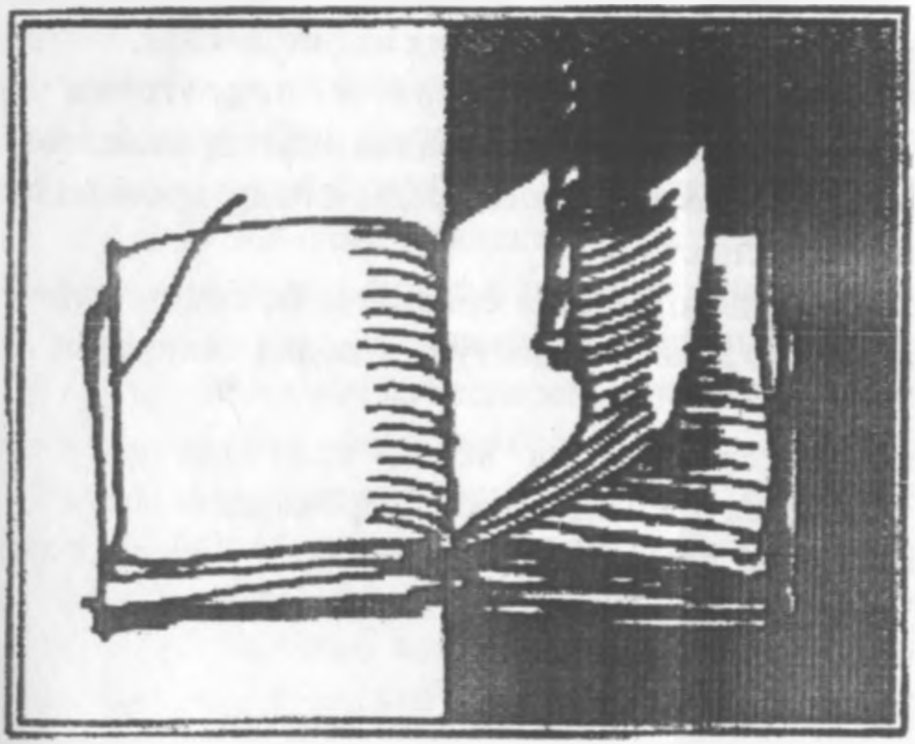
622
К20

Л.С. КАПЛАН

ОПЕРАТОР ПО ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ПОПУТНОГО ГАЗА

Л.С. КАПЛАН

Оператор по добыче нефти и попутного газа



Учебное пособие для операторов

Уфа, 2005.

ББК 30.34
УДК 620.276
Каплан Л.С. Оператор по добыче нефти и попутного газа.
Уфа, 2005.
ISBN 5-93105-059-0.

Книга представляет собой учебное пособие для подготовки операторов по добыче нефти и попутного газа, написанное в соответствии с требованиями программы, разработанной Учебно-методическим центром Минтопэнерго (г. Москва, 1999 г. Код профессии 15824).

В книге использованы современные материалы по добыче нефти различными способами, исследованию скважин и пластов, интенсификации притока путем воздействия на призабойную зону и пласт, подземном текущем и капитальном ремонте скважин, осложнениях в стволе и технологиях их устранения.

Рассмотрены вопросы сбора и подготовки нефти, контроля за процессами, обслуживания нефтепромыслового оборудования, охраны окружающей среды и недр, промышленной и пожарной безопасности.

Описания каждого раздела снабжены большим количеством иллюстраций, что делает их доступными для понимания и изучения.

Книга окажет помощь всем, кто захочет получить первые сведения о нефтяной промышленности как в учебных заведениях, так и самостоятельно. Табл. 54, ил. 280, лит. 45 наименований

Компьютерная верстка — *Хайдарова И. Ф.*

Дизайн — *Хайдарова И. Ф.*

Технический редактор — *Горный инженер А. В. Каплан*

Рецензент — *Зам. главного инженера НГДУ «Прикамнефть» Евграфов М. Я.*

2236
2018 г.

ВВЕДЕНИЕ

Мы с вами, уважаемые читатели, являемся свидетелями повсеместного внедрения новых технологий и техники во всех областях нашей жизни, начиная от повседневного быта до промышленного производства.

Однако не будем забывать известное выражение : «Новая техника без людей, овладевших ею - мертва».

Поэтому и сегодня эффективность самых совершенных технологических и технических решений будет тем выше, чем квалифицированнее обслуживающий персонал. Причем цена его ошибок возрастает пропорционально стоимости оборудования, участвующего в процессе.

Это касается в первую очередь нефтедобывающей промышленности, в которой по причинам геологического и технического порядка, как ни в какой другой, роль человеческого фактора выдвигается на первый план и является определяющей.

Одной из ключевых фигур в нефтедобыче является оператор добычи нефти и газа, - исполнитель основных технологических операций, направленных на бесперебойную работу скважин и поддержание их в работоспособном состоянии.

Скважина - сооружение весьма сложное: она включает в себя большой набор технологических и технических устройств, взаимосвязанных между собой. Их нормальное функционирование может быть обеспечено квалифицированными специалистами, разбирающимися не только в добыче нефти, но и в ряде смежных вопросов.

Между тем, подготовка рабочих кадров на местах зачастую не соответствует требованиям сегодняшнего дня .

Одной из причин этого является отсутствие необходимых учебных пособий.

Учебные пособия для подготовки операторов по добыче нефти - ведущей нефтедобывающей профессии, изданы много лет тому назад и не отражают перемен, происшедших в последние

годы в нефтедобывающей промышленности.

Книга «Ведение в технологию и технику нефтедобычи» (авторы Л.С.Каплан, У.З.Ражетдинов), используемая как учебник, также требует обновления ввиду разработки новых квалификационных требований.

Предлагаемая книга – первый систематизированный учебник, в котором последовательно излагаются все вопросы технологии и техники добычи нефти и попутного газа в соответствии с требованиями программы, разработанной Учебно-методическим кабинетом Минтопэнерго для подготовки рабочих по профессии «Оператор по добыче нефти и газа» 2-6 разрядов (Москва, 1999 г. Код профессии 15824).

В книге в доступной форме приведены последние материалы как по основной профессии, так и по смежным специальностям, с которыми на практике приходится оператору иметь дело.

Например, рассмотрены вопросы воздействия на призабойную зону пласта и на пласт с целью интенсификации добычи нефти, текущего и капитального подземного ремонта, сбора, подготовки и переработки нефти.

Введены разделы, касающиеся промышленной, пожарной безопасности, охраны недр и природы.

Каждый раздел снабжен правилами безопасного обслуживания техники,проведения технологических операций.

Такой принцип изложения материала позволит более осмысленно и комплексно воспринимать и запоминать материал,

Приношу глубокую признательность главному инженеру НГДУ «Прикамнефть» Долинину Ф И., инженерам Гарнаеву И. И., Самыгину В. В , Евграфову М Я , оказавшим помощь в сборе материала.

Автор с благодарностью примет все замечания и пожелания и устранит их в последующих изданиях.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АДП	- агрегат депарафинизационный
АДС	- аккумулятор давления скважинный
АДУ	- автоматическая депарафинизационная установка
АНК	- акционерная нефтяная компания
АПР	- автомат подземного ремонта
АСПО	- асфальто-смолистые парафиновые отложения
АЦ	- автоцистерна
АШК	- автоматический штанговый ключ
БКНС	- блочная кустовая насосная станция
БПО	- база производственного обслуживания
ВБ	- взрыво-безопасный
ВВ	- взрывчатые вещества
ВНПП	- винтовые насосы с поверхностным приводом
ВОГ	- взрывоопасные газы
ГГТН	- государственный горный технический надзор
ГЖС	- газожидкостная смесь
ГЗУ	- групповая замерная установка
ГИС	- геофизические исследования скважин
ГН	- гидропоршневой насос
ГПВ	- гидро-пескоструйное воздействие
ГРП	- гидравлический разрыв пласта
ГТИ	- геологические и технологические исследования
ГШН	- гидроштанговый насос
ДНС	- дожимная насосная станция
ДОГ	- движущийся очаг горения
ЖГС	- жидкость глушения скважин
ИПТ	- испытатели пластов трубные
КВД	- кривая восстановления давления
КИП	- контрольно-измерительные приборы
КИПиА	- контрольно-измерительные приборы и автоматика
КМУ	- ключ механический универсальный
КНЮ	- коэффициент нефтеотдачи
КНС	- кустовая насосная станция
КПД	- коэффициент полезного действия
КПРС	- капитальный подземный ремонт скважин

КС	- компрессорная станция
ЛЭП	- линия электропередач
ММП	- многолетнемерзлая порода
МПН	- метод повышения нефтеотдачи
МПТ	- металло-пластмассовая труба
МЦР	- мицеллярные растворы
НГДУ	- нефтегазодобывающее управление
НКБТ	- насосно-компрессорные безмуфтовые трубы
НКТ	- насосно-компрессорные трубы
НПС	- нефтеперекачивающая станция
НШК	- непрерывная штанговая колонна
ОАО	- открытое акционерное общество
ОЗЦ	-ожидание затвердевания цемента
ОПК	- опробователь пластов на кабеле
ПА	- пескосмесительный агрегат
ПАА	- полиакриламид
ПАВ	- поверхностно-активное вещество
ПВА	- прострелочно-взрывные аппараты
ПВО	- противовыбросовое оборудование
ПВР	- прострелочные и взрывные работы
ПГР	- промыслово-геофизические работы
ПДК	- предельно-допустимая концентрация
ПЗП	- призабойная зона пласта
ПК	- подъемник каротажный
ППД	- поддержание пластового давления
ППУА	- паро-передвижная установка (А-модернизация)
ПТБ	- правила техники безопасности
ПТВ	- паротепловое воздействие
ПУЭ	- правила устройства электроустановок
ПЭД	- погружной электродвигатель
РВС	- резервуар вертикальный стальной
РГД	- расходомер глубинный дистационный
РИР	- ремонтно-изоляционные работы
РМО	- ремонтно-механическое объединение
РСУО	- реологическая система на углеводородной основе
РЭДА	- русский электродвигатель Арутюнова
СИЗ	- средства индивидуальной защиты
СКД	- станок-качалка дезаксиальный
СКН	- станок- качалка нормального ряда
СКР	- сульфидно-коррозионное растрескивание

СН	- струйный насос
СНГ	- содружество независимых государств
СНиП	- строительные нормы и правила
СОИ	- служебная обработка информации
СПО	- спуско-подъемные операции
СЭС	- санитарно-эпидемиологическая станция
ТГХВ	- термо-газохимическое воздействие
ТМС	- технические моющие средства
ТПРС	- текущий подземный ремонт скважин
ТПШ	- точка подвеса штанг
ТЭН	- тепловой электронагреватель
УБТ	- утяжеленные бурильные трубы
УГПН	- установка гидропоршневого насоса
УКПН	- установка комплексной подготовки нефти
УН	- установка насосная
УНЦ	- установка насосная с цистерной
УСН	- установка струйного насоса
УУЛФ	- установка улавливания легких фракций
УШГН	- установка штангового глубинного насоса
УЭВН	- установка электровинтового насоса
УЭДН	- установка электродиафрагменного насоса
УЭС	- установка элетропрогрева скважин
УЭЦН	- установка электроцентробежного насоса
ЭЦН	- электроцентробежный насос

Словарь терминов, примененных в книге

Авария - разрушение соединений и технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, не контролируемый взрыв и (или) выброс опасных веществ.

Ареометр - прибор для измерения плотности жидкости.

Бездействующий фонд скважин - количество скважин, не отработавших ни одних полных суток в течение месяца.

Безопасность - отсутствие недопустимого риска, связанного с возможностью нанесения ущерба.

Безопасные условия труда - условия труда, при которых воздействие на работающих вредных и опасных производственных факторов исключено или их уровни не превышают нормативов (гигиенические критерии).

Бесштанговые насосы - скважинные устройства для добычи нефти, характерным признаком которых является отсутствие механической связи скважинного устройства и наземного привода.

Бурение скважин - процесс строительства скважин, включающий комплекс работ от сооружения шурфа до крепления ствола с комплексом геологических и геофизических исследований и вызовом притока нефти из пласта в скважину.

Взрывопожарные объекты - производственные объекты, связанные с использованием или получением (добычей) легко воспламеняемых жидкостей и газов, способных при их взаимодействии с воздухом образовывать взрывоопасные смеси.

Вредный производственный фактор - фактор среды и трудового процесса, который может вызвать временное или стойкое снижение работоспособности.

Временная утрата трудоспособности - невозможность по состоянию здоровья выполнять работу в течение относительно небольшого промежутка времени (не менее одного дня).

Вставной штанговый насос - скважинный насос, опускаемый целиком в сборе в скважину на штангах, цилиндр которого фиксируется на расчетной глубине в насосно-компрессорных трубах с помощью замковой опоры.

Гидравлический разрыв пласта - технология воздействия на призабойную зону пласта с целью увеличения ее проницаемости путем образования и закрепления трещин.

Гидросвабирование - метод кратковременных чередующихся циклов закачки воды в пласт с выбросом на поверхность определенной порции жидкости, проводимый для очистки пласта.

Глушение скважины - заполнение ствола жидкостью повышенной плотности с целью создания давления на продуктивный пласт, превышающее пластовое, и предотвращения возможного фонтанирования в процессе ремонтных работ.

Давление насыщения - предельная величина давления, при которой газ находится в растворенном состоянии в жидкости.

Дебит скважины - величина объема или массы жидкости, извлекаемой из скважины в единицу времени.

Действующий фонд скважин - общее количество скважин, находящееся в эксплуатации полный месяц.

Депрессия - разность пластового и забойного давления в добывающей скважине.

Динамографирование - способ получения графической зависимости нагрузок на головку балансира в процессе перемещения колонны штанг.

Жесткость воды - качество воды, обусловленная количеством растворенных в ней солей Ca и Mg. Выражается суммой миллиграмм - эквивалентов Ca и Mg в одном литре воды: 1мг - экв Ca=20,4мг, 1 мг - экв Mg=12,16мг. Вода с жесткостью менее 4 мг - экв на 1 л. - мягкая, с жесткостью от 8 до 12 мг.экв - жесткая.

Забой - самая нижняя часть ствола скважины.

Забойное давление - давление в области забоя работающей скважины, создаваемое динамическим столбом жидкости величиной от динамического уровня до середины толщины пласта и давлением газа в затрубном пространстве.

Забойные буровые двигатели - приводы, сообщающие вращение долоту и сочленяемые с ним. В настоящее время применяются механические, электрические, гидравлические (винтовые, турбинные) приводы долота.

Заводнение - технология вытеснения нефти из пласта путем закачки воды в нагнетательные скважины, расположенные по определенной схеме на площади месторождения.

Изоляционные работы в скважинах - технологии, предназначенные предотвратить или ограничить поступление воды в нефтяной пласт и скважину.

Индикатор веса - прибор, фиксирующий нагрузку на крюке талевой системы.

Индикаторная диаграмма - графическая зависимость дебита скважины от депрессии на пласт.

Инструктаж - система указаний о порядке и мерах безопасности которые следует соблюдать при выполнении какой-либо работы.

Инструкция - нормативный документ, содержащий указания о порядке выполнения работы, правилах эксплуатации оборудования и инструмента, пользования средствами защиты и т.п.

Интенсификация добычи нефти - технологии, обеспечивающие увеличение притока ГЖС из пласта в скважину за счет применения различных методов воздействия на пласт, призабойную зону пласта и область ствола.

Исследование скважин - технологические приемы получения информации о процессах, происходящих в скважине и в призабойной зоне пласта: давлении, уровнях, температуре, газосодержании и т. д.

Квалификация - уровень подготовленности к какому-либо делу, характеристика, оценка пригодности кого-либо к определенной деятельности.

Коллектор нефти и газа - пористая и трещиноватая горная порода, содержащая нефть, газ и воду.

Косвенные измерения - получение искомой величины расчетом с учетом данных, полученных при измерении.

Коэффициент тяжести ($К_т$) - качественный показатель охраны труда, определяемый как среднее количество дней нетрудоспособности ($Д_н$), приходящиеся на один несчастный случай ($Н_с$)

$$К_т = Д_н / Н_с$$

Коэффициент частоты ($К_ч$) - характеристика состояния труда на производстве, определяемая как количество несчастных случаев с потерей трудоспособности свыше 3 суток на 1000 работающих за отчетный период ($Н_с$) при средне-списочном количестве работающих ($С_р$).

$$К_ч = Н_с \cdot 1000 / С_р$$

Коэффициент эксплуатации - показатель, рассчитываемый как отношение времени эксплуатации скважины к общему календарному времени пребывания в действующем фонде.

Кустовая насосная станция - сооружение укомплектованное насосными агрегатами высокого давления, обеспечивающими подачу воды в нагнетательные скважины.

Ликвидация скважин - комплекс работ, связанный с выводом скважины из эксплуатации.

Ловильные работы - технологии, направленные на извлечение упавших частей оборудования и устройств из ствола скважины.

Малодебитная нефтяная скважина - скважина, дебит жидкости которой составляет не более 5 м³/сут по жидкости.

Межремонтный период работы скважины М - показатель, рассчитываемый как среднее время эксплуатации за определенный период. $T_{экс}$, отнесенное к количеству подземных ремонтов за это же время Р.

$$M=T_{экс}/P$$

Механизированная добыча нефти - способы добычи нефти с помощью различных механических или электрических устройств, спускаемых для этой цели в скважину.

Миграция нефти и газа - перемещение нефти и газа в толще горных пород.

Минерализация - общее содержание растворенных в воде солей.

Мицеллярный раствор - смесь диспергированных одна в другой жидкостей, используемая для вытеснения нефти из пласта.

Наряд-допуск - разрешительный документ, выдаваемый работникам на выполнение особо опасных работ на конкретном производственном участке.

Невставной (трубный) штанговый насос - скважинный насос, цилиндр которого опускается на насосно-компрессорных трубах, а плунжер - на штангах.

Несчастный случай на производстве - острое нарушение здоровья работника, возникшее в результате воздействия опасных и вредных производственных факторов и условий при выполнении работником трудовых обязанностей или заданий (поручений) руководителя работ.

Нефтегазодобывающий объект - территория в пределах отведенного земельного участка с расположенными на ней промышленными зданиями, сооружениями, площадками, вспомогательными и бытовыми помещениями.

Нефтедобыча - извлечение нефти и ее спутников на поверхность и предварительная очистка нефти от воды и твердых примесей.

Нефтеловушка - сооружение для улавливания нефти и нефтепродуктов из промышленных сточных вод или из бассейнов, в которые попадает нефть при транспортировке.

Нефть - природный минерал, представляющий собой маслянистую жидкость от темно - коричневого до белого цвета со специфическим запахом. По составу нефть – сложная смесь углерода (82-87 %), водорода (11,5-14,5 %) и примесей (до 4-5 %). кислорода, серы, азота и других

Нефтяное месторождение - совокупность залежей нефти и газа, приуроченных к одному и тому же участку земной поверхности.

Номограмма - система графических зависимостей, объединенных одной целью, например, выбором УЭЦН для скважины.

Нормальное пластовое давление - пластовое давление, равное гидростатическому давлению столба воды плотностью 1 г/см^3 от кровли пласта до поверхности земли по вертикали. Аномальные пластовые давления характеризуются любым отклонением от нормального.

Нормативный документ - постановления, приказы, распоряжения, правила, инструкции, положения

Обводненность скважины - содержание воды в продукции скважины, определяемое как отношение дебита воды к сумме дебитов нефти и воды.

Обеспечение производственной безопасности - разработка и осуществление системы мер производственно-технического, правового, воспитательного и иного характера, направленных на предупреждение аварий, несчастных случаев с людьми, готовность к действиям при их возникновении.

Однотрубная система сбора нефти - технология, предусматривающая совместную транспортировку нефти, газа и воды от скважины до пункта подготовки за счет пластовой энергии или энергии скважинного оборудования.

Опасные производственные объекты - предприятия, цехи, участки, площадки и т.п., получающие, перерабатывающие, хранящие горючие, взрывоопасные вещества, использующие грузоподъемные механизмы и сосуды под давлением.

Освоение скважин - технологические операции, проводимые с целью вызова притока жидкости из пласта в скважину, или закачки в пласт.

Осложнение - нарушение нормального технологического процесса добычи нефти, приводящее к снижению запланированного дебита или к аварийной ситуации.

Острое нарушение здоровья - травма, острое профессиональное заболевание (отравление), тепловой удар, ожог, обморожение, утопление, поражение электрическим током, молнией, излучениями (ионизирующим, инфракрасным, лазерным, электромагнитным и т.д), повреждение вследствие аварии, пожара, стихийного бедствия (землетрясения,

оползня, наводнения, урагана и т.д.), контакта с животными, насекомыми и другими представителями флоры и фауны.

Охрана окружающей среды - совокупность научных, правовых и технических мероприятий, направленных на рациональное использование и охрану атмосферы, недр, гидросферы в интересах людей.

Охрана труда - система законодательных актов, социально-экономических, организационных, технических, гигиенических лечебно-профилактических мероприятий и средств, обеспечивающих безопасность, сохранение здоровья и работоспособности человека в процессе труда.

Охранная зона - территория, выделенная вокруг установленной зоны с целью нейтрализации влияния на нее деятельности человека.

Пакер - элемент подземного оборудования, предназначенный для разобщения отдельных интервалов ствола скважины.

Периодически работающие скважины - малодебитные скважины, эксплуатирующиеся неполные сутки и простаивающие некоторое время для накопления жидкости.

Перфорация - способ образования отверстий в обсадной колонне скважины в области продуктивного пласта с целью его сообщения со скважиной. Различают способы перфорации: пулевая, торпедная, кумулятивная, гидропескоструйная, сверлящая.

Пластовое давление - давление, под которым находится жидкость и газ в нефтяной залежи.

Подземное оборудование - устройства, опускаемые в скважину и обеспечивающие выполнение всех регламентированных мероприятий, связанных с добычей нефти.

Пожар - неконтролируемое горение, причиняющее материальный ущерб, вред жизни и здоровью граждан, интересам общества и государства.

Пожарная безопасность - система организационных и технических мероприятий, исключающих возникновение пожара на объекте.

Превентор - устьевое оборудование, предотвращающее фонтанирование скважины путем автоматического или принудительного перекрытия ствола.

Предельно-допустимая концентрация - допустимое содержание химических реагентов, газов и других веществ в пище, воде, воздухе, могущих вызвать ухудшение здоровья человека.

Призабойная зона пласта - область продуктивного пласта, примыкающая к стволу скважины и сообщающаяся с ним.

Профессиональное заболевание - заболевание, вызванное воздействием на работника вредных производственных факторов, и подтверж-

денное в установленном порядке.

Прямая перегонка нефти - процесс разделения нефти на отдельные компоненты - бензин, керосин и т.д., основанный на многократном испарении жидкости и конденсации ее паров в ректификационной колонне.

Прямые измерения - получение искомой величины непосредственно по показаниям прибора.

Работник - лицо, выполняющее работу по трудовому договору с работодателем.

Работодатель - собственник имущества или администрация предприятия, а также физическое лицо (в случае, предусмотренном законодательством), заключившие трудовой договор с работником либо гражданско-правовые договоры подряда и поручения с гражданами.

Рабочее время - время, в течение которого работник в соответствии с распорядком или графиком работы либо условиями трудового договора должен выполнять свои трудовые обязанности.

Раздельная эксплуатация - добыча нефти одновременно из нескольких продуктивных пластов, вскрытых скважиной, при обеспечении контроля за их работой.

Разработка нефтяной залежи - управление процессом движения жидкостей и газа в пласте к забоям скважин путем размещения скважин на площади залежи, их количества и порядка ввода в эксплуатацию.

Разрешение (лицензия) - официальный разрешительный документ, выдаваемый Госгортехнадзором России или его региональным органом, удостоверяющий право владельца на проведение определенного вида деятельности и регламентирующий условия осуществления этой деятельности.

Режим работы залежи нефти - характер проявления движущих сил, обуславливающих приток жидкостей и газа к эксплуатирующимся скважинам.

Рекультивация земель - комплекс работ по восстановлению продуктивности и хозяйственной ценности земель.

Репрессия - разность забойного и пластового давления в нагнетательной (инжекционной) скважине.

Роторное бурение - процесс бурения скважины с помощью колонны бурильных труб, передающей вращающийся момент буровому долоту.

Сепаратор - сосуд, предназначенный для разделения газожидкостной смеси на компоненты путем снижения в нем давления и использования физических свойств компонентов смеси.

Скважина нефтяная - цилиндрическая горная выработка, имеющая большую длину по сравнению со своим поперечным сечением и пред-

назначенная для добычи нефти.

Сосуды, работающие под давлением - устройства, в которых содержится жидкость, газ, пар под давлением выше 0,07 МПа и контролируемые органами Госгортехнадзора.

Средства индивидуальной защиты - комплект одежды, обуви, различных устройств и приспособлений, применяемых человеком для защиты от воздействия вредных факторов.

Стационарные грузоподъемные устройства - технические средства для спуско - подъемных операций, доставляемые на скважину на период ее ремонта.

Ствол скважины - цилиндрическая часть, расположенная между устьем и забоем.

Стойкая утрата работоспособности - длительная либо постоянная нетрудоспособность или значительное ее ограничение, вызванное хроническим заболеванием (травмой), приведшим к значительному нарушению функций организма.

Суфлер - устройство для исследования скважин путем принудительного сообщения затрубного пространства скважины с полостью насосно-компрессорных труб.

Талевая система - комплекс устройств, обеспечивающих спуско - подъемные операции в грузоподъемном механизме. В нее входят - кронблок, талевой блок, канат, крюк, штропа, элеватор.

Техника безопасности - система технических и организационных мероприятий, обеспечивающая безопасные условия труда.

Технические условия - нормативно-технический документ, устанавливающий комплекс требований к конкретной продукции на основе соответствующих стандартов.

Товарная нефть - продукция нефтегазодобывающего предприятия, прошедшая весь цикл подготовки и соответствующая требованиям государственного стандарта.

Требования безопасности работы - требования, установленные законодательными актами, нормативно-технической документацией, правилами и инструкциями, выполнение которых обеспечивает безопасность работающих.

Требования пожарной безопасности - специальные условия социального и технического характера, установленные в целях обеспечения пожарной безопасности законодательством, нормативными документами или уполномоченным государственным органом.

Требования промышленной безопасности - требования, запреты, ограничения и другие обязательные условия, содержащиеся в норматив-

ных правовых актах, а также в нормативных технических документах, которые принимаются в установленном порядке и соблюдение которых обеспечивают промышленную безопасность.

Условия труда - совокупность факторов производственной среды и трудового процесса, оказывающие влияние на здоровье и работоспособность (трудоспособность) человека в процессе работы.

Установка комплексной подготовки нефти - совокупность технологических и технических устройств, обеспечивающих отделение от нефти сопутствующих компонентов - воды, газа, солей, мехпримесей, до установленных регламентом значений.

Устье скважины - верхняя часть ствола, расположенная на земной поверхности.

Устьевая арматура - система запорных и регулирующих устройств, монтируемых на устье скважины и обеспечивающих ее нормальную работу.

Фонтанная эксплуатация - способ добычи нефти, состоящий в ее подъеме на поверхность за счет энергии сжатых пород, жидкостей и газа.

Штанга насосная - цилиндрический металлический стержень, имеющий на концах специальную резьбу, квадратное сечение под ключ и плавные переходные участки. Имеет стандартную длину и диаметр и используется как механическая связь наземного привода (станок-качалка) и скважинного насоса.

Штанговые насосы - скважинные устройства для добычи нефти, приводом которых является устанавливаемый на устье скважины механизм, связанный с насосом при помощи колонны штанг.

Штуцер - устройство для точного регулирования дебита скважины.

Эксплуатационный фонд скважин - общее количество нефтяных скважин, находящееся в эксплуатации в течение определенного времени. Определяется как сумма действующего и бездействующего фонда.

Электробезопасность - система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного воздействия электрического тока, электрической дуги, электрического поля и статического электричества.

Якорь - элемент подземного оборудования, обеспечивающий надежную фиксацию отдельных устройств (пакера, труб) в заданном интервале ствола.

КВАЛИФИКАЦИОННАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОФЕССИИ «ОПЕРАТОР ПО ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА»

Таблица 1

	Требования к профессии	Разряды				
		2	3	4	5	6
	Должен уметь					
1	Наблюдать за работой скважин	+	+	+	+	+
2	Поддерживать заданный режим работы скважин, УКПГ, ГЗУ, ДНС, ДКС, СПХ и других объектов добычи нефти, газа, конденсата	участие	+	+	+	+
3	Снимать показания КИП	+	+	+	+	+
4	Обслуживать и проводить текущий ремонт оборудования, установок и трубопроводов	участие	+	+	рук-во работами средней сложности	
5	Производить отбор проб для анализа	+	+	+	+	+
6	Рационально организовать и содержать рабочее место	+	+	+	+	+
7	Бережно обращаться с инструментами, механизмами, экономно расходовать материалы	+	+	+	+	+
8	Выполнять требования безопасности труда производственной санитарии, пожарной безопасности и внутреннего распорядка	+	+	+	+	+
9	Оказывать первую помощь при несчастных случаях	+	+	+	+	+
10	Вести технологический процесс при всех способах добычи нефти, газа, газового конденсата, осуществлять обслуживание, монтаж и демонтаж оборудования и механизмов	–	участие	+	+	+
11	Очищать НКТ от АСПО скребками	–	+	+	+	+
12	Обрабатывать паром высокого давления подземное и наземное оборудование скважин и выкидных линий	–	+	+	+	+
13	Информировать руководство о всех неполадках в работе скважин и оборудования	+	+	+	+	+
14	Осваивать скважины, выводить на режим, опрессовывать трубопроводы	–	–	участие	+	+

2236
2018 г.

Продолжение таблицы 1

№ п/п	Требования к профессии	Разряды				
		2	3	4	5	6
	ДОЛЖЕН УМЕТЬ					
15	Проводить профилактические работы против отложений парафина, гидратообразования, солей с помощью реагентов	–		+	+	+
16	Снимать параметры работы скважин и передавать их на диспетчерский пункт, контролировать работу средств автоматики и телемеханики	–	–	+	+	+
17	Исследовать скважины				ПОДГОТОВКА СКВАЖИН	
18	Вести наладку запорных устройств факельных систем, обслуживать УКПГ, нагнетательные скважины при закачке газа и воды	–	–	участие	+	+
19	Принимать скважины после текущего и капитального ремонта	–	–	–	участие	
20	Определять характер неисправностей в наземном и подземном оборудовании и средствах автоматики с помощью КИП	–	–	–	+	+
21	Определять причины неисправностей в силовой и осветительной сети, пуско-регулирующей аппаратуре и электродвигателях. Заменять блоки местной автоматики	–	–	–	+	+
22	Руководить операторами более низкой квалификации	–	–	–	+	+
23	Обеспечивать заданный коэффициент эксплуатации скважин	–	–	–	–	+
24	Выводить на режим работу УЭЦН, дозировочных насосов, газлифтных скважин и ШГН и контролировать их работу	–	–	–	–	+
25	Обслуживать нагнетательные скважины, закачивающие газ высокого давления	–	–	–	–	+
26	Производить расчеты и руководить работами по химической обработке скважин	–	–	–	–	+
27	Готовить скважины к текущему и капитальному подземному ремонту	–	–	–	–	участие

Продолжение таблицы 1

№ п/п	Требования к профессии	Разряды				
		2	3	4	5	6
	ДОЛЖЕН УМЕТЬ					
28	Производить прием объектов из ремонта и участвовать в наладке и пуске их работу	—	—	—	—	участие
29	Участвовать в монтаже электрооборудования, СУ, БМА					участие
30	Контролировать работу бригадных узлов учета нефти, вести вахтовую документацию	—	—	—	—	+
31	Готовить скважины к текущему и капитальному подземному ремонту	—	—	—	—	участие
32	Производить прием объектов из ремонта и участвовать в наладке и пуске их в работу					участие
33	Участвовать в монтаже электрооборудования, СУ, БМА	—	—	—	—	участие
34	Контролировать работу бригадных узлов учета нефти, вести вахтовую документацию	—	—	—	—	+
	ДОЛЖЕН ЗНАТЬ					
1	Сведения о конструкции скважин	+	+	+	+	+
2	Назначение наземного оборудования скважин, применяемого инструмента, приспособлений, КИП и правила их применения при обслуживании скважин	+	+	+	+	+
3	Основные понятия о технологических процессах добычи, сбору, транспортировке нефти, газа, конденсата	+	+	+	+	+
4	Основные химические свойства применяемых реагентов	+	+	+	+	+
5	Правила промышленной безопасности труда, пожарной безопасности и тушения пожаров, электробезопасности, свои действия при аварии	+	+	+	+	+
6	Методы организации труда и рабочего места	+	+	+	+	+
7	Производственную, должностную инструкцию и правила внутреннего трудового распорядка	+	+	+	+	+

Продолжение таблицы 1

№ п/п	Требования к профессии	Разряды				
		2	3	4	5	6
	ДОЛЖЕН ЗНАТЬ					
8	Основы экономических знаний, экономическую политику страны и особенности развития на современном этапе, задачи на ближайшие годы, основные показатели производственного плана предприятия, цеха, бригады	+	+	+	+	+
9	Требования производственной санитарии, правила оказания первой помощи при несчастных случаях	+	+	+	+	+
10	Основные понятия о нефтяном и газовом месторождении	–	+	+	+	+
11	Технологический процесс добычи, сбора и транспортировки нефти, газа, газового конденсата, закачки и отбора газа. Схему сбора нефти и газа на обслуживаемом участке	–	+	+	+	+
12	Устройство обслуживаемых КИП, аппаратуры, средств автоматики	–	+	+	+	+
13	Физико-химические свойства нефти, газа и конденсата	–	–	+	+	+
14	Технологический режим обслуживаемых скважин	–	–	+	+	+
15	Устройство и принцип работы УКПГ, ГЗУ, систем сбора, транспортирования нефти, газа, конденсата, закачки и отбора газа, обслуживаемых КИП, аппаратуры, средств автоматики и телемеханики	–	–	+	+	+
16	Техническую характеристику и правила эксплуатации наземного промыслового оборудования, установок, трубопроводов и приборов	–	–	+	+	+
17	Виды текущего и капитального подземного ремонта	–	–	–	+	+
18	Методы исследования скважин и интенсификации добычи нефти и газа	–	–	+	+	+

Продолжение таблицы 1

№ п/п	Требования к профессии	Разряды				
		2	3	4	5	6
	ДОЛЖЕН ЗНАТЬ					
19	Устройство и правила эксплуатации сосудов, работающих под давлением	–	–	+	+	+
20	Основы электротехники, автоматики и телемеханики. Монтажные и принципиальные схемы обслуживаемой аппаратуры, автоматики и телемеханики	–	–	+	+	+
21	Методы освоения и исследования скважин	–	–	–	–	+
22	Устройство и правила эксплуатации систем автоматики, телемеханики, программных устройств, применяемых при комплексной автоматизации промыслов	–	–	–	–	+

1. НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

1.1. НЕФТЯНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ: ПРОШЛОЕ, НАСТОЯЩЕЕ, БУДУЩЕЕ

В начале двадцатого века, в 1900 г., структура топливного баланса мира выглядела так: уголь - 57,6 %, дрова и суррогаты - 39 %, нефть - 2,3 %, газ - 0,9 %.

