода с помощью кустовых насосных станций (КНС) под большим давлением (до 20-25 МПа) через систему трубопроводов-водоводов подается к нагнетательным (инжекционным) скважинам и затем в продуктивные пласты. После того как нефть подняли из скважины на поверхность, она попадает в систему сбора и подготовки продукции. Вся эта система представляет собой довольно сложный комплекс нефтепромыслового оборудования, состоящий из трубопроводов, запорно-регулирующей аппаратуры, замерных установок, сепараторов, резервуаров. Формируется система сбора и подготовки нефти в соответствии с Проектом обустройства месторождения, который разрабатывается специализированной проектной организацией (проектным институтом).

Продукция нефтяных скважин практически никогда не состоит из чистой нефти. Как правило, она представляет собой смесь нефти, воды и газа с небольшими примесями

других веществ. Поэтому важнейшей задачей системы сбора и подготовки нефти является сепарация, то есть разделение нефти, газа и воды друг от друга.

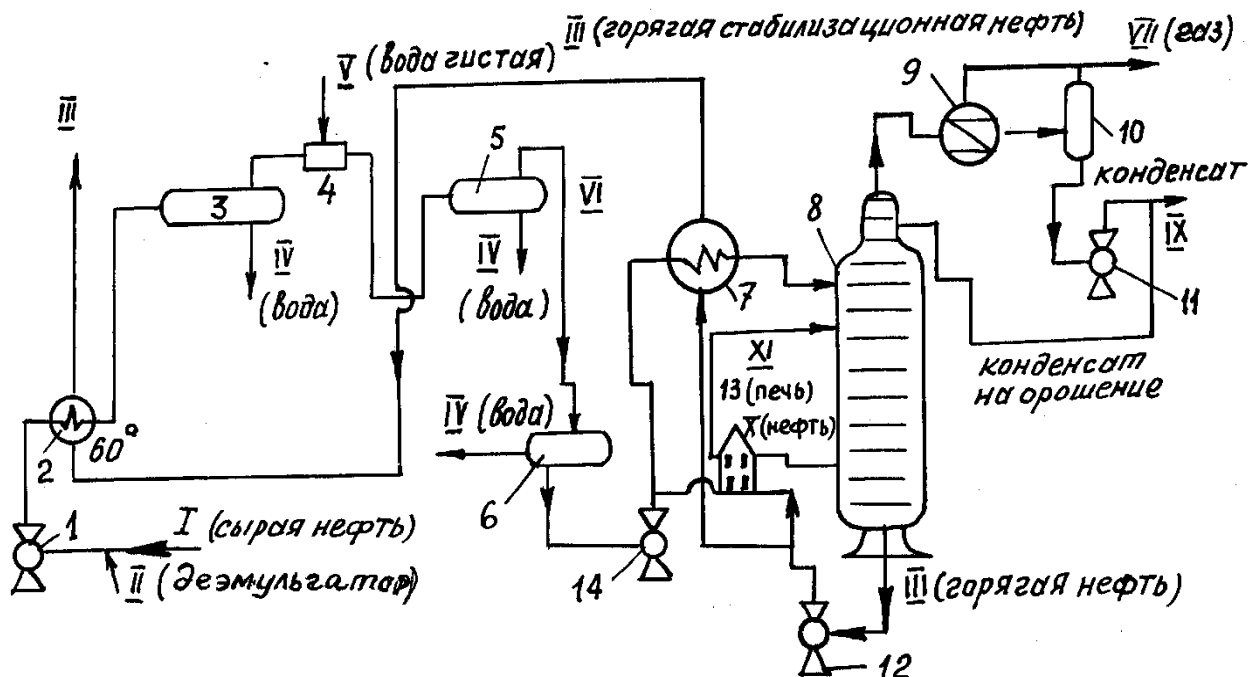


Рисунок 18 – Технологическая схема УКПН:

- 1 – насос; 2 – теплообменник; 3 – отстойник (ступень обезвоживания);
 4 – смеситель (с чистой водой); 5 – отстойник (1 ступени);
 6 – электродегитратор; 7 – теплообменник (150 - 160°C);
 8 – стабилизированная колонна (отпарная); 9 – холодильный конденсатор (до 30°C);
 10 – емкость орошения; 11, 12 – насос; 13 – печь; 14 – насос

Сепарация, как правило, происходит в несколько стадий. На каждой стадии могут использоваться различные типы сепараторов. По принципу действия сепараторы делятся на центробежные и гравитационные, по конструкции – на горизонтальные, вертикальные, сферические. Для более эффективного отделения воды от нефти и предупреждения образования трудноразрушаемой эмульсии в продукцию скважин добавляют различные реагенты-деэмульгаторы. Также на определенных стадиях производят нагрев нефти для ускорения процессов разделения воды от нефти.

Трубопроводы, применяемые на нефтепромыслах обычно подразделяются на:

- Нефтепроводы;
- Газопроводы;

- Нефтегазопроводы;
- Водопроводы (водоводы).

Трубопроводы, ведущие от устья скважин до групповых замерных установок, называют выкидными линиями. А от групповых установок к сборным пунктам – коллекторами.

На первой стадии сбора и подготовки скважинная жидкость по выкидной линии попадает на групповую замерную установку (ГЗУ), где определяется количество добываемой из скважин жидкости и производится частичное отделение попутного газа и воды от нефти. Далее нефть посредством дожимной насосной станции (ДНС) через сборные коллекторы направляется на центральный пункт сбора (ЦПС).

«Пункт сбора» - понятие довольно приблизительное. Это может быть что угодно: от очень простой станции сбора до сложного центра комплексной подготовки, где добытые флюиды проходят подготовку и разделяются на газ, газоконденсатные жидкости, воду и стабилизированную нефть.

Обычно на одном нефтяном месторождении устраивают один ЦПС. Но иногда целесообразно один ЦПС использовать для нескольких месторождений с размещением его на более крупном из них. В этом случае на отдельных месторождениях могут сооружаться комплексные сборные пункты (КСП), где жидкость, добытая из скважин, проходит частичную сепарацию и обработку.

Основное назначение дожимной насосной станции - обеспечить дополнительный напор для перекачки нефти на ЦПС с отдаленных месторождений. Часто DNS объединяют с установкой предварительного сброса воды (УПСВ), на которой производится частичная сепарация нефти, газа, воды и дальнейшая перекачка их раздельными трубопроводами.

Окончательная подготовка нефти проводится на установке комплексной подготовки нефти (УКПН), являющейся составной частью понятия ЦПС. Процесс окончательной подготовки нефти включает:

- Дегазацию (окончательное отделение газа от нефти)
- Обезвоживание (разрушение водонефтяной эмульсии, образующейся при подъеме продукции из скважины и транспорте ее до УКПН)
- Обессоливание (удаление солей за счет добавления пресной воды и повторного обезвоживания)
- Стабилизацию (удаление легких фракций с целью уменьшения потерь нефти при ее дальнейшей транспортировке)

Подготовленная (товарная) нефть направляется в товарный парк, включающий резервуары различной вместимости: от 1000 м³ до 50000 м³. Далее нефть через головную насосную станцию подается в магистральный нефтепровод.

Вопросы к практическому занятию

1. Какие операции выполняются в системе трубопроводов, аппаратов и сооружений для сбора и подготовки нефти и газа?
2. Назовите существующие схемы сбора и подготовки газа, их преимущества, недостатки?
3. Схема сбора и подготовки продукции скважин на нефтяном промысле. Как она работает?
4. Технологическая схема установки по комплексной подготовке нефти.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №15

Ознакомление со схемами установок подготовки нефти и газа

Цель: ознакомиться со схемами установок подготовки нефти и газа.

Знания и умения: применять профессиональную терминологию в области бурения, разработки месторождения, эксплуатации скважин, транспорта нефти и газа; анализировать отечественную и зарубежную научно-техническую информацию по направлению исследований в области нефтегазового дела

Актуальность темы: подготовка нефти на промыслах заключается в отделении от нефти пластовой воды, механических примесей и солей, а также легких газообразных углеводородов. Отделение от нефти легких газообразных углеводородов стабилизирует нефть и снижает её испаряемость. От качества подготовки нефти зависят эффективность и

надежность транспорта нефти, качество полученных из неё продуктов.

Теоретическая часть

Повышенное содержание в товарной нефти воды, хлористых солей и механических примесей способствует более интенсивному коррозионному износу трубопроводов, оборудования перекачивающих станций и аппаратов нефтеперерабатывающих заводов снижает пропускную способность трубопроводов.

В зависимости от содержания в товарной нефти воды, хлористых солей и механических примесей они разделены на три группы (Табл. 6).

Таблица 6 – Группы товарных нефтей

Показатели	Норма для группы		
	I	II	III
Содержание воды, % не более	0,5	1	1
Содержание хлористых солей, мг/	100	300	300
Содержание механических примесей, % не более	0,05	0,05	0,05
Давление насыщенного пара при температуре нефти, кПа, не более	66,66	66,66	66,66

На нефтяных месторождениях эксплуатируются следующие установки обезвоживания и обессоливания нефти:

- термохимические установки обезвоживания нефти (ТХУ);
- электрообессоливающие установки (ЭЛОУ).

В термохимической установке обезвоживания нефти (рис. 19) сырую нефть I из сырьевого резервуара 1 насосом 2 через теплообменник 3 подают в трубчатую печь 4. Перед насосом 2 в нефть закачивают реагент-деэмульгатор II. В теплообменнике 3 и трубчатой печи 4 нефтяная эмульсия подогревается и в процессе её турбулентного перемешивания в насосе и при движении по трубному змеевику в печи происходит доведение реагента-деэмульгатора до капель пластовой воды и разрушение бронирующих слоёв асфальтосмолистых веществ. Нагрев в трубчатой печи осуществляется при необходимости нагрева нефтяной эмульсии до температуры 120 °С (при повышенном давлении, чтобы не допустить вскипания воды).

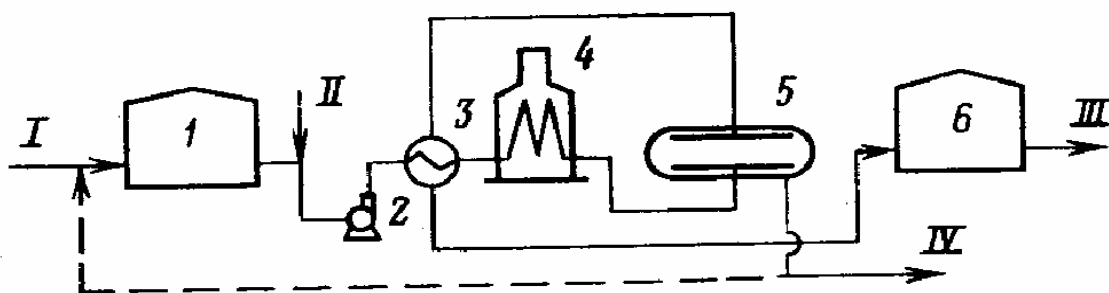


Рисунок 19– Технологическая схема термохимической установки обезвоживания нефти

При меньших температурах нагрева вместо трубчатой печи можно использовать пароподогреватель. Оптимальной температурой нагрева считается такая, при которой кинематическая вязкость нефтяной эмульсии составляет $4 \cdot 10^{-6}$ м²/с. Неустойчивая эмульсия из трубной печи 4 поступает в отстойник 5, где расслаивается на нефть и воду. Обезвоженная нефть выводится сверху из отстойника 5, проходит через теплообменник 3, где отдает часть тепла поступающего на деэмульсацию сырой нефти и направляется в резервуар 6, из которого товарная нефть III насосом откачивается в магистральный нефтепровод. Отделившаяся в отстойнике 5 пластовая вода IV направляется на установку по подготовке сточных вод.