На начало 2003 г. произошли существенные перераспределения составляющих: уголь - 28,4 %, дрова и суррогаты - 6,6 %, нефть - 40 %, газ - 18,8 %.

Таким образом, наша цивилизация зависит сегодня от нефти и газа больше, чем от любого другого продукта. Страна полностью отрезанная от нефти, не может существовать. Нефтяная промышленность, более чем любая другая, носит интернациональный характер: ее операции охватывают весь земной шар.

Каждый слышал фразу, ставшую теперь крылатой и довольно часто употребляемой: «Нефть - черное золото». Эта фраза - не гиперболическое сравнение, это истина: нефть - это золото.

«Нефть, уголь и другие полезные ископаемые можно сравнить с частицами солнца, сконцентрировавшими в себе колоссальную энергию», - писал И.М.Губкин. Сегодня трудно представить нашу жизнь без нефти. Ведь нефть и газ в первую очередь топливо - бензин и бытовой газ, это сырье для химии - синтетический каучук и пластмассы. А пластмассы открывают новую страницу в нашей жизни: одежда (лавсан, капрон, элан, нитрон), обувь, изделия быта, строительные материалы, лекарства, пища наконец. Синтетический белок, полученный в 1957 г. во Франции, может ликвидировать белковый голод, существующий сегодня в мире.

Топливно-энергетический комплекс Российской Федерации, к которому в первую очередь относится нефтяная и газовая промышленность, является основой современной экономики, условием успешного развития страны.

Здесь сосредоточено 13 % мировых разведанных запасов нефти и более 36 % газа [45].

В ноябре 2002 года Россия вышла на первое место в мире по добыче нефти - 1091 тыс.т/сут.

Россия экспортирует 40 % мирового объема газа, занимая первое место в мире по его экспорту, по экспорту нефти - второе, уступая только Саудовской Аравии.

Экономика РФ потребляет 1/3 добываемой нефти и 3/4 природного газа. Нефтедобывающие предприятия обеспечивают около 50 % поступлений средств в федеральный бюджет страны, т.е нефть и газ являются основными статьями российского экспорта.

Развитие нефтедобывающей промышленности РФ представлено показателями, приведенными на рис. 1.1.

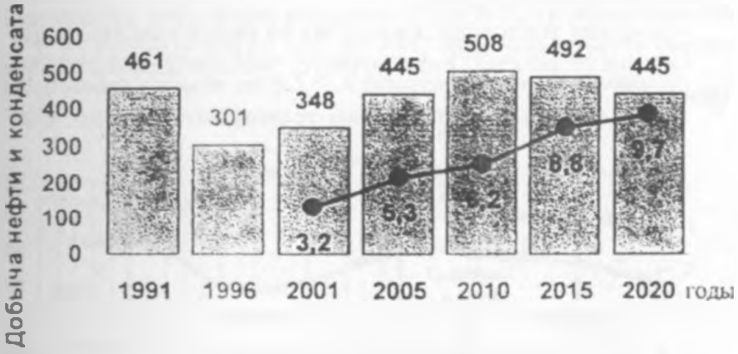


Рис.1.1. Основные показатели развития нефтедобывающей отрасли:

объем добычи с газовым конденсатом, млн. т;

потребность в инвестициях, млн. долл.

Нефтяной комплекс страны включает: 148000 нефтяных скважин, 68500 км нефтепродуктопроводов

На предприятиях нефтяной промышленности занято около 900 тыс. работников.

Основным нефтедобывающим регионом является Тюменская область, где сосредоточено 70 % запасов газа и 66 % добычи

нефти. Районы Европейского Севера, Восточной Сибири и Дальнего Востока гораздо беднее по запасам, чем Западная Сибирь и их детальная разведка требует значительных капитальных вложений.

Разведанные запасы открытых к настоящему времени месторождений не компенсируют существующие темпы добычи.

Имеются и другие негативные тенденции в нефтедобыче, преодоление которых является задачей ближайших лет:

– износ основных производственных фондов и их высокая аварийность;

– высокая энергоемкость экономики, превышающая в 2 - 2,5 раза удельную энергоемкость развитых стран,

– научно-техническое отставание отрасли от мирового уровня;

– снижение конкурентоспособности нефти и нефтепродуктов на мировом рынке,

– высокая техногенная нагрузка на окружающую среду;

снижение объема разведочного эксплуатационного бурения (рис.1.2).

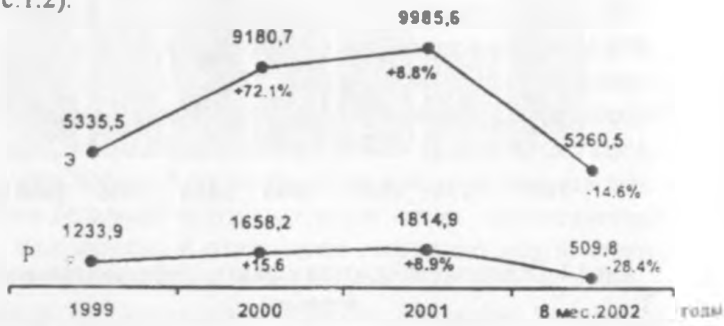


Рис. 1.2. Динамика объема эксплуатационного и разведочного бурения, тыс.м

Р — разведочное бурение; Э — эксплуатационное бурение;
+/% – сравнение с предыдущим годом

Поддержание высокого уровня добычи нефти должно осуществляться за счет:

– внедрения прогрессивных технологий добычи нефти, дающих высокую величину коэффициента

нефтеизвлечения (микробиологические, электрические, тепловые и другие методы воздействия на пласт и призабойную зону);

– обеспечение ежегодного прироста запасов, превышающих на 50 % уровень текущей добычи;

– развитие системы нефтепроводного транспорта;

– бурение многозабойных, горизонтальных и горизонтально-разветвленных скважин;

–включение в разработку новых месторождений в Западной и Восточной Сибири, Якутии, на Европейском Севере, шельфе Баренцевого, Карского, Охотского морей;

– создание надежной отечественной техники для добычи нефти;

– создание и внедрение механизмов для добычи нефти и ремонта скважин – гибких труб и штанг, новые типы насосов, кабелей.

Прогнозные показатели развития нефтедобычи приведены на рис. 1.3, из которых видно, что до 2007 года планируется увеличение объемов добычи на 8,5 % с последующим падением на 1,0 - 1,2 % в год в зависимости от конъюнктуры рынка.

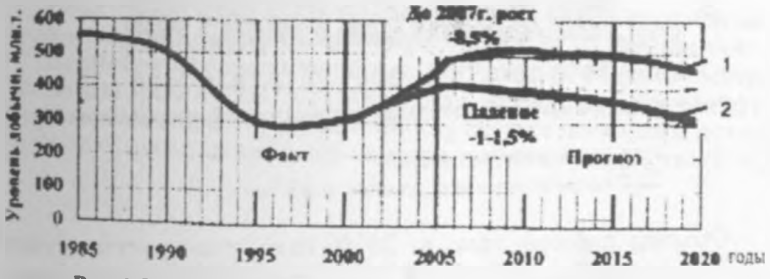


Рис. 1.3. Добыча нефти с газовым конденсатом (прогноз)

Вариант 1 Добыча при ценах 14 USD/барр

Вариант 2 Добыча при ценах 22 USD/барр

Газовая промышленность России является ведущей в мире на долю государственного предприятия «Газпром» приходится 90 % российской и 20 % мировой добычи газа.

Основным газодобывающим районом страны в настоящее время и на ближайшую перспективу является Ямало-Ненецкий ав-

тономный округ (Надым-Пур-Тазовский район).

Показатели развития газовой промышленности приводятся на рис. 1.4.

Основными особенностями развития газовой промышленности являются:

– монополия газодобывающей отрасли и газотранспортной системы;

– низкий прирост запасов: в последние годы в 2 - 3 раза ниже уровня добычи);

– высокая выработка основных месторождений Западной Сибири – Ямбургского, Уренгойского, Медвежьего, обеспечивающих 85% добычи;

– систематические неплатежи за газ.

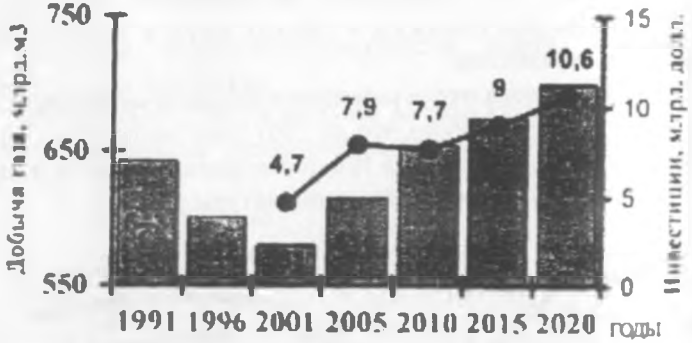


Рис. 1.4. Основные показатели развития газовой промышленности

Объемы добычи газа к 2010 году планируется довести до 615-655 млрд.м^3, а к 2020 году - до 660-700 млрд.м^3 будет приходится на ОАО «Газпром».

Достижение таких объемов потребует решения ряда вопросов по совершенствованию газовой отрасли. Среди них:

– снижение доли газа во внутреннем потреблении первичных энергоресурсов с 50,5 % в 2002году до 47.6 - 45 % в 2020 году,

– строительство новых газопроводов;

– создание единой системы газоснабжения страны;

–привлечение инвестиций в газовую отрасль, которые должны обеспечить выполнение указанных мероприятий

Нефтеперерабатывающая промышленность РФ представлена 27 заводами с суммарной мощностью 271 млн.т. в год. показатели нефтепереработки приведены на рис. 1.5.

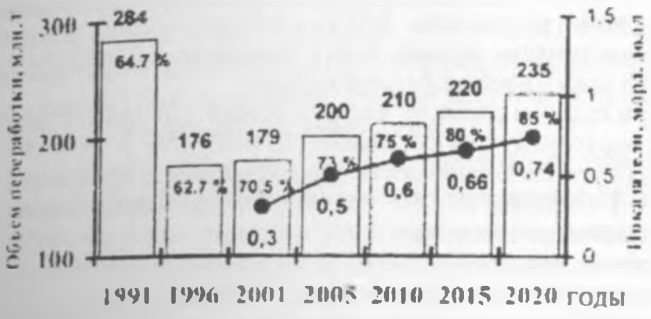


Рис.1.5. Основные показатели развития нефтеперерабатывающей промышленности

объем переработки, млн.т;

потребность в инвестициях, млрд. долл;

% – глубина переработки нефти

Номенклатура выпускаемой продукции нефтеперерабатывающими заводами (НПЗ) составляет более 500 наименований.

Несмотря на наметившийся с 1999 г. рост объемов переработки, который в 2002 г. составил 183,6 млн.т., российская нефтеперерабатывающая промышленность отстает по многим показателям от стран Европейского автономического сообщества (ЕЭС):

Рис. 1.6. Доля основных углубляющих процессов относительно мощности по первичной переработке нефти, %

Россия Западная Европа Япония США

– выход светлых нефтепродуктов автобензина – 5,4%, дизельного топлива – 28,0% при зарубежных показателях 20 и 35% соответственно;

– доля углубляющих процессов (рис. 1.6) в РФ составляют 17,2%, вСША – 55%

– качество нефтепродуктов не в полной мере удовлетворяет европейским стандартам: с 1 января 2005 года начинает действовать резолюция ЕЭС, согласно которой бензины и дизельное топливо должны иметь минимальное количество серы, а к 2009 году - вообще бессернистым;

– при годовом экспорте нефти в объеме 120 млн.т, объем экспорта нефтепродуктов составляет 72 млн.т;

– пропускная возможность транспортной системы нефтепродуктов составляет 80 млн.т., что будет сдерживать наращивание их экспорта.

Развитие нефтеперерабатывающей промышленности следует обеспечить по следующим направлениям:

– углубление переработки сырья до 75 % к 2010 г. и 85 % – к 2020 году;

– обеспечить выпуск бессернистого топлива к 2009 г с получением европейского сертификата;

– наращивать сеть продуктопроводов внутри страны для обеспечения топливом районов, удаленных от центров нефтепереработки;

– изменить структуру экспорта, увеличив в нем объем нефтепродуктов,

– ликвидировать отставание в производстве масел.

1.2. НЕФТЬ КАК ПРИРОДНЫЙ ПРОДУКТ

Слово «нефть» происходит от мидийского слова – просачивающаяся, вытекающая. Именно на территории Мидии (так называлось государство, располагавшееся в IX-VI в. до н.э. в южной части сегодняшнего Азербайджана)были обнаружены выходы на поверхность горючей жидкости [1]. В странах западной Европы, где все сочинения писали на латинском языке, вошло в обиход слово «петролеум», что означает «каменное масло».

Свойство жидкости гореть окружило места ее выхода на поверхность легендами, мистикой, суевериями. А целебные свойства этой жидкости придало всему этому новую сверхъестественную силу.

Есть основания считать, что само название «Азербайджан» происходит от иранского «азер» – «огонь», а время возникновения такого названия относится к годам широкого распространения религии огнепоклонничества.

Нефть – это природный минерал, представляющий собой маслянистую жидкость от темно-коричневого до белого цвета со специфическим запахом.

В чистом виде нефть в природе почти не встречается, и на практике приходится иметь дело с нефтью, содержащей различные примеси – газ, воду, соли. Темный цвет нефти придают содержащиеся в ней смолы и асфальтены.

Сураханское месторождение в Азербайджане содержит белую нефть, которой можно заправлять баки автомобилей. Нефть обладает высоким поверхностным натяжением, которое проявляется в стремлении молекул притягиваться друг к другу и образовывать тонкие пленки.

ПРОИСХОЖДЕНИЕ НЕФТИ

Если установление истории слова «нефть» можно отнести к научным интересам, то происхождение нефти представляет большой практический интерес, так как в этом случае практика получает надежную теорию, позволяющую грамотно и целеустремленно вести разведку нефтяных месторождений. «Только тогда, когда мы будем иметь правильное представление о тех процессах, в результате которых возникла нефть, мы будем знать, каким образом в земной коре образуются залежи... и получим... надежные указания, в каких местах надо искать нефть и как надлежит наиболее целесообразно организовать ее разведку», - так писал Губкин И.М. [2]. Нефть по химическому составу- соединение атомов углерода и водорода в соотношении, примерно 5:1. Кроме них в нефтях присутствует сера, кислород и азот. Их общее количество можно оценить в 5%. В незначительных количествах (0,02%) присутствует остальная часть таблицы Менделеева Д.И.

Таким образом, углеводороды - вот основа нефти. Сегодня ус-

тановлено 425 углеводородных соединений, каждое из которых может послужить основой для новых соединений. Они объединены в 3 группы -метановые, нафтеновые, ароматические.

Из существующих в настоящее время можно выделить две гипотезы о происхождении нефти.

Теория органического происхождения утверждает, что нефть произошла вследствие накопления в огромных количествах и захоронения микроорганизмов и растительных остатков, оказавшихся в зонах высокого давления, высокой температуры при отсутствии кислорода.

Такими микроорганизмами явился планктон, которым населены верхние слои воды в морях и озерах. После отмирания он падал на дно в количестве до 100 г на квадратный метр. Постепенное погружение этих микроорганизмов вызывало уплотнение осадка на морском дне, покрытие его все новыми слоями.

Теория органического происхождения нефти опиралась на достижения различных наук, но в первую очередь - на геологическую. По данным этой науки, 99,9% известных скоплений нефти и природного газа приурочено к осадочным толщам. Советский ученый Н.Б Вассоевич выразил этот факт так: «Осадочные бассейны - родина нефти».

У истоков органической концепции стоял М В.Ломоносов, писавший в 1763 г. в своем труде «О слоях земных»: «Увериться можем о происхождении сил горючих подземных материй из растущих вещей их легкостью. Ибо все минералы в воде потопают, нефть в ней плавает» [3].

Органическую теорию поддерживал И М Губкин, считая, что образование нефти из рассеянных в илах органических веществ, протекает на обширных площадях в толщах осадочных пород.

М В.Ломоносов допускал также возможность и ***неорганического происхождения нефти***. В 1742 г. он писал в книге «Первые основания горной науки»: «Горные минералы те называются, которые пламенем загораются и горят сами собою... каковы есть сера горючая, нефть ...» и далее «горючие материалы имеют свое происхождение из земли и камней».

Д.И.Менделеев, основываясь на том факте, что нефть в Пенсильвании и Канаде была обнаружена в силурийских и девонских пластах, сформировавшихся в эпоху, бедную микроорганизмами и растительностью, выступил в 1877 г. на заседании Русского химического общества с гипотезой неорганического происхождения нефти. Он утверждал, что нефть образовалась вследствие химических превращений воды, проникающей через трещины в глубь земли до железосодержащих элементов. Пары, насыщенные углеродом, конденсировались, образовывая нефть.

В пользу этой гипотезы говорят обнаруженные нефтяные месторождения в изверженных породах. Ученый Краюшкин В.А. отметил, что открыто уже более 300 месторождений, запасы которых частично или полностью связаны с кристаллическими породами, лежащими под осадочными. Скважина Кольская (Кольский полуостров, Россия), пробуренная на глубину более 12 км, в гранитном массиве, вскрыла зоны повышенной пористости, где циркулируют жидкости и газы, включая метан.

Обе гипотезы сосуществуют и помогают познать тайны природы нефти, которых сегодня, еще предостаточно.

История открытия нефти и развитие нефтяной промышленности преисполнена драматизма.

Наша отечественная промышленность ведет летоисчисление с 1864 г., когда отставным уланским полковником Новосильцевым А.Н. в долине реки Кудако Краснодарского края было начато бурение нефтяной скважины ударным способом. 16 февраля 1866 г. скважина была пробурена и с глубины 55 м дала первый нефтяной фонтан в России (дебит 200т/сут.). По выражению И.М. Губкина: «Долина реки Кудако является колыбелью нефтяной промышленности России».

Другой крупной нефтяной страной является США, где летом 1859 г. в Пенсильвании Эдвином Дрейком было начато бурение скважины. Нефть была обнаружена на глубине 22,5 м , скважина давала по 30 баррелей (1 бар=159л.) нефти в сутки (около 5м^3/сут)

Так началась американская нефтяная промышленность, а с нею и нефтяной бум, внесший в нефтяную историю борьбу за облада-

ние этим доходным бизнесом. В 1862 г. промышленная нефть была получена в Колорадо, в 1887 г.- в Вайоминге, а в 1875 г.- в Калифорнии.

Однако в течение 25 лет Пенсильвания оставалась самым крупным нефтедобывающим районом США. К 1990 г. США уже добывали 21 млн. тонн нефти в год, а ведущими нефтедобывающими районами к этому времени стали Огайо, Техас, Луизиана Калифорния.

1.3. НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ И ХАРАКТЕРИСТИКА ГОРНЫХ ПОРОД

Нефть насыщает горные породы, получившие название ***коллекторов***. Накопление, а также сохранение нефти в коллекторах обеспечивается наличием пород - ***экранов***, изолирующих коллекторы: образуется своеобразная ***«ловушка»*** для нефти. Совокупность ловушек образует нефтяную залежь, а группа залежей - ***нефтяное месторождение.***

При наличии одной залежи месторождение именуется ***однозалежным*** при нескольких - ***многозалежным.***

В ловушке нефть и ее спутники располагаются согласно гравитационных сил: в верхней части газ и легкие углеводороды нефти, в нижней части - вода.

На рис. 1.7. приведены типы залежей нефти.

Рис. 1.7. Типы залежей:
а – структурные; б – тектонически экранированная; в – приуроченные к соляным штокам; г – литологически экранированные; д – литологически ограниченные; е – стратиграфические, ж – приуроченные к известняковым рифам.
1 – песчаник, 2 – нефть; 3 – каменная соль, 4 – площадь водонефтяного контакта; 5 – известняк; 6 – глина

Абсолютное большинство залежей нефти и газа приурочены к ***осадочным*** породам - продуктам разрушения горных пород. Они представлены песчаниками, известняками, песками, доломитами. Наличие в этих породах пор создало благоприятные условия для скопления в них нефти и газа.

Контур нефтеносности - это линия, определяющая границу залежи нефти. (рис. 1.8.)

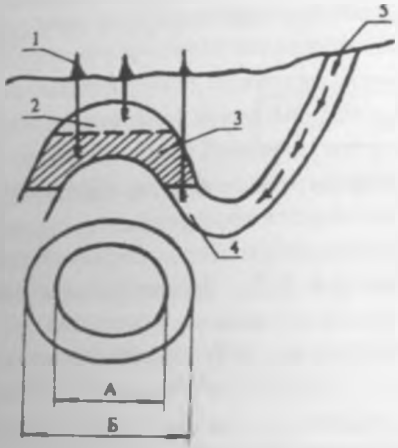


Рис. 1.8. Схема нефтяной залежи:

1 – скважина, 2 – скопление газа (газовая шапка); 3 – нефть; 4 – вода; 5 – источник питания подошвенных вод; А – вну тренний контур нефтеносности; Б – внешний контур нефтеносности.

Внутренний контур нефтеносности - граница зоны, внутри которой располагается область сплошного нефтенасыщения. ***Внешний контур нефтеносности*** - граница, за которой заканчивается залежь. Между контурами расположена ***водонефтяная зона***. в ней нефть подстилается подошвенной водой.

Первоначальный контур питания - положение границы в начале разработки месторождения, ***текущий контур питания***, положение границы на момент исследования.

Контур питания - линия. на которой давление в период разработки остается постоянным.

Пластовое давление - давление, под которым находится жидкость и газ в нефтяном пласте. ***Начальное пластовое давление*** - давление в начале разработки, ***текущее*** - на момент определения. ***Приведенное пластовое давление*** - давление, приведенное к определенному уровню (уровню моря, например).

Отсутствие надежного экрана может привести к перемещению нефти под воздействием различных сил - к миграции нефти. В этом случае она может заполнить разломы, трещины, пустоты в горной породе вдалеке от места своего образования.

Вместимость коллектора будет определяться ***пористостью*** - наличием в нем пустот.

Коэффициент пористости породы ($К_{пор}$) - отношение суммарного объема пор $V_{пор}$ к объему всей породы V (в процентах или долях единицы).

$$К_{пор}=V_{пор}/V \qquad (1.1)$$

Проницаемость коллектора - способность пропускать через себя нефть или газ. Оценивается коэффициентом проницаемости $К_{пр}$ и имеет размерность «м²»

Абсолютная проницаемость $К^{абс}$ - проницаемость породы для одной какой- либо жидкости или газа.

Эффективная проницаемость $К^{эф}$- проницаемость породы для данного агента (жидкости или газа) при совместном насыщении ими коллектора

Относительная проницаемость $К^{от}$ отношение эффективной проницаемости к абсолютной.

$$К^{от}=К^{эф}/К^{абс} \qquad (1.2)$$

Удельная поверхность $S_{уд}$ горных пород - суммарная поверхность поровых каналов $S_{сум}$ в единице объема образца V_0. Например, 1 м³ породы, сложенный песчаниками радиусом каналов 0,1 мм, составит 22000 м² Керны Туймазинского нефтяного месторождения имеют удельную поверхность 38000-90000 м²/м³, а Ромашкинского месторождения - до 113000 м²/м³ .

$$S_{уд}=S_{сум}/V_0 \qquad (1.3)$$

Механическая характеристика горных пород, представляющая практический интерес для нефтяника, определяется сле-

дующими параметрами.

Прочность - способность породы сохранять первоначальную форму при воздействии на нее силы. Прочность зависит от минерального состава породы и вида деформации. Так, при сжатии песчаники способны выдерживать напряжение до **60 МПа**, при растяжении- 8 МПа, глины - **25** и **4** соответственно. Прочность увеличивается с уменьшением пористости, уменьшается с увеличением влажности.

Упругость - свойство породы реагировать на нагрузку согласно закона Гука: до определенной величины деформация породы пропорциональна нагрузке, при превышении ее, порода разрушается.

Упругие свойства породы характеризуются модулем упругости и коэффициентом Пуассона, которые для песчаников составляют 40000 МПа и 0,13 соответственно; для глин - 25000 МПа и 0,2.

Пластичность - свойство породы деформироваться без разрушения при некоторой допустимой нагрузке. Это вызывается уменьшением расстояния между зернами породы, т.е. ее пористости. Особо пластичными являются глины и породы, в составе которых имеется глинистый материал.

Абразивность породы – способность изнашивать породоразрушающий инструмент. Наиболее абразивными являются песчаники, менее - гипс.

Представляют интерес ***термические и электрические*** свойства пород: первые - потому, что в целях лучшего вытеснения нефти из пласта воздействуют на него теплом; вторые - потому, что по электрическим свойствам мы можем определять наличие нефтяного коллектора: он характеризуется повышенным электрическим сопротивлением.

Термические характеристики пород составляют теплоемкость, коэффициенты теплопроводности и температуропроводности

Теплоемкость песчаника равна 0,838 кДж/(кг/град), глины-0,755 кДж/(кг/град).

Коэффициент теплопроводности λ этих же пород составляет 1,27-3,01 Вт/(м·град), а ***коэффициент температу-***

ропроводности а=1,39 м²/с.

$$a = \frac{\lambda}{C \cdot \rho} \qquad (1.4)$$

где: С- удельная массовая теплоемкость, Дж/(кг·град); ρ-плотность, кг/м³.

Из электрических свойств следует выделить ***электрическое сопротивление***, по величине которого можно определять тип породы и некоторые ее характеристики. На этом основаны геофизические методы исследования, которые широко используются.

Поры и трещины горных пород, слагающих продуктивный пласт, заполнены газо-водо-нефтяной смесью. На границах раздела фаз, т.е. в месте контакта компонентов смеси между собой и с породой возникают силы, противодействующие вытеснению нефти из пор пласта.

Поверхностное натяжение (G) – работа (А), затрачиваемая на создание новой единицы поверхности раздела фаз «S»

$$G = A/S \qquad (1.5)$$

Поверхностное натяжение различных жидкостей на границе с воздухом составляет: для воды - 72,3 мН/м, для нефти - 28 мН/м.

Оно зависит от взаимной растворимости компонентов смеси, температуры, давления, смачиваемости.

Капиллярное давление ($P_к$)- разность давлений, возникающая на границе раздела фаз, например, в капилляре вытесняющей жидкостью и заполняющей его.

О величине капиллярного давления в нефтяном пласте можно судить по следующему примеру: при движении ГЖС по капилляру диаметром около десяти микрометров капиллярное давление достигает 2000-4000 Па.

Смачиваемость - способность породы смачиваться жидкостями.

Смачиваемая поверхность получила название *гидрофильной*, несмачиваемая - *гидрофобной*.

Адсорбция - концентрация каких-либо веществ на поверхнос-

ти жидкого или твердого тела.

Вещества, способные концентрироваться на границе раздела и удерживаться, получили название ***поверхностно-активных***, а слой жидкости, в котором они накапливаются, получил название ***адсорбционного слоя***.

Поверхностно-активные вещества меняют структуру адсорбционного слоя, уменьшают или увеличивают силы поверхностного натяжения на контакте жидкости с жидкостью или жидкости с породой.

Последнее является условием эффективного вытеснения нефти из пласта.

Ранее мы отметили, что залежи нефти и газа приурочены к породам и пластам и занимают определенные географические регионы. Но они приурочены также и к определенным толщам Земли, получившим название геологических эр. Вот как классифицируются наши земные недра (табл. 1.1).

Таблица 1.1

Хронологическая таблица земных слоев

Эра	Период	Эпоха
Кайнозойская или новая	Четвертичный	Современная (голоцен) Ледниковая (плейстоцен)
	Третичный	Плиоцен Миоцен Олигоцен Эоцен Палеоцен
Мезозойская или средняя	Меловой (мел)	Верхнемеловая Нижнемеловая
	Юрский (юра)	Мальм Доггер Лейас
	Триасовый (триас)	Верхний триас Средний триас Нижний триас
Палеозойская или древняя	Пермский (пермь)	Верхняя пермь Нижняя пермь
	Каменноугольный (карбон)	Уральский карбон Московский карбон Динантский карбон
	Девонский (девон)	Верхнийдевон Средний девон Нижний девон
	Силлурийский (силлур)	Готландская Ордовикская
	Кембрийский (кембрий)	Потсдамская Аладжийская Георгийская

Для каждой из приведенных в табл. 1.1 подразделений характерны свои горные породы, свои органические остатки. По ним можно судить о нефтеносности района, если именно в этих толщах на территории далеко отстоящей от изучаемой, в данный момент была найдена нефть.

На этих данных базируется ***нефтяная геология*** - наука о залегании и поисках месторождений нефти. Основоположником отечественной нефтяной геологии является И.М.Губкин.

Руководствуясь теоретическими положениями науки, ученые выбирают перспективные на нефть и газ площади. После этого проводится ***полевая съемка*** местности, отмечаются выходы нефти и газа на поверхность и наличие продуктивных пластов. Далее проводится ***геологическая съемка и*** строятся ***геологические карты***. Это первый этап работ по обнаружению нефтяных месторождений.

Второй этап включает бурение ***картировочных скважин*** глубиной 20-30 м. с отбором образцов выбуренной породы. Такое бурение (его называют ***структурным***) позволяет выявить перспективные на нефть структуры и является основой для построения структурных карт. Этому помогают также данные сейсмической разведки.

Сейсмическая разведка - это обнаружение продуктивных пластов по скорости распространения в них звуковых волн. Зная эту скорость и создав с помощью взрыва ***звуковую волну*** (бурят скважины глубиной до 30 м. и в них взрывают заряд), записывают скорость ее распространения (в глине-2км/с, в известняке – 3-5 км/с в кварцитах 4-7 км/с).

Заключительным этапом поисков является ***разведочное бурение*** скважин на глубину предполагаемого залегания нефтяных пластов.

Бурение ведется с отбором ***образцов породы (керна)*** и проведением различных видов исследований. Широко применяются в последнее время геофизические методы, известные как ***электрокароттаж*** (измерение электрического сопротивления породы), ***гамма-кароттаж*** (замер естественной или искусственно-наведенной радиоактивности) и другие методы.

1.4. ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТИ И ЕЕ СПУТНИКОВ

На практике приходится иметь дело с нефтью, содержащей раничные примеси – газ, воду, соли, парафин, асфальтены, механические взвеси. Говоря о добыче нефти, часто применяют термин *«газожидкостные смеси»* наиболее полно отражающий состояние поднимаемой жидкости. Надо иметь ввиду, что условия, в которых залегает нефть в пласте (температура, давление), значительно отличаются от скважинных и, тем более наземных, поэтому в процессе подъема на дневную поверхность нефть и ее примеси изменяют свои физические и химические свойства.

В химическом отношении основными элементами, образующими нефть являются ***углерод и водород***. Их содержание в различных нефтях оценивается соответственно от 83 до 87% и от 12 до 14%. В нефти содержатся сера, кислород, азот в количестве 0,5-8,0 %. Незначительную долю примесей (менее 0,02–0,03% по массе) составляют ***хром, никель, железо, кобальт, магний, титан, натрий, германий, фосфор, кремний и др.***

Углеводородные соединения, входящие в состав нефти, подразделяются на три группы: ***метановые, нафтеновые, ароматические.***

Метановые (парафиновые) углеводороды выражаются химической формулой C_nH_{2n+2}, в которой n меняется от1 до 60.

Содержание парафиновых углеводородов в нефтях колеблется до 20%, и они могут быть представлены в виде газообразной ***(метан, этан, пропан, бутан)***, жидкой (от пентана до пентадекана ($C_{15}H_{32}$) и твердой фазы (от гексадекана $C_{16}H_{34}$ и выше).

Нафтеновые углеводороды обозначаются формулой C_nH_{2n} и так же, как и метановые, относятся к группе предельных.

Содержание нафтеновых углеводородов в нефти составляет 25-75%.

Ароматические углеводороды представлены классом соединений, выражающихся формулой C_nH_{2n-2}, где «n» начинается с 6, а «m» - четные числа от 6 и выше.

В нефти ароматические углеводороды содержатся в количе-

ство 15-20%.

Кислородные соединения в нефти представлены нафтеновыми $C_nH_{2n-1}(COOH)$ и жирными кислотами $C_6H_5O_6P$ и фенолами C_6H_5OH. Они способны при соединении со щелочами образовывать соли. Водные растворы натриевых солей нафтеновых кислот используются как стимуляторы роста растений, концентрированная смесь - как моющее средство. До 93% кислорода содержится в смолистых веществах.

Азотистое соединения - это высокомолекулярные вещества, связанные со смолистыми компонентами нефти. Их содержится в нефти до 6%.

Сернистые соединения в нефти составляют до 5-6 % и представлены меркаптанами - слабыми кислотами с неприятным запахом и сероводородом (H_2S). Они вызывают сильную коррозию оборудования.

Асфальто-смолистые вещества составляют до 76% от массы нефти (смолы составляют 60%). Они содержат до 93% кислорода, нафтеновые, жирные кислоты, фенолы, азот.

Смолы находятся в нефти в виде коллоидно-растворенных частиц, представляющих собой вязкие темно-окрашенные жидкости. При воздействии на них кислотами, повышенной температурой, светом превращаются в асфальтены - хрупкие твердые вещества обычно черного цвета. Отличаются большим содержанием металлов- ванадия, никеля, железа.

Минеральные компоненты нефти составляют никель, ванадий, фосфор, кремний, алюминий, марганец, натрий, литий, железо, калий, кальций и другие элементы.

Физические свойства нефти меняются в зависимости от факторов, воздействующих на нее: температуры, давления, наличия примесей.

Кроме того, нефти разных месторождений различны по химическому составу. Поэтому для сравнения параметров их приводят к определенным, так называемым, стандартным условиям (табл. 1.2).

Таблица 1.2.

Месторождение нефти	Плотность нефти при 20°С кг/м³	Содержание, мас.%					
		Углерод С	Водород Н	Сера S	Азот N	Кислород O_2	Зола
Грозненское	850	85,95	13,0	0,14	0,07	0,74	0,10
Ухтинское	928	85,47	12,19	0,09	0,20	1,93	0,12
Охтинское (о. Сахалин)	925	87,15	11,85	0,30	0,43	0,27	
Туймазинское	852	85,33	12,73	1,67	0,14	0,33	-
Ромашкинское	567	85,34	12,65	1,62	0,18	0,21	-
Сураханское (Азербайджан)	793	85 30	14,00	0,03	0,03	0,05	-
Мразинца (Западная Украина)	880	54,60	14 00	0,14	1,26	1,26	-
Пенсильвания (США)	810	85 80	14,00	-	0,06	0,14	-
Оил Спрингс (Канада)	844	83,60	13,40	0,60	0,18	-	-
Бухтенари (Румыния)	842	86,30	13,32	0,18	-	-	-
Ямаде (Япония)	829	84 66	13,32	0,22	0,35	1,32	0 22

Например, приведенная к стандартным условиям плотность нефти определится по формуле:

$$\rho_{20}=\rho_{т}+\dot{\alpha}\ (T-20) \qquad (1.7)$$

где ρ_{20}- плотность при температуре 20°С (температура замера), кг/м³;

$\rho_{т}$- плотность при температуре опыта, °С, кг/м³; $\dot{\alpha}$- коэффициент объемного расширения нефти, кг/град·м³

Вязкость нефти различных месторождений колеблется в широких пределах. Напомним, что динамическая вязкость μ- сила сопротивления двух слоев жидкости площадью 1 см², перемещающихся относительно друг друга на расстоянии 1 см со скоростью 1 см/с. Ее размерность - Н·с/см² (Паскаль).