Сырьевой резервуар 1 может работать как резервуар с предварительным сбросом воды. В этом случае часть горячей воды, выходящей из отстойника 5 и содержащей реагент-деэмульгатор, подаётся в поток сырой нефти перед резервуаром 1 (пунктирная линия).

В резервуаре поддерживается слой воды, так что поступающая нефтяная эмульсия распределенным потоком проходит через толщу воды, что способствует более полному отделению свободной воды из нефтяной эмульсии.

Отделившаяся в резервуаре вода насосом откачивается на установку по подготовке сточных вод. Наиболее эффективным считается способ обессоливания на электрообессоливающей установке (рис. 20). При этом вводится ступень термохимического обезвоживания. Сырая нефть I из сырьевого резервуара 1 насосом 2 прокачивается через теплообменник 3 и подогреватель 4 и поступает в отстойник 5.

Перед насосом 2 в нефть вводят реагент-деэмульгатор II, поэтому в отстойнике 5 из сырой нефти выделяется основное количество пластовой воды.

Из отстойника 5 в нефть с содержанием воды до 1 – 2 % направляется в электрогидратор 8. При этом перед электрогидратором в потоке нефти вводят пресную

воду III и деэмульгатор II, так что перед обессоливанием обводненность нефти в зависимости от содержания солей доводится до 8 –15%. Соли растворяются в пресной воде и после отделения воды от нефти в электрогидрататоре нефть становится обессоленной.

Сверху электрогидрататора 8 выходит обезвоженная и обессоленная нефть, которая пройдя промежуточную ёмкость 7, насосом 6 прокачивается через теплообменник 3, подогревая сырую нефть, и направляется в резервуар 9 товарной нефти. Вода IV, отделившаяся от нефти в отстойнике 5 и электрогидрататора 8, направляется на установку по подготовке воды.

Товарная нефть V насосом откачивается в магистральный нефтепровод.

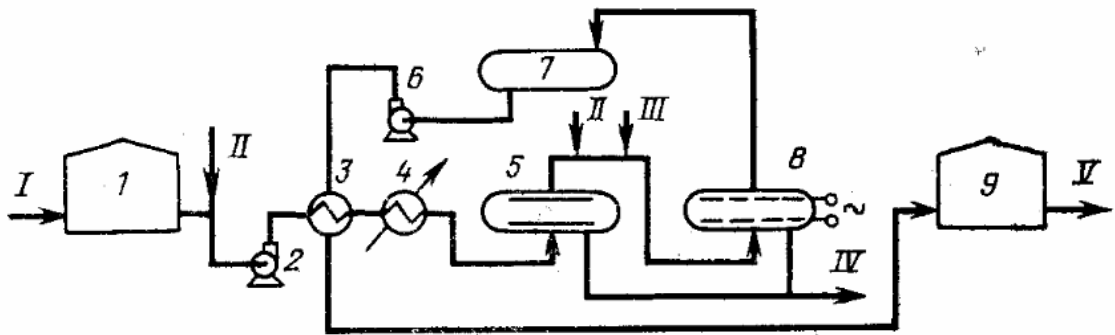


Рисунок 20– Технологическая схема электрообессоливающей установки

Установки комплексной подготовки нефти. Для последовательной обработки нефтепродуктов используется установка первичной переработки нефти. При изготовлении смазочных масел, различных составов топливных смесей, для получения нефтяного сырья определенных свойств и качеств, практически каждое производство оборудовано именно такими установками.

Основными процессами, которые проходят в установке подготовки нефти являются обезвоживание и обессоливание нефтяных эмульсий, а также процесс стабилизации нефти.

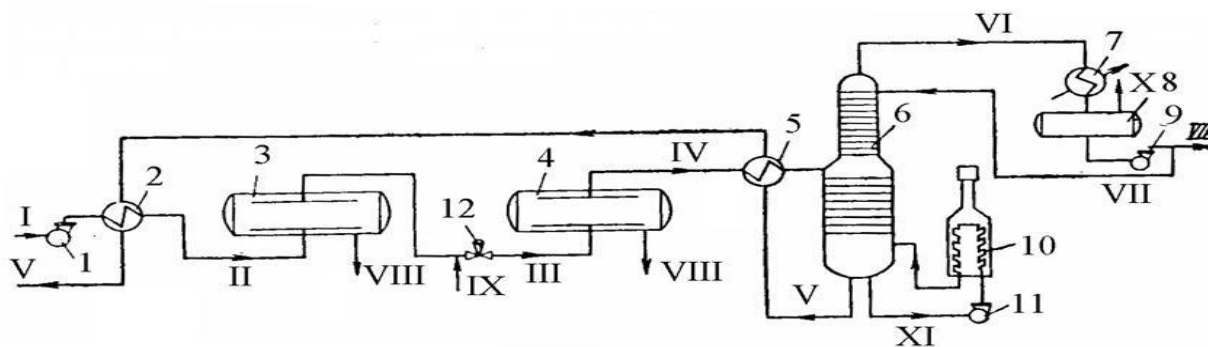


Рис.21 - Условные обозначения схемы:

1–насос; 2–теплообменник; 3–отстойник (ступень обезвоживания); 4–электродегидратор (ступень обессоливания); 5–теплообменник; 6–стабилизационная колонна; 7–холодильный конденсатор; 8–емкость орошения; 9–насос; 10–печь; 11–насос

I – сырая нефть; II – подогретая нефть; III – обезвоженная нефть; IV – обессоленная нефть; V – стабильная нефть; VI – верхний продукт колонны; VII – широкая фракция; VIII – дренажная вода; IX – подача пресной воды.

В качестве теплоносителя могут использовать, помимо воды, антифриз и другие смеси, в зависимости от климатических условий размещения установки. Слева на схеме условно обозначена установка обезвоживания, которая включает в себя насос (1), теплообменник(2), отстойник (3). Обезвоженная нефть поступает в электродегидратор (4) для дополнительного обезвоживания и обессоливания. Для улучшения степени обессоливания возможно включение в схему дополнительного отстойника. Обессоленная таким образом нефть поступает в теплообменник (5), а затем в отпарную часть стабилизационной колонны(6). Все процессы обезвоживания и обессоливания проходят при температурах от 50 до 800С. В теплообменниках нефть нагревается до 150 - 1600С за счет тепла стабильной нефти. А в нижней части отпарной колонны температура доходит до 2400С.

Вся установка поставляется блочным модулем.

Комплект поставки УПН:

- блок технологический,
- блок регулирования,
- подогреватель входящего потока нефти с промежуточным теплоносителем в зависимости от производительности установки,
- лестница и площадки обслуживания,
- средства автоматизации установки.

В зависимости от требуемой производительности установки могут оснащаться

путевыми подогревателями типа ППТ-0,2; ПП-0,63; ПП-1,6, ПБТ-1,6.

Установка комплексной подготовки нефти оборудуется датчиками-расходомерами, пробоотборниками, блоками регулирования нефтяной эмульсии и подготовки топливной смеси. Установка подготовки нефти оснащается системой автоматизированного управления, с помощью которой производится дистанционный, локальный контроль, изменение и автоматическое регулирование технологических параметров, противоаварийная защита.

Установки подготовки нефти производства НПО ИнГазТех УПН поставляются в максимальной заводской комплектации и готовности к эксплуатации. Нашими специалистами также проводятся пусконаладочные работы и сервисное обслуживание по желанию заказчика.

Описание конструкции и принцип работы установки:

Нефтяная эмульсия поступает через входной штуцер и дроссельный клапан, с помощью которого регулируется расход жидкости. Поток направляется вокруг жаровых труб в нижнюю секцию установки. Тепло передается через стенки жаровых труб и нагревает нефтяную эмульсию, а продукты сгорания выводятся вверх через другой конец жаровой трубы. Температура нагрева эмульсии контролируется специальным датчиком, сигнал с которого также подается на регулирующий клапан входа топливного газа. Нагревом достигаются две цели: разность плотностей нефти и воды увеличивается, а вязкость нефти уменьшается. Оба эти фактора в соответствии с формулой закона Стокса увеличивают скорость, с которой водные частицы, содержащиеся в нефти, оседают. Нефть, обладая более низкой плотностью, поднимается на поверхность водяной фазы. Уровень нефти, а также уровень раздела фаз «вода–нефть» автоматически регулируются и измеряются посредством датчиков уровня, подающих сигнал соответственно на входной клапан и на клапан сброса воды. В ходе процесса происходит также отделение газа, который направляется непосредственно вверх в газовую секцию.

Пройдя секцию жаровых труб, нефть, очищенная от большей части воды, поступает в секцию коалесценции. Секция коалесценции состоит из нескольких коалесцентных блоков, каждый из которых представляет собой сетки с определенной расчетной площадью, выполненные из нержавеющей проволоки. Расчет этих блоков-секций, их количество и размеры зависят от рабочих условий рассматриваемой установки и физико-химической композиции обрабатываемой нефти. Отверстия сеток, через которые проходит нефть, повышают число Рейнольдса, что способствует слиянию мельчайших частиц воды в более крупные капли. На самих сетках также осаждаются

мелкие частицы воды, сливающиеся в крупные капли и затем выпадающие из нефти. Применяемые коалесцентные сетки такого типа чрезвычайно практичны и эффективны в эксплуатации, препятствуют загрязнению нефти песком, осадками и асфальтенами. После коалесценции нефть переливается через разделительную перегородку в секцию обессоливания.

Секция обессоливания состоит из специальных желобов и водораспределительной системы, состоящей из коллектора подачи воды и отходящих от него трубок с распределительными насадками. Нефть стекает по желобам вниз; пресная вода, пройдя через нагревательный змеевик, расположенный в секции нагрева, подается в коллектор и через трубки с распределительными насадками впрыскивается в нефть и смешивается с ней. Уровень нефти и уровень раздела фаз «нефть–вода» в этой части установки измеряется и регулируется с помощью датчиков уровня, подающих сигнал на соответствующие клапаны. Поверхность раздела фаз «нефть–вода» располагается ниже распределительных труб, ведущих в заключительную секцию – секцию окончательной коалесценции и отбора нефти.

Нефть и остаточная часть обессоливающей воды поступают через распределительные трубы снизу вверх в секцию окончательной коалесценции и отбора нефти благодаря давлению в сосуде и насосам, откачивающим нефть. Нефть направляется вверх, проходя через специальный блок коалесценции, и далее через нефтеотборник на выход из сосуда. Блок коалесценции, имеющий специальную конструкцию, отделяет оставшуюся воду от нефти перед ее выходом. Уровень нефти регулируется и измеряется датчиком уровня. При повышении определенного уровня нефти в секции автоматически включаются насосы откачки нефти. Расход нефти на выходе измеряется расходомером. На выходной части установки предусмотрены пробоотборники для извлечения образцов жидкости с различных уровней с целью определения чистоты выходящих продуктов.

Система очистки от песка и механических примесей. При подготовке нефти в сосуде осаждается значительное количество песка и других механических примесей. Система предусматривает ручную периодическую очистку от примесей без прекращения процесса. Вода под высоким давлением выпускается из ряда инъекционных насадок в трубах, расположенных по длине аппарата. Струя воды подсекает отложения песка и удерживает его в суспензии, которая при открытии дренажных клапанов поступает в специальные накопители песка, расположенные по длине сосуда в нижней его части, откуда идет на сброс из установки.

Работа блока регулирования заключается в измерении и регулировании расхода

поступающей нефтяной эмульсии. Блок регулирования представляет собой утепленное помещение, расположенное на утепленном основании. В помещении блока расположены: трубопровод входа нефтяной эмульсии, трубопровод выхода нефти, трубопровод выхода воды, емкость пробоотборников, вентилятор, обогреватель электрический, извещатели пожарные, датчики-сигнализаторы загазованности и дренажный трубопровод выносных сосудов.

Блок подготовки топлива выполнен в виде утепленного шкафа, имеющего остекленные двери и штуцера входа газа из технологического блока, входа газа от постороннего источника, выхода газа с установок, выхода газа к основным и запальным горелкам, выхода газа на свечу. В блок подготовки топливный газ поступает из технологического блока или постороннего источника, проходит очистку в фильтре, регулирование давления регулятором, регулирование расхода в зависимости от значения температуры нефтяной эмульсии в технологическом блоке регулирующим клапаном. К горелкам топливный газ подается через последовательно установленные электромагнитные клапаны и два клапана.

Вопросы к практическому занятию

1. В чем заключается подготовка нефти на промыслах?
2. Какие группы товарных нефтей вы знаете? Как они классифицируются?
3. Установки по обезвоживанию и обессоливанию нефти.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №16

Изучение схемы магистрального нефтепровода

Цель: изучить схему магистрального нефтепровода.

Знания и умения: применять профессиональную терминологию в области бурения, разработки месторождения, эксплуатации скважин, транспорта нефти и газа; анализировать отечественную и зарубежную научно-техническую информацию по направлению исследований в области нефтегазового дела

Актуальность темы: современные магистральные нефтепроводы являются важнейшей составной частью единой транспортной системы страны. Они занимают первое место по производительности труда среди всех видов транспорта и второе место по объему перевозок и грузообороту. Надежная и бесперебойная работа магистральных нефтепроводов во многом зависит от качества антикоррозионных - изоляционных покрытий

Теоретическая часть

К магистральным нефтепроводам (МНП) относятся трубопроводы протяженностью свыше 50 км и диаметром от 219 до 1220 мм включительно, предназначенные для транспортировки товарной нефти из районов добычи до мест потребления или перевалки на другой вид транспорта.

Магистральный нефтепровод, в общем случае, состоит из следующих комплексов сооружений (рис.22):

- подводящие трубопроводы;
- головная и промежуточные нефтеперекачивающие станции (НПС);
- конечный пункт;
- линейные сооружения.

Подводящие трубопроводы связывают источники нефти с головными сооружениями МНП.

Головная НПС предназначена для приема нефти с промыслов, смешения или разделения ее по сортам, учета нефти и ее закачки из резервуаров в трубопровод. Головная НПС располагается вблизи нефтепромыслов.

Промежуточные НПС служат для восполнения энергии, затраченной потоком на преодоление сил трения, с целью обеспечения дальнейшей перекачки нефти. Промежуточные НПС размещают по трассе трубопровода согласно гидравлическому расчету (через каждые 50 – 200 км).

Конечным пунктом магистрального нефтепровода обычно является

нефтеперерабатывающий завод или крупная перевалочная нефтебаза.

На магистральных нефтепроводах большой протяженности организуются эксплуатационные участки длиной от 400 до 600 км. Граница между эксплуатационными участками обязательно проходит через промежуточные НПС. Промежуточная НПС, находящаяся в начале эксплуатационного участка, является для него головной НПС, а промежуточная НПС, находящаяся в конце эксплуатационного участка – конечным пунктом для него. Состав сооружений промежуточных НПС, расположенных на концах эксплуатационного участка, отличается от обычных наличием резервуарных парков. Таким образом, магистральный нефтепровод большой протяженности состоит как бы из нескольких последовательно соединенных нефтепроводов протяженностью не более 600 км каждый.

К линейным сооружениям магистрального нефтепровода относятся:

1) собственно трубопровод (или линейная часть); 2) линейные задвижки; 3) средства защиты трубопровода от коррозии (станции катодной и протекторной защиты, дренажные установки); 4) переходы через естественные и искусственные препятствия (реки, дороги и т. п.); 5) линии связи; 6) линии электропередачи; 7) дома обходчиков; 8) вертолетные площадки; 9) грунтовые дороги, прокладываемые вдоль трассы трубопровода.

2) Трубы магистральных нефтепроводов (а также нефтепродуктопроводов и газопроводов) изготавливают из стали, так как это экономичный, прочный, хорошо сваривающийся и надежный материал.

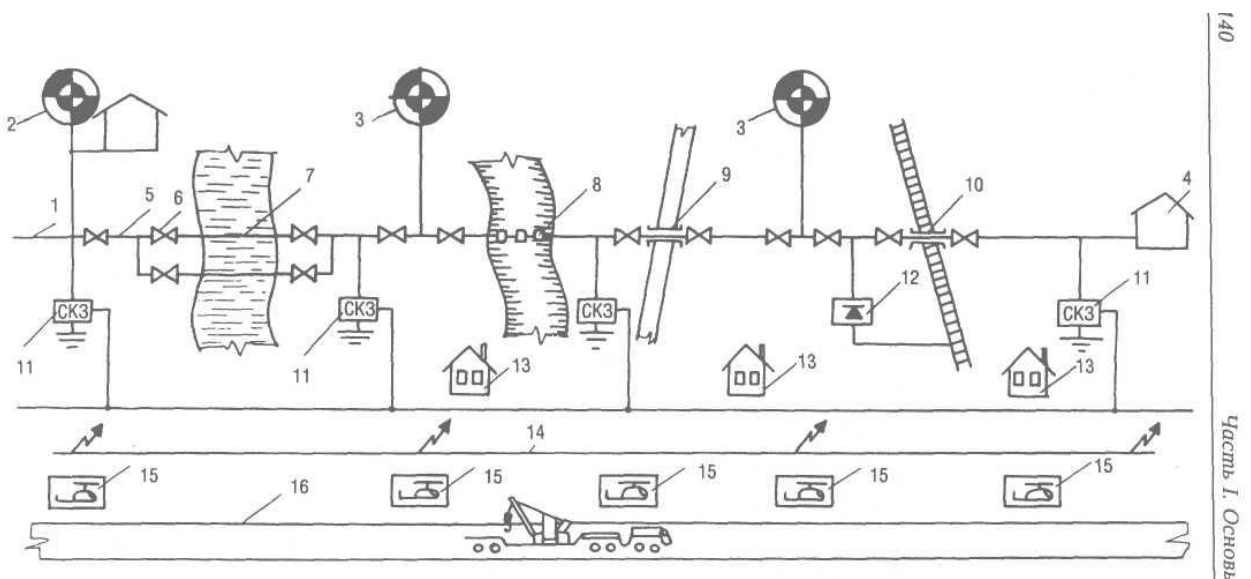


Рис. 22– Состав сооружений магистрального нефтепровода: 1 – подводный

трубопровод; 2 – головная нефтеперекачивающая станция; 3 – промежуточная нефтеперекачивающая станция; 4 – конечный пункт; 5 – линейная часть; 6 – линейная задвижка; 7 – дюкер; 8 – надземный переход; 9 – переход под автодорогой; 10 – переход под железной дорогой; 11 – станция катодной защиты; 12 – дренажная установка; 13 – дом обходчика; 14 – линия связи; 15 – вертолетная площадка; 16 – вдоль трассовая дорога.

По способу изготовления трубы для магистральных нефтепроводов подразделяются на бесшовные, сварные с продольным швом и сварные со спиральным швом. Бесшовные трубы применяют для трубопроводов диаметром до 529 мм, а сварные – при диаметрах 219 мм и выше.

Наружный диаметр и толщина стенки труб стандартизированы. В связи с большим разнообразием климатических условий при строительстве и эксплуатации трубопроводов трубы подразделяют на две группы: в обычном и в северном исполнении. Трубы в обычном исполнении применяют для трубопроводов, прокладываемых в средней полосе и в южных районах страны (температура эксплуатации 0 °С и выше, температура строительства – 40 °С и выше). Трубы в северном исполнении применяются при строительстве трубопроводов в северных районах страны (температура эксплуатации минус 20 – 40 °С, температура строительства минус 60 °С).

В соответствии с принятым исполнением труб выбирается марка стали.

Трубы для магистральных нефтепроводов изготавливают из углеродистых и низколегированных сталей.

Основными поставщиками труб большого диаметра (529 – 1220 мм) для магистральных трубопроводов являются Челябинский трубопрокатный, Харцызский трубный, Новомосковский металлургический и Волжский трубный заводы.

Трубопроводная арматура предназначена для управления потоками нефти, транспортируемыми по трубопроводам. По принципу действия арматура делится на три класса: запорная, регулирующая и предохранительная.

Запорная арматура (задвижки) служит для полного перекрытия сечения трубопровода, регулирующая (регуляторы давления) – для изменения давления или расхода перекачиваемой жидкости, предохранительная (обратные и предохранительные клапаны) – для защиты трубопроводов и оборудования при превышении допустимого давления, а также предотвращения обратных токов жидкости.

Задвижками называются запорные устройства, в которых проходное сечение перекрывается поступательным перемещением затвора в направлении,

перпендикулярном направлении движения нефти. Конструктивно задвижка представляет собой цельный литой или сварной корпус, снабженный двумя патрубками для присоединения к трубопроводу (с помощью фланцев или сварки) и шпиндель, соединенный с запорным элементом и управляемый с помощью маховика или специального привода. Место выхода шпинделя из корпуса герметизируется с помощью сальникового уплотнения. По конструкции уплотнительного затвора задвижки делятся на клиновые и параллельные. На магистральных нефтепроводах задвижки оснащают электроприводом.

Регуляторы давления – это устройства, служащие для автоматического поддержания давления на требуемом уровне. В соответствии с тем, где поддерживается давление – до или после регулятора, – различают регуляторы типа «до себя» и «после себя».

Предохранительными клапанами называются устройства, предотвращающие повышение давления в трубопроводе сверх установленной величины. На нефтепроводах применяют мало- и полноподъемные предохранительные клапаны закрытого типа, работающие по принципу сброса части жидкости из места возникновения повышенного давления в специальный сборный коллектор.