Кинематическая вязкость отношение динамической вязкости к ее плотности при той же температуре:

$$\upsilon = \frac{\mu}{\rho} \qquad (1.8)$$

Величина, обратная динамической вязкости, называется *текучестью*

$$\varphi = 1/\mu \qquad (1.9)$$

Условная вязкость - отношение времени истечения нефти через вискозиметр Энглера к времени истечения дистиллированной воды при 20°С. Размерность условной вязкости-градусы Энглера.

Вязкость нефти зависит от температуры (рис.1.9)

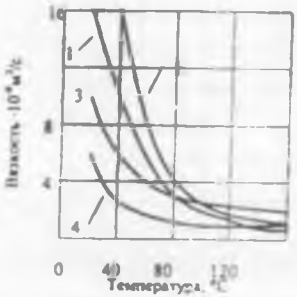


Рис. 1.9. Зависимость кинематической вязкости нефтей от температуры:
1, 2, 3, 4 – соответственно Ромашкинская, Арланская, Туймазинская, Шкаповская

Теплота сгорания - количество тепла, которое выделяется при полном сгорании 1 кг. топлива. Для нефти эта величина составляет 43250-45500 Дж/кг (1 кал/кг=4,19 Дж/кг). Теплота сгорания характеризует ***теплотворные качества нефти*** и возможность ее использования в качестве сырья для производства топлива.

Теплоемкость удельная массовая - количество тепла, потребное для нагревания 1 кг нефти на 1°С. Измеряется в Дж/кг·град.

Температура вспышки - температура, при которой пары нефти в смеси с воздухом дают кратковременную вспышку.

Температура воспламенения - температура, при которой происходит возгорание нефти.

Оптические свойства нефти характеризуется ***показателем преломления*** света на границе раздела двух сред. Он выражается отношением синуса угла падения к синусу угла преломле-

ния. Величина показателя преломления позволяет судить о плотности нефти, ее молекулярной массе, химическом составе и возрасте нефти.

Электрические свойства нефти характеризуются ее сопротивлением при прохождении через нее электрического тока. Сухие нефти и нефтепродукты являются диэлектриками и используются для производства изоляционных материалов и масел.

Нефть электризуется при перемещении в трубопроводах, емкостях, резервуарах. Это сопровождается накоплением ***статического электричества*** и может вызвать искровой разряд с воспламенением или взрывом. Вот почему все стационарные и передвижные устройства, в которых содержится или перевозится нефть должны ***заземляться***.

Газ является обязательным спутником нефти. Количество газа в нефти оценивается ***газовым фактором*** (Г) – количеством газа в м³ ($V_г$), приходящимся на 1 м³ нефти $V_н$. Оно колеблется от единиц до сотен м³.

$$\boxed{Г = V_г / V_н} \qquad (1.10)$$

Газ, извлекаемый вместе с нефтью ***(попутный газ)*** относится к группе жирных газов, и содержит до 25-30% метана и до 40% его гомологов -этана, пропана, бутана и высших углеводородов.

Кроме того в нем содержится углекислый газ, сероводород, азот и другие газы. Свойства некоторых компонентов попутных нефтяных газов приведены в табл. 1.3.

Таблица 1.3

Свойства некоторых компонентов природных нефтяных газов

Компоненты	Химическая формула	Молекулярная масса	Температура кипения (при P=105Па), °С	Критическая температура, °С	Критическое давление, Па
Метан	CH_4	16	-162	-82	$45 \cdot 10^5$
Этан	C_2H_6	30	-89	32	$48 \cdot 10^5$
Пропан	C_3H_8	44	-42	97	$42 \cdot 10^5$
изо-Бутан	C_4H_{10}	58	-12	135	$36 \cdot 10^5$
н-Бутан	C_4H_{10}	58	-0,5	152	$37 \cdot 10^5$
Кислород	O_2	32	-183	-119	$50 \cdot 10^5$
Азот	N_2	28	-196	-147	$34 \cdot 10^5$
Углекислый газ	CO_2	44	-78	31	$73 \cdot 10^5$
Сероводород	H_2S	34	-60	100	$89 \cdot 10^5$
Воздух	–	28	-193	-141	$37 \cdot 10^5$

Попутный газ является сырьем для нефтехимической промышленности вследствие значительного содержания бензиновых фракций- до 750 г/м³.

Плотность попутных газов достигает 1 кг/м³ (для сравнения плотность воздуха 1,205 кг/м³ при 20 °С), а теплота сгорания-46000-50000 Дж/кг.

В пластовых условиях газ может находиться в свободном состоянии, скапливаясь в верхней части месторождения, образуя ***газовую шапку,*** или в растворенном виде в нефти. Известно, что состояние газов характеризуется ***давлением P, температурой T и объемом V,*** а при описании состояния газа используют уравнение Клапейрона

$$PV=z\cdot m\cdot R\cdot T \qquad (1.11)$$

где: z - ***коэффициент сжимаемости газа*** - отношение объема реального газа к идеальному; m- масса газа, кг; R- газовая постоянная в Дж/(кг-град); Р-давление, Па; Т- абсолютная температура, °К.

Изменение термодинамических условий, которые возникают при течении нефти из пласта к скважине, вызывает выделение газа из нефти и изменяет свойства всей газожидкостной смеси.

Растворимость газа в нефти по закону Генри пропорциональна давлению:

$$V_г=\varphi\cdot P\cdot V_ж \qquad (1.12)$$

где: $V_г$- объем растворенного газа, приведенный к атмосферному давлению, м³; $V_ж$ - объем жидкости, в которой растворяется газ, м³; φ- коэффициент растворимости, Па⁻¹; Р – абсолютное давление, Па.

Значение ***коэффициента растворимости*** изменяется в широких пределах и достигает $4{,}0\text{-}5\cdot10^{-5}$ Па⁻¹.

Для характеристики ГЖС введены следующие параметры: ***коэффициент разгазирования*** - количество газа, выделяющегося из единицы объема нефти при снижении давления на единицу;

давление насыщения нефти газом - давление, при котором газ начинает выделяться из жидкости. Например, давление насыщения туймазинской нефти 9,4 МПа ($94 \cdot 10^5$ Па).

Вода появляется в нефти в начале разработки месторождения или на следующих ее этапах. Это объясняется тем, что вода подстилает нефтяные пласты, оказывая давление на нефть и вызывая ее перемещение. Кроме того, большинство нефтяных месторождений разрабатываются с поддержанием пластового давления путем закачки воды. Для этой цели используются пресные воды наземных водоисточников, или извлеченные вместе с нефтью и очищенные от нее пластовые воды.

Рассмотрим параметры, характеризующие свойства пластовых вод.

Минерализация - общее содержание растворенных в воде солей. На практике минерализацию оценивают количеством миллиграммов солей, содержащихся в 1л. жидкости.

В зависимости от минерализации воды подразделяются на ***пресные*** (содержание солей до 10 г/л), ***минерализованные*** (10-50 г/л), ***рассольные*** (50-350 г/л).

Жесткость воды зависит от содержания солей Ca и Mg и оценивается в градусах. Один градус жесткости- это содержание CaO в количестве 10 мг/л (или MgO - 7,1 мг/л). По жесткости воды классифицируются на ***легкие*** (меньше 10°), ***средней жесткости*** (10°-20°), ***жесткие*** (20°-30°), ***очень жесткие*** (выше 30°).

Кислотность и щелочность водного раствора выражается водородным показателем pH, показывающим концентрацию ионов водорода: при ***pH<7- раствор кислый; при pH=7- нейтральный, при pH>7- щелочной.***

Плотность пластовых вод зависит от степени минерализации: например, пластовая вода Туймазинского нефтяного месторождения имеет плотность 1190 кг/м^3.

Вязкость воды зависит от температуры.

Поверхностное натяжение - характеристика, показывающая возможность сцепления воды с контактируемой поверхностью (в случае скважины - это нефть или порода). От этой величи-

ны зависит степень извлечения воды из пласта. Величина поверхностного натяжения на границе раздела нефтей с высокоминерализованными жесткими водами может достигнуть- 14-26 МПа, со щелочными - меньше.

Для характеристики вод нефтяных месторождений в геологии пользуются классификацией Пальмера или Сулина.

Пластовые воды нефтяных месторождений Башкортостана и Татарстана относятся к хлоркальциевому типу. В табл. 1.4 приведены свойства пластовых вод Туймазинского месторождения.

Таблица 1.4

Характеристика пластовых вод

Пласт	Плотность при 20°С	Состав воды в %				
		Cl^-	SO_4^{2-}	HCO_3^-	Ca^{2+}	Mg^{2+}
$Д_1$	1191,0	14,4	0,002	0,002	23	0,41
$С_1$	1171,0	13,4	0,05	-	1,19	0,48

Пласт	Миллиграмм-эквиваленты, мг/экв						Сумма мг/экв
	Cl^-	SO_4^{2-}	HCO_3^-	Ca^{2+}	Mg^{2+}	$Na^+ + K^+$	
$Д_1$	407,6	0,04	0,004	114,9	33,7	259,1	815,6
$С_1$	378,7	1,1	-	59,6	39,4	280,8	759,6

Необходимо отметить очень важное свойство вод – способность образовывать с нефтью смеси – эмульсии.

Эмульсии – это дисперсные системы двух нерастворимых или малорастворимых жидкостей. Если вода распределена в нефти, то нефть является ***дисперсионной средой***, вода – ***дисперсной фазой***. Степень раздробленности дисперсионной фазы называется ***дисперсностью***. Способствует образованию эмульсии перемешивание нефти и воды при движении по стволу скважины в скважинных подъемниках и насосах, а также в наземных трубопроводах.

Эмульсии обладают свойствами, отличными от образующих ее компонентов, что значительно влияет на технологию добычи. Вот как, например, изменяется вязкость нефти в зависимости от содержания в ней пресной и пластовой воды по данным В. П. Максимова [5] и Л. С. Каплана [6].

Установлено, что водонефтяные эмульсии относятся ***к неньютоновским жидкостям***, меняющим свою вязкость в зависимости от времени и скорости их перемещения.

Степень дисперсности эмульси d_c измеряется величиной, обратной среднему диаметру глобул $d_{ср}$

$$d_c = 1/d_{ср} \qquad (1.13)$$

Эмульсии обладают ***устойчивостью*** - способностью сохранять концентрацию диспергированной фазы. Причем, в процессе перемещения из пласта до пункта сбора устойчивость эмульсии может увеличиваться. Наиболее устойчивыми являются эмульсии с большей степенью дисперсности фазы. Устойчивость условно можно оценить временем разделения фаз.

Инверсия - еще одно свойство эмульсии. Оно означает изменение вида эмульсии: ***эмульсия типа вода в нефти*** превращается в эмульси ***«нефть в воде»***. Инверсия наступает при некотором предельном содержании дисперсной фазы в дисперсионной среде.

Устойчивость эмульсии во многом зависит от наличия в нефти эмульгаторов, которые, концентрируясь на поверхностях раздела фаз, создают прочные оболочки и препятствуют слиянию капель. Такими эмульгаторами в нефти являются асфальто-смолистые вещества, механические примеси и т.д.

Процесс разрушения эмульсии называют ***дезмульсацией***. Он связан с разрушением оболочки, препятствующей слиянию капель дисперсной фазы. Это достигается введением в эмульсию специальных веществ, получивших название ***поверхностно-активных (ПАВ)***. Механизм их действия основан на способности ПАВ накапливаться на границе раздела фаз, ослабляя прочность оболочек. Таким образом, ***деэтульсация нефти - сложный технологический процесс, включающий нагрев эмульсии, введение в нее реагентов- дезмульгаторов, отстой.***

На практике в нефтяной скважине существуют эмульсии, включающие три компонента – нефть, воду и газ. Присутствие газа сообщает эмульсии новые свойства: изменяется плотность, вяз-

кость, устойчивость. Причем, при движении газожидкостной смеси (ГЖС) в стволе скважины эти параметры изменяются произвольно, что создает большие трудности при расчетах.

Свойства ГЖС зависят от структуры, которая представлена в настоящее время следующими типами.

Эмульсионная структура характеризуется равномерным распределением пузырьков газа диаметром 0,1-0,3 мм в жидкости и движущихся с относительной скоростью 1-2 м/с.

Четочная структура характеризуется движением основной массы газа в виде четок, перекрывающих все сечение трубы с прослойками жидкости между ними, с относительной скоростью 0,4-1,2 м/с. ***Стержневая структура***, характеризуется движением основной массы газа по центру трубы с относительной скоростью более 1,2 м/с, а жидкости-по стенкам в виде тонкого слоя.

1.5. РЕЖИМЫ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Энергия заключенная в газожидкостной смеси (ГЖС), заполняющей пласт, реализуется в процессе разработки нефтяного месторождения. Очевидно, что наиболее полное использование этой энергии для целей перемещения ГЖС из пласта к забою скважины и далее - на поверхность в течение наиболее длительного времени, составляет основу рациональной разработки залежи и прямо влияет на экономические показатели нефтегазодобывающего предприятия.

Процесс движения нефти в пласте будет происходить из зоны повышенного давления (давление в пласте - $P_{пл}$) в зону пониженного давления (давление на забое скважины $P_{заб}$).

Эта разность давлений и образует движущий фактор - ***градиент давления dP***, или депрессию.

В идеальном случае, когда пласт сложен породами имеющими одинаковую проницаемость во всех направлениях, и на жидкость не воздействуют другие скважины, к забою по каждому из каналов будет перемещаться нефть согласно уравнению притока - ***закона Дарси:***

$$Q=к(P_{пл}-P_{заб})^{n} \qquad (1.15)$$

где Q - ***дебит скважины*** - количество жидкости, притекающей к скважине в единицу времени, м³/сут; к-коэффициент продуктивности-параметр, определяемый как объем жидкости, притекающей к забою скважины в единицу времени при снижении депрессии на единицу, м³/сут·МПа; n-показатель степени фильтрации - характеристика движущегося через фильтр скважины потока: при движении жидкости без газа (однофазный поток) n=1; при наличии в жидкости газа (двухфазный поток) n<1;

$$P_{пл}-P_{заб}=\Delta P\text{- депрессия, МПа;}$$

Основой движения может быть действие одного или нескольких факторов, получивших название режимов. Выделяют следующие режимы: водонапорный, упругий, газовой шапки, растворенного газа, гравитационный.

Водонапорный режим предполагает возникновение таких условий в залежи, когда нефть находится под активным воздействием контурных вод, в свою очередь имеющих постоянный источник питания.

При этом происходит непрерывное замещение переместившегося к скважине объема нефти таким же объемом воды. Водонапорный режим благоприятствует самопроизвольному подъему жидкости на дневную поверхность- ***фонтанированию***.

При регулировании объемов поступающей в пласт воды, можно добиться такого режима работы залежи, при котором скважины будут работать фонтанным способом длительное время.

Поскольку характеристика нефтяных пластов, на которые воздействует вода неоднородна, может возникнуть неравномерный характер продвижения воды и нефти на отдельных участках и нарушение режима работы залежи. В частности, снизится давление ниже давления насыщения (предельная величина давления, при котором весь газ растворен в жидкости) и начнется интенсивное выделение газа в пласте. Это в свою очередь приведет к изменению режима работы залежи.

Естественный водонапорный режим обеспечивает разработку месторождения медленными темпами и требует значительного притока подстилающих вод. Кроме того, он трудно регулиру-

см. Наиболее эффективен ***искусственный водонапорный режим***, создаваемый закачкой воды в пласт. Организовав закачку по разработанной заранее технологии и, контролируя объемы закачиваемой воды, удается более эффективно вести разработку месторождения.

Упругий режим разработки залежи предполагает использование сил сжатой породы и заключенной в них жидкости, и освобождающихся в процессе их расширения, точнее за счет стремления к восстановлению первоначального объема. Порода и жидкость находится под влиянием ***горного давления*** – давления всех вышележащих пород. ***Коэффициент сжимаемости среды*** β можно представить так:

$$\beta = -\frac{\Delta V}{V \cdot \Delta P} \qquad (1.16)$$

где: V- первоначальный объем среды; ΔV- приращение объема за счет уменьшения давления; ΔP- величина уменьшения давления.

Экспериментально получены значения β для разных сред:
для породы $\beta_п$ = (0,3-2,0) ·10^{-10}·1/Па;
для воды $\beta_в$ = (2,7-5,0) ·10^{-10}·1/Па;
для нефти $\beta_н$ = (7,0-30,0) ·10^{-10}· 1/Па.

Разновидностью водонапорного и упругого режимов является ***упруго-водонапорный***, соединивший в себе силы воздействия на залежь обоих режимов.

Режим газовой шапки в чистом виде может существовать при наличии залежи, изолированной (экранированной) от подпитывающих нефтяной пласт активных вод. Вытеснение нефти осуществляется за счет сжатого газа, оказывающего давление на нефть и проталкивающего ее к нефтяным скважинам.

Режим растворенного газа своим существованием обязан большому количеству газа, растворенному в нефти, и в момент выделения активно перемещающего нефть к забою скважины в виде газожидкостной смеси.

Режим характеризуется интенсивным газоотделением, небольшими темпами добычи нефти, большим газовым фактором, низ

ким коэффициентом нефтеотдачи.

Выделившийся из нефти газ увеличивает ее вязкость и ухудшает подвижность, а выделение газа в пласте ухудшает его проницаемость для нефти.

Без искусственного воздействия режим не является эффективным.

Гравитационный режим разработки месторождения заключается в притоке к забою скважины нефти под действием сил тяжести, образующихся разностями уровней жидкости в пласте и на забое. Эффект притока усиливается за счет устройства ***зумпфа*** (часть ствола скважины, лежащая ниже продуктивного пласта) и расположения в нем насосного оборудования.

Эффективная разработка месторождения предполагает рациональное сочетание природных факторов с искусственным воздействием. Это может быть обеспечено при грамотном контроле за изменением параметров работы скважины и своевременное реагирование на это изменение. К таким параметрам относятся: а) динамика дебитов нефти, газа и воды; б) динамика давлении; в) контроль за продвижением водонефтяного контакта.

Применение искусственного воздействия на залежь путем закачки воды привело к созданию режима, который называют ***жестко-водонапорным*** ввиду быстро проявляющейся (жесткой) связи объемов закачиваемой воды и добываемой нефти.

1.6 МИГРАЦИЯ НЕФТИ

В мировой практике известны нефтяные месторождения, в которых наличие нефти не может быть объяснено ни одной из имеющихся теорий происхождения нефти. Остается допустить, что нефть сюда мигрировала, т.е переместилась под действием различных факторов из других геологических структур.

Факторами, обуславливающими перемещение нефти, могут быть капиллярные силы, силы перепада давлений в пласте, влияние газа, а также тектонические процессы в земной коре.

Капиллярные силы возникают в результате смачивания нефтью зерен песчаника, образующих каналы-поры. Перепад давления в различных участках пласта - наиболее эффективная дви-

жущая сила. Под ее воздействием осуществляется перемещение нефти из отдаленных участков пласта к скважине и подъем на дневную поверхностью. Логично ожидать и передвижение нефти под действием этой силы на большие расстояния в пласте.

Газ является наиболее подвижным агентом по сравнению с нефтью. Кроме того, он способен при определенных условиях насыщать нефть или наоборот выделяться из нее. В первом случае нефть становится менее вязкой и более подвижной, во втором - может увлекаться выделяющимся из нее газом.

Тектонические процессы, происходящие в земной коре, вызывают образование каналов, трещин в одних местах, уплотнение породы в других. Последнее может вызвать вытеснение нефти из пор нефтесодержащих пород и вынудить ее переместиться по образованным каналам в новые районы. Наиболее реагируют на увеличение давления глины, хуже- песчаники.

Ученые установили наличие как ***горизонтальной миграции нефти***, происходящей параллельно напластованию горных пород, так и ***вертикальной***.

1.7 РАЗРАБОТКА НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Разработка месторождения включает в себя комплекс технологических и технических решений, направленных на максимальное извлечение нефти из пласта, в том числе:

– рациональное размещение и конструкцию добывающих скважин на площади месторождения;

– предпочтительные способы добычи нефти;

– методы воздействия на продуктивные пласты,

– технологии интенсификации;

– порядок ввода в эксплуатацию пластов и контроль за их эксплуатацией,

– темпы отбора нефти и газа и регулирование отбора по площади, величину конечной нефтеотдачи;

– объем исследовательских работ;

– охрану недр и окружающей среды.

Запасы нефти и газа подразделяются на ***балансовые***, т.е. извлекаемые и ***забалансовые*** - неизвлекаемые. Забалансовые запасы можно считать условно неизвлекаемыми: это значит, что по технологическим и техническим причинам или из-за ограниченности запасов, низкого качества нефти и дороговизны ее извлечения, в настоящее время они не могут быть извлечены. В будущем, при появлении новой техники и технологии, увеличении цены на нефть, их извлечение станет рентабельным и технически возможным.

Размещение скважин на месторождении диктуется его геометрической и энергетической характеристикой, а также физико-химическими свойствами жидкости и газа, литологическими особенностями пласта.

Количество нефти и газа, которые могут быть извлечены при существующем уровне технологии и техники, характеризуется коэффициентом нефтеотдачи. ***Коэффициент конечной нефтеотдачи (КНО)*** - это отношение количества нефти, планируемого к извлечению к забалансовым запасам ее пласте.

Коэффициент текущей нефтеотдачи - это отношение количества извлеченной нефти на сегодняшний день к ее балансовым запасам в пласте.

На величину КНО влияет ряд факторов: порядок, расположение и количество скважин на месторождении, расстояние между ними, источники пластовой энергии, характеристика продуктивных пород и самой нефти, последовательность включения скважин в работу и режим их эксплуатации.

К энергетическим характеристикам относятся: пластовое давление - давление краевых вод, газа, породы, которое воздействует на нефть и способствует ее перемещению в пласте и выходу на поверхность. Препятствуют перемещению нефти силы трения, адгезионное и капиллярное сопротивление. Следует иметь в виду, что эти силы достигают иногда значительных величин, способствуя оставлению в пласте большого количества нефти.

В этом случае прибегают к ***искусственным методам воздействия*** на залежь, которых становится все больше и больше. Нельзя не учитывать влияние капиллярных сил, которые усили-

ваются за счет гидрофобизации (несмачиваемости породы нефтью). По данным И.М.Муравьева и А.А.Крылова при диаметре зерен 0,1 мм. и толщине пленки, покрывающей породу, 1 микрометр, в 1 м³ пласта остается 0,045 м³ нефти, а при пористости песка 30 %, начальной нефтенасыщенности 80%, в породе удерживается до 19% начального запаса.

Размещение скважин на площади месторождения определяется принятой системой разработки. Поскольку естественные режимы воздействия на пласт не обеспечивают эффективного нефтеизвлечения, как по срокам, так и по степени, на большинстве месторождений проектом предусматривается искусственное воздействие на залежь путем закачки воды (заводнение). При этом с целью достижения наибольшего коэффициента нефтеотдачи в воду вводят различные химические добавки.

Заводнение предусматривает несколько способов размещения нагнетательных скважин:

а) за внешним контуром нефтеносности - ***законтурное заводнение;***

б) между внешним и внутренним контурами - ***приконтурное заводнение;***

в) внутри контура нефтеносности - ***внутриконтурное заводнение;***

г) в центре залежи - ***центральное***, или ***очаговое заводнение;***

д) по оси месторождения - ***осевое заводнение***.

В зависимости от характеристики залежи выбирают соответствующие системы расположения нагнетательных и эксплуатационных скважин.

Жизнь нефтяного месторождения можно условно разделить на четыре периода:

Первый период характеризуется постепенным наращиванием добычи нефти до некоторой максимальной величины.

Второй период - предполагает стабилизацию добычи на уровне достигнутого значения в течении некоторого времени,

Третий период - падение добычи нефти за счет интенсивного обводнения скважин;

Четвертый период - медленное падение добычи нефти, со-

провождающееся наращиванием объемов добычи попутной воды. Наращивание добычи нефти в первый период идет в основном за счет ввода новых скважин и высокого отбора из них жидкости, стимулируемого поддержанием пластового давления.

Период максимальной добычи нефти обычно является непродолжительным и требует организации высоких отборов по всему фонду скважин при одновременном наращивании закачки воды в пласт. В этот период обычно решаются вопросы приближения фронта нагнетания к эксплуатационным скважинам за счет организации законтурного, внутриконтурного, очагового и других видов заводнения.

Однако увеличение объемов закачки, а также форсированные отборы ускоряют продвижение воды и обводнение скважин.

Последнее ведет к падению добычи нефти. Поскольку к этому времени технологические и технические возможности достигли максимума и исчерпали себя, процесс падения добычи нефти проходит резко, даже скачкообразно до некоторой величины, которая может быть обеспечена возможностями существующей технологии и техники.

Дальнейшая разработка характеризуется поддержанием величины добычи на возможном уровне с постепенным ее падением, компенсируемом до некоторой степени привлечением всего комплекса геолого-технических мероприятий.Среди них - перевод скважин на работу высокопроизводительными насосами, возврат на другие горизонты, ввод скважин из консервации и т.д.

Появление воды ведет не только к снижению доли нефти в продукции скважин. Смесь нефти с водой приводит к образованию эмульсий, вязкость которых достигает максимума при обводнении 40-60%. Длительная закачка холодной пресной воды и ее смешение с пластовой водой нарушает термодинамические условия в пласте, ведет к снижению пластовой температуры и как следствие к выпадению солей, парафина. Форсированные отборы, сопровождающиеся созданием высоких депрессий, ведут к разрушению продуктивных пластов, выносу в скважину продуктов разрушения. Пластовая вода, обладающая высокой коррозионной активностью, ускоряет отказы оборудования и разру-

шает эксплуатационную колонну. последнее обстоятельство ведет к притоку в скважину чужеродных вод из других горизонтов или к фильтрации в пласты питьевого водоснабжения скважинной жидкости.

Таким образом, разработка месторождения характеризуется широким спектром проблем, которые требуют иногда безотлагательного решения.

2. НЕФТЯНАЯ СКВАЖИНА

Итак, *нефть* - это жидкое полезное ископаемое, которое залегает в земной коре на значительном удалении от ее поверхности. Извлечение ее для использования, или, как нефтяники говорят, добыча, представляет непростую задачу и требует специальной технологии и техники. Чтобы в полной мере оценить сегодняшние достижения в этой области, заглянем в недалекое прошлое.

2.1. НЕМНОГО ИСТОРИИ

Каким же должно быть сооружение, обеспечивающее доступ к нефти и ее подъем на поверхность? Наши предки, видимо, задумывались не долго, так как они уже широко использовали один вид жидкого и очень нужного для них вещества - воду. А вода не всегда и не везде поднималась на поверхность сама в виде родников, ее часто приходилось извлекать из глубины. Для этой цели рыли колодцы.

Именно колодцы и являлись первыми сооружениями для добычи нефти. Есть сведения, что первый такой колодец глубиной 35 м. был построен в 1594 г. на Балаханском нефтяном промысле в Азербайджане мастером Аллах-Яром Мамед Нур- оглы.

Вот как описывает А.И.Краснов в «Книге о нефти» строительство колодцев [7].

«Два человека молча нагнетают в колодец специальным мехом воздух. Другие с помощью ворота поспешно вытаскивают породу. А из глубины непрерывно доносится песня, к которой внимательно прислушиваются находящиеся на поверхности. Поглядеть со стороны - весело работают нефтяники.

Но вот песня оборвалась. Наверху мгновенно все пришло в движение. Рабочие быстро вытаскивают из колодца привязанного к веревке неподвижного «певца». Положив обмякшее тело на землю, они готовят к спуску следующего землекопа». Песня- это сигнал, по которому судят о том, что человек в скважине не потерял сознание от недостатка кислорода, работая в среде паров нефти.

Колодезный способ сооружений скважин был не только тяжел и опасен, но и мало производителен. По данным Н.И.Воскобойникова, с 1524 по 1826 г. на Апшеронском полуострове было вы-

рыто 125 колодцев, то есть сооружалось в среднем по одному колодцу за два года.

Исторические документы позволяют установить, что к этому времени был уже известен другой способ сооружения скважин - ***ударный***: более 2000 лет тому назад он был применен в Китае для добычи соляных растворов. При этом глубина скважин составляла до 900 м., диаметр 12-15 см., а долото и бамбуковые штанги опускали в скважину на канатах, свитых из тростника толщиной 1-4 см.

Ударное бурение - это поочередный подъем и спуск инструмента (труб, штанг), низ которого заканчивался специальным долотом, напоминающим зубило. Именно это долото по кусочкам откалывало породу, проникая в нее все глубже и глубже. Накопившуюся породу периодически поднимали, опуская трубу, снабженную шнеком.

Во избежание отвалов, стенки скважины укрепляли вначале цилиндрами из ивовых прутьев, а затем ***трубами из жести***, получившими название ***обсадных***.

И хотя проходка скважин таким способом представляла несомненный прогресс по сравнению с колодезным, все-таки она была очень длительной: 200-300 м. проходили в лучшем случае за один год.

В 1859 г. в Пенсильвании (США) Эдвином Дрейком была сооружена скважина глубиной 22,5 м. новым по тем временам способом - с помощью ***вращательного бурения***. Инструмент с долотом не поднимали и бросали, как это делалось при ударном бурении, а вращали. И этот метод оказался весьма эффективной технологией строительства нефтяных скважин, которая широко применяется до настоящего времени.

Со скважины, пробуренной Э. Дрейком, берет начало нефтяная промышленность США, а Э.Дрейк стал первооткрывателем вращательного бурения.

Новый метод бурения потребовал нового оборудования и в первую очередь ***долот***, которые бы наиболее эффективно разрушали породу. Необходимо было механизировать процессы вращения долота, подъема пробуренной породы, спуско-подъемных

операций, которые являлись составной частью технологии. И, наконец, выдвигались требования повышения скорости бурения при увеличивающихся глубинах скважин.

2.2. СООРУЖЕНИЕ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ

Толща земной поверхности сложена породами разной твердости. В верхней части - песок, глина, глубже - песчаники, известняки, затем - граниты, кварциты.

Это следует учитывать при выборе конструкции породоразрушающего инструмента - долота, являющегося первичным звеном в большой технологической цепи процесса бурения.

От долота - зубила, которое применялось при ударном способе бурения, нефтяники ушли, хотя и это долото, и метод ударного бурения продолжают применяться для вскрытия неглубоких, преимущественно водяных скважин. Правда, в новом, механизированном варианте. В арсенале инженеров сегодня долота для бурения скважин в разных породах: лопастные долота используют в мягких и породах средней твердости (рис. 2.1),

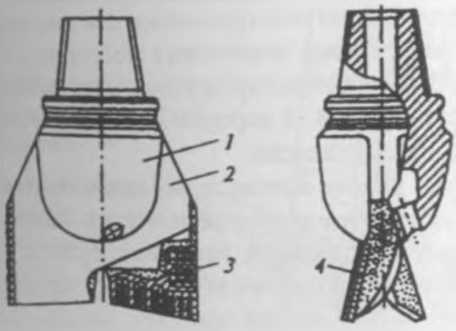


Рис. 2.1. Лопастные долото:
1 – корпус; 2 – лопасти; 3 – пластины; 4 – цапфа.

для проходки мягких пород - вязких глин, рыхлых песчаников, мягких известняков, мергелей; шарошечные долота - для пород с различными механическими свойствами.

Поскольку шарошечные долота получили преимущественное применение, рассмотрим конструкцию шарошечного долота.

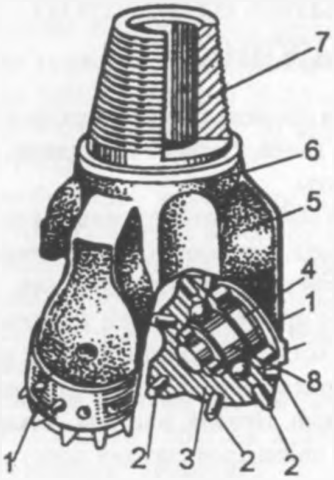


Рис. 2.2. Шарошечное долото: 1 – лапа; 2 – твердосплавный зубок; 3 – шарошка; 4 – цапфа лапы; 5 – спинка лапы; 6 – корпус; 7 – ниппель; 8 – подшипник.

Оно состоит из корпуса 6, к которому привариваются три лапы 1, являющиеся опорными конструкциями для шарошек 3. Последние по форме напоминают конические шестерни с несколькими рядами зубьев. Шарошки-шестерни укреплены на оси лапы и вращаются в подшипниках 8. В корпусе выполнены отверстия для подачи промывочной жидкости.

При вращении долота шарошки перекатываются по породе, откалывая от нее кусочек за кусочком. Интенсивность разрушения будет зависеть от скорости вращения долота, от усилия, с которым долото будет давить на породу, и от скорости очистки ствола скважины от выбуренной породы.

Долговечность работы долота влияет напрямую на время сооружения скважины. Поэтому ведутся работы по повышению износостойкости режущей части долот путем наплавки твердых и сверхтвердых материалов: карбида вольфрама, алмаза. Алмазные долота (рис. 2.3.) позволяют увеличить проходку в твердых породах до 250-300 м. и, таким образом, одним долотом заме-

нить 15-20 обычных шарошечных.

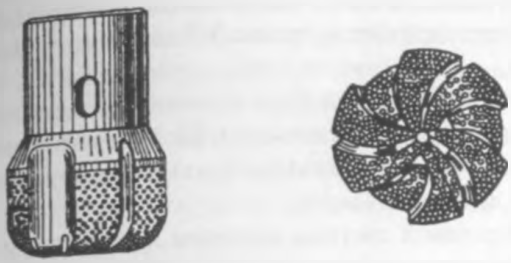


Рис. 2.3. Алмазное долото

Ранее мы отметили, что бурение скважины есть процесс разрушения породы в заданном пространственном интервале, имеющем целью образования в земной поверхности скважины.

Однако этот результат может быть достигнут посредством специального оборудования, функционально объединенного одной задачей и технологически составляющего единый комплекс - буровая установка.

Современная буровая установка включает (рис. 2.4) следующее оборудование.

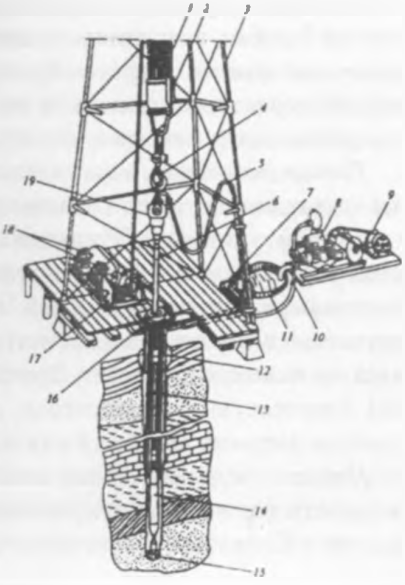


Рис. 2.4. Схема буровой установки для глубокого вращательного бурения:

1 – талевый канат; 2 – талевый блок; 3 – вышка; 4 – крюк; 5 – буровой шланг; 6 – ведущая труба; 7 – желоба; 8 – буровой насос; 9 – двигатель насоса; 10 – обвязка насоса; 11 – приемный резервуар(емкость); 12 – бурильный замок; 13 – бурильная труба; 14 – гидравлический забойный двигатель (при роторном бурении не устанавливается); 15 – долото; 16 – ротор; 17 – лебедка; 18 – двигатели лебедки и ротора; 19 – вертлюг.