Классификация и состав перекачивающих станций

Магистральный нефтепровод (МН) имеет в своем составе головную нефтеперекачивающую станцию (НПС) и промежуточные НПС. **Головная НПС** предназначена для приема нефти с установок ее подготовки на промысле и закачки в МН. **Промежуточные НПС** обеспечивают поддержание в трубе напора, достаточного для дальнейшей перекачки нефти (рис.23). Объекты в составе НПС подразделяются на две группы: основного (технологического) и вспомогательного назначения.

К объектам первой группы относятся: резервуарный парк; подпорная насосная; узел учета нефти с фильтрами; магистральная насосная; узел регулирования давления и предохранительные устройства; камеры пуска и приема очистных и диагностических устройств; технологические трубопроводы с запорной арматурой.

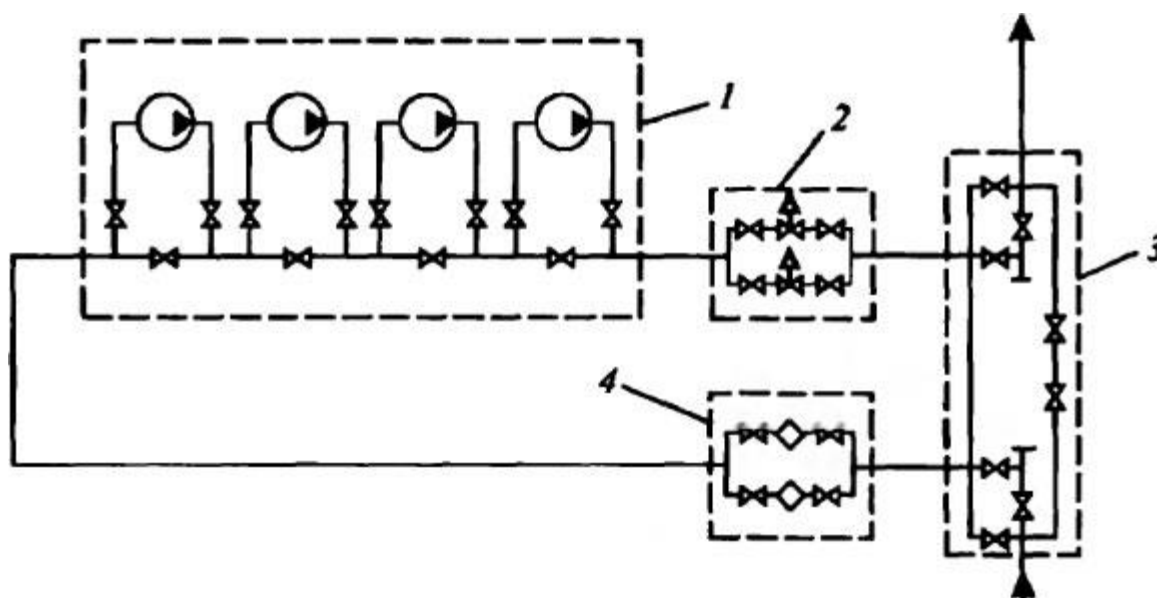


Рис. 23. Технологическая схема промежуточной НПС:

1- насосная; 2-помещение с регулирующими клапанами; 3- устройство приема-пуска очистных и диагностических средств; 4- фильтры-грязеуловители

К объектам второй группы относятся: понижающая электрическая *подстанция* с распределительными устройствами; комплекс водоснабжения; комплекс *по* отводу промышленных стоков; котельная с тепловыми сетями; узел связи: лабораторный корпус; мастерские; пожарное депо; склад и т. д.

На головных НПС осуществляются следующие технологические *операции*: прием и учет нефти; краткосрочное хранение нефти в резервуарах; внутристанционные перекачки нефти; закачка нефти в МТ; *запуск* в полость трубопровода очистных и диагностических устройств.

На промежуточных НПС осуществляется увеличение напора транспортируемой нефти. При работе НПС в режиме "из насоса в насос" (конец предыдущего участка трубы МН подключен к линии всасывания насосов) промежуточные НПС не имеют резервуарных парков. В других случаях резервуарные парки имеются. На промежуточных НПС устанавливаются также системы сглаживания волн давления и защиты от гидравлических ударов.

МН разбиваются на эксплуатационные участки протяженностью до 800 км, которые соединяются друг с другом через резервуарные парки, поэтому в течение некоторого времени каждый участок может вести перекачку независимо от соседних участков. Эксплуатационные участки в свою *очередь* состоят из 3-5 более коротких

участков, разделенных промежуточными НПС, которые работают в режиме "из насоса в насос" и гидравлически связаны друг с другом.

Для снижения затрат на сооружение НПС используется метод их блочно-модульного исполнения. Все оборудование станции входит в состав функциональных блоков, монтируется и испытывается на заводе. При этом блочно-модульные НПС могут быть открытого типа, когда насосные агрегаты размещаются под навесом на открытом воздухе.

Важным элементом НПС является узел учета нефти на потоке, который размещают на пути движения нефти из резервуара к нефтепроводу между подпорной и магистральной насосными.

Типичным элементом схемы НПС является узел приема-пуска средств очистки и диагностики внутренней полости нефтепровода. На головных НПС размещаются только камеры пуска, на промежуточных - камеры пуска и камеры приема, на конечных-только камеры приема. Каждое из средств очистки обладает своими преимуществами и недостатками. Например, эластичный шаровой разделитель обладает повышенной проходимостью, способен преодолевать сужения трубы и крутые повороты, но обладает худшими очистными свойствами по сравнению со скребками.

Для приема разделителей с предыдущего участка используют специальную камеру, в которую разделитель поступает вместе с потоком нефти. Для пуска разделителей используется другая камера, из которой разделители вместе с потоком нефти уходят на следующий участок нефтепровода.

Вопросы к практическому занятию

1. Дать определение магистральному нефтепроводу.
2. Основные объекты, входящие в состав магистральных нефтепроводов.
3. Трубопроводная арматура. На какие классы она делится.
4. Параметры и тип труб, применяющихся для сооружения магистрального нефтепровода.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №17

Изучение схемы магистрального газопровода

Цель: изучить схему магистрального газопровода.

Знания и умения: применять профессиональную терминологию в области бурения, разработки месторождения, эксплуатации скважин, транспорта нефти и газа; анализировать отечественную и зарубежную научно-техническую информацию по направлению исследований в области нефтегазового дела

Актуальность темы: исследование и разработка современной технологии и комплекса технических средств, позволяющих сократить сроки ремонта линейной части магистральных газопроводов при высоком качестве работ, важная и актуальная задача.

Теоретическая часть

Магистральным газопроводом (МГ) называется трубопровод, предназначенный для транспортировки газа, прошедшего подготовку из района добычи в районы его потребления. Движение газа по магистральному газопроводу обеспечивается компрессорными станциями (КС), сооружаемыми по трассе через определенные расстояния.

Ответвлением от магистрального газопровода называется трубопровод, присоединенный непосредственно к МГ и предназначенный для отвода части транспортируемого газа к отдельным населенным пунктам и промышленным предприятиям.

Магистральные газопроводы классифицируются по величине рабочего давления и по категориям.

В состав МГ входят следующие основные объекты (рис.24):

- головные сооружения;
- компрессорные станции;
- газораспределительные станции (ГРС);
- подземные хранилища газа;
- линейные сооружения.

На *головных сооружениях* добываемый газ подготавливается к транспортировке (очистка, осушка и т. д.). В начальный период разработки месторождений давление газа, как правило, настолько велико, что необходимости в головной компрессорной станции нет. Ее строят позднее, уже после ввода газопровода в эксплуатацию.

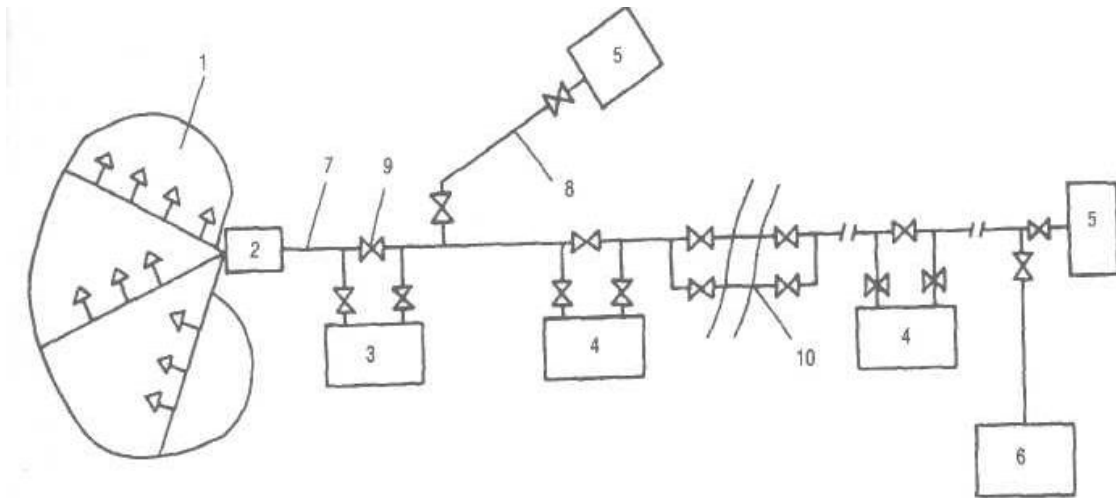


Рис. 24– Схема магистрального газопровода: 1 – газосборные сети; 2 – промышленный пункт сбора газа; 3 – головные сооружения; 4 - компрессорная станция; 5 – газораспределительная станция; 6 – подземные хранилища; 7 – магистральный трубопровод; 8 – ответвления от магистрального трубопровода; 9 – линейная арматура; 10 – двухниточный проход через водную преграду.

Компрессорные станции предназначены для перекачки газа. Кроме того, на КС производится очистка газа от жидких и твердых примесей, а также его осушка.

Принципиальная технологическая схема компрессорной станции приведена на рис.25. Газ из магистрального газопровода (1) через открытый кран (2) поступает в блок пылеуловителей (4). После очистки от жидких и твердых примесей газ компримируется газоперекачивающими агрегатами – ГПА (5). Далее он проходит через аппараты воздушного охлаждения – АВО (7) и через обратный клапан (8) поступает в магистральный газопровод (1).

Объекты компрессорной станции, где происходит очистка, компримирование и

охлаждение, пылеуловители, газоперекачивающие агрегаты и АВО, называются основными. Для обеспечения их нормальной работы сооружают объекты вспомогательного назначения: системы водоснабжения, электроснабжения, вентиляции, маслоснабжения и т. д.

Газоперекачивающие агрегаты (ГПА) предназначены для сжатия и обеспечения транспортировки природного газа с заданными технологическими параметрами на линейных компрессорных станциях и станциях подземных хранилищ газа (ПХГ).