Вышка является грузоподъемным сооружением, для чего снабжается специальной ***полиспастной (талевой) системой***. В нее входят: кронблок, талевый блок, крюк и металлический канат.

Кронблок и талевый блок - система вращающихся шкивов, через которые переброшен канат. Один конец каната закреплен неподвижно (мертвый конец), второй (ходовой) - укрепляется на барабане лебедки.

Работа талевой системы основана на известном правиле механики: при подъеме груза с помощью блока выигрыш в силе равен проигрышу в расстоянии. Нас в данном случае интересует выигрыш в силе, поскольку непосредственный подъем груза значительной массы требует больших затрат мощности. К талевому блоку крепится ***крюк***, на который подвешивается груз, спускаемый в скважину или поднимаемый из нее. В большинстве случаев -это колонна ***бурильных труб***, к самому низу которой крепится ***долото***.

Лебедка - механизм, предназначенный для намотки свободного (ходового) конца талевого каната и осуществления за счет этого спуско-подъемных операций. Главным узлом лебедки является барабан, вращательное движение которому сообщает ***специальный привод***. Скорость вращения барабана регулируется коробкой передач, а торможение и остановка производится пневматическим или ручным тормозом..

Ротор - механизм, осуществляющий вращение труб при бурении скважины, а также их отвинчивание и свинчивание. Состоит из корпуса, в котором на подшипниках установлен вращающийся стол. Стол имеет отверстие квадратной формы, в которое вставляется первая труба бурильной колонны и имеющая квадратное сечение – ***квадрат***. Такая конструкция трубы и стола обеспечивает их надежный контакт. Вращение стола осуществляется через коническую пару шестерен, одна из которых связана с карданным валом привода, вторая - со столом.

Насос - гидравлическая машина, осуществляющая подачу жидкости (ее называют промывочной) в скважину в процессе бурения. При этом достигаются следующие цели: напор струи

жидкости воздействует на породу в области долота, что способствует ее разрушению. Выбуренная порода захватывается струей жидкости и выносится на поверхность. В качестве промывочной жидкости используется вода с различными присадками и глинистый раствор. В настоящее время напор насоса используется также для привода забойных двигателей, вращающих долота – ***турбобуров и винтовых механизмов***.

Насос состоит из двух узлов - ***гидравлического и механического.***

Гидравлический узел включает в себя два (или три) цилиндра, в которых совершают возвратно-поступательное движение поршни. Клапаны, установленные в цилиндрах, обеспечивают поочередный впуск и выброс жидкости, а воздушный колпак сглаживает пульсирующий характер подачи жидкости.

Перемещение поршней обеспечивает механический узел, представляющий собой редуктор с. кривошипно-шатунным механизмом. Последний преобразовывает вращательное движение привода в возвратно-поступательное движение поршней. Механический узел включает в себя ***шкив, кривошип (коленвал), шатун, крейцкопф***. Крейцпкоф обеспечивает передачу усилий от шатуна к штоку поршня строго по оси поршня.

Насос в целях безопасности обязательно должен быть укомплектован ***предохранительным клапаном***, который монтируется на нагнетательном трубопроводе и предотвращает создание в насосе и в трубопроводе давления выше критического.

Вертлюг - узел, обеспечивающий подачу промывочной жидкости к буровому долоту через колонну бурильных труб в процессе ее вращения. Для этой цели вертлюг выполнен из двух частей - неподвижной и подвижной. Неподвижная часть соединена с помощью ***бурового шланга со стояком***, по которому подается промывочная жидкость, а подвижная- через ***квадрат с вращающейся бурильной колонной***.

Система очистки промывочной жидкости предназначена для отделения выходящего из скважины раствора частиц выбуренной породы и других примесей и подготовки жидкости для повторного использования. Система укомплектовывается специаль-

ными *ситами, дегазаторами* для отделения газа, *емкостью* для сбора очищенной жидкости.

Механический ключ обеспечивает свинчивание и развинчивание труб, составляющих бурильную колонну.

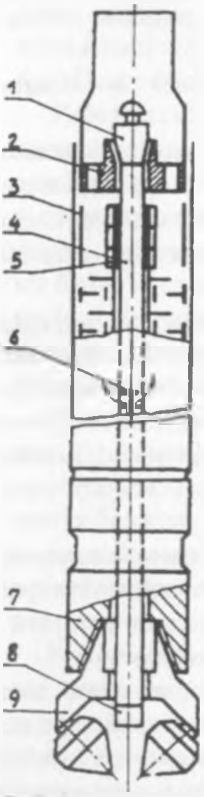


Рис. 2.5. Схема турбобура:
1 – головка керноприемника, 2 – опора; 3 – распорная втулка; 4 – съемный керноприемник; 5 – полый вал; 6– клапанный узел; 7 – переводник; 8 – наконечник; 9 – бурильная головка.

Развитие технологии бурения скважин начиналось с ***вращательного или роторного бурения***. Она проста по способу осуществления, но не экономична: чтобы вращать долото, необходимо вращать колонну труб. На это требуется энергия, и чем скважина глубже, тем требуется ее больше. Кроме того, трубы часто разрушаются, поскольку на них действует большой крутящий момент. Поэтому были созданы специальные приводы долота, которые, получив энергию с поверхности преобразовывали ее во вращательную непосредственно в скважине. Одним из первых таких двигателей, которые получили название ***забойных***, стал ***турбобур***, изобретенный российским ***инженером М.А.Капелюшниковым*** в 1922 году. В 1924 г. на азербайджанских промыслах с помощью турбобура была пробурена первая скважина глубиной 600 м.

В основу конструкции турбобура был положен принцип работы обычной гидравлической турбины, подобно применяющейся на гидроэлектростанциях.

В турбобуре М.А.Капелюшникова жидкость подаваемая насосом с поверхности под давлением, воздействовала на лопасти ротора турбобура и принуждала его вращаться. А поскольку ротор был связан с валом, на котором укреплялось долото, то вращение передавалось долоту. (рис. 2.5) Затем был создан более мощный многоступенчатый турбобур.

Применение турбобура показало, что забойный двигатель намного повышает эффективность бурения.

В 1940 г. на Азербайджанских нефтепромыслах был опробован новый забойный двигатель – ***электробур***, а в 1950 г. он пришел на промыслы Туймазинского нефтяного месторождения (Башкортостан).

В 1957 г. на Всемирной выставке в Брюсселе электробур был отмечен наградой «Гран При».

Электробур представляет собой асинхронный трехфазный электродвигатель, на статорную обмотку которого рабочее напряжение подается с поверхности по силовому кабелю, монтируемому в бурильных трубах в виде отдельных секций и образующих единую электрическую цепь при свинчивании труб (рис 2.6).

Ротор электродвигателя соединен зубчатой муфтой со шпинделем, на котором укрепляется долото.

Полость электродвигателя заполняется маслом и в ней с помощью пружинного лубрикатора поддерживается давление на 0,2-0,3 МПа выше чем в скважине. Это противодействует попаданию пластовой жидкости в полость двигателя. Промывочная жидкость поступает к долоту через полый вал электродвигателя и шпинделя.

Достоинством электробура является возможность нормальной работы на глубинах свыше 2 км., когда гидравлические потери при движении промывочной жидкости достигают значительных величин и работа турбобура ухудшается.

В последние годы на вооружении буровиков появился еще один ***забойный двигатель – винтовой***. Принципиально его конструкция пред

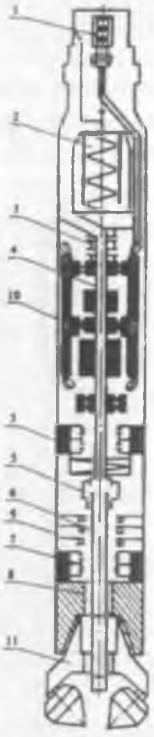


Рис. 2.6. Схема электробура:
1 – кабель; 2 – лубрикатор; 3 – верхний сальник; 4 – полый вал; 5 – зубчатая муфта; 6 – полый вал; 7 – торцовый сальник; 8 – переводник; 9 – корпус шпинделя; 10 – корпус; 11 – бурильная головка.

ставляет собой металлический корпус - ***статор*** с напрессованной внутри него резиновой втулкой с левой десятизаходной винтовой резьбой. ***Ротор*** -металлический девятизаходный винт, вращающийся относительно статора с некоторым эксцентриситетом. Жидкость, подаваемая насосами, попадает в зазор между статором и ротором и, двигаясь по этому винтовому зазору, вызывает вращение ротора относительно статора и связанного с ним ***шпинделя с долотом*** (рис. 2.7).

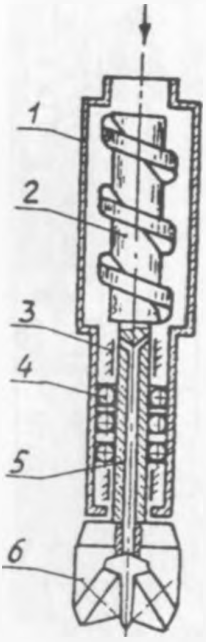


Рис. 2.7. Схема винтового забойного двигателя:
1 – статор; 2 – ротор, 3 – опора радиальная, 4 – опора осевая; 5 – вал; 6 – долото.

Достоинством винтового двигателя является простота конструкции, высокий крутящий момент при относительно постоянной частоте вращения.

Последнее эффективно при бурении глубоких скважин. А низкая частота вращения ротора (100-250 об/мин) вызывает увеличение проходки по сравнению с турбобуром и использование шарошечных долот более эффективно при низких оборотах.

Бурение скважины - постепенное углубление в толщу земной поверхности до нефтяного пласта. Оно выполняется по заранее составленному ***проекту и геолого-техническому наряду*** - документам, которыми следует руководствоваться при строительстве и бурении скважины.

Бурение скважины начинается с закладки ***шурфа*** глубиной 2-4 м., в который опускают долото, привинченное к квадрату, подвешенному на талевой системе вышки. Бурение выполняют, сообщая вращательное движение квадрату, а, следовательно, и долоту с помощью ротора. По мере углубления в породу, долото вместе с квадратом опускается с помощью лебедки. Выбуренная порода выносится промывочной жидкостью, подаваемой насосом к долоту через вертлюг и полый

квадрат.

После того, как произойдет углубление скважины на длину квадрата, его поднимают из скважины отделяют от труб, опускают в шурф и между ним и долотом устанавливают бурильную трубу.

В процессе углубления возможно разрушение стенок скважины, поэтому их необходимо через определенные интервалы укреплять (обсаживать). Это делают с помощью специально спускаемых ***обсадных труб***, а конструкция скважины приобретает ступенчатый вид: вверху бурение ведется долотом большого диаметра, затем меньшего и т.д.

Количество ступеней определяется глубиной скважины и характеристикой пород.

Под конструкцией скважины понимают систему обсадных труб различного диаметра, спускаемых в скважину на определенную глубину. В зависимости от числа обсадных колонн конструкция скважины может быть одноколонной, двухколонной и т. д. Для разных районов конструкции нефтяных скважин различны и определяются следующими требованиями:

- противодействие силам горного давления, стремящимся разрушить ствол скважины;
- сохранение заданного диаметра ствола на всей его протяженности;
- изоляция встречающихся в разрезе скважины горизонтов, содержащих разнородные по химическому составу агенты и исключение их смешения;
- возможность спуска и эксплуатации различного оборудования;
- возможность длительного контакта с химически агрессивными средами и противодействие высоким давлениям и температурам.

Перечисленным требованиям удовлетворяет конструкция скважины, приведенная на рис. 2.8.

Отдельные элементы конструкции скважины имеют следующее назначение.

Направление 1 предотвращает размыв верхних рыхлых по-

род буровым раствором при забуривании скважины. ***Кондуктор 2*** обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов, используемых для питьевого водоснабжения. ***Промежуточная колонна 3*** спускается для изоляции зон поглощения, перекрытия продуктивных горизонтов с аномальными давлениями. Иногда для изоляции участка ствола в глубоких скважинах спускают часть колонны – ***хвостовик 4. Эксплуатационная колонна 5*** обеспечивает изоляцию всех пластов, встречающихся в разрезе месторождения, спуск оборудования и эксплуатацию скважины.

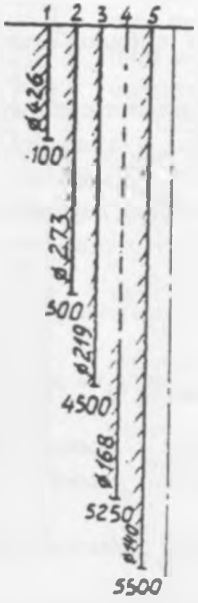


Рис. 2.8.Конструкция скважины:
1 – направление; 2 – кондуктор; 3 – промежуточная колонна; 4 – хвостовик; 5 – эксплуатационная колонна

Ствол – область скважины, расположенная между устьем и забоем.

Устье - часть ствола скважины, выходящая на поверхность земли.

Забой – нижняя часть ствола.

Призабойная зона пласта - область нефтяного пласта примыкающая к стволу скважины и сообщающаяся с ним, в пределах которой обеспечивается технологическая и техническая воз-

можность воздействия на пласт с целью изменения его параметров.

Зумпф - часть ствола скважины, расположенная ниже подошвы нефтяного пласта.

Часть скважины, примыкающая непосредственно к нефтяному пласту, оборудуется ***фильтром***. Он является основным элементом скважины, так как непосредственно обеспечивает связь с нефтяным пластом, дренирование пластовой жидкости в заданных пределах, воздействие на пласт с целью интенсификации и регулирования его работы.

Фильтр - это перфорированная по толщине пласта труба, являющаяся продолжением эксплуатационной колонны, или опускаемая в скважину отдельно.

Конструкция фильтра определяются характеристикой породы. Так в механически устойчивых породах (песчаниках), фильтр может не устанавливаться. Этим обеспечивается полная связь с пластом и принимается за эталон, а показатель эффективности связи - ***коэффициент гидродинамического совершенства***, принимается за единицу.

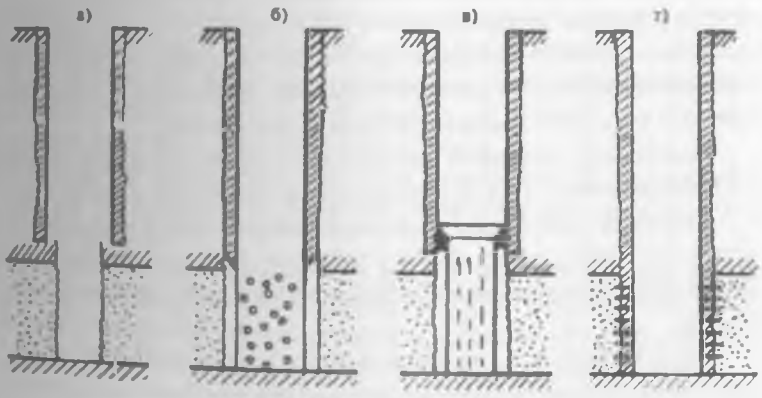


Рис. 2. 9. Конструкции фильтров нефтяных скважин:
а) открытый пласт, б) фильтр выполненный в виде предварительно перфорированного хвостика, в) автономный фильтр; г) фильтр, выполненный в осадной колонне после ее спуска.

Известны конструкции с заранее изготовленными фильтрами, отпускаемыми в полностью вскрытый, не обсаженный пласт. Кольцевое пространство между низом обсадной колонной и верхней частью фильтра герметизируется. Отверстия в фильтре выполняются круглыми или щелевидными: ширина 0,8-1,5 мм, длина 50-80 мм. Иногда спускают фильтры в виде двух труб, полость между которыми заполнена отсортированным гравием. Такие фильтры можно менять по мере их загрязнения.

Наибольшее применение получили фильтры, образованные в перекрывшей нефтяной пласт и зацементированной эксплуатационной колонне.

2.3 ВСКРЫТИЕ И ОСВОЕНИЕ НЕФТЯНОГО ПЛАСТА

Бурение скважины заканчивается вскрытием нефтяного пласта, т.е. его сообщением со скважиной. Оно получило название – ***первичное вскрытие***. Этот этап является весьма ответственным по следующим причинам:

- нефтегазовая смесь в пласте находится под большим давлением, величина которого может быть заранее неизвестной. При давлении, превышающем давление столба жидкости, заполняющей скважину, может произойти выброс жидкости из ствола скважины и возникает ***открытое фонтанирование***;

- попадание буровой жидкости в нефтяной пласт ухудшает его проницаемость и следовательно приток нефти в скважину.

Избежать фонтанных выбросов можно, предусмотрев установку на устье специальных устройств, перекрывающих ствол скважины - ***превенторов*** или применив жидкость высокой плотности.

Предотвращение загрязнения нефтяного пласта добиваются путем введения в раствор различных компонентов, по свойствам близким к пластовой жидкости, например, эмульсий на нефтяной основе.

Поскольку после вскрытия нефтяного пласта бурением в скважину спускают обсадную колонну и цементируют ее, тем самым

перекрывая нефтяной пласт, возникает необходимость в ***повторном (вторичном) вскрытии*** пласта.

Этого достигают посредством прострела колонны в интервале пласта специальными ***перфораторами***, имеющими заряды на пороховой основе. Они спускаются в скважину на кабель-тросе геофизической службой.

В настоящее время разработаны несколько методов перфорации скважин.

Пулевая перфорация скважин заключается в спуске в скважину перфораторов, в корпус которых встроены пороховые заряды с пулями. Получая электрический импульс с поверхности, заряды взрываются, сообщая пулям высокую скорость и большую пробивную силу. Она вызывает разрушение металла колонны и цементного кольца. Количество отверстий в колонне и их расположение по толщине пласта заранее рассчитывается, поэтому иногда спускают гирлянду перфораторов. Давление горящих газов может достигать 0,6-0,8 тыс. МПа, что обеспечивает получение перфорационных отверстий диаметром до 20мм и глубиной 145-350 мм.

Пули изготовляются из легированной стали и для уменьшения трения при движении в перфораторе покрываются медью и свинцом. Применяют перфораторы типов ПБ-2, ПВН-90.

Торпедная перфорация по принципу осуществления аналогична пулевой, только увеличен вес заряда с 4-5 г. до 27 г., и в перфораторе применены горизонтальные стволы.

При этом образуются отверстия диаметром 22 мм. и глубиной 100-160 мм. На 1 м. толщины пласта выполняется до четырех отверстий.

Кумулятивная перфорация (рис. 2.10) - образование отверстий за счет направленного движения струи раскаленных газов, вырывающихся из перфоратора со скоростью 6-8 км/с и давлением 0,15-0,3 млн. МПа. При этом образуется канал глубиной до 350 мм. и диаметром 8-14 мм. Максимальная толщина пласта, вскрываемая кумулятивным перфоратором за один спуск, до 30 м. (торпедным - до 1 м., пулевым до 2,5 м.). Количество порохового заряда-до 50г.

Гидропескоструйная перфорация - образование отверстий

в обсадной колонне за счет абразивного воздействия песчано-жидкостной смеси, вырывающейся со скоростью до 300 м/с из калиброванного сопла с давлением 15-30 МПа.

Разработанный и освоенный серийно под шифром АП-6М пескоструйный аппарат (рис. 2.11), хорошо зарекомендовал себя: глубина получаемых им каналов грушевидной формы может достигать 1,5 м.

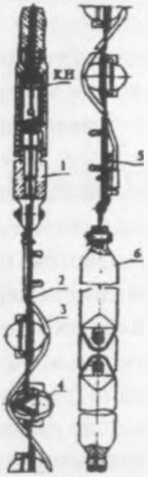


Рис. 2. 10. Ленточный кумулятивный перфоратор ПКС105:
КН – кабельный наконечник, 1 – головка перфоратора; 2 – стальная лента; 3 – детонирующий шнур; 4 – кумулятивный заряд; 5 – взрывной патрон; 6 – груз.

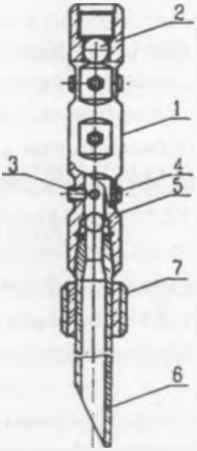


Рис. 2. 11. Аппарат для пескоструйной перфорации АП-6М:
1 – корпус; 2 – шар опрессовочного клапана; 3 – узел насадки; 4 – заглушка, 5 – шар клапана; 6 – хвостовик; 7 – центратор.

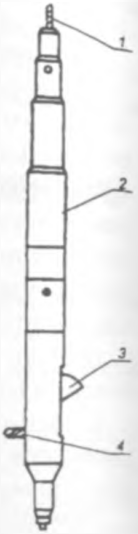


Рис. 2. 12. сверлящий перфоратор:
1 – кабель-трос; 2 – корпус, 3 – отклонитель, 4 – сверло.

Сверлящий перфоратор - устройство для образования фильтра посредством сверления отверстий. Для этой цели применяют разработанный во ВНИИГИСе (г. Октябрьский, Башкортостан) сверлящий перфоратор (рис. 2.12), электропривод которого связан с алмазным сверлом. Максимальное радиальное перемещение сверла составляет 60 мм., что обеспечивает по результатам практики прохождение обсадной колонны цементного кольца и вход в пласт на глубину не более 20 мм

Следует сказать, что пулевая и торпедная перфорации создают ударные нагрузки на обсадную колонну и цементное кольцо, вызывая их разрушение. Последнее приводит к перетокам жидкости из одного пласта в другой. Поэтому они получили ограниченного применение.

Вскрытие пласта гидропескоструйным или сверлящим способом получило название «щадящей» перфорации, обладает высокой точностью образования фильтра в требуемом интервале.

Освоением нефтяного пласта называется комплекс работ, проводимых после бурения, с целью вызова притока нефти из пласта в скважину.

Дело в том, что в процессе вскрытия, как говорилось раньше, возможно попадание в пласт бурового раствора, воды, что засоряет поры пласта, оттесняет от скважины нефть.

Поэтому не всегда возможен самопроизвольный приток нефти в скважину. В таких случаях прибегают к искусственному вызову притока, заключающемуся в проведении специальных работ.

Уменьшение столба жидкости в стволе основано на известном факте: столб жидкости, имеющей большую плотность, оказывает на пласт и большее противодавление. Снижение противодавления за счет вытеснения из ствола скважины, например, глинистого раствора плотностью $\rho_г = 2000$ кг/м3 пресной водой плотностью $\rho_в = 1000$ кг/м3 ведет к уменьшению противодавления на пласт вдвое.

Способ прост, экономичен и эффективен при слабой засоренности пласта (рис. 2.13)

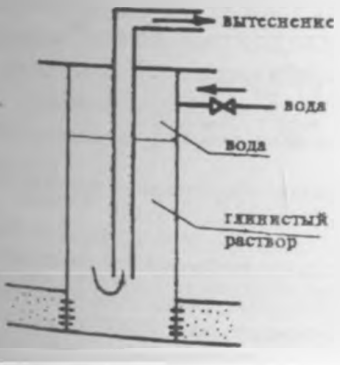


Рис. 2. 13. Освоение скважины заменой «тяжелой» жидкости на «легкую»

Если замещение глинистого раствора водой не приносит результата, прибегают к дальнейшему уменьшению плотности в ствол скважины подают сжатый газ компрессором. При этом удается оттеснить столб жидкости до башмака насосно-компрессорных труб, уменьшив, таким образом, противодавление на пласт до значительных величин на 600 м и более.

С целью повышения эффективности вытеснения по длине колонны насосно-компрессорных труб устанавливают пусковые клапана- отверстия, через которые сжатый воздух поступает внутрь НКТ сразу же при входе в скважину и начинает «работать», т.е. поднимать жидкость в НКТ.

Ввиду образования воздуха с нефтяным газом в скважине взрывоопасной смеси, рекомендуется вместо воздуха использовать нейтральные газы - азот, CO_2 или выхлопные газы автомобилей (рис. 2.14).

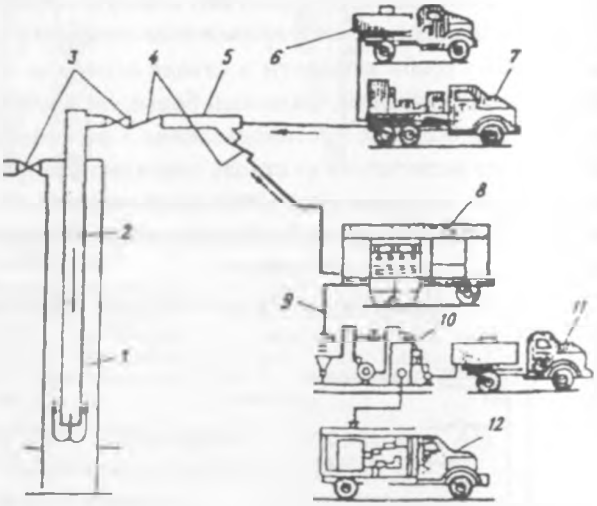


Рис. 2.14. Принципиальная схема обвязки оборудования при освоении скважин с применением дымовых газов:

1 – обсадная колонна; 2 – насосно-компрессорные трубы; 3 – задвижка; 4 – обратный клапан; 5 – камера смешения; 6 – автоцистерна для нефти; 7 – передвижная насосная установка; 8 – передвижная компрессорная установка; 9 – место для отбора проб дымовых газов; 10 – установка для охлаждения и очистки газов; 11 – автоцистерна для воды; 12 – передвижная установка (ППУ-3М)

Свабирование Метод заключается в спуске в НКТ специального поршня - сваба, снабженного обратным клапаном (рис. 2.15).

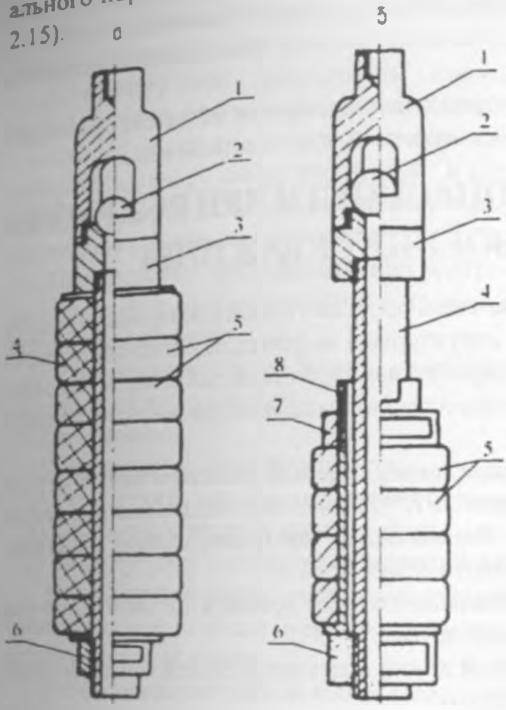


Рис. 2.5. Свабы:
а - упрощенная конструкция; б - с двойным проходным отверстием;
1 – клапанная сетка; 2 – шариковый клапан; 3 – седло клапана; 4 – полый стержень; 5 – прорезиненные манжеты; 6, 7 – гайка, 8 – гильза

Перемещаясь вниз, поршень пропускает через себя жидкость, при подъеме вверх - клапан закрывается, и весь столб жидкости, оказавшийся над ним вынужден подниматься вместе с поршнем, а затем и выбрасываться из скважины

Процесс свабирования может быть повторен многократно, что позволяет снизить давление на пласт на очень большую величину

Имплозия Если в скважину опустить сосуд, заполненный газом под давлением, затем мгновенно сообщить сосуд со стволом скважины, то освободившийся газ будет перемещаться из зоны высокого давления в зону низкого, т.е. к устью, увлекая за собой жидкость и создавая таким образом резкое пониженное давление

на пласт – *имплозию*.

Подобный эффект может быть вызван, если в скважину спустить предварительно опорожненные от жидкости насосно - компрессорные трубы и мгновенно перепустить в них скважинную жидкость.

Вызов притока сопровождается выносом из пласта привнесенных туда механических примесей, т.е. очисткой пласта.

2.4. МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ВСКРЫТИИ И ОСВОЕНИИ СКВАЖИНЫ

Строительство скважины проводит специализированная организация, не входящая структурно в нефтегазодобывающие управления. Однако все недоработки и нарушения технологии бурения и освоения скважин существенно сказываются на его показателях работы [9а].

Поэтому в настоящее время с целью ужесточения контроля за сооружением скважин в НГДУ введена специальная *служба супервайзеров*. Это - специалисты, контролирующие соблюдение проектного регламента при бурении.

При сооружении скважин пока не решен в полной мере ряд вопросов. Вот некоторые из них:

– образование по всей длине и диаметру надежного концентричного цементного кольца;

– использование высококачественных обсадных труб;

– создание высоких давлений на пласт в момент первичного вскрытия и связанное с этим интенсивное засорение пласта;

– разрушение обсадной колонны и засорение пласта при вторичном вскрытии.

Эти недостатки приводят, во- первых, к нарушению целостности металлического скважинного канала, образованного обсадной трубой и, во-вторых, нарушению целостности изоляционного цементного кольца.

Оба фактора создают условия для перетока жидкости из пласта в пласт, как внутри, так и вне скважины, что является недопустимым с точки зрения экологии и охраны недр.

Вскрытие и освоение являются весьма ответственными опе-

рациями с точки зрения безопасности, так как трудно прогнозируемы, особенно на новых месторождениях. Это обязывает исполнителей принимать повышенные меры безопасности, приведем некоторые из них.

– Скважину надо оборудовать превентором соответствующего типоразмера с последующим испытанием по регламенту.

– Освоение скважины проводить после проверки состояния цементного кольца, шаблонирования и опрессовки колонны, проверки работоспособности превентора, заполнения ствола жидкостью расчетной плотности.

– Перфорацию производить при контроле за уровнем жидкости в скважине с опрессованной устьевой арматурой и эксплуатационной колонной.

– Освоение вести по плану, утвержденному руководством предприятия и заказчиком.

При освоении:

а) исключить закупорку пласта;

б) обеспечить сохранность скелета пласта в ПЗП;

в) исключить прорыв пластовой воды и газа;

г) не допускать газонефтепроявлений в процессе освоения

– В настоящее время запрещено использование воздуха для освоения скважин после бурения и ремонта, в связи с возможным воспламенением смеси.

– Геофизические работы выполняются специализированными организациями по договорам, заключаемым с буровыми и добывающими предприятиями, в которых оговариваются обязательства сторон по безопасному проведению работ; план работ утверждается заказчиком и исполнителем.

– Вокруг скважины на все время прострелочных работ устанавливается запретная зона в радиусе не менее 50 м , радиус опасной зоны может быть сокращен до 20 м после спуска снаряда в скважину на глубину более 50 м.

– На все время прострелочно-взрывных работ наземное оборудование, агрегаты и другие механизмы должны быть остановлены, работа, не связанная со взрывными и прострелочными операциями в радиусе опасной зоны, должна быть прекращена.

– Специалисты, участвующие непосредственно в работе, должны быть удалены за пределы запретной зоны.

– Прострелочные и взрывные работы должны проводиться преимущественно в дневное время суток, с наступлением темноты операцию разрешается производить только при достаточном освещении.

– Перед перфорацией колонны на крестовик или фланец колонны устанавливается противовыбросовая задвижка, опрессованная на давление, равное пробному давлению фонтанной арматуры; после установки задвижка и крестовик вновь опрессовываются на давление, не превышающее допустимое для данной эксплуатационной колонны, результат испытания оформляется актом.

– Штурвал превенторной задвижки выводится в сторону на расстояние не менее 10 м от скважины и ограждается щитами с навесом; на щите должны быть надписи, указывающие направление «открыто»- «закрыто», число оборотов штурвала, необходимое для полного закрытия задвижки.

– Скважина заполняется до устья жидкостью необходимой плотности согласно плана работ, для долива скважина в случае поглощения необходимо создать запас жидкости необходимой плотности.

3. ФОНТАННАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН

Эксплуатация скважины – совокупность технологических, технических и организационных мероприятий, направленных на извлечение нефти из пласта и подъем ее на дневную поверхность.

Различают два способа эксплуатации скважин – фонтанный и механизированный.

Фонтанный способ предполагает подъем нефти из пласта за счет энергии сжатой породы и находящейся в ней под давлением жидкости и газа.

Фонтанный способ экономичен, но существует лишь в первоначальный период разработки месторождения пока запасы пластовой энергии достаточны велики.

Механизированный способ – принудительный подъем нефти с помощью различных технических устройств и механизмов, спускаемых в скважину.

3.1. УСЛОВИЯ ФОНТАНИРОВАНИЯ

На что расходуется пластовая энергия и какова должна быть ее величина, чтобы обеспечить фонтанирование?

Во-первых, необходимо преодолеть противодавление заполненного жидкостью ствола скважины – ***гидростатическое давление*** $P_{гст}$

Во-вторых, надо компенсировать потери, возникающие при движении жидкости в колонне обсадных труб $P^{об}_{гид}$ и НКТ $P^{нкт}_{гид}$ – ***гидравлические потери.***

В-третьих, необходимо обеспечить транспортировку жидкости от устья скважины до сборного пункта – $P^{тр}_{гид}$. Кроме того устье скважины может оказаться ниже сборного пункта, и тогда необходима энергия на преодоление ***геометрической разницы высот*** – $P_{геом}$. Надо учесть, что при движении жидкости из зоны повышенного давления (пласт) в зону пониженного давления (скважина) из нее выделяется газ, который, расширяясь, помогает подъему. Обозначив это влияние газа через – $P_{газ}$, получим усло-

вие фонтанирования:

$$P_{заб} > P_{гст} + P^{об} + P^{нкт} + P^{тр} + P_{геом} - P_{газ} \quad (3.1)$$

Если насосно-компрессорные трубы опущены до нефтяного пласта, то гидравлические потери в обсадной колонне не учитываются, т.е. $P^{об}=0$. Если скважина расположена по местности выше сборного пункта, то $P_{геом}$ берется со знаком «минус».

Принципиальная технологическая схема фонтанной скважины приведена на рис. 3.1.

Величина гидростатического давления Ргст определится из уравнения

$$P_{гст} = P_{см} g H_{заб} \quad (3.2)$$

где $P_{см}$ – плотность газожидкостной смеси, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с²; $H_{заб}$ – глубина скважины до подошвы нефтяного пласта, м.

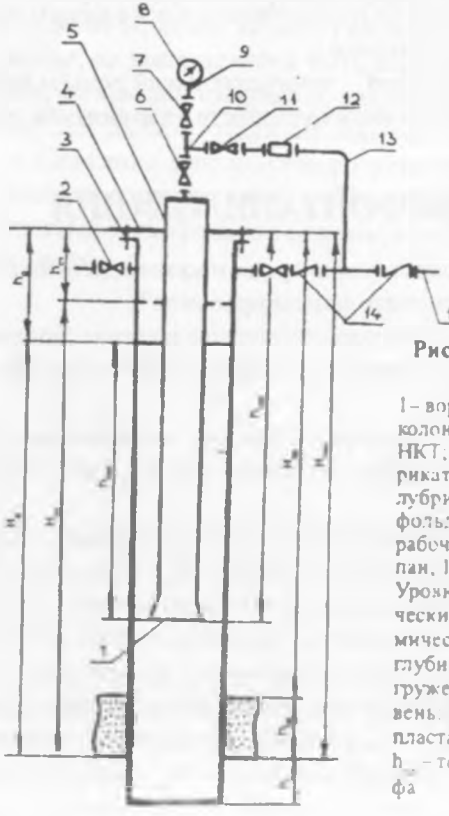


Рис. 3.1. Технологическая схема фонтанной скважины:

1 – воронка; 2 – затрубная задвижка; 3 – колонный фланец; 4 – планшайба, 5 – НКТ; 6 – центральная задвижка, 7 – лубрикаторная задвижка, 8 – манометр; 9 – лубрикатор; 10 – тройник, 11 – манифольдная задвижка, 12 – штуцер, 13 – рабочий манифольд; 14 – обратный клапан, 15 – нефтепровод

Уровни: $h_д$ – динамический, $h_{ст}$ – статический; $H^{д}_{ст}$, $H_{ст}$ – соответственно динамический и статический столбы; $H_{спк}$ – глубина спуска НКТ; $h_{пог}$ – глубина погружения НКТ под динамический уровень; $H_{кр}$ – глубина залегания кровли пласта; $H_{заб}$ – глубина подошвы пласта; $h_{пл}$ – толщина пласта; $h_{п}$ – глубина зумпфа

Гидравлические потери в насосно-компрессорных трубах составляют: по данным Л. С. Каплана – не более 50 м в лифте $P_{нкт}$ длиной 1400 м; по данным Н. Т. Мищенко – ими вообще можно пренебречь. В обсадной колонне $P_{об}$ они будут значительно меньше вследствие ее большого диаметра и их можно не учитывать.