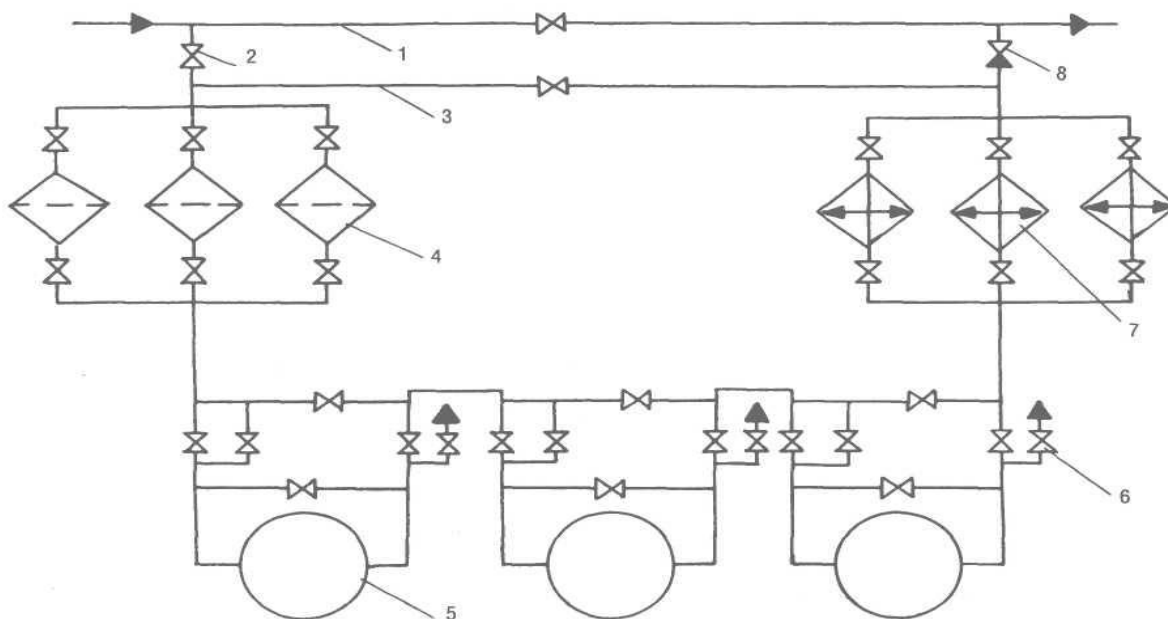


Рис. 25 – Технологическая схема компрессорной станции с центробежными нагнетателями: 1 – магистральный газопровод; 2 – кран; 3 – байпасная линия; 4 – пылеуловители; 5 – газоперекачивающий агрегат; 6 – продувные свечи; 7 – АВО газа; 8 – обратный клапан

Необходимость в *аппаратах для охлаждения газа* обусловлена следующим. При компримировании газ нагревается. Это приводит к увеличению его вязкости и соответственно затрат мощности на перекачку. Кроме того, увеличение температуры газа отрицательно влияет на состояние изоляции газопровода, вызывает дополнительные продольные напряжения в его стенке.

Газ охлаждают водой и воздухом. При его охлаждении водой используют различные теплообменные аппараты (кожухотрубные, оросительные, типа «труба в трубе»), которые с помощью системы трубопроводов и насоса подключены к устройствам

для охлаждения воды. Данный способ охлаждения газа используется, как правило, совместно с поршневыми газомотокомпрессорами.

На магистральных газопроводах наиболее широкое распространение получил способ охлаждения газа атмосферным воздухом. Для этой цели применяют аппараты воздушного охлаждения (АВО) газа различных типов.

Конструктивно АВО представляет собой мощный вентилятор с диаметром лопастей 2 – 7 м, который нагнетает воздух снизу вверх, где по пучкам параллельных труб движется охлаждаемый газ. Для интенсификации теплообмена трубы делают оребренными. В качестве привода вентиляторов используются электродвигатели мощностью от 10 до 100 кВт.

Достоинствами АВО являются простота конструкции, надежность работы, отсутствие необходимости в предварительной подготовке хладагента (воздуха).

Газораспределительные станции сооружают в конце каждого магистрального газопровода или отвода от него.

Высоконапорный газ, транспортируемый по магистральному газопроводу, не может быть непосредственно подан потребителям, поскольку газовое оборудование, применяемое в промышленности и в быту, рассчитано на сравнительно низкое давление. Кроме того, газ должен быть очищен от примесей (механических частиц и конденсата), чтобы обеспечить надежную работу оборудования. Наконец, для обнаружения утечек газу должен быть придан резкий специфический запах. Операцию придания газу запаха называют *одоризацией*.

Понижение давления газа до требуемого уровня, его очистка, одоризация и измерение расхода осуществляются на газораспределительной станции (ГРС). Принципиальная схема ГРС приведена на рис. 26. Газ по входному трубопроводу (1) поступает на ГРС. Здесь он последовательно очищается в фильтре (2), нагревается в подогревателе (3), редуцируется в регуляторах давления (5). Далее расход газа измеряется расходомером (6) и в него с помощью одоризатора (7) вводится одорант – жидкость, придающая газу запах.

Необходимость подогрева газа перед редуцированием связана с тем, что дросселирование давления сопровождается (согласно эффекту Джоуля-Томсона) охлаждением газа, создающим опасность закупорки трубопроводов ГРС газовыми гидратами.

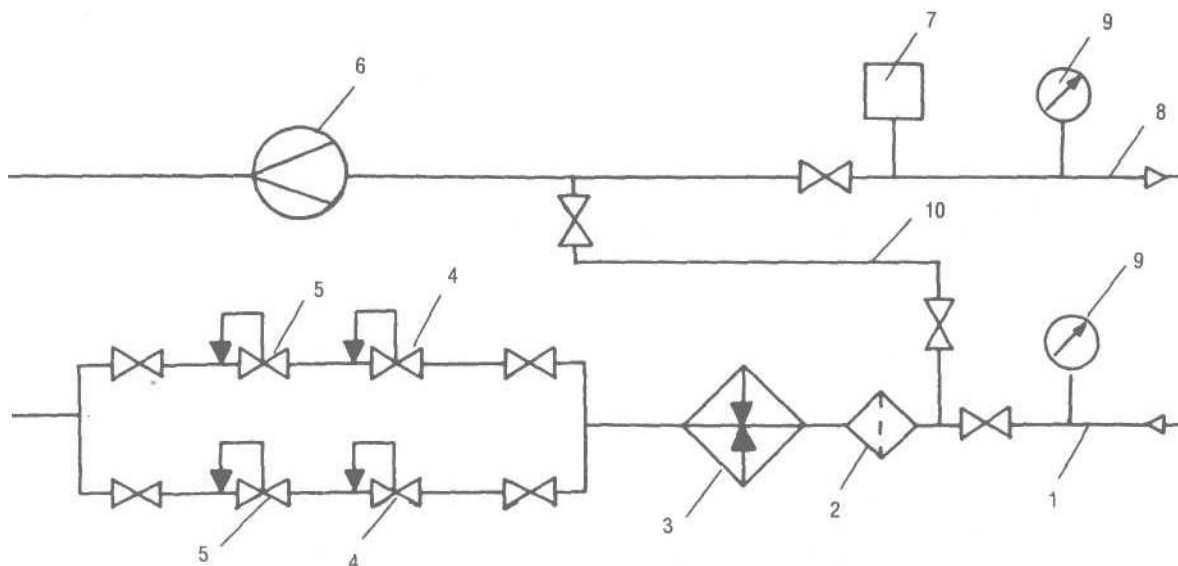


Рис. 26 – Принципиальная схема ГРС: 1 – входной трубопровод; 2 – фильтр; 3 – подогреватель газа; 4 – контрольный клапан; 5 – регулятор давления типа «после себя»; 6 – расходомер газа; 7 – одоризатор; 8 – выходной трубопровод; 9 – манометр; 10 – байпас

Подземные хранилища газа служат для компенсации неравномерности газопотребления. Использование подземных структур для хранения газа позволяет очень существенно уменьшить металлозатраты и капиталовложения в хранилища.

Линейные сооружения газопроводов отличаются от аналогичных сооружений нефте- и нефтепродуктопроводов тем, что вместо линейных задвижек используются линейные шаровые краны, а кроме того, для сбора выпадающего конденсата сооружаются конденсатосборники.

Длина магистрального газопровода может составлять от десятков до нескольких тысяч километров, а диаметр – от 150 до 1420 мм. Большая часть газопроводов имеет диаметр от 720 до 1420 мм. Трубы и арматура магистральных газопроводов рассчитаны на рабочее давление до 7,5 МПа.

Вопросы к практическому занятию

1. Дать определение магистральному газопроводу.
2. Основные объекты, входящие в состав магистральных газопроводов.
3. Способы охлаждения газа.
4. Технологическая схема газораспределительной станции (ГРС).

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №18

Ознакомление с продуктами переработки нефти

Цель: ознакомиться с продуктами переработки нефти.

Знания и умения: применять профессиональную терминологию в области бурения, разработки месторождения, эксплуатации скважин, транспорта нефти и газа; анализировать отечественную и зарубежную научно-техническую информацию по направлению исследований в области нефтегазового дела

Актуальность темы: переработка нефтесодержащих отходов представляет собой сложную техническую и технологическую задачу, обусловленную прежде всего устойчивостью нефтяной эмульсии, значительным содержанием механических примесей, неоднородностью перерабатываемого сырья, и направлена на разделение его на углеводородную часть, воду и механические примеси.

Теоретическая часть

В целом все методы переработки нефтешламов можно классифицировать по принципу, на котором основано разделение нефтешламов на составляющие компоненты:

- механические;
- физико-химические;
- термические;
- биохимические;
- комбинированные методы, основанные на сочетании вышеперечисленных

методов.

Механические методы переработки нефтешламов – это отстаивание, гидрообработка, центробежное разделение и гидроциклический метод.

Метод *отстаивания* основан на разделении компонентов нефтешлама, происходящем из-за их различной плотности. Под действием гравитационных сил нефтешлам разделяется на три слоя:

- нефтэмульсионный слой (содержание нефтепродуктов до 60 – 80 %);
- слой воды с незначительной концентрацией нефтепродуктов (до 10 – 15 %) и механических примесей;
- нижний слой с высокой концентрацией механических примесей (до 70 – 75 %).

Гидрообработка нефтешламов при нагревании – это метод отстаивания нефтешламов с разделением на составляющие компоненты, интенсифицируемый процессом десорбции нефтепродуктов, скорость которого увеличивается при нагревании, а также при перемешивании.

Методы центробежного разделения основаны на работе центробежных сил, под действием которых нефтешламы разделяются на составляющие их компоненты. Центробежные силы могут превосходить гравитационные силы в сотни и тысячи раз, соответственно увеличивая скорость осаждения частиц, продолжительность процесса и уменьшая необходимый объём аппарата.

В качестве интенсификаторов процессов центрифугирования могут использоваться физико-химические методы – флокуляция, экстракция лёгкими фракциями нефтепродуктов, отпаривание и т. п.

Обезвреживание нефтяных шламов возможно с помощью *гидроциклонной установки*. Гидроциклон представляет собой конический сосуд, который заканчивается цилиндрической частью, закрытый сверху крышкой.