Однако, если расчет для месторождения выполняется впервые, следует его выполнить полностью. При этом используют формулу Дарси-Вейсбаха, применяемую в трубной гидравлике.

Сумму геометрических $P_{геом}$ ***и гидравлических потерь*** $P_{тр}$ определяют по величине буферного давления на расположенной вблизи скважине. На практике они имеют значительный разброс, так как зависят от длины сборного трубопровода, его диаметра, вязкости, жидкости, разности высот. Поэтому для каждой конкретной скважины их лучше рассчитать.

Газлифтный эффект $P_{газ}$ – величина подъема жидкости за счет выделяющегося газа составляет незначительную величину в высокообводных (60% и выше) скважинах, но должен быть учтен в малообводненных, по формуле:

$$P_{газ} = \left[4 d G_0 \left(1 - \sqrt[3]{\frac{P_{буф}}{P_{нас}}} \right) (1 - b) \right] \rho g \quad (3.3)$$

где G_0 – фактический газовый фактор, м³/м³; $P_{буф}$ – буферное давление, МПа; $P_{нас}$ – давление насыщения, МПа; b – обводненность, доли единицы; ρ – плотность газа, кг/м³; d – диаметр НКТ (внутренний), м.

При проектировании режима работы фонтанной скважины надо иметь ввиду следующее.

Приток жидкости из пласта тем больше, чем меньше будет давление на забое – $P_{заб}$. В тоже время, пропускная способность подъемника будет тем выше, чем больше давление на забое. В процессе работы пласта и подъемника установится равновесие системы – «пласт-подъемник».

Приток жидкости из пласта описывается ***формулой Дарси*** (уравнением притока).

$$Q = к(P_{пл} - P_{заб})^{n} \quad (3.4)$$

где К – коэффициент продуктивности, м³/сут·МПа; $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа; $P_{заб}$ – забойное давление, МПа; n – показатель степени, зависящий от характера притока газожидкостной смеси из пласта в скважину. Для месторождений с высокими забойными давлениями, равными давлениям насыщения, "n" принимается равным 1.

$$Рпл=\rho_{см}\cdot qНст+Рзат \quad (3.5)$$

где $H_{ст}$ – величина статического столба газожидкостной смеси, м; $P_{зат}$ – давление в затрубном пространстве, определяемое по показаниям манометра, Па.

$$P_{заб}=\rho_{см}\cdot gH_{дин}+P_{зат} \quad (3.6)$$

где $H_{дин}$ – величина динамического столба, м. Пластовое и забойное давления могут быть определены через значения уровней жидкости и глубину залегания нефтяного пласта.

$$P_{пл}=(H_{под}-h_{ст})\rho_{см}\cdot g+P_{зат} \quad (3.7)$$

где $H_{под}$ – глубина подошвы пласта, м; $h_{ст}$ – статитический уровень, м;

$$P_{заб}=(H_{под}-h_{дин})\rho_{см}\cdot g+P_{зат} \quad (3.8)$$

где $h_{дин}$ – динамический уровень, м

Разности между пластовым и забойным давлением называют ***депрессией***.

$$P_{пл}-P_{заб}=\Delta P \quad (3.8)$$

3.2. РЕЖИМ РАБОТЫ ФОНТАННОЙ СКВАЖИНЫ

Задачей исследования фонтанной скважины является установление оптимального режима ее работы, т.е. режима, позволяющего получать большее количество нефти при минимальных затратах на добычу. При этом получают зависимости дебитов нефти, от депрессии, определяют коэффициент продуктивности.

Индикаторная диаграмма – графическая зависимость дебита скважины от депрессии на пласт путем исследования скважины методом пробных откачек. Строится она по данным, полученным при работе скважины не менее чем на трех режимах одновременным замером забойного давления (или уровня) и дебита. При этом могут быть получены две формы индикаторных диаграмм – прямая и кривая. (Рис.3.2). По графику может быть определено значение коэфициента продуктивности, как отношение отрезков

$$\frac{Q_1O}{\Delta P_1O}=tg\alpha \qquad (3.10)$$

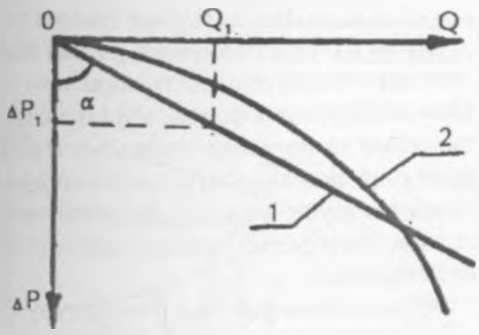


Рис. 3.2. Виды индикаторных линий:
1 – однофазное течение жидкости;
2 – двухфазное течение.

Замер давлений на устье рекомендуется производить ***образцовыми манометрами***, в скважине – ***глубинными манометрами, дебит – на групповой установке*** одновременно с замером уровней. Содержание воды определяется путем анализа пробы на аппарате ***Дина-Старка***. Содержание песка определяется путем отстоя пробы не менее одного часа при температуре 20° С в ***мензурке Лысенко.***

Очень важной частью работы является отбор представительной пробы из скважин, т.е. пробы, в которой содержание всех исследуемых компонентов – воды, песка и других наиболее полно соответствует их истинному содержанию в продукции скважины. Для этой цели рабочие манифольды должны быть оборудованы специальными проботборниками.

Вместо прямого замера забойных давлений глубинным манометром в промысловой практике часто прибегают к замеру динамических уровней ***эхолотами и волномерами*** на различных режимах с последующим пересчетом полученных данных в давления по формуле:

$$Q=k(\rho_{см}gH_{ст}-\rho_{см}gH_{дин})^n \qquad (3.11)$$

$$\rho_{см}=\frac{q_ж\rho_ж+v_г\rho_г}{q_ж+v_г} \qquad (3.12)$$

где $v_г$, $q_ж$ – соответственно объемный расход газа и жидкости, м³/с; $\rho_ж$, $\rho_г$ – соответственно плотность жидкости и газа, кг/м³.

Эффективная эксплуатация фонтанной скважины оценивается продолжительностью ее фонтанирования с ***оптимальным дебитом***. Это зависит от рационального расходования пластовой энергии и исключения факторов, снижающих ее величину.

В этих условиях приобретает важное значение точное регулирование дебита скважины.

Задвижки, составляющие фонтанную арматуру являются весьма грубым устройством, поэтому для точной регулировки используются штуцеры.

Штуцер – это цилиндр или диск с калиброванным отверстием, рассчитанным на определенную пропускную способность (рис. 3.3). Выполняется из высокопрочных материалов.

С помощью штуцера на устье поддерживается определенное, постоянное давление, что способствует стабильному режиму работы пласта.

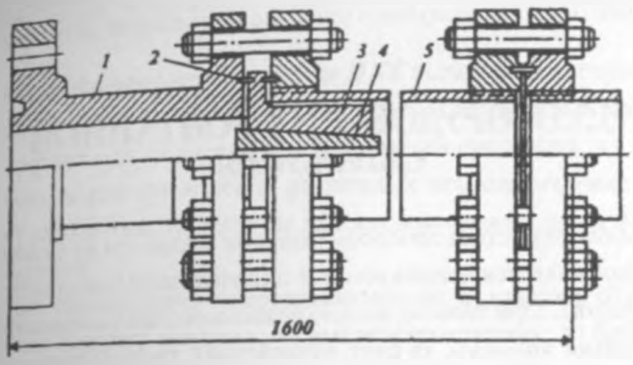


Рис. 3.3. Устьевой штуцер со сменной втулкой:
1 – катушка, 2 – металлическая прокладка; 3 – стальной корпус; 4 – втулка; 5 – патрубок

Получение графических зависимостей забойного давления, депрессии на пласт, дебита нефти, газового фактора, содержания песка, парафина, солей, воды в добываемой жидкости от диаметра штуцера позволяет выбрать приемлемую величину как диаметра штуцера, так и перечисленных выше компонентов (рис. 3.4).

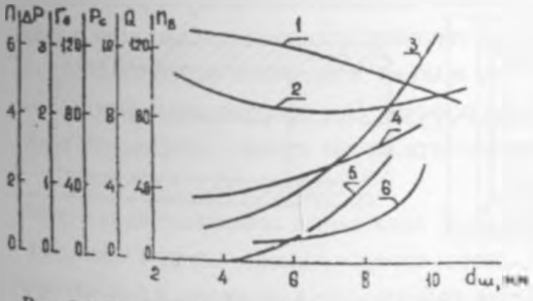


Рис. 3.4. Регулировочные кривые фонтанной скважины:

$d_ш$ – диаметр штуцера, 1– P_c – забойное давление, 2 – $Г_ф$ – газовый фактор, 3 – Q – дебит скважины, 4 – P – депрессия, 5 – П – содержание песка в жидкости, 6 – В – содержание воды в продукции скважины

С точки зрения регулирования работы лифта, предотвращения прорыва газа, забойные штуцеры предпочтительней, но они для установки и обслуживания требуют подъема НКТ. Это не всегда возможно. Поэтому получили широкое применение устьевые штуцеры.

3.3. ОБОРУДОВАНИЕ ФОНТАННОЙ СКВАЖИНЫ

Наиболее простым способом подъема жидкости из фонтанной скважины является использование для этой цели эксплуатационной колонны. При этом возможно возникновение осложнений:

а) ***эрозия колонны*** за счет воздействия движущейся жидкости и содержащихся в ней компонентов;

б) нерациональное ***использование пластовой энергии*** вследствие значительного диаметра колонны;

в) ***возникновение на ее поверхности*** отложений за счет выделяющихся из жидкости компонентов – солей, парафина, механических примесей.

Восстанавливать поврежденную колонну и устранять отложения трудоемко и не всегда эффективно. Надо также иметь ввиду, что эксплуатационная колонна является в скважинах и обсадной колонной, и призвана надежно защищать скважину от разрушения и проникновения в нее посторонних агентов в течение всей жизни месторождения. Поэтому ***подъем жидкости*** осуществляют по ***насосно-компрессорным трубам*** Все оборудование фонтанной скважины можно подразделить на две групы – подземное и наземное. (см. рис. 3.1).

Подземное оборудование включает в себя насосно-компрессорные трубы (НКТ), якорь, пакер, клапаны, муфты – все устройства и приспособления, работающие в скважине и находящиеся ниже фланца обсадной колонны

К наземному оборудованию относится устьевая арматура, ра-

бочие манифольды, штуцеры, клапаны, задвижки – все оборудование, работающее на поверхности

Рассмотрим назначение и конструкционные особенности оборудования, соответствующие требованиям технологического процесса.

Насосно-компрессорные трубы НКТ выполняют следующие функции: а) являются каналом для подъема добываемой жидкости; б) служат для подвески глубинного оборудования; в) являются каналом для проведения различных технологических операций; г) служат инструментом для воздействия на забой и призабойную зону.

НКТ по конструкции подразделяются на: а) гладкие; б) с высаженными наружу концами; в) высокогерметичные; г) безмуфтовые.

Гладкие трубы имеют одинаковый внутренний диаметр по всей длине. Они неравнопрочны: прочность их в резьбовой части составляет 80-85% от прочности остальной части трубы (рис. 3.5, табл. 3.1). Трубы выпускаются по ГОСТ 633-80 бесшовными (цельнотянутыми) из сталей группы прочности Д, К, Е, Л, М.

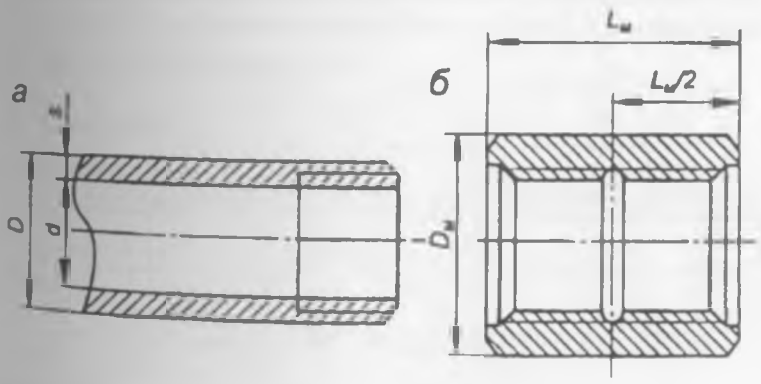


Рис. 3.5. Гладкие насосно-компрессорные трубы и муфты к ним:
а – труба, б – муфта

Размеры гладких труб и муфт к ним (мм)

Таблица 3.1

Условный диаметр трубы	Труба				Муфта		
	Наружный диаметр D	Толщина стенки s	Внутренний диаметр d	Масса 1м, кг	Наружный диаметр $D_м$	Длина $L_м$	Масса муфты, кг
33	33,4	3,5	26,4	2,6	42,2	84	0,4
42	42,2	3,5	35,2	3,3	52,2	90	0,6
48	48,3	4,0	40,3	4,4	55,9	96	0,5
60	60,3	5,0	50,3	6,8	73,0	110	1,3
73	73,0	5,5	62,0	9,2	88,9	132	2,4
		7,0	59,0	11,4			
89	88,9	6,5	75,9	13,2	108,0	146	3,6
102	101,6	6,5	83,6	15,2	120,6	150	4,5
114	114,3	7,0	100,3	18,5	132,1	156	5,1

Резьба в НКТ – коническая. Преимущества таких резьб: а) возможность обеспечить герметичность без уплотняющих средств; б) возможность ликвидации в резьбе зазоров; в) более равномерное распределение нагрузки; г) сокращение времени на сборку-разборку.

Трубы с высаженными наружу концами имеют утолщения по концам трубы, поэтому прочность их по всей длине одинакова. В остальном их характеристика аналогична гладким (рис. 3.6., табл. 3.2)

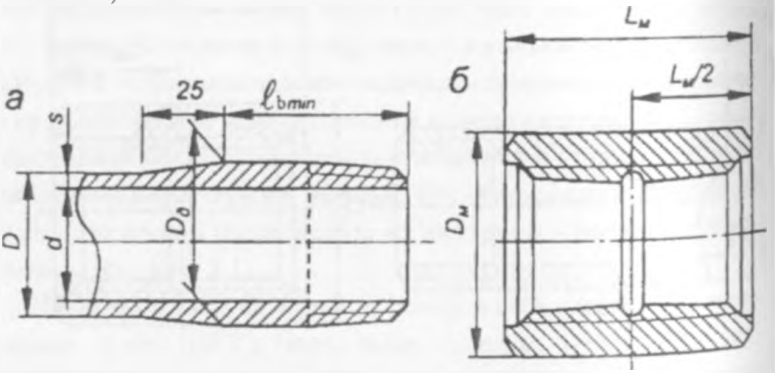


Рис. 3.6. Насосно-компрессорные трубы с высаженными наружу концами и муфты к ним:
а – труба; б – муфта.

Таблица 3.2

Размеры труб с высаженными наружу концами и муфт к ним (мм)

Условный диаметр трубы	Труба							Муфта		
	Наружный диаметр D	Толщина стенки s	Внутренний диаметр d	Наружный диаметр высаженной части $D_в$	Длина высаженной части $l_в$, мм	Масса 1м гладкой трубы, кг	Увеличение массы трубы вследствие высадки обоих концов, кг	Наружный диаметр $D_м$	Длина $L_м$	Масса, кг
27	26,7	3,0	20,7	33,4	40	1,8	0,1	42,2	84	0,4
33	33,4	3,5	26,4	37,3	45	2,6	0,1	48,3	90	0,5
42	42,2	3,5	35,2	46,0	51	3,3	0,2	55,9	96	0,7
48	48,3	4,0	40,3	53,2	57	4,4	0,4	63,5	10 0	0,8
60	60,3	5,0	50,3	65,9	89	6,8	0,7	77,8	12 6	1,5
73	73,0	5,5	62,0	78,6	95	9,2	0,9	93,2	13 4	2,8
		7,0	59,0			11,4				
89	88,9	6,5	75,9	95,2	102	13,2	1,3	114,3	14 6	4,2
		8,0	72,9			16,0				
102	101,6	6,5	88,6	108,0	102	15,2	1,4	127,0	15 4	5,0
114	114,3	7,0	100,3	120,6	108	18,5	1,6	141,3	16 0	6,3

В последние годы получили применение насосно-компрессорные трубы ***гладкие высокогерметичные муфтовые НКМ*** (рис. 3.7, табл. 3.3) и ***бесшовные НКБ*** (рис. 3.8, табл. 3.4) с ***трапецеидальным профилем*** резьбы.

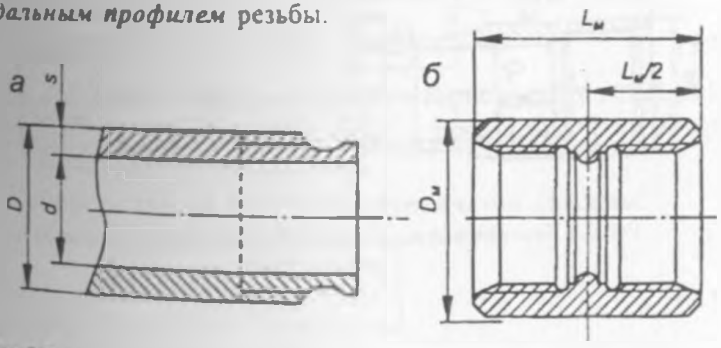


Рис. 3.7. Гладкие высокогерметичные насосно-компрессорные трубы с высаженными наружу концами и муфты к ним:

а – труба; б – муфта

Таблица 3.3

Размеры труб гладких высокогерметичных и муфт к ним — НКМ (мм)

Условный диаметр трубы	Труба				Муфта		
	Наружный диаметр D	Толщина стенки s	Внутренний диаметр d	Масса 1 м, кг	Наружный диаметр $D_м$	Длина $L_м$	Масса, кг
60	60,3	5,0	50,3	6,8	73,0	135	1,8
73	73,0	5,5	62,0	9,2	88,9	135	2,5
		7,0	59,0	11,4			
89	88,9	6,5	75,9	13,2	108,0	155	4,1
		8,0	72,9	16,0			
102	101,6	6,5	88,6	15,2	120,6	155	5,1
114	114,3	7,0	100,3	18,5	32,1	205	7,4

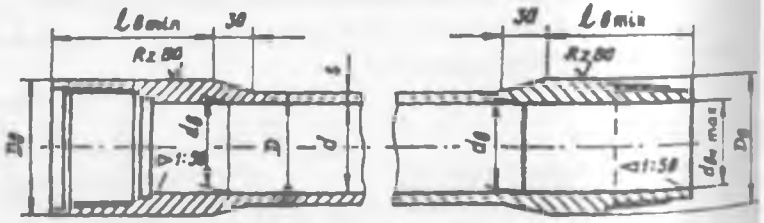


Рис. 3.8. Безмуфтовые высокогерметичные насосно-компрессорные трубы – НКБ

Таблица 3.4

Размеры безмуфтовых труб с высаженными наружу концами и муфт к ним

Условный диаметр трубы	Наружный диаметр D	Толщина стенки s	Внутренний диаметр d	Наружный диаметр высажен ной части $D_в$ (предельное отклонение ± 0,5)	Внутренний диаметр в плоскости торца ниппельного конца $d_{внар}$	Внутренний диаметр в конце высаженной части $d_в$	Длина высаженной части $l_{выс}$	Масса 1м гладкой трубы, кг	Увеличение массы трубы вследствие насадки обоих концов кг
60	60,3	5,0	50,3	71	53,5	48,3	95	6,8	1,8
73	73,0	5,5	62,0	84	65,5	60,0	100	9,2	2,2
		7,0	59,0	86	63,0	57,0		11,4	2,6
89	88,9	6,5	75,9	102	79,5	73,9	100	13,2	3,2
		8,0	72,9	104	77,0	70,9		16,0	3,7
102	101,6	6,5	100,3	116	92,0	86,6	100	15,2	4,0
114	114,3	7,0		130	104	98,3	100	18,5	4,8

Расчет НКТ, исходя из прочностных характеристик ведется по следующей методике.

Растягивающие нагрузки G, вызывающие напряжение в опасном сечении, равные пределу текучести, составляют:

$$G = \frac{\pi}{4}(d_1^2 - d_2^2)\, Q_{тек} \qquad (3.13)$$

где d_1 – диаметр по впадине нарезки в корне первого витка, см; d_2 – внутренний диаметр НКТ, см; $G_{тек}$ – предел текучести материала труб данной прочности, МПа.

Длина подвески ℓ для одноступенчатой колонны:

$$\ell = \frac{G}{\alpha q} \qquad (3.14)$$

где G – определенная по формуле (3.23), Н, a – коэффициент запаса, равный 1,5; q – вес одного погонного метра трубы с муфтами, Н/м.

Длина ступеней для двухступенчатой колонны:

$$\ell_1 = \frac{G_1}{\alpha q_1} \qquad (3.15)$$

$$\ell_2 = \frac{G_2 - G_1}{\alpha q_2} \qquad (3.16)$$

где G1 и G2 – нагрузки первой и второй ступени, Н; q_1 и q_2 – вес одного погонного метра НКТ первой и второй ступени.

Общая длина спуска L:

$$L = \ell_1 + \ell_2 \qquad (3.17)$$

Проверка на расстройство муфтовых соединений производится расчетом по следующей формуле:

$$P_{стр} = \frac{\pi d \delta \sigma_{тек}}{1 + \frac{D}{2\ell} \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi)} \qquad (3.18)$$

где $P_{стр}$ – страгивающая нагрузка, приводящая к расстройству резьбы, МПа; D – средний диаметр трубы по первой полной нитке, см; δ – толщина стенки трубы по впадине первой полной нитке, см; ℓ – полезная длина нарезки (нитки с полным профилем) см; $\alpha = 60°$ – угол между гранью нарезки и осью трубы; $\varphi = 18'$ – угол трения металла по металлу.

Глубина спуска ступеней, исходя из расчетной величины $P_{стр}$ определяется по формулам (3.15 и 3.16), но здесь вместо G_1 G_2 применяют значение $P_{стр1}$, $P_{стр2}$, рассчитанные для каждой ступени.

Допускаемое внутреннее давление $P_{доп}$ определяют по формуле Барлоу:

$$P_{доп} = \frac{2\delta\sigma_{тек}}{d_н \cdot a_1} \qquad (3.19)$$

где $d_н$, – соответственно наружный диаметр и толщина стенки, мм; a_1 – запас прочности (a_1=2).

Гибкие трубы – новое направление в технологии эксплуатации скважин, интенсивно разрабатываемое за рубежом и в России. Они представляют собой полученную на трубном заводе непрерывную трубу длиной 1000 м и более м, поставляемую нефтяникам в виде бунтов. Спуско-подъемные операции с такими трубами производятся специальными агрегатами.

Техническая характеристика гибких труб приводится в таблице 3.5.

Таблица 3.5

Гибкие трубы зарубежных фирм

Наружный диаметр, мм	22,2	25,4	31,8	38,1
Толщина стенки, мм	2,2	1,7-2,8	1,9-4	2,4-4
Масса 1 м, кг	1,09	1,02-1,54	1,4-2,73	2,12-33,3
Допустимое растягивающее усилие, кН	65,5	58,8-92,8	83,4-162,5	127-199,3
Испытательное давление, МПа	73,2	48,6-74,9	43,9-91,4	46,8-76,2

Продолжение таблицы 3.5

Наружный диаметр, мм	44,5	50,8	60,3
Толщина стенки, мм	2,8-4	2,8-4	3,2-4
Масса 1 м, кг	2,84-3,95	3,2-4,6	4,5-5,5
Допустимое растягивающее усилие, кН	170,5-236,2	19,6-27,3	26,5-32,8
Испытательное давление, МПа	45,9-65,3	40,2-57,1	38,4-48,1

АО «Уральский научно-исследовательский институт трубной промышленности» («УралНИТИ») совместно с ООО «ЛУКОЙЛ» разработали и освоили технологию изготовления сварных труб в бунтах (ТУ 14-3-1470-86) со следующими характеристиками:

Марка стали	10	20	Ст.2	08Г20Ф	08Г20Ф6	10ГМФ
Предел текучести, МПа	210	250	220	400	420	400
Предел прочности, МПа	340	420	330	550	570	550
Относительное удлинение, %	31	21	24	22	22	22

Оборудование устья скважины с использованием гибких труб приведено на рисунке 3.9.

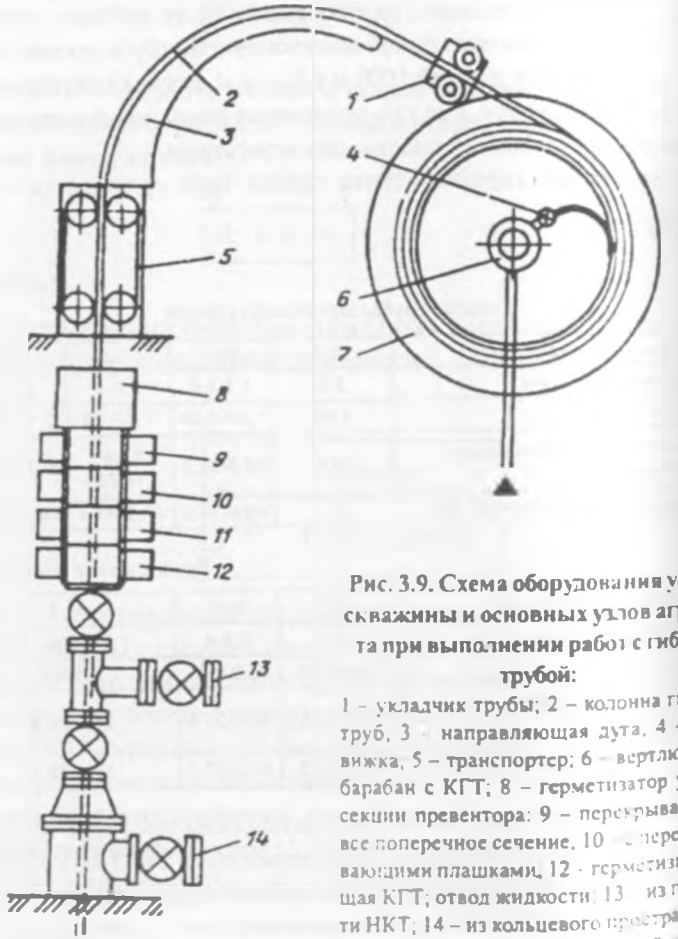


Рис. 3.9. Схема оборудования устья скважины и основных узлов агрегата при выполнении работ с гибкой трубой:

1 – укладчик трубы; 2 – колонна гибких труб, 3 – направляющая дуга, 4 – задвижка, 5 – транспортер; 6 – вертлюг; 7 – барабан с КГТ; 8 – герметизатор устья, секции превентора: 9 – перерывающие все поперечное сечение, 10 – перерезывающими плашками, 12 – герметизирующая КГТ; отвод жидкости, 13 – из полости НКТ; 14 – из кольцевого пространства между НКТ и эксплуатационной колонной

Одной из основных задач, стоящих перед отечественными производителями труб, является увеличение их долговечности.

Пакеры – устройства, предназначенные для разобщения отдельных интервалов скважины, например, призабойной зоны от остальной части. [12].

При этом они выполняют следующие функции:

– защищают обсадную колонну от воздействия пластового давления;

– препятствуют контакту с ней агрессивных пластовых жидкостей и газов;

– способствуют движению газа только по НКТ, увеличивая их коэффициент полезного действия;

– создают возможность раздельной разработки отдельных пластов и пропластков;

– осуществляют направленное устьевое воздействие на отдельные пропластки и пласты при технологических операциях.

Процесс разобщения производится механическим, гидравлическим или гидромеханическим воздействием на резиновый пакерующий элемент, увеличивающий при этом диаметральный габарит. В зависимости от вида воздействия на разобщающий элемент получили применение пакеры механического («М») или гидромеханического («ГМ») действия. Изображенный на рис. 3.10 пакер работает так. После спуска на заданную глубину на насосно-компрессорных трубах в последние бросают шар 14, который устанавливается в седле 15. Закачкой жидкости в НКТ в пакере создают давление, которое передается через канал «а» под поршнем 12 и вызывает его перемещение. Поршень 12 толкает плашкодержатель 9 с усилием, обеспечивающим срезание удерживающего винта 10.

Продолжая движение вверх, он надвигает плашки 8 на корпус 6 и прижимает их к эксплуатационной колонне.

Расжатие манжет 3 производится за счет массы труб, воздействующих на упор 2.

При дальнейшем увеличении давления (до 21 МПа) срезается винт 16, удерживающий седло с шариком, и они выпадают из корпуса, освобождая проходное сечение пакера.

Арматура включает в себя колонный фланец 11, крестовик елки 5, крестовик трубной головки 8, переводную катушку 7. Фонтанная елка служит для направления и регулирования продукции скважины. Включает в себя центральную задвижку 13, крестовик елки 5, буферную задвижку 14, лубрикатор 3, штуцер 10, манометр 1. Трубная головка состоит из колонного фланца 11, крестовика 4, переводной катушки 6, отвода 12, задвижек 9.

Назначение каждого из элементов арматуры: ***колонный фланец*** – для присоединения арматуры к обсадной колонне и герметизации затрубного пространства; ***крестовик трубной головки*** – для сообщения с затрубным пространством скважины; ***переводная катушка*** – для подвески НКТ и сообщения с ними; ***центральная задвижка*** – для закрытия скважины, крестовик елки служит для направления продукции скважины в трубопровод; ***лубрикатор и буферная задвижка*** – для размещения глубинных приборов перед спуском в скважину и уменьшения колебаний давления в арматуре (там скапливается газ); ***штуцер*** – для регулирования дебита скважины, ***рабочий манифольд*** – для направления добываемой жидкости в выкидную линию; ***отвод*** – затрубный патрубок служит для подачи в скважину жидкости, газа и других агентов при технологических операциях. Основное требование предъявляемое к арматуре – это ее высокая прочность и герметичность при высокой надежности деталей, их быстросборности и взаимозаменяемости.

Следует сказать, что многие нефтяные предприятия, сообразуясь со своими условиями эксплуатации, применяют упрощенные конструкции арматур с минимумом запорных элементов.

Превенторы – устройства, предназначенные для прекрытия устья скважины при ее аварийной расгерметизации. Срабатывают автоматически или принудительно. Конструкция одного из типов превенторов приведена на рис. 3.13.

Превентор представляет собой корпус 3, присоединяемый к фланцу обсадной колонны. К корпусу с двух сторон монтируют гидроцилиндры 6, в которых перемещаются плашки 4 со штоком 5. Гидроцилиндры 6 закрываются крышками 8 с помощью накидных гаек 7. перемещение плашек осуществляется воздействи-

ем винта 9. Превентер снабжен перепускным клапанам 2, облег-
чающим закрытие плашек 4.

Сменные плашки герметизируют насосно-компрессорные тру-
бы, а также позволяют спускать НКТ в скважину под давлением
без применения герметизатора.

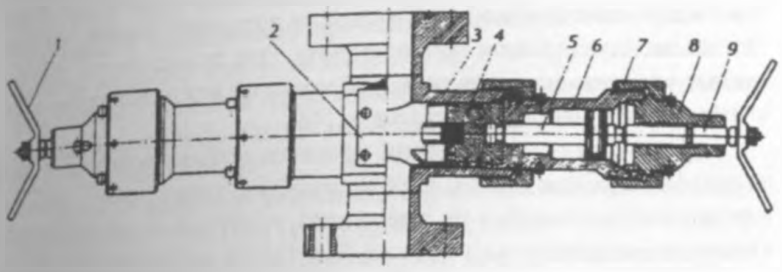


Рис. 3.13. Превентор ПГ-100х35:

1 – маховик, 2 – перепускной клапан; 3 – корпус; 4 - плашка, 5 – шток; 6 – гидроцилиндр, 7 – гайка накидная; 8 – крышка; 9 – винт.

Техническая характеристика описанного превентора следующая:

Условный проход, мм	100
Рабочее давление, Мпа	35,0
Диаметр уплотняемых НКТ, мм	33,0-73
Диаметр уплотняемых кабеля или каната, мм	4,8-9,0
Рабочая среда	нефть, газ, конденсат промывочная жидкость и их смеси
Температура рабочей среды, °С	150
Габаритные размеры, мм	1600 480 470
Масса, кг	280

3.4. ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНАЯ ФОНТАННАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕСКОЛЬКИХ ПЛАСТОВ

На некоторых нефтяных месторождениях могут оказаться продуктивными (содержащими нефть и газ) несколько пластов. Если они вскрываются одной скважиной, то возникает вопрос, нельзя ли их эксплуатировать одновременно. Это представляет значительную экономическую целесообразность: нет необходимости бурить дополнительные скважины [16].

Однако при осуществлении процесса добычи возникает ряд трудностей, связанных с необходимостью раздельного отбора нефти из пластов (без их смешения), контроля за разработкой пластов, воздействия на пласты. Эти задачи осложняются весьма небольшим диаметром добывающих скважин.

Тем не менее в настоящее время разработано несколько технологических схем и оборудование для их осуществления. Рассмотрим некоторые из них.

Первый вариант технологической схемы предусматривает спуск одного ряда труб с пакером. Верхний пласт эксплуатируется по затрубному пространству, нижний – по центральной колонне НКТ (рис. 3.14 «А»)

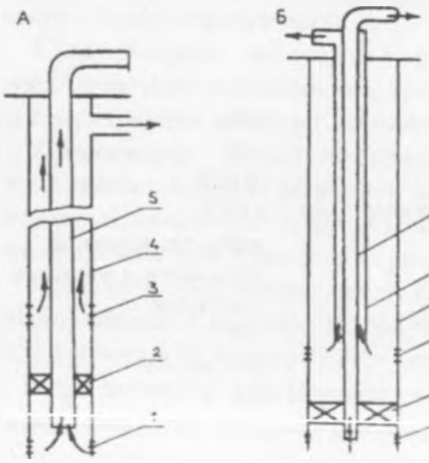


Рис. 3.14. Схемы одновременно-раздельной эксплуатации «Фонтан-Фонтан»:
А: 1 – пласт нижний; 2 – пакер; 3 – пласт верхний; 4 – обсадная колонна; 5 – НКТ.
Б: 1 – пласт нижний; 2 – пакер; 3 – пласт верхний; 4 – обсадная колонна; 5 – наружный ряд НКТ; 6 – внутренний ряд НКТ

Достоинством схемы является простота монтажа и эксплуатации, недостатком – возможное запарафинивание поверхности эксплуатационной колонны. Тогда эксплуатация пласта по затрубному пространству становится невозможной.