Очистка нефтешламов в декантере. Технология предполагает подогревать нефтяные шламы и направлять в двухфазный декантер, где шлам освобождается от твёрдых частиц с последующим сепарированием и разделяется на два потока – поток нефти с остаточной водой и поток воды с остаточной нефтью.

Биохимический метод переработки нефтешламов основан на способности нефтеокисляющих микроорганизмов разлагать нефтепродукты. Рекультивация загрязнённой почвы с помощью микроорганизмов осуществляется по двум направлениям.

Активизация метаболической активности естественной микрофлоры почв. Метод применяется при относительно низком загрязнении почвы нефтепродуктами. Основан на

том, что в почве содержатся нефтеокисляющие бактерии, способные размножаться при внесении нефтепродуктов. Нефтешламы вносят в почву, где они под воздействием микроорганизмов подвергаются биологическому разложению. Для ускорения процесса биологического размножения изменяют физико-химические условия (влажность, режим аэрации, введение питательных веществ, pH и т. д.).

Внесение специально подобранных штаммов активных веществ нефтеокисляющих микроорганизмов в загрязнённую почву. При более высоких уровнях загрязнения почвы нефтепродуктами создаются условия, препятствующие нормальному росту нефтеокисляющих микроорганизмов. Появляется необходимость внесения специально выведенных нефтеокисляющих штаммов, организмов в почву. На данный момент разработано много препаратов, предназначенных для микробиологической переработки нефтезагрязнённых земель.

Основные недостатки методов биохимического разложения нефтешламов при внесении их в почву следующие. В результате микробиологических процессов минерализуется лишь часть органических компонентов нефти, трансформируется при этом в другие органические соединения, характер действия которых и природный биоценоз пока не изучены. Необходимо проводить биохимическую переработку длительное время в узком температурном диапазоне (что является лимитирующим фактором для регионов с низкими среднегодовыми температурами). Данный метод можно использовать для переработки нефтезагрязнённого грунта при низком содержании нефтепродуктов или как метод окончательной очистки нефтешламов после применения других методов.

Физико-химические методы переработки нефтешламов – это экстракция, флотация и сбор нефтепродуктов барабанными сепараторами.

Из физико-химических методов переработки нефтешламов широкое применение получили *методы экстракции*, основанные на взаимном растворении полярных соединений (нефтепродукты и растворитель). Экстракция нефтепродуктов интенсифицируется при нагревании. Далее происходит разделение твёрдой и жидкой фазы фильтрацией, последующее разделение полярных (нефтепродукты и растворитель) соединений и неполярных (волн) и регенерация растворителя.

Процессы экстракции разделяются по типам применяемых растворителей:

- экстракция органическими растворителями,
- экстракция нефтешламов смесью жидких отходов производства ацетилена и этилена,

- экстракция сжиженными газами,
- метод паровой экстракции.

Основными недостатками любого вида экстракции является необходимость интенсификации процесса, часто возникают: необходимость замены или регенерации фильтров, неизбежные потери дорогостоящего растворителя, высокие энергозатраты из-за необходимости многократной регенерации растворителя, а также необходимость очистки остатка от самого растворителя.

Обезвреживание нефтяных шламов возможно путём *флотационной очистки горячей водой*. Сбор нефти с поверхности шламонакопителей может производиться при помощи *барабанных сепараторов (скиммеров)*, применяемых для ликвидации нефтяных разливов на поверхности водных объектов. Барабанная скиммерная установка выполнена в виде плавучего бота, которая устанавливается на водную поверхность. Плавучий бот имеет два или более барабанов. Барабаны выполнены из специального материала, притягивающего и удерживающего нефть и нефтепродукты.

Способность сбора и удерживания нефти основана на свойствах материала барабана притягивать и удерживать на своей поверхности нефтепродукты, что достигается посредством молекулярной адсорбции и адгезии.

Термические методы переработки нефтешламов основаны на процессах термического разложения нефтепродуктов. Полное термическое разложение нефтепродуктов происходит до образования конечных продуктов деструкции – CO_2 и H_2O .

Термические методы деструкции нефтепродуктов разделяются на сжигание (термическое разложение в бескислородной среде).

Наиболее распространен метод обезвреживания нефтезагрязнённых грунтов – организованное *сжигание в печах*.

Сжигание нефтешламов в печах с псевдоожиженным слоем. Большое распространение для сжигания нефтешламов получили печи, работающие по принципу кипящего слоя. В печах с кипящим слоем продукт взвешивается в реакционной камере потоком воздуха, проходящего через слой сыпучего материала, не перемешиваясь по направлению этого потока, при этом достигается повышенная теплопроизводительность вследствие интенсивного тепло и массообмена, сжигание происходит значительно эффективнее, чем в стационарном слое. Скорость газового потока должна быть достаточной для того, чтобы частицы находились во взвешенном состоянии и вихревом турбулентном движении, напоминающем движении кипящей жидкости.

Пиролиз – это высокотемпературный процесс глубокого бескислородного термического превращения нефтяного или газового сырья, заключающийся в деструкции исходных веществ с образованием продуктов меньшей молекулярной массы (в т.ч. простых веществ CO и H_2O). В процессе бескислородного термического разложения образуются жидкие (смола пиролиза) и газообразные (пирогаз) продукты. Пиролиз наиболее приемлем в экологическом отношении, чем сжигание, т. к. позволяет органическую часть отходов не превращать в токсичные продукты сгорания, а использовать как дополнительное топливо для сжигания отходов или конденсировать с получением побочных продуктов.

Комбинированные методы обезвреживания нефтешламов получили широкое распространение из-за возможности переработки нефтешламов с различными физическими и физико-химическими свойствами.

Многие применяемые на практике схемы переработки нефтешламов можно отнести к комплексным методам, это сочетание механических методов и методов центробежного разделения с физико-химическими методами, технологические схемы которых были рассмотрены выше.

Универсальная технология переработки нефтяных шламов представляет комплексную задачу, которую необходимо разделить на три составляющие:

- переработка нефтэмульсионного слоя с утилизацией нефтепродуктов;
- переработка водоземulsionного слоя с утилизацией или обезвреживанием нефтепродуктов;
- обезвреживание осадочного слоя, близкого по своим свойствам к нефтезагрязнённым грунтам.

Для решения такой задачи перспективными являются комплексные методы переработки, т.к. ни один индивидуальный метод не позволяет решить такую задачу во всём объёме.

Существует большое количество методов, пригодных для переработки нефтэмульсионного слоя нефтешламов, т.к. в нефтэмульсионном слое образуется высокая концентрация нефтепродуктов (до 50-85 %), и утилизация этого слоя с получением товарной нефти представляет собой прибыльное производство.

Водоземulsionный слой с низким содержанием нефтепродуктов и механических примесей возможно перерабатывать как нефтэмульсионный слой (задача не является экономически целесообразной), также можно отводить его на очистные сооружения, подвергать термическому разложению, закачивать в нефтеносные слои. Задачу

необходимо решать не месте переработки.

Переработка осадочного слоя представляет собой сложную задачу, т.к. он содержит большое количество механических примесей, выделение нефтепродуктов из этого экономически нецелесообразно, к тому же необходимо достижение нормативных допустимых уровней содержания нефтепродуктов в обезвреженном грунте. К осадочному слою близки по свойствам нефтезагрязнённые грунты, образующиеся в результате аварийных разливов нефтепродуктов, а также твёрдая фаза, образующаяся при переработке нефтеэмульсионного (водоэмульсионного) слоя нефтешламов и требующая дополнительного обезвреживания.

Описанные факторы явились основанием создания метода, приемлемого для переработки осадочного слоя нефтешламов, который можно использовать как индивидуальный метод переработки, так и как часть комплексного метода переработки для обезвреживания твёрдой фазы, образующейся в результате переработки нефтешлама.

Для переработки нефтешламов с высоким содержанием механических примесей, нефтезагрязнённых грунтов и твёрдой нефтезагрязнённой фазы, образующейся при переработке нефтешламов, пригодны термические методы – сжигание (во вращающихся печах) и пиролиз. Процесс сжигания нефтешламов сопровождается выделением большого количества вредных примесей, к тому же необходима подача дополнительного топлива для осуществления процесса сжигания. Пиролиз нефтешламов более приемлем в экологическом отношении, т.к. позволяет сжигать токсичные продукты деструкции нефтешламов и использовать их как топливо. При использовании метода пиролиза возможно получение побочных продуктов обезвреживания – пиролизной смолы и пирогаза, возможно найти применение обезвреженной твёрдой фазе, утилизировать тепло отходящих газов.

По подсчётам специалистов российская нефтеперерабатывающая промышленность в процессе деятельности выбрасывает в атмосферу более 0,45% перерабатываемого сырья, в то время как аналогичная промышленность в более цивилизованных и экономически развитых странах мира строго придерживается уровня не более 0,1% выбросов в атмосферу. Кроме того, практически непоправимый вред окружающей среде наносится факельными хозяйствами нефтеперерабатывающих производств, так как в процессе сжигания топлива в факельных печах образуются аэрозольные частицы, являющиеся продуктом конденсации углерода и бензапирена также являющегося канцерогенным углеводородом.

В настоящее время в экологические проблемы переработки нефти также входит проблема загрязнения нефтью и нефтепродуктами гидросферы, предусматривающая риск

полного загрязнения водного бассейна планеты, начиная от небольших рек и водоемов и заканчивая Мировым океаном. В том же списке имеется проблема загрязнения нефтью и нефтепродуктами грунтовых вод, так как сточные воды нефтеперерабатывающих производств несут в водоемы значительное количество вредных веществ – продуктов нефтепереработки в виде хлоридов, сульфитов, фенолов, взвешенных веществ, солей тяжелых металлов, соединений азота и прочих «благоприятно» воздействующих на окружающую среду в целом, и в частности здоровье человека. Следует отметить, что и природные катаклизмы в виде гигантских волн–цунами, землетрясений и им подобных сопровождаются затоплением и танкеров с нефтепродуктами, а также разрушением портовых нефтехранилищ и нефтебаз.

Основной вклад в загрязнение атмосферы вносят автомобили, работающие на бензине (в США на их долю приходится около 75 %) , затем самолеты (примерно 5 %) , автомобили с дизельными двигателями (около 4 %) , тракторы и другие сельскохозяйственные машины (около 4 %) , железнодорожный и водный транспорт (примерно 2 %) . К основным загрязняющим атмосферу веществам, которые выбрасывают подвижные источники (общее число таких веществ превышает 40) , относятся оксид углерода (в США его доля в общей массе составляет около 70 %) , углеводороды (примерно 19 %) и оксиды азота (около 9 %) . Оксид углерода (CO) и оксиды азота (NO_x) поступают в атмосферу только с выхлопными газами, тогда как не полностью сгоревшие углеводороды (H_nC_m) поступают как вместе с выхлопными газами (что составляет примерно 60 % от общей массы выбрасываемых углеводородов) , так и из картера (около 20 %) , топливного бака (около 10 %) и карбюратора (примерно 10 %) ; твердые примеси поступают в основном с выхлопными газами (90 %) и из картера (10 %) .