Второй вариант схемы может быть осуществлен путем спуска параллельно двух рядов труб.

Он предусматривает эксплуатацию каждого пласта по отдельному ряду труб. Достоинства схемы в простоте монтажа и эксплуатации, и возможности проведения контроля и исследования работы каждого пласта независимо друг от друга. К недостаткам схемы относится металлоемкость и ограниченность применения (в скважины малого диаметра две колонны НКТ спустить не всегда возможно).

Третий вариант указанной схемы, получивший название «УФК» (рис. 3.14 «Б») (установка фонтанной эксплуатации при концентричном расположении труб), предусматривает спуск в скважину двух концентрично расположенных рядов труб. При этом обеспечивается эксплуатация каждого пласта по отдельной колонне. Достоинства и недостатки этой схеме аналогичны вышеописанной.

Исследование пластов, а также воздействие на них в процессе эксплуатации не встречает трудностей и выполняется по технологиям, принятым для скважин, эксплуатирующих один пласт.

3.5. ОСЛОЖНЕНИЯ В РАБОТЕ ФОНТАННЫХ СКВАЖИНАХ, МЕТОДЫ ИХ ОБНАРУЖЕНИЯ И УСТРАНЕНИЯ

Осложнение – нарушение нормального технологического процесса добычи нефти, приводящее к снижению запланированного дебита или в худшем случае к аварийной ситуации.

При эксплуатации фонтанной скважины могут возникнуть следующие осложнения:

– отложение парафина;

– отложение солей;

– образование песчаных пробок;

– повышение или резкое снижение буферного или затрубного давлений;

– возникновение утечек в элементах арматуры,

– увеличение содержание воды в пробе.

Некоторые из указанных осложнений могут быть устранены на скважине оператором после согласованного решения с руководством цеха, но такие, как ликвидация отложений парафиновых и песчаных пробок, требуют применения специальных работ. Технологии и техника борьбы с осложнениями будут подробно рассмотрены в разделе 9.

3.6. БЕЗОПАСНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ПРИ ФОНТАННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Возникновение опасных ситуаций, которые могут вызвать повреждение оборудования или травмирование обслуживающего персонала при фонтанной эксплуатации скважин связаны со следующими факторами.

– нарушение герметичности фонтанной арматуры и утечка нефти и газа;

– разрушение элементов арматуры и нефтепроводов;

– отсутствие устройств для обслуживания арматуры при ее высоте более 1,5 м;

– вибрация арматуры от воздействия газожидкостной струи.

Открытое фонтанирование – подъем столба жидкости выше ствола скважины при разгерметизации устья за счет превышания пластового давления над гидростатическим при одновременном интенсивном разгазировании жидкости.

При работе фонтанной скважины имеет место управляемое фонтанирование, т.е. с помощью устьевой арматуры можно отрегулировать процесс или полностью его прекратить.

В процессе ремонтных работ или в связи с разгерметизацией устья скважины и по другим причинам процесс может оказаться неуправляемым, что особенно опасно.

Следует исключить такие случаи за счет следующих техни-

ческих и технологических решений.

– Фонтанная арматура, рабочий манифольд (манифольдные, затрубные, выкидные задвижки, обратные клапаны) должны соответствовать рабочему давлению, ожидаемому на устье конкретной скважины. Следует иметь виду, что давление испытания арматуры должно превышать в 1,5 раза рабочее. Это позволит избежать разрушения арматуры и сопутствующих элементов. Не допускается установка прокладок в арматуре из легкоразрушаемых и расплавляемых прокладок.

– Перед разгерметизацией ствола скважина должна быть «заглушена» (см. раздел 12 «Подземный ремонт скважин»).

– Фонтанирующие скважины следует оборудовать устройствами, прекрывающими поток жидкости – ***превенторами***, срабатывающими автоматически или принудительно.

В случае ожидаемых аномально высоких давлений скважины оборудуется несколькими превенторами.

– Защита сборного трубопровода от критического давления производится клапанами-отсекателями, срабатывающими от электроконтактного манометра, отсекатель монтируется на выкидном трубопроводе и представляет собой корпус с заслонкой.

– При высоких дебитах арматуру следует укрепить во избежание вибрации, возникающей из-за пульсирующей подачи газа и жидкости.Для этой цели используют различные опоры или специальные домкраты.

– Смена штуцера должна производиться после перевода фонтанной струи на резервный выкид, закрытия задвижек до и после штуцера и стравливания давления в штуцерной части манифольда через пробоотборный вентиль.

– Конструкция фонтанной арматуры должна предусматривать проведение всех технологических операций, обеспечивающих нормальную эксплуатацию скважины – герметизацию трубного, затрубного и межтрубного пространства, связь с ними, проведение глубинных исследований, отбор проб, контроль устьевого давления и температуры.

– При эксплуатации скважин с температурой на устье выше 200°С следует применять специальную арматуру, а выкидные

линии и рабочие манифольды оборудуют температурными компенсаторами.

– Устьевая арматура должна быть оборудована устройством для сброса газа из затрубного пространства в выкидной трубопровод. Это может быть перепускной клапан, смонтированный в муфте НКТ, в трубной головке арматуры или на выкидном трубопроводе. Нельзя сбрасывать газ в атмосферу: это опасно в экологическом и пожарном отношении.

– При использовании устройств для дозирования химических реагентов в скважину через затрубное пространство следует исключить проникновение газа в емкость с реагентом. Для этой цели необходимо применять на выкидной линии обратный клапан или другие защитные устройства.

– Для исключения накопления газа в затрубном пространстве следует скважину оборудовать пакером, НКТ – трубной воронкой. В настоящее время применяют технологические схемы принудительной откачки газа из затрубного пространства наземными или скважинными компрессорами или перепуском газа из затрубного пространства в НКТ с помощью устьевых или скважинных клапанов.

– Не допускается эксплуатация скважины по затрубному пространству, а также самовольное изменение диаметра штуцера работниками цеха добычи нефти.

– Обслуживание лубрикаторов производится с площадок, выполненных в соответствии с требованиями работы на высоте. Применение скребков для борьбы с парафином требует устройства самоуплотняющихся сальников в лубрикаторе.

– При тепловых обработках скважин следует предусмотреть применение термоустойчивых прокладок и сальниковой набивки в задвижках и лубрикаторе.

4. ГАЗЛИФТНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН

В разделе 3 было указано, что составной частью энергии фонтанирования является подъемная сила газа. По разным причинам количество газа в нефти уменьшается, и фонтанирование скважин прекращается. Но оно может быть продлено за счет газа, искусственно вводимого в скважину. Такой способ эксплуатации получил название компрессорной или газлифтной. Существует несколько технологий газлифтной эксплуатации скважин.

4.1. НЕПРЕРЫВНЫЙ ГАЗЛИФТ

Скважина, подготовленная к газлифтной эксплуатации, оборудуется одним из способов, приведенных на рис.4.1 Газ может подаваться по кольцевому пространству, образованному эксплуатационной колонной и одним рядом труб, или между двумя „ концентрично расположенными рядами насосно-компрессорных труб.

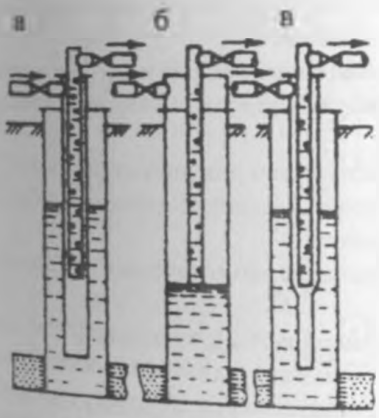


Рис. 4.1. Конструкции компрессорных подъемников:
а – двухрядный; б – одноярдный; в – ступенчатый.

Показателем эффективности работы газлифтной скважины является количество газа, расходуемого на подъем 1 м3 жидкости. Предварительные исследования позволяют установить наиболее целесообразное значение этой величины. Подача газа в скважины осуществляется через газораспределительный блок, оборудованный системой регулирования и контроля.

На экономичность процесса оказывает существенное влияние давление закачиваемого газа, так как чем выше величина давления, тем долж

ны быть более мощными и, следовательно, более дорогими ком-прессорные станции. Снижение величины ***пускового давления*** (давления необходимого для пуска скважины в работу) достига-ется целым комплексом технологических мер. Опишем некото-рые из них.

Величина пускового давления зависит от статического уровня жидкости в скважине и глубины спуска лифта. При пуске скважи-ны в работу происходит оттеснение уровня жидкости до башма-ка труб, что может быть достигнуто при величине пускового дав-ления $P_{пуск}$, превышающего давление столба жидкости у башма-ка насосно-компрессорных труб.

$$P_{пуск} = \frac{\rho_ж g h \cdot D_в^2}{d^2} \qquad (4.1)$$

где h-глубина погружения башмака НКТ под статический уро-вень, м; $\rho_ж$ - плотность жидкости, кг/м^3; $D_в$ и d соответственно внутренний диаметр обсадной колонны и НКТ.

Если осуществить впуск газа в НКТ после подачи его в за-трубное пространство скважины, то он сразу же начнет «работать», т.е. вытеснять жидкость. Это приведет к снижению давления у башмака $P_{баш}$ и вызовет уменьшение $P_{пуск}$.

Этот способ получил широкое применение на практике и дос-тигается установкой в компрессорных трубах газлифтных клапа-нов.

Газлифтный клапан- это устройство для впуска газа в НКТ, выполненное таким образом, что газ может входить в трубы, а жидкость выходить из них не может.

Разработаны конструкции клапанов, монтируемых как снару-жи НКТ, так и внутри них.

Получили применение клапаны (рис 4.2), в которых главным узлом, регулирующим поступление газа в газлифтный подъем-ник, является сильфон 3. Он заряжается перед спуском скважины на определенное давление через прием 1 сжатым газом, а затем, воздействуя на клапан «К» штоком 4, открывает или закрывает его.

Таким образом, поступление газа в НКТ произойдет только

тогда, когда давление газа в затрубном пространстве превысит давление сжатого газа в сильфонной камере. Сильфон монтируют в газлифтном клапане, который затем опускают в скважинную камеру (рис.4.3). Последняя выполнена в виде эксцентрично расположенного относительно НКТ кармана 3 и представляет собой сварную конструкцию -рубашку 2 и наконечники 1

Газ поступает в клапан из затрубного пространства через отверстия «а».

Место установки клапана L_i:

$$L_i = L_{i-1} + \frac{(P_{kl} - P_{T(i-1)})}{\rho_{ж} g \cdot \cos\beta} - 20 \qquad (4.2)$$

где L_{i-1} - расстояние от устья до места установки первого клапана, м; P_{kl} - давление газа в затрубном пространстве на уровне расчетного клапана, Па; $P_{T(i-1)}$ - давление в НКТ на уровне предыдущего клапана МПа;

β - угол отклонения ствола скважины от оси, градусы;

20 - поправка на смещение клапана для создания начального перепада давлений.

Рис.4.3. Скважинная камера:
1 – наконечник; 2 – рубашка; 3 – карман, а – каналы

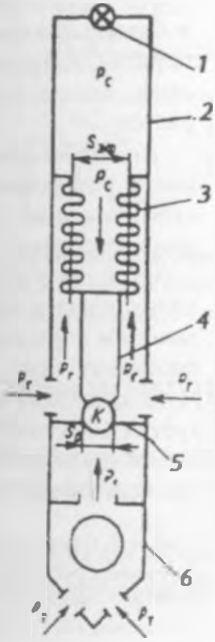


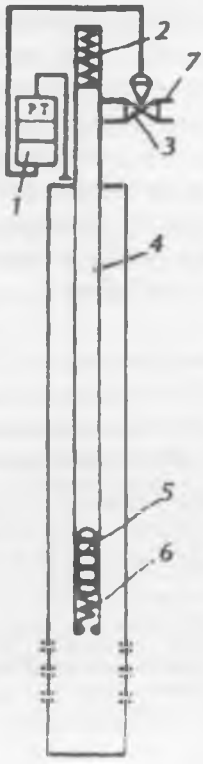
Рис. 4.2. Сильфонный газлифтный клапан:
1 – узел зарядки; 2 – корпус, 3 – сильфон; 4 – шток; 5 – седло; 6 – узел обратного клапана; Рс, Рт, Рт, P_i – соответственно давление в сильфоне нагнетаемого газа, в колоне труб, в узле обратного клапаана; $S_{эф}$,S_c – соответственно эффективная площадь сильфона и седла, К – клапан сильфона

4.2 ПЕРИОДИЧЕСКИЙ ГАЗЛИФТ

Периодический газлифт - способ периодической эксплуатации скважины посредством накопления газа и получения достаточной энергии для подъема жидкости.

Этот способ применим в слабо фонтанирующих или прекративших фонтанирование скважинах (рис.4.4). Установка включает в себя колонну НКТ 4 с нижним 6 и верхним 2 амортизаторами, поршень 5, автомат регуляторациклов 1 и выкидной клапан с мембранно-исполнительным механизмом (МИМ) 3

Установка работает так. В начале цикла клапан 3 закрыт. Газ, выделяющийся из нефти, не имея выхода, воздействует на поршень 5. При возникновении давления под поршнем, превышающего давление столба жидкости над ним, автомат 1 открывает клапан 3, поршень поднимается, вытесняя столб жидкости в трубопровод 7. Дойдя до верхнего амортизатора 2, поршень возвращается вниз. При этом жидкость, заполнившая трубы, перетекает в надпоршневую полость через клапан поршня. Ударившись о нижний амортизатор, клапан закрывается и цикл повторяется .



Компрессорная станция- сооружение с установленными машинами для сжатия газа до необходимого давления-компрессорами.

Станция оснащается различным технологическим оборудованием, обеспечивающим нормальный процесс сжатия и перекачку газа.

В качестве рабочего агента используется попутный нефтяной газ или газ, добываемый из расположенных на месторождении газовых скважин.

Рис. 4.4. Схема периодического газлифта:
1 – автомат регулятора цикла; 2 – верхний амортизатор, 3 – мембранно-исполнительный механизм, 4 - колонна НКТ; 5 – поршень; 6 – нижний амортизатор

4.3. БЕЗКОМПРЕССОРНЫЙ ЛИФТ

При наличии на промысле фонтанных скважин с высоким газовым фактором, или газовых скважин с большим дебитом, энергия этого газа может быть использована для подъема нефти в скважинах, прекративших фонтанирование. Такая технология получила название – ***бескомпрессорный газлифт***. Она осуществляется по схеме, приведенной на рис. 4.5

Газ из газовой скважины 1через распределительный блок 2 подается в теплообменник 3. Здесь он нагревается, осушается, затем поступает в газораспределительную батарею 4 и направляется в скважину 6. Добываемая газожидкостная смесь из скважины 6 поступает в трапы 7 и 8, где происходит процесс сепарации: жидкость направляется в резервуар 9 и откачивается на сборный пункт, а газ поступает в распределительный блок 2, где смешивается со скважинным газом, и используется повторно.

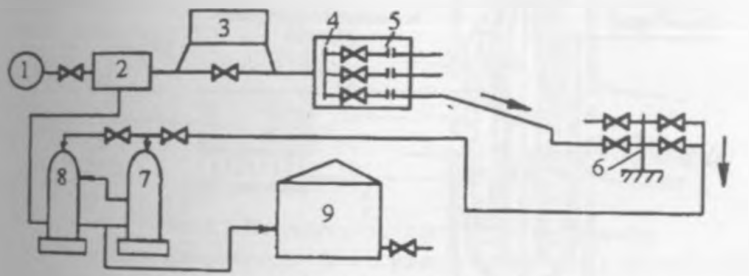


Рис. 4.5. Схема бескомпрессорного лифта:
1 – газовая скважина; 2 – распределительный блок; 3 – теплообменник; 4 – газораспределительная батарея; 5 – расходомеры; 6 – нефтяная скважина; 7, 8 – сепараторы; 9 – резервуар

4.4. ВНУТРИСКВАЖИННЫЙ ГАЗЛИФТ

Внутрискважинный газлифт – способ подъема нефти из пласта за счет энергии газового пласта, вскрытого этой же скважиной.

Способ осуществляется за счет спуска в скважину специального оборудования включающего пакеры и струйный насос (рис. 4.6)

Пакер 1 отделяет газовый пласт от нефтяного, а пакер 6 исключает поступление нефти в затрубные пространство скважины.

Струйный насос 2 состоит из корпуса 4, эжектора 3 и сопла 5

Подъем нефти производится движущимися из газового пласта в эжектор 3 газом и создающим в нем разряжение. За счет этого нефть поступает в эжектор и, смешиваясь с газом, выбрасывается через сопло 5 в НКТ.

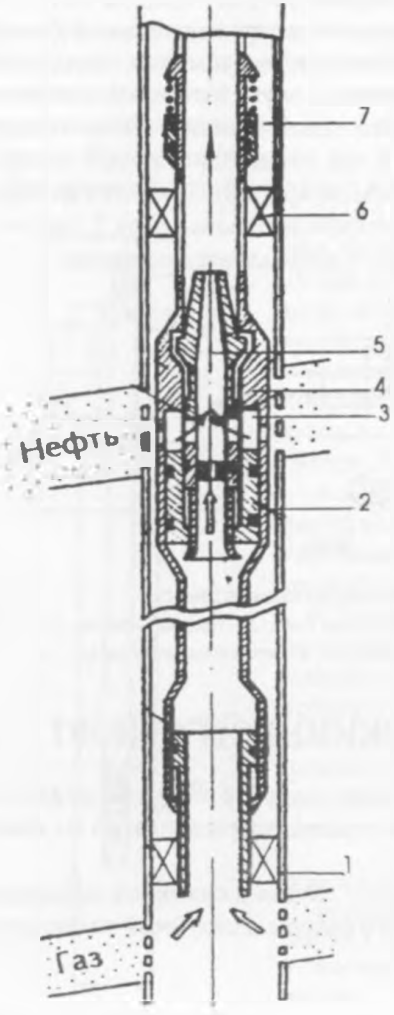


Рис. 4.6. Схема внутрискважинного газлифта.
1 – пакер, 2 – струйный насос, 3 – эжектор, 4 – корпус насоса, 5 – сопло; 6 – пакер; 7 – НКТ

4.5. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА И ОБОРУДОВАНИЕ

Технологическая схема газлифтного цикла включает компрессорную станцию, трубопроводы высокого, среднего и низкого давления, газораспределительные нефтяные скважины, сепараторы (рис.4.7).

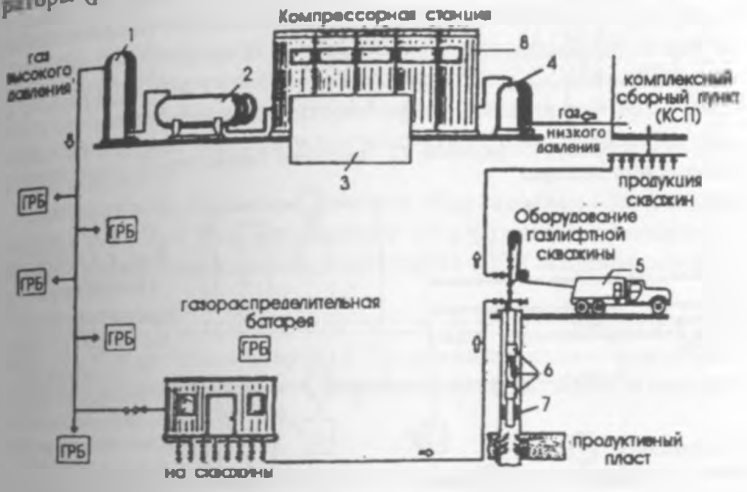


Рис. 4.7. Комплекс газлифтного оборудования:

1 – концевые сепараторы, 2 – блок осушки и охлаждения, 3 – компрессорный блок, 4 – входные сепараторы, 5 – лебедка канатных работ, 6 – газлифтные клапаны, 7 – пакер, 8 – компрессорная станция.

Компрессорная станция (рис. 4.8) включает систему газопроводов 1, 2, по которым газ из скважин поступает в сепараторы 3. Здесь газ отделяется от жидкости и механических примесей и поступает по линии 5, к компрессорам 7. После сжатия в первой ступени газ по линии 9 направляют в маслоотделители 11, охладители 12 и сепараторы 14. Здесь газ проходит очистку от масла, влаги, охлаждается и поступает во вторую ступень компрессоров для дальнейшего сжатия.

После второй ступени газ проходит очистку в аппаратах 11, 13, 15 и направляется в газлифтные скважины.

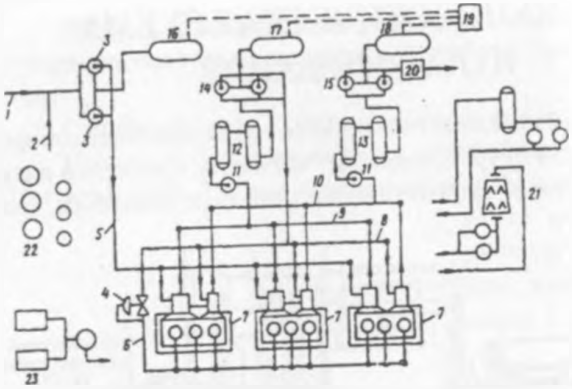


Рис. 4.8. Технологическая схема компрессорной станции:

1, 2 – газопроводы; 3 – сепараторы; 4 – регулятор давления, 5, 6 – линии; 7 – компрессоры; 8, 9, 10, 20 – линии; 11 – маслоотделители; 12, 13 – холодильники; 14, 15 – сепараторы среднего давления; 16, 17, 18 – емкости для конденсата; 19 — насосы; 21 –градирня; 22 – масляное хозяйство; 23 – блок вспомогательных компрессоров.

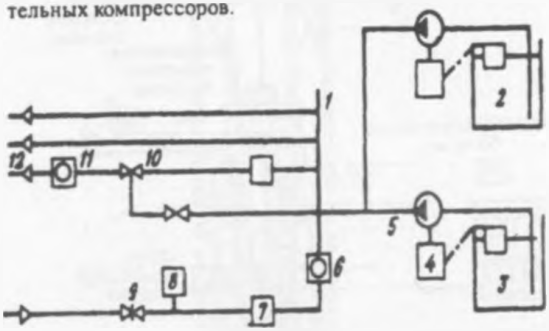


Рис. 4.9. Технологическая схема газораспределения на кусте газлифтных скважин:

1 – газораспределительная колонка; 2 – бак для ингибитора коррозии; 3 – бак для метанола, 4 – электропривод, 5 – насос дозировочный, 6, 11 – датчик давления, 7 – датчик расхода газа, 8 – термометр; 9 – кран шаровый; 10 – регулирующий клапан; 12 – обратный клапан

Рис. 4.10. Схема обвязки устья скважины при двухрядном подъемнике:

1– обсадная колонна; 2 – наружные трубы; 3 – центральные трубы; 4 – тройник трубной головки; 5 – катушка; 6 – тройник фонтанной елки; 7 – катушка; 8 – буферная задвижка; 9 – тройник

Группировка трубопроводов по величине давления диктуется различной характеристикой подключаемых скважин. На распределительном блоке осуществляется подача газа определенного давления на ту или иную скважину (рис.4.9). В сепараторе производится разделение газожидкостной смеси (ГЖС) на газ и жидкость, и направление их по соответствующим трубопроводам: жидкость - в сборный пункт, газ - на компрессорную станцию для повторного использования.

Устьевая арматура газлифтной скважины не отличается от фонтанной в случае применения однорядного газлифта. При двухрядном или полуторорядном газлифте в арматуру вводится дополнительная катушка и крестовина для подвески второго ряда труб. Устанавливается она выше второй крестовины (рис.4.10).

Для газлифтной эксплуатации выпускают установки типов «Л» и «ЛН» (табл.4.1)

Установка «Л» включает устьевое оборудование -фонтанную арматуру АФКЗа-210 и скважинное оборудование -скважинные камеры, газлифтные клапаны, пакера ПН-ЯГМ и приемный клапан.

Установка «ЛН» предназначена для эксплуатации наклонных скважин с углом отклонения до 55° и комплектуется специальными скважинными камерами с направляющей обоймой и пакерами типа 1ПД-ЯГ и 2ПД-ЯГ.

Таблица 4.1

Техническая характеристика газлифтных установок

Показатели	Типы установок	
	Л	ЛН
условный диаметр эксплуатационной колонны, мм	146-168	146-168
диаметр НКТ, мм	60,73	73,89
максимальный отбор жидкости, м³/сут	100-300	250-300
рабочее давление, МПа	2,1	2,1-3,5
удельный расход рабочего агента м³/т	50-150	50-150
условный диаметр газлифтного клапана, мм	25-38	25-38
максимальная глубина спуска оборудования, м	2500-5000	2500-3500
рабочая среда	Нефть, газ, пласт вода, мех. прим (0,1%)	
температура среды, К	373	373
Размеры скважинного оборудования, мм диаметр длина масса, кг	 118-168 14550-20840 207-447	 118-145 15830-21431 296-667

4.6. УСТАНОВЛЕНИЕ РЕЖИМА РАБОТЫ

Основой для выбора оптимального режима является комплекс исследований газлифтных скважин. Они позволяют:

а) установить работу скважины с минимальным расходом газа;

б) построить индикаторные диаграммы;

в) определить глубину ввода газа в лифт (место установки газлифтного клапана);

г) определить профиль притока жидкости из пласта. Исследования проводятся методом установившихся отборов путем изменения количества газа, подаваемого в скважину.

Для исследования используются технологии и приборы, применяемые в фонтанных скважинах. Дополнительными устройствами являются расходомеры газа скважинного исполнения, (см. раздел 8.7 «Исследование нефтяных скважин»).

4.7. ОСЛОЖНЕНИЯ В РАБОТЕ

При эксплуатации газлифтных скважин отмечают следующие осложнения:

– вынос из пласта песка и образование пробки на забое;

– отложение парафина на забое, в клапанах , лифте;

– выпадение солей и их отложение на оборудовании;

–образование вязких водонефтяных эмульсий;

– образование гидратных пробок в интервале скважины, соответствующем зоне вечной мерзлоты;нарушение герметичности надземной или скважинной системы подачи газа вследствие чего нельзя добиться необходимого давления;

– образование гидратов газа в регуляторах расхода и других дросселирующих устройствах (подробно об осложнениях см. главу 9 «Осложнения в стволе скважины и технологии их устранения»).

4.8. БЕЗОПАСНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Перевод скважины на газлифтную эксплуатацию должен осу

ществляться по проекту, утвержденному руководителем предприятия.

Перед пуском в работу эксплуатационная колонна, устьевое оборудование и НКТ должны быть опрессованы на максимальное (пусковое) давление.

Газораспределительные трубопроводы монтируют из бесшовных стальных труб на сварочных соединениях и опрессовывают жидкостью на давление, превышающее на 25% рабочее.

Для обслуживания компрессорных станций созданы специальные агрегаты (рис.4.11, табл.4.2) укомплектованные лебедкой, комплектом глубинного оборудования и инструментом для производства канатных работ-ЛСГ, ЛСГ1К-131, ЛСГ1-Тр71, 1К-131, ЛСГ-16 [9а].

Таблица 4.2

Техническая характеристика установки для скважинных работ ЛСГ1К-131

Показатели	Величина
Глубина обслуживания скважин, м; при диаметре проволоки 2,5мм при диаметре проволоки 1,8мм	 4000 7000
Мощность привода лебедки, кВт	29,42
Максимальное натяжение проволоки, кН	8,82
Диапазоны скоростей подъема, м/с	0-15
Максимальное давление гидропривода лебедки, МПа	16
Грузоподъемная стрела: грузоподъемность, кН высота подъема, м	 9,8 10
Транспортная база	ЗИЛ-131А
Размеры, мм. Длина, ширина, высота	8,5; 2,35; 3,65
Масса, кг	10000

Устье скважины следует оборудовать лубрикатором, мачтой и системой полиспастов с площадкой, настилом из рефленного металла в соответствии с требованиями при работе на высоте.

Монтажная мачта устанавливается строго по вертикали на одну

из шпилек фланцевого соединения и закрепляется замковой цепью к стволу арматуры. Все элементы арматуры должны быть герметичны, основным ее компонентом должен стать превентор.

Агрегат устанавливают с наветренной стороны с соблюдением следующих условий:

а) плоскость оттяжного ролика должна быть перпендикулярна оси барабана лебедки;

б) оператор должен иметь хороший обзор;

в) следует следить за намоткой проволоки (каната), не допуская образования петель,

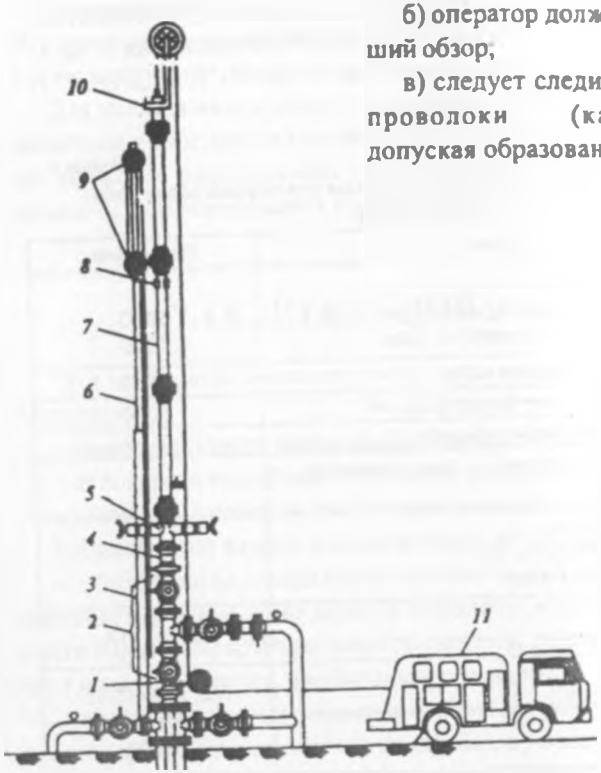


Рис. 4.11. Наземное оборудование газлифтной скважины:
1 – ролик с датчиком веса, 2 – стяжной ключ, 3 – цепь крепления мачты, 4 – переводник, 5 – превентор, 6 – телескопическая мачта; 7 – трехсекционный лубрикатор для подземного ремонта; 8 – зажим; 9 – полиспаст; 10 – лубрикатор, 11 – приводной агрегат

г) скорость спуска должна составлять не более 0,8 м/с,

д) при заклинивании инструмента нагрузка на проволоку не должна превышать 50% от допустимого разрывного усилия.

На газлифтных скважинах используется фонтанная арматура, однако рабочие манифольды должны оснащаться обратными клапанами и продувочными линиями с выводом на факельную свечу, удаленную от скважины не менее, чем 20 м Рабочий агент перед подачей в скважину должен быть осушен от водяных паров до точки росы: минус 10°С для южных регионов и минус 20 С для средних и северных широт

При ликвидации гидратных пробок в системе необходимо вначале снизить давление в ней до атмосферного , а затем воздействовать на пробку паром.

В процессе эксплуатации системы следует постоянно контролировать возможные осложнения, а именно :

а) утечки газа в процессе транспортировки к скважине или в устьевой арматуре;

б) нарушение механической прочности арматуры скважины и ее отдельных элементов на устье скважины и в газораспределительной будке(ГРБ);

в) появление газа в ГРБ до взрывоопасных концентраций;

г) накопление конденсата в пониженных местах газопроводов и возникновение повышенного давления.

Компрессорная станция и газораспределительная будка являются взрывоопасными объектами, поэтому их эксплуатация оговаривается рядом инструкций и правил, из которых важнейшими являются

а) полнейшая герметичность всех соединений;

б) очистка газа от масла и воды в маслоотделителях и водоотделителях;

в) контроль за работой компрессоров с помощью манометров, термометров, оснащение их предохранительными клапанами, сигнализаторами;

г) оборудование машинных залов компрессорных станций грузоподъемными устройствами, помещением для

обслуживания персонала, удобным и безопасным размещением компрессоров, надежной вентиляцией;

д) электроприборы контроля и освещения устанавливать вне ГРБ;

е) при ремонтах применять инструмент, не дающий искр.

ж) газораспределительную будку сооружать из огнестойкого материала, предусмотреть автоматический замер газа в ней с выводом показаний на диспетчерский пункт;

з) станцию управления арматурой компрессорной скважины надо устанавливать на расстоянии 30-35 м от устья в специальном помещении, воздухопроводы и кабели следует проложить на эстакадах;

и) скважина, ГРБ и компрессорная станция должна иметь весь необходимый набор элементов пожаротушения, молниезащиты защиты от статического электричества и телемеханизации по требованию инструкции;

к) применение химреагентов, предотвращающих образование гидратных пробок, коррозию и другие негативные явления в элементах газлифта, регламентируется соответствующими инструкциями.

5. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УСТАНОВКАМИ ШТАНГОВЫХ ГЛУБИННЫХ НАСОСОВ

Принудительный подъем нефти из скважин с помощью насосов является наиболее продолжительным в жизни месторождения. Один из разновидностей этого способа - добыча нефти установками глубинных штанговых насосов (УШГН).

УШГН представляет собой поршневой насос одинарного действия, шток которого связан колонной штанг с наземным приводом станком-качалкой. Последний включает в себя кривошипно-шатунный механизм, преобразующий вращательное движение электродвигателя в возвратно-поступательное движение головки балансира и связанных с ней колонны штанг и плунжера насоса [14].

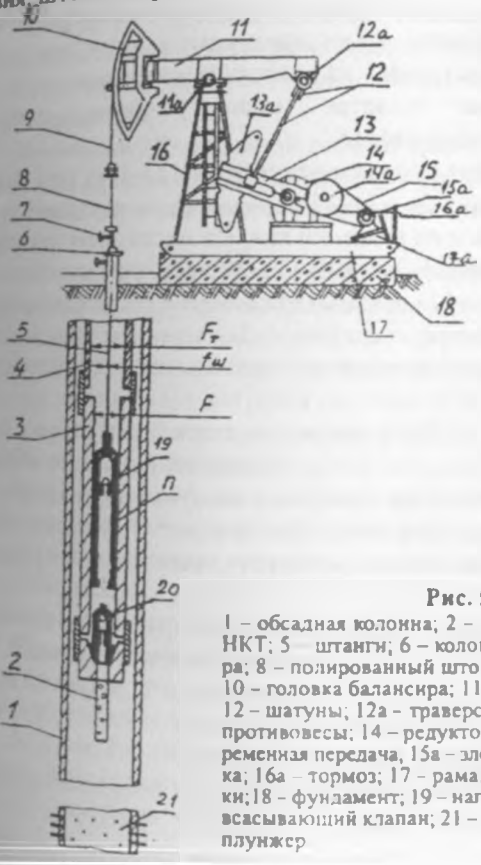


Рис. 5.1 Схема УШГН:
1 – обсадная колонна; 2 – фильтр; 3 – цилиндр; 4 – НКТ; 5 – штанги; 6 – колонная головка; 7 – арматура; 8 – полированный шток; 9 - канатная подвеска; 10 – головка балансира; 11 – балансир; 11а – опора; 12 – шатуны; 12а - траверса; 13 – кривошипы; 13а – противовесы; 14 – редуктор; 14а – шкив; 15 – клиноременная передача, 15а – электродвигатель; 16 – стойка; 16а – тормоз; 17 – рама, 17а – поворотные салазки; 18 - фундамент; 19 – нагнетательный клапан; 20 – всасывающий клапан; 21 – продуктивный пласт; П – плунжер

Технологическая схема скважины, эксплуатируемой УШГН приведена на рис.5.1. Подземное оборудование установки включает: насосно-компрессорные трубы 4, насос 3, штанги 5 и другое технологическое оборудование, находящееся в скважине.