Наибольшее количество загрязняющих веществ выбрасывается при разгоне автомобиля, особенно при быстром, а также при движении с малой скоростью (из диапазона наиболее экономичных). Относительная доля (от общей массы выбросов) углеводородов и оксида углерода наиболее высока при торможении и на холостом ходу, доля оксидов азота - при разгоне. Из этих данных следует, что автомобили особенно сильно загрязняют воздушную среду при частых остановках и при движении с малой скоростью.

Создаваемые в городах системы движения в режиме «зеленой волны», существенно сокращающие число остановок транспорта на перекрестках, призваны сократить загрязнение атмосферного воздуха в городах. Большое влияние на качество и количество выбросов примесей оказывает режим работы двигателя, в частности

соотношение между массами топлива и воздуха, момент зажигания, качество топлива, отношение поверхности камеры сгорания к ее объему и др. При увеличении отношения массы воздуха и топлива, поступающих в камеру сгорания, сокращаются выбросы оксида углерода и углеводородов, но возрастает выброс оксидов азота. Несмотря на то что дизельные двигатели более экономичны, таких веществ, как CO, HnСm, NOx, выбрасывают не более, чем бензиновые, они существенно больше выбрасывают дыма (преимущественно несгоревшего углерода), который к тому же обладает неприятным запахом, создаваемым некоторыми несгоревшими углеводородами). В сочетании же с создаваемым шумом дизельные двигатели не только сильнее загрязняют среду, но и воздействуют на здоровье человека гораздо в большей степени, чем бензиновые.

Во время выбросов нефти особенно страдают птицы, поскольку нефть пропитывает перья, лишая их как водоотталкивающих, так и теплоизоляционных свойств. Птицы оказываются неспособными ни плавать, ни поддерживать нужную температуру тела. Оценки количества птиц, погибающих при утечке нефти, часто невелики просто потому, что попавшие в беду птицы не попадают в поле зрения наблюдателей. Когда птицы пытаются выбраться из нефти, она облепляет их с ног до головы, лишая возможности видеть и отравляя весь организм.

Нефть также загрязняет или разрушает природные источники пищи птиц. Особенно страдают ныряющие птицы, поскольку в поисках пищи им приходится многократно нырять сквозь слой нефти на поверхности. Помимо воздействия на отдельные водные организмы, нефть влияет и на целые экосистемы.

В районах, где нефть часто попадает в воду, заметными становятся и изменения видового состава морского сообщества.

Как нефть, так и нефтяные смолы (гудрон) содержат некоторые канцерогенные вещества. Результаты нескольких исследований, проведенных на моллюсках в загрязненных водах, свидетельствуют о том, что у этих животных обнаруживается аномально большое число новообразований, сходных с раковыми опухолями человека.

После попадания нефти или нефтепродуктов в воду требуется определенное время для исчезновения их следов. Сюда надо включить и время, необходимое для повторного заселения загрязненной зоны теми же и в том же количестве организмами, которые обитали здесь ранее. Если выброс нефти не привел к полной гибели всех местных организмов, то оставшиеся, размножаясь, начинают заполнять свободное пространство, по мере того как исчезает нефть. Сюда же начинают прибывать организмы из соседних областей, либо приплывая, либо переносясь течениями воды (например, личинки), либо

выселяясь из соседних колоний (водоросли). Межвидовая конкуренция и хищничество приводят к установлению равновесия между различными группами. Губительное влияние нефти может сказываться в течение долгих лет.

Развитие нефте- и газоперерабатывающей промышленности и переработки углеводородного сырья также негативно сказывается на экологическую ситуацию. Определенную экологическую опасность представляют продуктопроводы, особенно в местах их переходов через водные объекты. Деятельность человека до начала интенсивного развития промышленности отрицательно влияла на отдельные экосистемы. Вырубка лесов и возведение на их месте поселков и городов приводили к деградации земель, уменьшали их плодородие, превращали пастбища в пустыни, вызывали и другие последствия, но все же не затрагивали всей биосферы, не нарушали существовавшего в ней равновесия. С развитием промышленности, транспорта, с увеличением численности населения на планете деятельность человека превратилась в мощную силу, изменяющую всю биосферу Земли. Загрязнение природной среды промышленными и бытовыми отходами является одним из главных факторов, влияющих на состояние экологических систем Земли. Загрязняющие вещества изменяют состав воды, воздуха и почвы, что является причиной возникновения многих глобальных экологических проблем, таких как изменение климата, появление кислотных осадков, сокращение численности многих видов растений и животных, нехватки чистой пресной воды и других. В настоящее время практически все сферы деятельности человека, связанные с обеспечением его материальными благами и энергоресурсами, вызывают изменение природной среды, а значит – во многих случаях экологически неблагоприятны.

Подготовка нефти заключается в удалении из сырой нефти, добытой на промыслах, растворенных газов, минеральных солей, воды и механических примесей – песка и глины.

Удаление примесей производится на промыслах и на нефтеперерабатывающих заводах

Отделение газов осуществляется в аппаратах, называемых трапами, в которых снижается давление и скорость движения нефти и из нее десорбируются попутные газы. Наряду с попутными газами в ряде случаев удаляются легчайшие смеси углеводородов, называемые газовым бензином. Газовый бензин отделяется от попутных газов абсорбцией его соляровым маслом или адсорбцией активированным углем.

Минеральные соли – удаляются при обессоливании, которое заключается в том, что нефть несколько раз промывается теплой водой для растворения солей. Образующиеся при промывке эмульсии отделяются от нефти при обезвоживании.

Обезвоживание может производиться длительным отстаиванием нефти, причем наряду с водой отделяются механические примеси. Однако вода с нефтью образует стойкие эмульсии, и полное обезвоживание нефти может быть произведено при условии разрушения эмульсий, введением в нефть при нагревании деэмульгаторов, например, натриевых солей нафтенных кислот.

Весьма эффективно электрообезвоживание нефтей, которое заключается в том, что при прохождении пленки нагретой нефти между электродами, питаемыми переменным током напряжением 30 – 40 тыс. в, происходит разрушение эмульсии, водяные капельки сливаются и затем вода отделяется от нефти отстаиванием.

Физические методы переработки заключаются в том, что из нефти или нефтепродуктов получают индивидуальные углеводороды или чаще их смеси. Процесс их получения основан на отличии их физических свойств – температуры кипения, кристаллизации, растворимости и т. д. Наибольшее распространение получила основанная на разнице в температурах кипения отдельных фракций нефти, так называемая прямая перегонка нефти и нефтепродуктов. При перегонке нефти, основанной на разнице в температурах кипения отдельных фракций нефти, получают фракции или дистиллаты.

Получаемые из нефти продукты можно разделить на следующие *группы*:

- 1) топлива;
- 2) нефтяные масла;
- 3) парафины, церезины, вазелины;
- 4) нефтяные битумы;
- 5) осветительные керосины;
- 6) растворители;
- 7) прочие нефтепродукты (кокс, сажа, консистентные смазки, нефтяные кислоты и др.).

Топлива:

а) авиационные бензины Б-100/130, Б-95/130, Б-91/115 и; Б-70: Б - бензин, в числителе приведено октановое число, в знаменателе - сортность; Б-70 - неэтилированный бензин;

б) автомобильные бензины А-66, А-72, А-76, АИ-93, АИ-98: А - автомобильный, цифры характеризуют октановые числа, И - октановое число по исследовательскому методу;

в) тракторные топлива (лигроины и керосины);

г) реактивные топлива Т-1, ТС-1, Т-5, Т-6, Т-7: Т - топливо, С - сернистая нефть, цифра характеризует марку топлива;

д) дизельные топлива ДА, ДЗ, ДЛ, ДС, ДТ, ДМ: Д - дизельное, А - арктическое, З - зимнее. Л - летнее, С - специальное, ДТ и ДМ - для тихоходных двигателей;

е) газотурбинные топлива: мазуты и газойли;

ж) котельные топлива Ф5, Ф12, 40, 100, 200, МП: Ф - флотский мазут, 5 и 12 - условная вязкость при 50°С, 40, 100, 200 - топочный мазут, МП - топливо для мартеновских печей.

Нефтяные масла:

- а) моторные - применяются для смазки авиационных, автомобильных и дизельных двигателей;
- б) промышленные - для смазки промышленного оборудования (машин и механизмов);
- в) цилиндрические - для смазки золотников и цилиндров поршневых паровых машин;
- г) турбинные - для смазки и охлаждения подшипников различных турбоагрегатов и генераторов электрического тока.
- д) компрессорные - для смазки цилиндров, штоков и клапанов компрессоров, воздуходувок и холодильных машин;
- е) трансмиссионные - для смазки зубчатых передач в большинстве машин и механизмов;
- ж) осевые - для смазки шеек осей железнодорожных вагонов, колесных пар тепловозов и паровозов и некоторых других узлов трения подвижного состава железнодорожного транспорта;
- з) электроизоляционные - трансформаторные, конденсаторные и кабельные, которые выполняют функции диэлектрика и охлаждающей жидкости;
- и) масла для гидравлических систем - для гидротрансформаторов автомобилей, тепловозов, самолетов, а также различных стационарных механизмов;
- к) белые - (вазелиновое, медицинское и парфюмерное) - для лечебных целей, приготовления кремов, мазей, губных помад и т. п.

Парафины, церезины, вазелины. Твердые товарные парафины применяют как сырье для производства синтетических жирных кислот и спиртов, которые, в свою очередь, служат основой для производства моющих средств. Парафин используют в медицине, пищевой промышленности (тара и обертки из парафинированной бумаги и картона), производстве спичек, свечей, древесноволокнистых плит и других изделий,

Петролатум - это твердые углеводороды, состоящие из смеси парафина, церезина и масел, которые получают при депарафинизации смазочных масел. Из петролатумов и парафинов, выделяемых из нефти при ее добыче и транспорте, получают церезины.

Церезин применяют при производстве смазок, вазелинов, кремов, различных сплавов, как изоляционный материал в электро- и радиотехнике и т. п.

Вазелин (естественный) получают из парафинистых мазутов. Искусственный вазелин - это смесь минерального масла и парафина, а технический - смесь парафина с промышленным маслом.

Медицинский вазелин - это смесь белого церезина и парафина с парфюмерным маслом.

Нефтяные битумы получают из тяжелых остатков перегонки нефти, крекинга и очистки масел. Применяют при изготовлении гидроизоляционных и кровельных материалов. Они являются основой для получения рубраков, которые используют при изготовлении резины, как водостойкий материал. Но основное применение они находят в дорожном строительстве.

Осветительные керосины применяют для бытовых нужд. Качество осветительного керосина зависит от его химического состава: чем больше в нем парафиновых углеводородов тем выше его качество.

Растворители:

- а) БР-1 (БР - бензин-растворитель, применяется в резиновой промышленности);
- б) уайт-спирит - применяется в лакокрасочной промышленности;
- в) экстракционный бензин - применяется в процессах экстракций и др.

Прочие нефтепродукты.