К наземному оборудованию относится привод (станок-качалка), полированный шток, устьевая арматура 7, рабочий манифольд, канатная подвеска и траверсы, редуктор, электродвигатель.

5.1. ПРИВОД ШТАНГОВОГО НАСОСА

Приводы классифицируются: а) по роду используемой энергии - на механические, гидравлические, пневматические; б) по числу обслуживаемых скважин - на индивидуальные и групповые; в) по типу первичного двигателя - на электрические и тепловые.

Станок-качалка является индивидуальным приводом штангового глубинного насоса.

Крутящий момент от электродвигателя 15а (см. рис. 5.1) через клиноременную передачу 15 передается на ведущий вал редуктора 14, а затем и на ведомый вал. На последнем укрепляется кривошип 13 с противовесами 13 а. Кривошип с помощью шатунов 12 и траверсы 12а связан с балансиром 11, качающимся на опоре 11а, укрепленной на стойке 16. Балансир со стороны переднего плеча снабжен откидной головкой 10, на которой монтируется подвеска 9.

Станок-качалка (СК) состоит из ряда самостоятельных узлов

Рама 17 предназначена для установки на ней всего оборудования СК и выполняется из профильного проката в виде двух полозьев, соединенных поперечинами, и имеет специальную подставку под редуктор. В раме имеются отверстия для крепления к фундаменту.

Стойка 16 является опорой для балансира и выполняется из профильного проката в виде четырехгранной пирамиды. Ноги стойки связаны между собой поперечинами. Снизу стойка крепится к раме сваркой или болтами, сверху несет плиту для крепления оси балансира с помощью двух скоб.

Балансир 11 предназначен для передачи возвратно-поступательного движения колонне штанг. Выполняется из профильного проката двутаврового сечения и имеет однобалоч-

ную или двухблочную конструкцию. Со стороны скважины балансир заканчивается поворотной головкой.

Опора балансира 11а - ось, оба конца которой установлены в сферических роликоподшипниках, расположенных в чугунных корпусах. К средней части оси, имеющей квадратное сечение, приварена планка, через которую опора балансира с помощью болтов соединяется с балансиром.

Траверса 12а выполняет роль связующего звена между кривошипно-шатунным механизмом и балансиром и конструктивно выполняется в виде прямолинейной балки из профильного проката. Крепление к балансиру шарнирное при помощи сферического роликоподшипника.

Шатун 12 - трубная заготовка со специальными головками по концам: с помощью верхней головки шатун соединяется пальцем с траверсой, нижней - с кривошипом через палец и сферический подшипник.

Кривошип 12 - основной элемент кривошипно-шатунного механизма, предназначенный для преобразования вращательного движения вала редуктора в возвратно-поступательное колонны штанг.

Выполнен в виде прямоугольных пластин с отверстиями для крепления к шатунам и ведомому валу редуктора. Снабжен пазами для установки и перемещения противовесов, выравнивающих нагрузку на электродвигатель в течение цикла: при ходе колонны штанг вверх нагрузка на головку балансира - максимальна, и противовес помогает подъему, при ходе вниз - минимальна, и противовес поднимается.

Канатная подвеска 9 является гибким звеном между колонной штанг и балансиром. Состоит из двух траверс - верхней и нижней, разделенных втулками зажимов канатов. На верхней траверсе лежит узел крепления полированного штока. Траверсы могут быть раздвинуты винтами для установки динамографа.

Клиноременная передача 15 СК предусматривает применение клиновых ремней типов О, А, Б, В, Г . Правильный выбор типа ремня обеспечивает долговечность работы передачи.

Шкивы 14а обеспечивают связь электропривода с редуктором посредством клиноременной передачи. Они выполняются быстросменными за счет конусной расточки тела и

применения конусной втулки, закрепляемой гайкой.

Поворотные салазки 17а являются рамой для двигателя, крепящейся в наклонном положении, что обеспечивает изменение межцентрового расстояния между осями валов и, следовательно, натяжение ремней.

Тормоз 16а двухколодочной конструкции укрепляется на тормозном барабане и приводится в действие ходовым винтом. Рукоятка тормоза в целях безопасности вынесена в конец рамы станка-качалки.

Редуктор 14 - устройство для снижения частоты вращения электродвигателя, передаваемой на кривошипы. Получили применения двухступенчатые редукторы с зубчатой передачей Новикова типа Ц2НШ.

Первая ступень (быстроходная) - шевронное зацепление, вторая (тихоходная) - шевронная с канавкой (рис. 5.2)

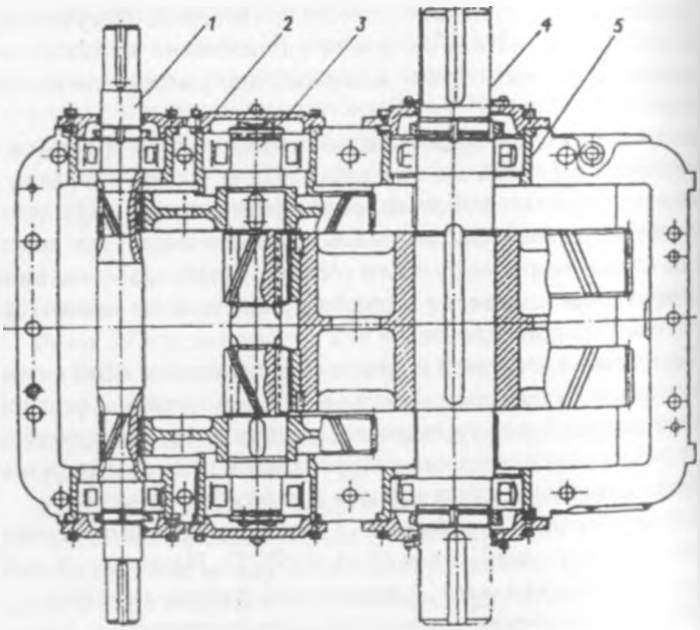


Рис. 5.2 Редуктор типа Ц2НШ:

1 – ведущий вал; 2 – крышка подшипника; 3 – промежуточный вал; 4 – ведомый вал, 5 – стакан подшипника.

Электроприводам 15а станка-качалки является трехфазный, асинхронный электродвигатель во влагоморозостоиком исполнении с короткозамкнутым ротором и кратностями пускового и максимального момента соответственно 1,8 - 2,0 и 2,2 - 2,5. Основная синхронная частота вращения - 1500 об/мин. Для получения необходимого числа ходов точки подвеса штанг могут быть применены электродвигатели с частотой вращения 350,750 или 1000 об/мин серии АОП.

На нефтяных промыслах в настоящее время в основном применяют станки- качалки типов СК и СКД, отличающиеся кинематической схемой, габаритами и массой. Все перечисленные на рис. 5.1 узлы СК используются и в СКД. Типоразмеры СК выпускаемые промышленностью, приведены в табл. 5.1., СКД – в табл. 5.1а.

Таблица 5.1

Характеристика станков-качалок типа «СК»

Показатели	СК3-1,2-630	СК5-3-2500	СК6-2,1-2500	СК 12-2,5-4000	СК8-3,5-4000	СК8-3,5-5600	СК10-3,0-5600
Номинальная нагрузка (на устьевом штоке), кН	30	50	60	120	80	80	100
Номинальная длина хода устьевого штока, м	1,2	3	2,1	2,5	3,5	3,5	3
Номинальный крутящий момент (на выходном валу редуктора), кН·м	6,3	25	25	40	40	56	56
Число ходов	5-15			5-12			
Редуктор	Ц2НШ-315	Ц2НШ-450		Ц2НШ-750Б		Ц2НШ-560	
Габаритные размеры, мм, не более:							
длина	4125	7380	6480	7450	8450	8450	7950
ширина	1350	1840	1840	2246	2246	2246	2246
высота	3245	5195	4960	5730	6210	6210	5835
масса, кг	3787	9500	8600	14415	14200	14245	14120

Характеристика станков-качалок типа «СКД» Таблица 5.1а

Показатели	СКД-1,5-710	СКД-2,1-1400	СКД6-2,5-2800	СКД8-3-4000	СКД10-3,5-5600	СКД12-3,0-5600
Номинальная нагрузка (на устьевом штоке), кН	30	40	60	80	100	30
Номинальная длина хода устьевого штока, м	1,5	2,1	2,5	3,0	3,5	3,0
Номинальный крутящий момент (на выходном валу редуктора), кН м	7,1	14	28	40	56	56
Число ходов балансира в минуту	5-15		5-14		5-12	
Редуктор	Ц2НШ-315		Ц2НШ-450	Ц2НШ-700Б	Ц2НШ-560	
Габаритные размеры, мм, не более:						
длина	4050	5100	6085	6900	7280	6900
ширина	1360	1700	1880	2250	2250	2250
высота	2785	3650	4230	4910	5218	4910
Масса, кг	3270	6230	7620	11600	12170	12065

Кроме описанного привода, основой которого является качающийся балансир, в России и за рубежом созданы и эксплуатируются несколько конструкций безбалансирных приводов.

Рассмотрим *длинноходовой привод*, разработанный и применяющийся в ОАО «Оренбургнефтегаз» (рис. 5.3), (15).

Установка работает следующим образом. Вначале в скважину спускают насосно-компрессорные трубы 10, которые выполняют роль цилиндра насоса с установленным на нижнем конце всасывающим клапаном 14. Затем с помощью привода в колонну

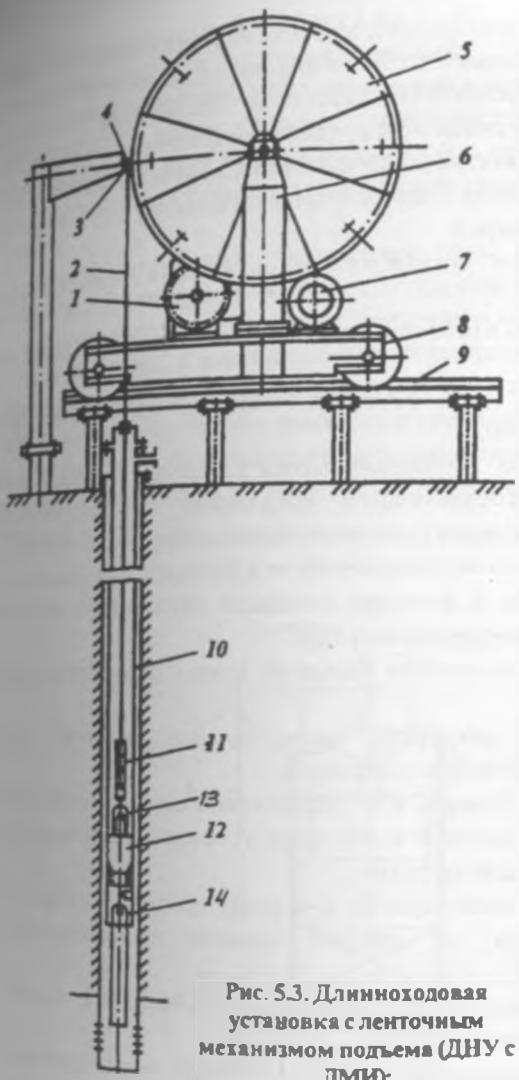


Рис. 5.3. Длинноходовая установка с ленточным механизмом подъема (ДНУ с ЛМИ):

1 – редуктор со звездочкой, 2 – лента; 3 – точка сбега ленты; 4 – направляющий ролик; 5 – бобина; 6 – стойка; 7 – двигатель; 8 – тележка, 9 – рельсы, 10 – НКТ; 11 – утяжелитель; 12 – плунжер, 13 – нагнетательный клапан; 14 – всасывающий клапан

НКТ спускают на ленте 2 плунжер 12, с нагнетательным клапаном 13 и утяжелетелем 11.

При ходе плунжера вверх осуществляется поступление жидкости в цилиндр насоса через всасывающий клапан, а при ходе плунжера с утяжелителем вниз происходит нагнетание жидкости через нагнетательный клапан.

Наземный привод осуществляет наматывание ленты на барабан и сматывание ее в скважину с заданной скоростью и интервалом движения плунжера.

Ход плунжера вниз происходит за счет прикрепленного к нему груза 11. переключение с хода «вверх» на ход «вниз» осуществляется путем реверсирования двигателя. Длина хода плунжера регулируется изменением места установки конечных переключателей на винте механизма реверсирования, а производительность установки - введением в цикле соответствующих пауз в конце хода «вниз» или «вверх».

Особенности конструкции и ее использования состоят в следующем:

– неограниченная в пределах глубины скважин длина хода плунжера;

– использование в качестве штанг длинномерной высокопрочной ленты;

– применение в глубинном насосе плунжера специальной конструкции, обеспечивающего сохранение герметичности пары «поршень - цилиндр» до полного износа уплотнительных элементов, выполненных из износостойких и твердых материалов;

– использование в качестве цилиндра глубинного насоса колонны насосно-компрессорных труб.

Возможность обеспечения большой длины хода установки позволяет:

– многократно сократить число циклов работы, что увеличивает долговечность установки;

– полностью устранить или существенно снизить действие динамических сил, которые в обычных установках составляют до 30-50% статической нагрузки;

– значительно увеличить (в 3-4 раза) среднюю скорость движения плунжера, от которой зависит производительность установки;

– резко уменьшить потери длины хода (на 90-95 %), связанные с упругим удлинением штанг.

Применение в качестве штанг высокопрочной ленты дает возможность:

– производить ремонт скважины по замене насоса без бригады подземного ремонта и специальных агрегатов с помощью собственного привода силами двух операторов (простой скважины

при этом уменьшается с 16 до 2 ч);

– отказаться от глушения скважины;

– снизить расходы на тяговый орган и установку в целом, так как стоимость ленты в 1,2-1,5 раза меньше стоимости штанг, а ее использование дает возможность снизить стоимость привода за счет уменьшения грузоподъемности при одинаковой полезной нагрузке,

– уменьшить износ плунжерной пары вследствие замены толкания плунжера движением его под собственным весом.

Длинноходовая установка с ленточным механизмом подъема может работать в непрерывном и периодическом насосном режиме с подачей за один ход до 3-4 м³ жидкости, а также в режиме свабирования с отбором жидкости с глубины до 5000-5500 м.

За рубежом используются несколько типов *безбалансирных приводов* [16], одной из разновидностей которых является приведенный на рис. 5.4.

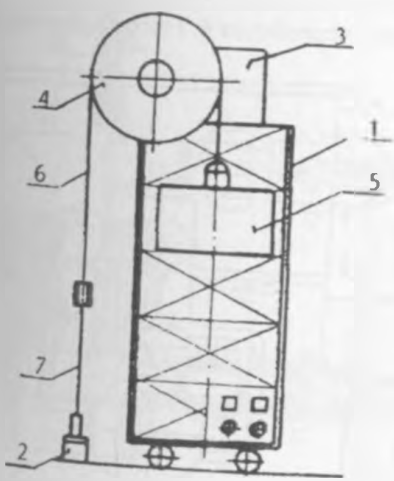


Рис. 5.4 Станок-качалка «Ойл Вэлл»:
1 – стальная форма, 2 – устье скважины, 3 – реверсивный редуктор, 4 – шкив; 5 – противовес, 6 – канат; 7 – шток

Он состоит из стальной фермы 1, монтируемой на устье скважины 2. На верхней площадке фермы установлен приводной двигатель с реверсивным редуктором 3, на выходном валу которого укреплен шкив 4. Через шкив перебрасывается со стороны фермы уравновешивающий груз 5, с другой - канат 6 с полированной штангой 7. Ферма устанавливается на рельсы и может быть откатана при подземном ремонте. Реверсивный редуктор управляется пультом: при достижении полированным штоком крайних положений пульт дает команду на изменение направления вращения.

Выпускаются такие СК в США фирмой «*Ойл Вэл*» и имеют следующие характеристики: длина хода до 10,2 м, грузоподъемность до 157 кН, число ходов до 2 мин$^{-1}$, мощность до 30 кВт.

Получили также применение *гидравлические приводы* штанговых насосов, одна из конструкций приведена на рис.5.5.

Привод включает в себя подъемный цилиндр 1, уравновешивающий цилиндр 2, соединенный между собой системой маслопроводов. Гидравлическая силовая часть состоит из насоса 3 и распределительного устройства 4. Насос нагнетает в подъемный

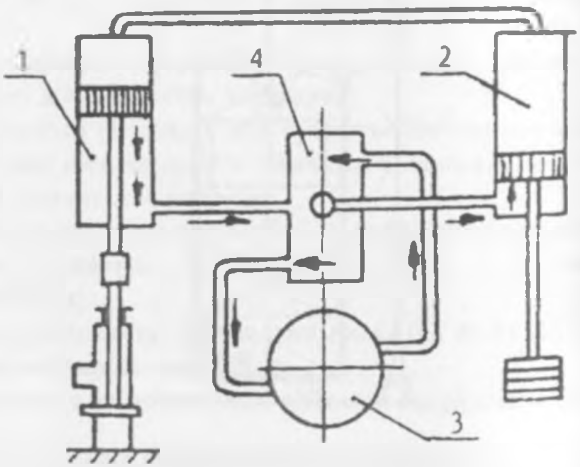


Рис. 5.5. Гидравлический привод СК:

1 – подъемный цилиндр; 2 – уравновешивающий цилиндр; 3 – насос; 4 – распределитель

цилиндр масло, в результате чего поршень, а вместе с ним и колонна штанг поднимаются. При верхнем положении поршня срабатывает распределительное устройство и масло вытекает из-под поршня.

Уравновешивание гидравлического привода происходит путем перетока масла из поршневой полости цилиндра 1 при его ходе вниз в подпоршневую полость цилиндра 2 и подъем его поршня. Затем при ходе вверх происходит обратный процесс: масло из-под поршневой полости цилиндра 2 перетекает в поршневую полость цилиндра 1, помогая перемещению его поршня вверх.

5.2. УСТЬЕВАЯ АРМАТУРА

Устьевая арматура скважины, эксплуатируемой УШГН, кроме функций выполняемых при всех способах добычи должна обеспечить герметичность перемещающегося в ней возвратно-поступательно полированного штока. Последний является механической связью между колонной штанг и головкой балансира СК.

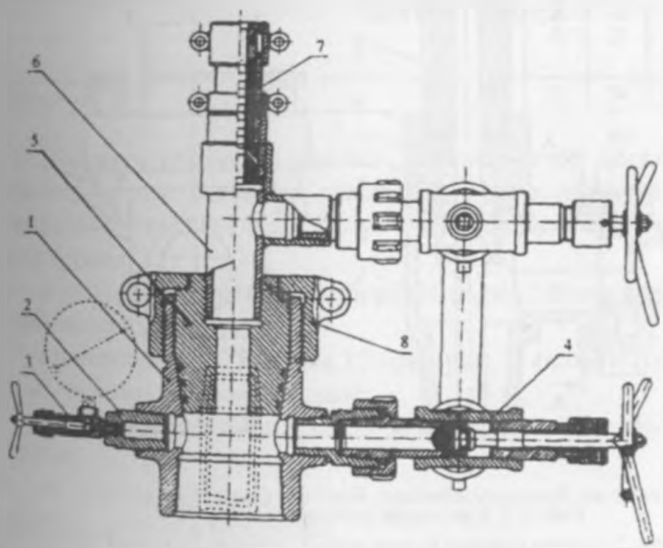


Рис. 5.6. Устьевая арматура:

1 – колонная головка, 2 - затрубный ниппель, 3 - вентиль манометра, 4 – затрубный патрубок с вентилем, 5 – трубная головка, 6 – тройник; 7 – сальник; 8 – гайка

На рис. 5.6 приведена одна из конструкций арматуры [12], применяющейся на промыслах.

Герметичность арматуры обеспечивается специальным сальниковым устройством (рис. 5.7). Устьевые сальники изготавливаются двух типов: СУС1 - с одинарным уплотнением (для скважин с низким статическим уровнем и без газопроявлений); СУС2 - с двойным уплотнением (для скважин с высоким статическим уровнем и газопроявлениями, табл. 5.2).

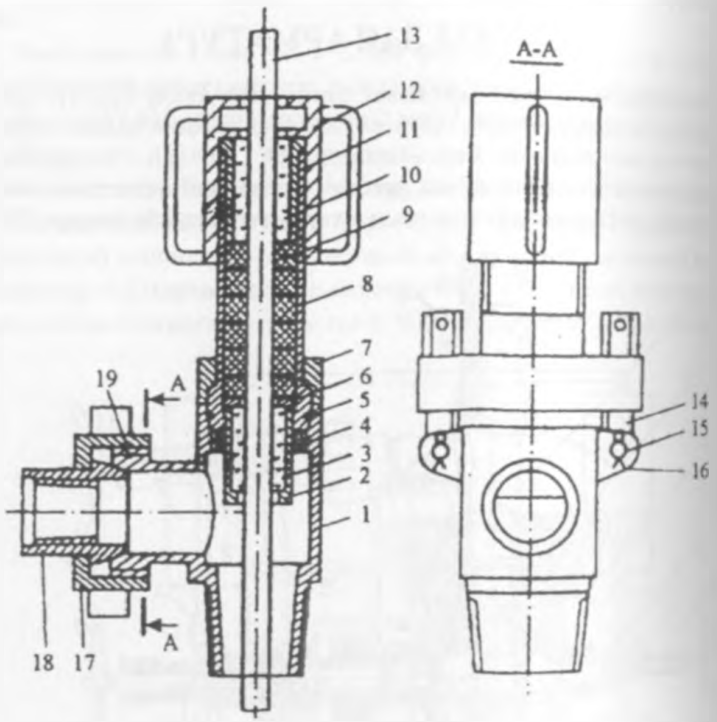


Рис. 5.7. Арматура устьевая СУС1-73-31:

1 – тройник; 2 – втулка нижняя; 3 – вкладыш; 4 – стопор; 5 – кольцо уплотнительное; 6 – манжетодержатель; 7 – крышка шаровая; 8 – уплотнительная набивка; 9 – головка шаровая; 10 – вкладыш; 11 – грундбукса; 12 – крышка головки; 13 – шток; 14 – болт откидной; 15 – палец; 16 – шплинт; 17 – гайка накидная; 18 – ниппель; 19 – наконечник

Таблица 5.2

Техническая характеристика устьевых сальников

Показатели	СУС 1-73-31	СУС2-73-31	СУС1А-73-31	СУС2А-73-31
Присоединительная резьба по ГОСТ 633-80, мм	73	73	73	73
Диаметр устьевого штока, мм	31	31	31	31
Наибольшее давление (при неподвижном штоке затянутой сальниковой набивке), МПа	7	14	7	14
Рабочее давление (при неподвижном штоке), МПа	4	4	4	4
Габаритные размеры, мм	340x182x407	340x182x526	340x102x440	340x102x560
Масса, кг	21	24	19	22

Подвеска устьевого штока (полированного штока) является весьма ответственным узлом УШГН, так как несет на себе нагрузку от веса колонны штанг столба поднимаемой жидкости, сил трения.

Конструкция подвески изображена на рис 5.8 и включает в себя несколько узлов:

а) нижняя 4 и верхняя 12 траверсы, являются несущими конструкциями колонны штанг;

б) опорная гайка осуществляет крепление полированного штока;

в) канаты являются гибкой промежуточной связью колонны штанг с головкой балансира;

г) штанговращатель обеспечивает поворот колонны штанг с укрепленными на ней скребками в парафинсодержащих скважинах

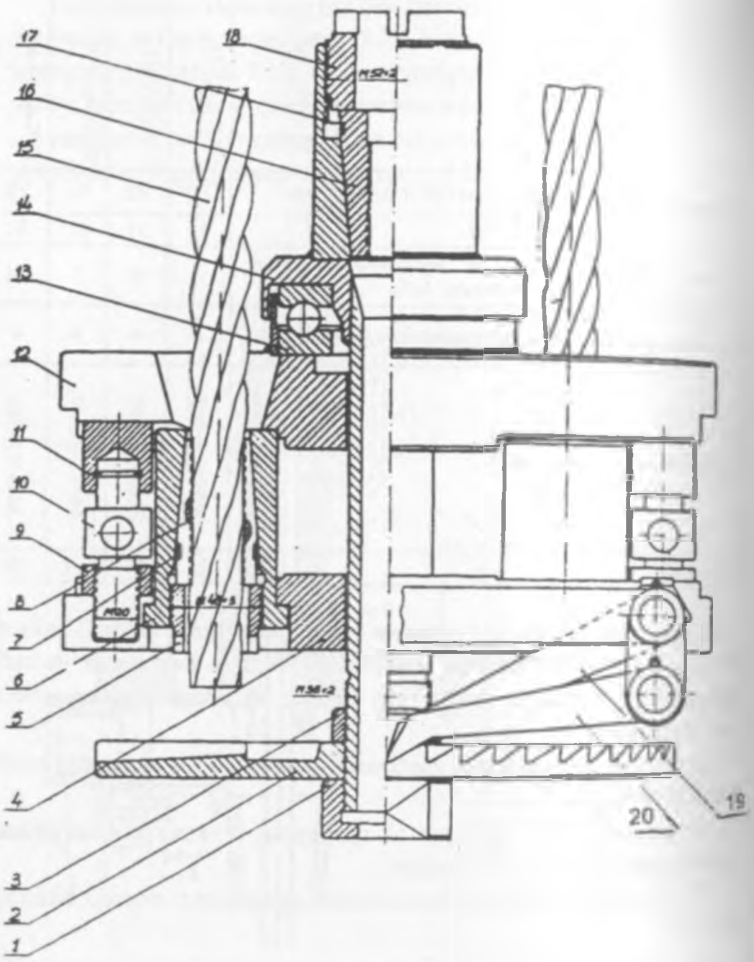


Рис. 5.8. Подвеска устьевого штока:

1 – муфта; 2 – диск штанговращателя; 3 – гайка, 4 – нижняя траверса, 5 – втулка 6 – конус; 7 – сухари, 8 – плашки, 9 – гайка; 10 – винт опорный; 11 – втулка, 12 – верхняя траверса; 13 – подшипник; 14 – опора; 15 – канат, 16 – плашка штока; 17 – опорная гайка, 18 – контргайка, 19, 20 – кулачки

5.3. ГЛУБИННЫЕ ШТАНГОВЫЕ НАСОСЫ

Штанговые насосы можно разделить на два класса - ***невставные*** (или трубные) и ***вставные***. Насос состоит из цилиндра, поршня и клапанов - всасывающего и нагнетательного (рис. 5.1). При ходе поршня вверх в цилиндре насоса создается разряжение, в результате которого давление жидкости вне насоса оказывается выше, чем внутри. Это вынуждает всасывающий клапан открыться и впустить в цилиндр насоса порцию жидкости.

Одновременно, находящаяся над поршнем жидкость оказывает давление на нагнетательный клапан, прижимая его к седлу, и вместе с поршнем перемещается вверх. Через определенное количество ходов вверх (циклов) произойдет заполнение колонны насосно-компрессорных труб (НКТ) жидкостью, и она начнет поступать в устьевой трубопровод.

При ходе вниз плунжер в насосах данного типа не совершает работы по подъему жидкости: происходит сжатие заполнившей цилиндр жидкости, закрытие всасывающего и открытие нагнетательного клапанов и переток жидкости из подпоршневую область насоса.

Оба класса насосов одинаковы по конструкции и отличаются лишь по способу монтажа в скважине.

В невставных насосах цилиндр присоединяется к НКТ и вместе с ними опускается в скважину. Всасывающий клапан бросается в цилиндр и самоустанавливается в седле. Плунжер присоединяется к колонне штанг и одновременно с ними опускается на заданную глубину.

Вставной насос опускают в скважину на штангах и фиксируют его в заранее установленной в колонне НКТ замковой опоре.

Шифры применяемых насосов имеют следующие значения:

НН2БА-44-18-15-2: НН2- тип насоса (невставной насос); БА – исполнение цилиндра (цилиндр безвтулочный); 44 – диаметр насоса, мм, 18 – длина хода плунжера, дм; 15 – давление Мпа; 2 – группа посадки.

НВ1С-38-30-20: НВ – насос вставной, С – цилиндр составной (втулочный), 38 – диаметр насоса, мм, 30 – длина хода плунжера

до 30 дм; 20 – давление до 20 Мпа.

Невставные насосы (рис 5.9) предназначены для эксплуатации скважин глубиной до 2500 м. Они выпускаются под шифрами НН1 - с захватным штоком, НН2- с ловителем, НН - без ловителя. Диаметры насосов 29, 32, 44, 57, 70, 95 мм, длина до 6,6 м. Длина хода плунжера 1,2 - 4,5 м, масса - до 252 кг, теоретическая подача при 10 ходах в минуту - до 500 м³/сут. (табл. 5.3)

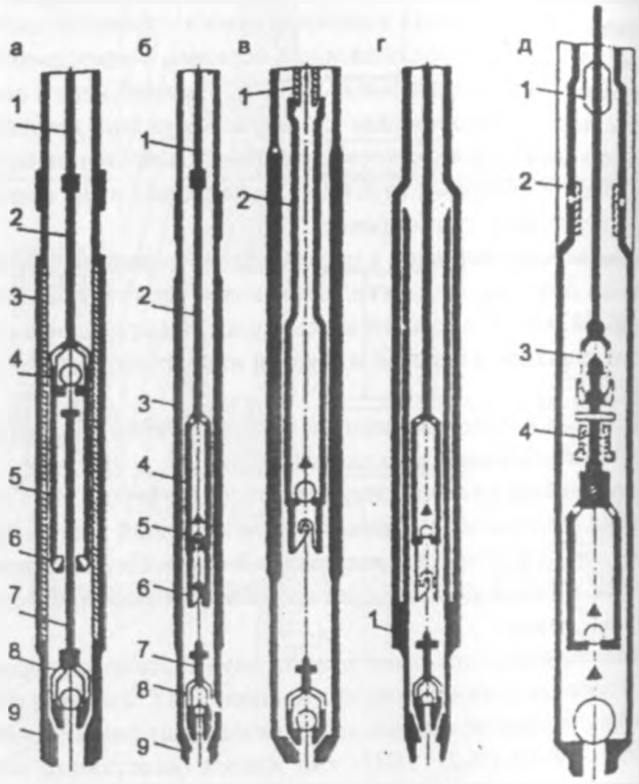


Рис. 5.9. Схемы невставных насосов:

а – НН1С: 1 – штанга; 2 – шток; 3 – цилиндр, 4 – нагнетательный клапан; 5 – плунжер, 6 – наконечник, 7 – захватный шток; 8 – всасывающий клапан; 9 – седло конуса, б – НН2Б и НН2БТ: 1 – штанга, 2 – шток, 3 – цилиндр; 4 – плунжер; 5 – нагнетательный клапан; 6 – байонет; 7 – шток ловителя, 8 – всасывающий клапан; 9 – седло конуса. в – НН2БТ: 1 – полые штанги; 2 – полый шток. г – НН2БУ: 1 – патрубок. д – ННБА: 1 – центратор; 2 – сливное устройство; 3 – шаровый клапан; 4 – сцепляющее устройство.

Таблица 5.3

Технические характеристики невставных насосов

Насос	Диаметр насоса, мм	Длина хода плунжера, мм	Идеальная подача при 10 ходах в минуту, м³/сут	Напор, м	Длина плунжера, мм	Присоединительная резьба		Габаритные размеры, мм		Масса, кг, не более
						к трубам и фильтрам ГОСТ 633-80	к штангам ГОСТ 13877-80	диаметр D	длина L	
ННБА-70-25-10	70	2500	138,5	1000	1200	73	Ш22	91	5350	135
ННБА-70-30-10		3000	166,2						5950	147
ННБА-70-35-10		3500	193,9						6550	160
ННБА-70-45-10		4500	249,3						7450	178
ННБА-95-25-08	95	2500	255	800		89	Ш25	114	5400	200
ННБА-95-30-08		3000	306						6000	215
ННБА-95-35-08		3500	357						6600	231
ННБА-95-45-08		4500	459,1						7500	280
ННБА-102-25-07	102	2500	249	700					5500	174
ННБА-102-30-07		3000	352,8						6100	188
ННБА-102-35-07		3500	411,6						6700	203
ННБА-102-45-07		4500	529,2						7500	232
НН1С-29-09-12	29	900	8,8	1200		48	Ш16	56	2600	25
НН1С-32-09-12	32		10,4							24
НН1С-44-09-15	44		19,7	1500		60		70		53,5
НН1С-57-09-12	57		33	1200		73	Ш19	84	2700	66
НН2С-32-12-12	32	1200	14	1200	1200	48	Ш16	56	3200	29
НН2С-32-18-12		1800	21						3850	33
НН2С-32-25-12		2500	29						4400	38
НН2С-32-30-12		3000	35						5000	42
НН2С-44-12-15	44	1200	26,3	1500		60	Ш19	70	3050	60
НН2С-44-18-15		1800	39,4						3650	72
НН2С-44-25-15		2500	54,7						4250	83
НН2С-44-30-15		3000	65,6						4850	96
НН2С-44-35-15		3500	76,6						5450	107
НН2С-57-12-12	57	1200	44	1200		73	Ш19	84	3050	70
НН2С-57-18-12		1800	66,1						3650	80
НН2С-57-25-12		2500	91,8						4250	90
НН2С-57-30-12		3000	110,2						4850	98
НН2С-57-35-12		3500	128,5						5450	115
НН2С-70-25-10	70	2500	138,5	1000		89	Ш22	102	4250	116
НН2С-70-30-10		3000	166,2						4850	131
НН2С-70-35-10		3500	193,9						5450	144
НН2С-95-25-08	95	2500	255	800		114	Ш25	130	4550	156
НН2С-95-30-08		3000	306						5150	201
НН2С-95-35-08		3500	357						5750	221

Цилиндр - цельнотянутый, полый с гладкой поверхностью, упрочненной различными покрытиями.

Плунжер - полая труба с выполненными на наружной поверхности канавками различной конфигурации - винтовыми, кольцевыми или углублениями.

Винтовые и прямоугольные канавки обеспечивают вынос песка и соскребание его со стенок цилиндра, углубления на поверхности обеспечивают лучшую смазку пары. Зазор между цилиндром и плунжером устанавливается до 0,12 мм в зависимости от характеристики откачиваемой ими нефти: для маловязких нефтей зазор должен быть минимальным, для высоковязких - наоборот.

Кроме металлических применяют манжетные и гуммированные плунжеры.

Клапан насоса - запорный элемент, состоящий из шара, седла и клапанной клетки, ограничивающей перемещение шара.

Всасывающий клапанныйузел устанавливается в основании цилиндра и может быт поднят из скважины одновременно с плунжером. Для этой цели он снабжается захватным приспособлением, выполненным в виде крестовины, которое входит в прорезь основания плунжера и путем поворота последнего фиксируется в ней.

Узел нагнетательного клапана монтируют в верхней или нижней части плунжера. Он отличается от всасывающего клапана отсутствием захватного устройства.

Одна из конструкций насоса типа ННБА (рис. 5.9«д») снабжена сливным устройством, обеспечивающим выпуск жидкости из НКТ перед их подъемом. Кроме того, цилиндр вместе с НКТ могут быть одновременно опущены в скважину, а затем колонна штанг с помощью сцепляющего узла сочленяется с плунжером насоса непосредственно в скважине.