Нефтяной кокс применяют для производства электродов, а также в алюминиевой промышленности для изготовления: анодной массы, служащей для выплавки алюминия из глинозема, сажу - в резиновой промышленности, а также для изготовления карандашей, изоляционных материалов, копировальной бумаги, красок и т. д.

Консистентные смазки - густые продукты переработки нефти: антифрикционные (смазочные), предохранительные и уплотнительные. К ним относятся солидолы, технические вазелины, констатины и др.

Соли нафтенных кислот, мылонафт, асидол применяют в лакокрасочной промышленности в качестве ускорителей высыхания лака, в мыловаренной промышленности в качестве заменителя жиров, в текстильной (при крашении) и кожевенной промышленности, а также в других отраслях.

Продукты пиролиза - ароматические углеводороды (бензолы, толуолы и ксилолы) применяют как добавку к бензинам с целью улучшения их качества, а также используют в ряде других отраслей промышленности. Бензол - исходный продукт для получения полиамидных волокон типа капрон и нейлон, синтетического каучука и пластических масс на базе фенола. Кроме того, бензол применяют как сырье для приготовления красителей, фармацевтических и фотографических препаратов, а также в качестве растворителей и экстрагирующего вещества.

Толуол широко применяют как сырье для получения капролактама, в качестве растворителя при производстве некоторых: пластмасс, смол, лаков и типографских красок.

Ксилол применяют как растворитель лаков, красок, мастик, фармацевтических препаратов, а также в химической промышленности.

Вопросы к практическому занятию

1. Перечислите экологические проблемы переработки нефти?
2. Основные группы продуктов переработки нефти.
3. Что входит в каждую из этих групп?
4. Где они применяются?

Список рекомендуемой литературы

Основная

1. Нефтегазовое строительство: Учебное пособие./Под общ. ред. проф. И.И. Мазура и проф. В.Д. Шапиро – М.: ОМЕГА-Л, 2005.
2. Щуров, В. И. Технология и техника добычи нефти [Текст] : учеб. для вузов / В. И. Щуров. – М.: Альянс, 2005. – 510 с

Дополнительная

3. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды: учебник для вузов. 3-е изд., стереотипное. – М.: ООО ТИД «Альянс», 2005.
4. Кудинов В.И. Основы нефтегазопромыслового дела. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований; Удмуртский госуниверситет. 2004, 720 с.
5. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела. Учебник для ВУЗов:- Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2001.-544 с.
6. Муравьев В. М., Середа Н. Г. Основы нефтяного и газового дела. Учебное пособие. – М.: Недра, 1987. – 280 с.
7. Басарыгин Ю. М., Булатов А. И., Проселков Ю. М. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учеб. пособие. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002.
8. Вадецкий Ю. В. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учебник. М.: Изд. Центр «Академия», 2003.
9. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: Учеб. для вузов. - 2-е изд., перераб. и доп. - М.: ОАО "Издательство "Недра", 1998.
10. Справочник по добыче нефти/ В. В. Андреев, К. Р. Уразаков, В. У. Далимов и др.; Под ред. К. Р. Уразакова. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000.
11. Сбор, транспорт и хранение природных углеводородных газов. Учебное пособие.- М.: Недра/. Недра, 1978.- 405 с. Авт.: А. И. Гужов, В. Г. Титов, В. Ф. Медведев, В. А. Васильев.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Методические указания

по организации и проведению самостоятельной работы
по дисциплине «Основы нефтегазового дела»
для студентов специальности 21.05.06 Нефтегазовая техника и технологии
специализация «Технология бурения нефтяных и газовых скважин»

Ставрополь, 2026

Методические рекомендации предназначены для студентов специальности 21.05.06 Нефтегазовая техника и технологии, специализация «Технология бурения нефтяных и газовых скважин».

Цель методических рекомендаций:

1. Методическое сопровождение процесса введения и реализации требований федерального государственного образовательного стандарта высшего образования (далее ФГОС ВО), помощь при разработке рабочих учебных программ дисциплин образовательной программы (далее ОП).

2. Создания в образовательном учреждении учебно-методического обеспечения образовательного процесса.

Методические рекомендации определяют сущность самостоятельной работы студентов в вузе, ее назначение, планирование, формы организации и виды контроля.

Содержание

1. Нормативное обеспечение самостоятельной работы в ФГОС ВО
2. Назначение и виды самостоятельной работы студентов
3. Контроль самостоятельной работы студентов преподавателями

1. Нормативное обеспечение самостоятельной работы в ФГОС ВО

1.1. Требования к условиям реализации ОП:

- требования к обязательному минимуму содержания образовательной программы подготовки бакалавра, к условиям ее реализации и срокам ее освоения определяются настоящим ФГОС ВО;

- в программу бакалавриата входит «Дисциплины (модули)», который включает дисциплины (модули), относящиеся к обязательной части программы и дисциплины (модули), относящиеся к части, формируемой участниками образовательных отношений. Дисциплины (модули), относящиеся к обязательной части программы специалитета, являются обязательными для освоения обучающимся вне зависимости от направленности (профиля) программы бакалавриата, которую он осваивает. Набор дисциплин (модулей), относящихся к обязательной части программы бакалавриата, вуз определяет самостоятельно в объеме, установленном настоящим ФГОС ВО. Дисциплины (модули), относящиеся к части, формируемой участниками образовательных отношений определяют направленность (профиль) программы бакалавриата. Набор дисциплин (модулей), относящихся к части, формируемой участниками образовательных отношений, определяет вуз самостоятельно в объеме, установленном настоящим ФГОС ВО. После выбора обучающимся направленности (профиля) программы, набор соответствующих дисциплин (модулей) становится обязательным для освоения обучающимся;

- максимальный объем учебной нагрузки студента устанавливается 54 часа в неделю, включая все виды аудиторной и внеаудиторной (самостоятельной) учебной работы.

Помещения для самостоятельной работы обучающихся должны быть оснащены компьютерной техникой с возможностью подключения к сети «Интернет» и обеспечением доступа в электронную информационно-образовательную среду организации. Библиотека вуза должна иметь достаточное количество современных учебников и учебных пособий по всем дисциплинам и постоянно восполняться научной литературой и периодическими изданиями нефтегазового профиля.

Объем времени, отведенный на внеаудиторную самостоятельную работу, находит отражение:

- в рабочем учебном плане,
- в рабочих программах учебных дисциплин с распределением по разделам или конкретным темам.

2. Назначение и виды самостоятельной работы студентов

Самостоятельная работа проводится с целью:

- систематизации и закрепления полученных теоретических знаний и практических умений студентов;
- углубления и расширения теоретических знаний;
- формирования умений использовать нормативную, правовую, справочную документацию и специальную литературу;
- развития познавательных способностей и активности студентов: творческой инициативы, самостоятельности, ответственности, организованности;
- формирование самостоятельности мышления, способностей к саморазвитию, совершенствованию и самоорганизации;
- формирования практических (общеучебных и профессиональных) умений и навыков;
- развитию исследовательских умений.

Внеаудиторная самостоятельная работа – планируемая учебная, учебно-исследовательская, научно-исследовательская работа студентов, выполняемая во внеаудиторное время по заданию и при методическом руководстве преподавателя, но без его непосредственного участия.

В учебном процессе образовательного учреждения выделяются два вида самостоятельной работы:



3. Контроль самостоятельной работы студентов преподавателями

Контроль самостоятельной работы студентов предусматривает:

- соотнесение содержания контроля с целями обучения;
- объективность контроля;
- валидность контроля (соответствие предъявляемых заданий тому, что предполагается проверить);
- дифференциацию контрольно-измерительных материалов.

Формы контроля самостоятельной работы

1. Просмотр и проверка выполнения самостоятельной работы преподавателем.
2. Самопроверка, взаимопроверка выполненного задания в группе.
3. Обсуждение результатов выполненной работы на занятии.
4. Тестирование.
5. Письменный опрос.
6. Устный опрос.
7. Индивидуальное собеседование.
8. Коллоквиум.
9. Отчет о проделанной работе.
10. Защита рефератов или курсовой работы.
11. Творческий конкурс.
12. Интернет-конференции.
13. Контрольная работа.

Критерии оценки результатов самостоятельной работы

Критериями оценок результатов внеаудиторной самостоятельной работы студента являются:

- уровень освоения студентами учебного материала;
- умения студента использовать теоретические знания при выполнении практических задач;
- сформированность общеучебных умений;
- умения студента активно использовать электронные образовательные ресурсы, находить требующуюся информацию, изучать ее и применять на практике;
- обоснованность и четкость изложения ответа;
- оформление материала в соответствии с требованиями;
- умение ориентироваться в потоке информации, выделять главное;

- умение четко сформулировать проблему, предложив ее решение, критически оценить решение и его последствия;
- умение показать, проанализировать альтернативные возможности, варианты действий;
- умение сформировать свою позицию, оценку и аргументировать ее.

Содержание внеаудиторной самостоятельной деятельности студентов

Методические указания для студентов по выполнению самостоятельной работы:

1. Подготовка к лекциям;
2. Подготовка к практическим занятиям;
3. Самостоятельное изучение учебной литературы.

Перечень основной литературы:

1. Тагиров, К. М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин : учеб. пособие / К. М. Тагиров. - М. : Академия, 2012. - 336 с. - (Высшее профессиональное образование. Бакалавриат). - Гриф: Доп. УМО. - Библиогр.: с. 332. - ISBN 978-5-7695-7479-58.1.2.

Перечень дополнительной литературы:

1. Басарыгин, Ю. М. Бурение нефтяных и газовых скважин : учеб. пособие для вузов / Ю. М. Басарыгин, А. И. Булатов, Ю. М. Проселков. - М. : Недра, 2002. - 632 с. : ил. - Гриф: Доп. МО для нефтегазовых спец. - Библиогр.: с. 629. - ISBN 5-8365-0128-9
2. Коршак, А. А. Основы транспорта, хранения и переработки нефти и газа : учеб. пособие / А. А. Коршак. - Ростов н/Д : Феникс, 2015. - 365 с. : ил. - (Высшее образование). - Гриф: Доп. УМО. - ISBN 978-5-222-24733-4
3. Щуров, В. И. Технология и техника добычи нефти : учебник для вузов / В. И. Щуров. - Изд. 2-е, стер., Перепеч. с изд. 1983 г. - М. : Альянс, 2005. - 510 с. : ил., табл. - Библиогр.: с. 503. - ISBN 5-98535-012-6.

Перечень учебно-методического обеспечения самостоятельной работы обучающихся по дисциплине:

1. электронный курс лекций;
2. методические указания по выполнению практических занятий (электронная версия);
3. методические указания по организации и проведению самостоятельной работы (электронная версия).

Перечень ресурсов информационно-телекоммуникационной сети «Интернет», необходимых для освоения дисциплины:

1. <http://eLibrary.ru/> - Научная электронная библиотека
2. wwwURL: <http://www.biblioclub.ru/> - Электронная библиотечная система «Университетская библиотека онлайн»
3. wwwURL: <http://e.lanbook.com/> - Электронно-библиотечная система «Издательство «Лань».