Вставные насосы выпускаются промышленностью с диаметрами 29, 32, 38, 44, 57 мм, длиной до 10 м, длиной хода плунжера от 1,2 до 6м, массой до 150 кг, производительностью при 10 ходах в минуту – до 220 м^3/сут.

Схемы серийных отечественных насосов приведены на

рис. 5.10, а характеристика отдельных типов в табл. 5.4.

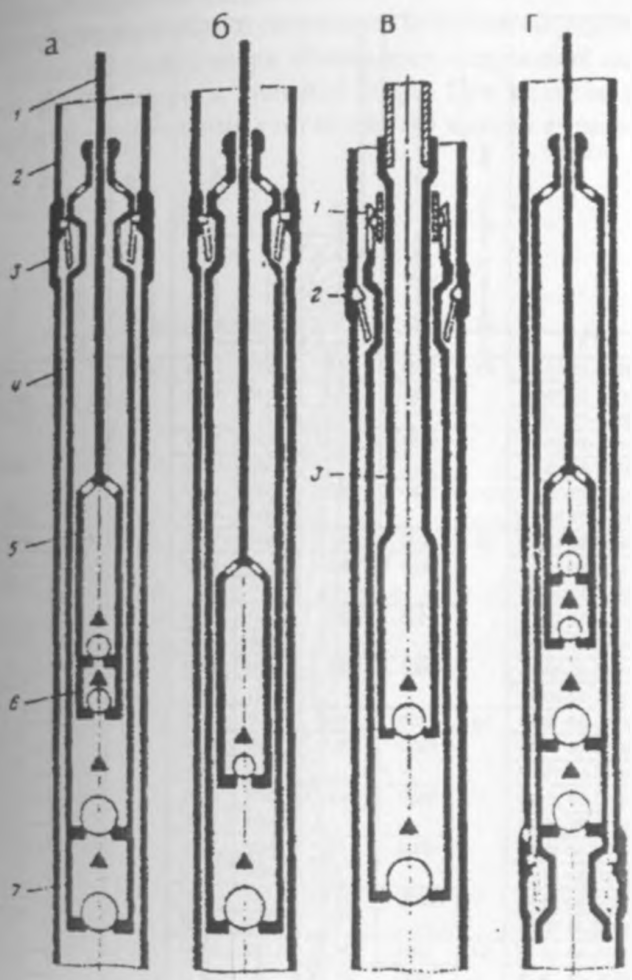


Рис. 5.10. Схемы вставных насосов:

а – НВ1Б: 1 – шток, 2 – насосно-компрессорные трубы; 3 – замок, 4 – цилиндр, 5 – плунжер, 6 – нагнетательный клапан, 7 – всасывающий клапан; б – НВ1Б-И, НВ1БТ-И: 1 – сливное устройство, 2 – замок, 3 – полый шток; г – НВ2Б

Техническая характеристика насосов НВ1С

Таблица 5.4

Насос	Диаметр насоса, мм	Длина хода плунжера, мм	Идеальная подача при 10-и двойных ходах в минуту, м³/сут	Напор, м	Длина плунжера, мм	Присоединительная резьба к штангам ГОСТ 13877-80	Габаритные размеры, мм не более		Масса, кг, не более
							диаметр D	длина L	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
НВ1С-29-12-15	29	1200	11,4	1500	1200	Ш19		4000	36
НВ1С-29-18-15		1800	17,1	1500	1200			4600	42,3
НВ1С-29-18-25								5200	48
НВ1С-29-25-15		2500	23,8	1500	1200				
НВ1С-29-25-25				2500	1800			5800	53,5
НВ1С-29-30-15		3000	28,5	1500	1200				
НВ1С-29-30-25				2500	1800			6400	58,5
НВ1С-32-12-15	32	1200	14	1500	1200		48,2	4000	33
НВ1С-32-18-15		1800	21	1500	1200			4600	39
НВ1С-32-18-22				2200				5200	45
НВ1С-32-25-15		2500	29	1500	1200				
НВ1С-32-25-22				2200	1800			5800	49
НВ1С-32-30-15		3000	35	1500	1200				
НВ1С-32-30-22				2200	1800			6400	53,5
НВ1С-38-12-15	38	1200	20	1500	1200		59,7	4100	52
НВ1С-38-18-15		1800	29,5	1500	1200			4700	62,5
НВ1С-38-18-20				2000	1500			5000	64,5
НВ1С-38-25-15		2500	41	1509	1200			5300	69,5
НВ1С-38-25-20				2000	1500			5600	72,5
НВ1С-38-30-15		3000	49	1500	1200			5900	77,5
НВ1С-38-30-20				2000	1500			6200	81,5
НВ1С-38-35-15		3500	57,5	1500	1200			6500	85,5
НВ1С-38-35-20				2000	1500			6800	88,5
НВ1С-44-12-15	44	1200	26,3	1500	1200			4100	48
НВ1С-44-18-15		1800	39,4					4700	54,5
НВ1С-44-25-15		2500	54,7					5300	61,5
НВ1С-44-30-15		3000	65,6					5900	67,5
НВ1С-44-35-15		3500	76,6					6500	74
НВ1С-57-18-12	57	1800	66,1	1200		Ш22	72,9	4750	72,5
НВ1С-57-25-12		2500	91,8					5350	80
НВ1С-57-30-12		3000	110,2					5950	88,5
НВ1С-57-35-12		3500	128,5					6310	96,5

Замковая опора (рис.5.11)- состоит из опорного кольца и пружинного якоря, устанавливаемых в специальной опорной муфте и зажимаемых сверху переводником.

Корпус вставного насоса снабжается конусной высадкой, которая при его посадке в опору обхватывается пружиной якоря и надежно его фиксирует в замковой опоре. При подъеме насоса требуются значительные усилия для его выхода из замковой опоры.

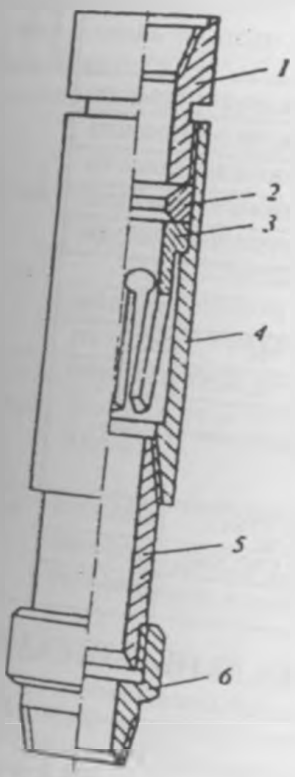


Рис. 5.11. Замковая опора:

1 – переводник; 2 – опорное кольцо; 3 – пружинный якорь; 4 – опорная муфта; 5 – гибшка

Область применения невставных и вставных насосов характеризуется данными, приведенными в табл. 5.5.

Область применения штанговых насосов Таблица 5.5

Штанговый насос	Условный размер, мм	Длина хода, мм	Содержание механических примесей, г/л	Вязкость добываемой жидкости, Па·с, не более	Объемное содержание свободного газа, %, не более	pH
НВ1Б	29; 32; 38; 44; 57	1200–6000	До 1,3	0,025	Ю	4,2-6,8
НВ2Б	32; 38; 44; 57	1800–6000				
НН2Б	32; 44; 57; 70; 95	1200–4500				
НВ1С	29; 32; 38; 44; 57	1200–3500				
НН2С	32; 44; 57; 70; 95	1200–3500				
НН1С	29; 32; 44; 57	900				
НН2БУ	44; 57	1800–3500				
ННБА	70; 95; 102	2500–1500				
НВ1Б. И	29; 32; 38; 44; 57	1200–6000	Более 1,3			6-8
НН2Б. И	32; 44; 57; 70; 95	1200–4500				
НВ1БТ. И	44; 57	1200–3000				
НН2БТ. И						
НВ1БД1	38/57; 57/44	1800–3500	До 1,3	0,3		4,2-6,8
ННБД1	44/29; 57/32; 70/44	1800–3000				
НВ1БД2	38/57	1800–3500		0,025	25	

5.4. СПЕЦИАЛЬНЫЕ ШТАНГОВЫЕ НАСОСЫ

Специальные насосы применяют для эксплуатации скважин в осложненных условиях. Такими условиями принято считать наличие в нефти газа, солей, парафина, песка, воды эмульсии и других агентов, приводящих к изменению свойств жидкости и условий ее добычи. Вот некоторые из применяемых типов.

Манжетные насосы отличаются конструкцией плунжера и

предназначены для эксплуатации скважин, содержащих очень вязкую нефть. Манжеты изготовляются из нефтестойкой резины и собираются на трубе-стержне.

Насосы с гуммированным плунжером выпускаются невставного и вставного типа. Используются для эксплуатации скважин с большим содержанием песка. На кольцевые проточки плунжера запрессовываются 3-4 резиновых кольца. Уплотнение кольца достигается давлением жидкости внутри поршня через отверстие в корпусе, выходящее под кольцо.

Телескопические насосы (рис.5.12) предназначены для эксплуатации скважин с очень высоким содержанием песка и большой вязкостью жидкости (50-10^{-6} м^2/с и более).

Конструктивно насос выполнен из трех труб: нижняя 1 (неподвижная) является плунжером насоса, а подвижные 2 и 3выполняют функцию цилиндра. Эти трубы вверху соединены. Такая конструкция обеспечивает получение между цилиндром и плунжером большого зазора (до 0,5 мм). Наличие циркулирующей жидкости по зазору обеспечивает вынос песка и гидравлическое уплотнение.

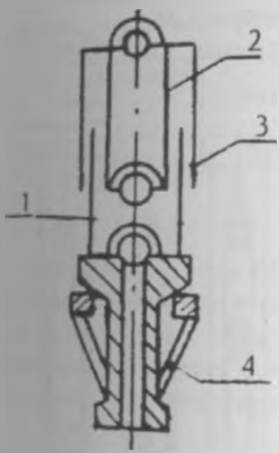


Рис. 5.12. Схема телескопического насоса:

1 – неподвижный плунжер; 2, 3 – подвижный цилиндр, 4 – замковая опора

Многоступенчатые насосы рис. (5.13) предназначены для эксплуатации скважин с большим газовым фактором. Состоят из 2-3х плунжеров разного сечения, работающих по принципу «тандем» нижний плунжер увеличенного диаметра подает газированную жидкость в верхний, где она сжимается под большим давлением вследствие меньшего диаметра верхнего плунжера и цилиндра и т.д.

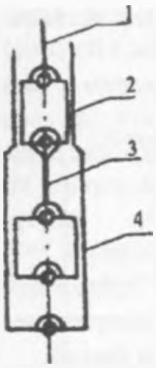


Рис. 5.13. Схема многоступенчатого насоса:
1 – колонна штанг; 2 – насос малого диаметра; 3 – соединительный шток; 4 – насос большого диаметра.

5.5. ЗАРУБЕЖНЫЕ НАСОСЫ

Зарубежные конструкции штанговых насосов принципиально не отличаются от отечественных. В соответствии с классификацией Американского нефтяного института (API) они подразделяются на 15 основных типов в зависимости от исполнения цилиндра, плунжера и замковой опоры.

Основные схемы и типы насосов по стандарту API приведены на рис. 5.14 и в табл. 5.6 [17].

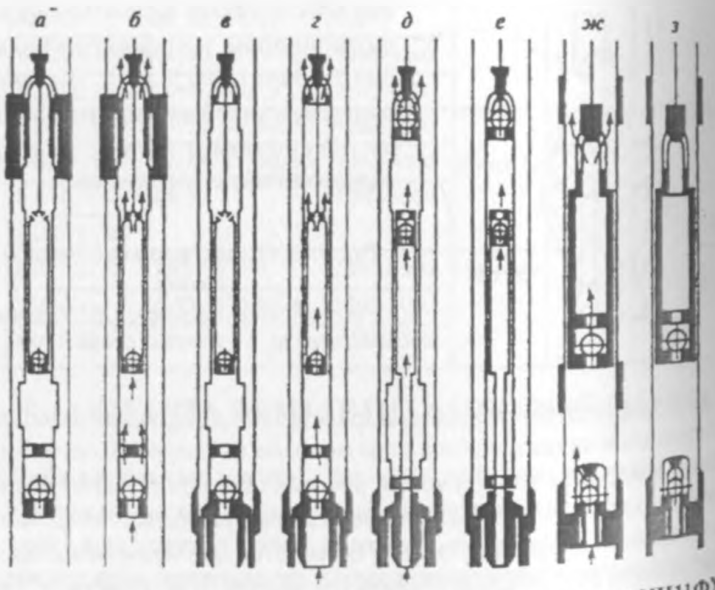


Рис. 5.14. Классификация штанговых насосов по стандарту АНИ11ФХ:
а – RHA, RLA; б – RWA, RSA; в – RHB, RLB; г – RWS, RSB; д – RHT, RLT; е – RWT, RST; ж – TH, TL; з – TP.

Таблица 5.6

Типы насосов по стандарту АНИ

Тип насоса	Маркировка насосов				
	с металлическим плунжером			с манжетным плунжером	
	толстост. цилиндр	тонкост. цилиндр	цилиндр втулки	толстост. цилиндр	тонкост. цилиндр
Вставные штанговые: стационарный цилиндр с верхним креплением	RHA	RWA	RLA		RSA
Стационарный цилиндр с нижним креплением	RHB	RWB	RLB		RSA
Плавающий цилиндр с нижним креплением	RHT	RWT	RLT		RST
Трубные насосы	TH	-	TL	TR	-

Штанговые насосы по стандарту API в настоящее время выпускают российские заводы (АО «Ижнефтемаш» и другие) , и они появились в эксплуатации. При подборе зарубежных насосов к скважинам следует руководствоваться таблицей соответствия характеристик насосов российских и зарубежных (табл. 5.7).

Таблица 5.7

Таблица соответствия насосов по API и ОСТ 26.16.06-86

Тип насосов	Обозначение насосов по API	Соответствующий аналог по ОСТ
Вставные толстостенные насосы с верхним механическим креплением	20-106-RHAM-XX-4-X 20-125-RHAM-XX-4-X 25-150-RHAM-XX-4-X 25-175-RHAM-XX-4-X	НВ1Б-29 НВ1Б-32 НВ1Б-38 НВ1Б-44
Вставные толстостенные насосы с нижним механическим креплением	20-106-RHBM-XX-4-X 20-125-RHBM-XX-4-X 25-150-RHBM-XX-4-X 25-175-RHBM-XX-4-X	НВ2Б-29 НВ2Б-32 НВ2Б-38 НВ2Б-44
Вставные тонкостенные насосы с верхним механическим креплением	20-125-RWAM-XX-4 20-150-RWAM-XX-4	
Вставные тонкостенные насосы с нижним механическим креплением	20-125-RWBM-XX-4 20-150-RWBM-XX-4	
Трубные насосы	20-125-THM-XX-4-X 20-175-THM-XX-4-X 25-225-THM-XX-4-X 30-275-THM-XX-4-X 40-375-THM-XX-4-X	НН2Б-32 НН2Б-44 НН2Б-57 НН2Б-70 НН2Б-95

5.6. ШТАНГИ

Штанги предназначены для передачи возвратно-поступательного движения плунжеру насоса от станка-качалки и являются своеобразным штоком поршневого насоса.

Специфика применения штанг наложила отпечаток на их конструкцию.

В настоящее время штанга — это стержень (рис. 5.15) длиной 8 метров, имеющий по концам специальную резьбу, квадратное сечение под ключ и плавные переходные участки.

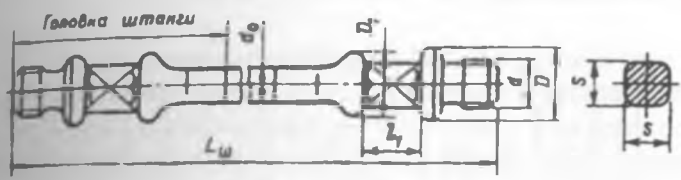


Рис. 5.15. Насосная штанга

Таблица 5.8

Техническая характеристика штанг

Штанга	Номинальный диаметр штанги (по телу), $d_в$, мм	Номинальный диаметр резьбы штанги (наружный) d, мм	Диаметр опорного бурта D, мм	Диаметр опорного бурта D_1, мм	Размеры квадратной части головки штанги, мм	
					L_1	S
ШН16	16	23,824	34	32	35	22
ШН19	19	26,999	38	37	35	27
ШН22	22	30,174	43	38	35	27
ШН25	25	34,936	51	46	42	32

	Масса штанги (в кг) при длине $L_ш$, мм					
	1000	1200	1500	2000	3000	8000
ШН16	2,07	2,39	2,86	3,65	5,23	12,93
ШН19	2,89	3,25	3,92	5,03	7,26	18,29
ШН22	3,71	4,3	5,2	6,7	9,68	24,5
ШН25	5,17	5,85	7,12	9,08	12,93	31,65

Резьба на штангах и муфтах не нарезается, а накатывается, что существенно упрочняет резьбу штанг. Промышленность выпускает штанги диаметром 16 (1/2″), 19(3/4″), 22(7/8″) и 25 мм (1″).

Для возможности регулирования длины колонны штанг выпускаются короткие штанги (метровки) длиной 1200, 1500, 2000, 3000 мм.

Изготовляют штанги из углеродистых и легированных сталей, кроме того для повышения прочности они проходят различную обработку. Характеристика штанг приведена в табл. 5.8 и 5.9.

Таблица 5.9

Механические свойства штанг

Сталь	Временное сопротивление разрыву, МПа, не менее	Предел текучести, МПа, не менее	Относительное удлинение, %, не менее	Относительное сужение, %, не менее	Ударная вязкость, Дж/см², не менее	Твердость по Бринеллю НВ, не более	Вид термической
40	570	320	16	45	60	217	Нормализация или нормализация с последующим поверхностным упрочнением нагревом ТВЧ
30ХМА	610	500	-	62	-	229	–
20Н2М	600 630	390 520	21 18	56 65	120 150	200 260	То же Объемная закалка и высокий отпуск
15Н3МА	650	500	22	60	180	229	Нормализация с последующим поверхностным упрочнением нагревом ТВЧ
							Закалка и высокий отпуск или нормализация и высокий от-

Получили применение и полые штанги, представляющие собой трубы диаметром 25 мм. Канал этих штанг может использоваться для подъема нефти и доставки в скважину различных веществ.

Ведутся испытания непрерывной колонны штанг, представляющей собой отдельные стальные прутки, сваренные между собой. Длина отдельных секций составляет от 180 до 360 м. для транспортировки и спуска в скважину таких штанг разработано специальное оборудование.

Выше были описаны штанги, представляющие собой стальную ленту сечением от 2,5х45 до 3,5х95, применяемую в ОАО «Оренбургнефтегаз».

За рубежом внедряются штанги, выполненные в виде троса из металлических проволочек с нейлоновым покрытием и общей нейлоновой оплеткой. Диаметр троса 16 мм, и по прочности он соответствует металлической штанге диаметром 12,7 мм.

Новой разновидностью штанг являются штанги из стекловолокна, отличающиеся высокой прочностью и коррозионной устойчивостью. Широкое применение непрерывных штанг позволит ускорить процессы спуско-подъемных операций за счет намотки их на барабан вместо поочередного свинчивания-развинчивания.

Штанги соединяются между собой муфтами. На одном конце штанги муфта навинчивается на заводе с горячей посадкой и при эксплуатации не отвинчивается.

Муфта представляет собой цилиндрическую втулку с внутренней резьбой и местом под ключ (рис.5.16, табл. 5.10).

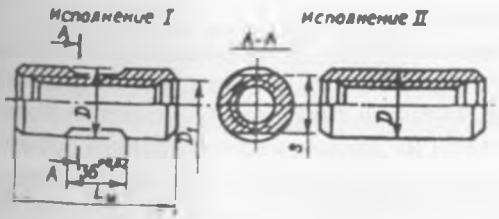


Рис. 5.16. Соединительная муфта

Таблица 5.10

Соединительная муфта	Номинальный диаметр соединяемой штанги (по телу) $d_ш$, м	Наружный диаметр муфты, D, мм		Диаметр расточки D_1, мм	Длина муфты, $D_м$, мм	Толщина муфты на участке «лыски» s, мм	Масса муфты, кг	
		без «лыски»	с «лыской»				без «лыски»	с «лыской»
МШ16	16	34	36	24,25	80	32	0,32	0,4
МШ19	19	40	42	27,43	82	36	0,47	0,53
МШ22	22	45	46	30,50	90	41	0,65	0,68
МШ25	25	50	-	35,36	102	-	1,04	-

5.7. РЕЖИМ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ УШГН

Длительная работа УШГН в скважине будет обеспечена грамотно подобранным режимом - системой следующих параметров: типоразмер насоса, глубина спуска, величина погружения под динамический уровень, длина хода и число ходов полированного штока, а также нагрузкой на колонну штанг.

Проектирование оптимального режима производится по данным исследования, на основании которых рассчитывают добывные возможности скважины $Q_{скв}$. Им должны соответствовать возможности оборудования.

На практике подбор оборудования для скважин производят на основании компьютерных программ. Однако при этом исключается участие исполнителя в оценке процесса, тем более - во влиянии на него. Поэтому знать механизм подбора и при компьютерной технологии необходимо для получения наиболее квалифицированного результата.

Выбор оборудования для эксплуатации скважины УШГН:

1). Задается возможный дебит скважины Q или предельная величина забойного давления $P_{заб}$ исходя из практики эксплуатации скважин на данном месторождении. Дебит скважины определяет производительность насоса, которую можно выбрать по каталогу или определить расчетом. Но следует иметь ввиду, что ЭЦН на заводах испытывают на воде, а на практике они откачивают нефть и эмульсии, т.е. более вязкие жидкости. Это ведет к искажению данных. Поэтому в некоторых регионах строят

специальные стенды и испытывают насосы на жидкостях, приближенных по характеристике к реальной (например, на трансформаторном масле).

Также надо учесть, что производительность выбираемого насоса должна компенсировать возможные утечки, которые неизбежны в клапанах, в зазоре между плунжером и цилиндром и в резьбовых соединениях труб.

Поэтому она намеренно выбирают несколько большей:

$$Q_{нас} = \frac{Q_{кат}}{K_{п}} \qquad (5.1)$$

где $Q_{кат}$ - производительность насоса по каталогу м³/сут;

2) ***Коэффициент подачи*** $K_{п}$ выбирают по графической зависимости, построенной для данного месторождения в координатах давление на приеме $P_{пр}$ - коэффициент подачи $K_{п}$ (рис. 5.17)

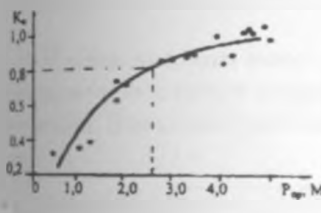


Рис. 5.17. Зависимость коэффициента подачи от давления у приема насоса

Из неё видно, что вначале темп увеличения $K_{п}$ высок и продолжает увеличиваться до 3,0 МПа, затем он замедляется. Поэтому выбирают давление на приеме в пределах 2,5-3,0 МПа, считая дальнейшее погружения под уровень неэффективным.

3) ***Производительность проектируемого насоса*** Q может быть рассчитана по следующей формуле:

$$Q_{нас} = \frac{\pi Д_{пл}^2}{4} \cdot s \cdot n \cdot 1440 \ (м^3/сут) \qquad (5.2)$$

где $Д_{пл}$ - диаметр плунжера насоса, м; s - длина хода полированного штока, м; n- число ходов полированного штока в мин; 1440 - число минут в сутках.

Далее следует выбрать основные параметры, входящие в формулу 5.2

При этом надо иметь в виду, что колонна штанг и станок-ка-

чалка более надежно при меньших динамических нагрузках, т.е при минимальном числе ходов. Значит, чтобы сохранить проектную производительность, необходимо выбрать минимально допустимое для данной конструкции станка-качалки число ходов, увеличив до максимально возможного значения длину и диаметр насоса.

$$s = \frac{4Q_{нас}}{\pi Д^2 \cdot n \cdot 1440} \quad (5.3)$$

4). ***Рассчитывают величину динамического столба*** $H_{дин}$ при заданном значении забойного давления:

$$H_{дин} = \frac{P_{заб}}{\rho_{ж} \cdot g} \quad (5.4)$$

где $\rho_{ж}$ - средняя плотность жидкости в скважине, кг/м^3, определяется по соотношению:

$$\rho_{ж} = \rho_{н} \cdot в_{н} + \rho_{в} \cdot в_{в} \quad (5.5)$$

Здесь $\rho_{н}$, $\rho_{в}$ - соответственно плотность нефти и воды в скважинных условиях, кг/м^3; $в_{н}$, $в_{в}$ - соответственно содержание нефти и воды в жидкости, доли единицы.

5). ***Определяют глубину спуска насоса L***

$$L = h_{дин} + h_{пог} \quad (5.6)$$

где $h_{дин}$ - динамический уровень, м; $h_{пог}$ - величина погружения насоса под уровень жидкости в скважине, м.

$$h_{дин} = H_{скв} - H_{дин} \quad (5.7)$$

Здесь $H_{скв}$ - глубина скважины, м, $H_{дин}$ - динамический столб жидкости, который установится при заданном дебите (или забойном давлении)

Но для нормальной работы насос должен быть погружен в

жидкость на глубину, обеспечивающую его нормальную работу. Эта величина погружения, обеспечивает необходимое давление на приеме насоса в соответствии с требованиями поступления жидкости в насос с минимальным количеством газа, а также с приемлемым значением K_n.

Выбирая приемлемое значение K_n по графику (см. рис. 5.17), получим давление на приеме составит ($P_{пр}$) Но:

$$P_{пр} = \rho_ж \cdot g \cdot h_{пог} \qquad (5.8)$$

тогда

$$h_{пог} = \frac{P_{пр}}{\rho_ж \cdot g} \qquad (5.9)$$

что и определит глубину спуска насоса.

6) ***Подбор колонны штанг*** производят исходя их расчета величины максимального напряжения Q_{max}: оно будет в точке подвеса штанг. Вначале определяем фактор динамичности m по формуле:

$$m = \frac{s \cdot n^2}{1440} \qquad (5.10)$$

Значение символов см. в формуле 5.2.

Если на месторождении применяют двухступенчатую колонну штанг, то определяем вначале длину нижней ступени L_2

$$L_2 = \frac{\sigma f_2 - P_ж}{q_2 (b + m)} \qquad (5.11)$$

где - σ максимально допустимое напряжение для данного материала штанг, Мпа; f_2- площадь сечения штанг, м², $P_ж$- вес столба жидкости над плунжером при выбранной выше глубине спуска

насоса, Н, q_2- вес 1 погонного метра штанг нижней ступени, Н;
b- коэффициент потери веса штанг в жидкости.

$$P_ж = \rho g L \cdot F_{пл} \quad (5.12)$$

где ρ плотность жидкости, кг/м³; g - ускорение свободного падения, м/с² (g=9,81); L - глубина спуска насоса, м (см. формулу 5.6); $F_{пл}$ - площадь сечения плунжера, м².

$$b = \frac{\rho_ш - \rho_ж}{\rho_ш} \quad (5.13)$$

где $\rho_ш$ и $\rho_ж$ - соответственно плотность металла штанг и жидкости. Длина первой ступени штанг составит:

$$L_1 = \frac{\sigma(f_1+f_2)}{q_1(b+m)} \quad (5.14)$$

где f_1 - площадь сечения верхней степени, м²; q_1 - вес 1 пог. м штанг верхней ступени, Н.

Если в результате расчета получится, что сумма первой и второй ступени окажется больше глубины спуска насоса, то длину первой ступени надо определить так:

$$L_1 = L - L_2 \quad (5.15)$$

7). ***Максимальное напряжение*** σ_{max} в точке подвеса штанг должно быть меньше допустимой величины для материала штанг, МПа;

$$\sigma_{max} = \frac{P_{max}}{f_1} \le [\sigma]_{доп} \quad (5.16)$$

где P_{max} - максимальная нагрузка в точке подвеса штанг (ТПШ), Н:

$$P_{max} = P_ж + P_ш(b+m) \quad (5.17)$$

Вес колонны штанг $P_ш$, Н:

$$P_ш = q_1 L_1 + q_2 L_2 \quad (5.18)$$

8). ***Максимальная нагрузка на головку балансира*** определиться из формулы 5.17, и она позволит выбрать по каталогу станок-качалку с расчетными (формула 5.2) параметрами s и n.

5.8. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН ПО СХЕМЕ «НАСОС - ФОНТАН»

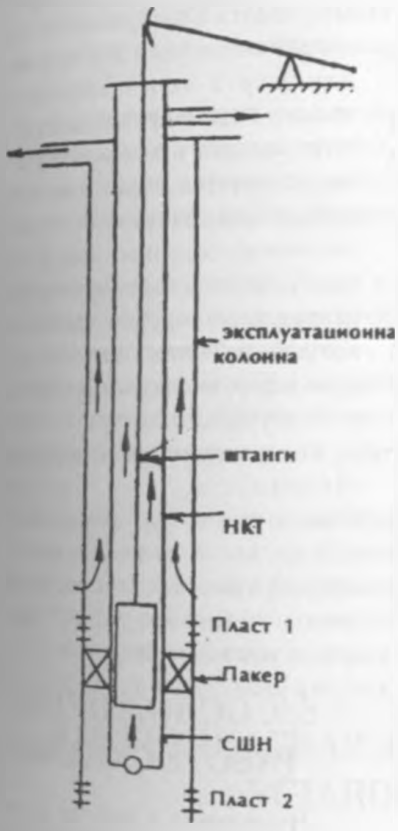


Схема предусматривает эксплуатацию верхнего пласта (1) фонтаном, нижнего (2}- скважинным штанговым насосом (рис. 5.18). Достоинствами схемы являются простота обслуживания и эксплуатации. К недостаткам следует отнести ограниченность применения: при содержании в нефти парафина следует предусмотреть комплекс мер для борьбы с запарафиниванием колонны. Исследование скважины и воздействие на нижний пласт ведется по известным технологиям. Воздействие на нижний пласт возможно после подъема насосного оборудования. Контроль работы насоса ведется по динамограммам.

Рис. 5.18. Схема «насос-фонтан» с применением УШГН

РАЗДЕЛЬНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ ПО СХЕМЕ «НАСОС - НАСОС» С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ШТАНГОВОГО НАСОСА

Схема реализуется с помощью оборудования, приведенного на рис. 5.19. При ходе вверх нижний плунжер 10 забирает жидкость из нижнего пласта и выбрасывает ее через полый шток 1 в НКТ 4, а верхний плунжер 5 через всасывающий клапан 8 забирает жидкость из верхнего пласта и выбрасывает ее через нагнетательный клапан 6 в затрубное пространство. Пласт II - девонский, содержит парафинистую нефть, поэтому эксплуатируется по центральным трубам, пласт I -угленосный, содержит малопарафинистую нефть, эксплуатируется по затрубному пространству.

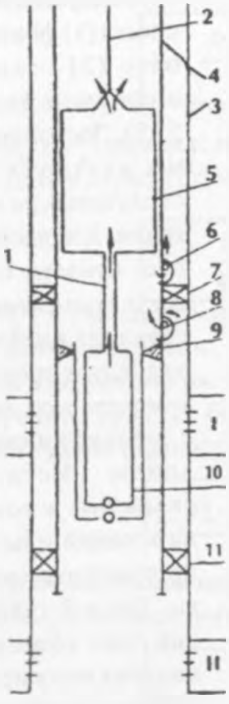


Рис. 5.19. Схема УШГН «насос-насос»:

1 – полый шток; 2 – штанги; 3 – эксплуатационная колонка; 4 – НКТ; 5 – плунжер верхнего насоса; 6 – нагнетательный клапан; 7; 11 – пакер; 8 – всасывающий клапан; 9 – конус посадочный; 10 – плунжер нижний.

Недостатком схемы является необходимость установки двух пакеров, что исключает возможность воздействия на верхний и нижний пласты. Отключение пластов для замера дебита невозможно.

5.9. ОСЛОЖНЕНИЯ В РАБОТЕ СКВАЖИН

Осложнения в работе скважин, эксплуатируемых УШГН, возникают по причине неисправностей как подзмного так и наземного оборудования и скважины. Так как мы имеем дело с работой несколь-

ких узлов, каждый из которых состоит из отдельных деталей, то установление истинной причины неисправности может оказаться непростой задачей. Чтобы выявить причину отказа глубинного оборудования иногда требуется поднять его на поверхность.

Опишем некоторые, наиболее очевидные осложнения, которые может выявить оператор, а иногда и устранить.

Парафинообразование в насосно-компрессорных трубах. Устанавливается:

а) динамографированием по возрастанию нагрузки на головку балансира;

б) увеличением силы тока по амперметру при ходе вверх.

Образование песчаной пробки. Устанавливается контролем за динамикой механических примесей-продуктов разрушения пласта в пробах жидкости. Возрастают также и нагрузки на голову балансира.

Эмульсиеобразование. Ведет к увеличению вязкости жидкости, росту сил трения при движении колонны штанг и увеличению нагрузки на головку балансира.

Увеличение давления в выкидном трубопроводе. Причины: а) запарафинивание; б) образование вязкой эмульсии. Определяется увеличением давления в рабочем манифольде по манометру.

Снижение подачи насоса. Оценивают по замерам на ГЗУ. Причины: а) износ клапанов; б)уменьшение глубины погружения и влияние газа; в) засорение фильтра насоса; г) засорение забоя и перекрытие рабочей толщины пласта.

Односторонний износ полированного штока. Причина: нарушение центровки станка-качалки.

5.10. БЕЗОПАСНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ УСТАНОВКИ

Привод глубинного штангового насоса – станок-качалка, сложный и потенциально-опасный механизм. Он оснащен вращающимися и движущимися возвратно-поступательно узлами, поэтому обслуживание СК требует особой осторожности, как от операто-

ров по добыче нефти, ежедневно осматривающих скважину, так и от ремонтного персонала. Основные требования по безопасному обслуживанию скважины и оборудования состоят в следующем.

1. Кривошипно-шатунный механизм и площадки для обслуживания электропривода, тормозного и пускового устройства необходимо оградить. Вид ограждения выбирается в соответствии с правилами.

2. Станок-качалка должен быть остановлен и заторможен для проведения следующих операций:

а) работы по техническому обслуживанию и ремонту (смазка, подтяжка болтов, замена деталей, смена ремней и т.д.);

б) замена пальцев кривошипа, смена длины хода, набивка сальника, смена канатной подвески, установка динамографа;

в) установка противовесов и их перемещение по кривошипу. Перед проведением работы на пусковом устройстве вывесить плакат: «Не включать - работают люди».

3. При увеличении длины хода освобожденные от кривошипа шатуны следует прикрепить к стойке СК.

4. При смене шкива на электродвигателе (изменение числа ходов) использовать специальные съемники.

5. Уравновешивание СК производится установкой противовесов на кривошипах, масса которых определяется расчетом. Для обеспечения перемещения противовесов кривошипы следует установить наклонно к линии горизонта с помощью тормоза.

6. Монтаж канатной подвески производится со специальной площадки. Замену канатной подвески производить при наличии одной оборванной пряди, сплющивании каната, и наличии оборванных проволочек.

7. Штангодержатель устанавливается на полированный шток перед снятием канатной подвески.

8. На автоматизированных и телемеханизированных скважинах при всех ремонтах СК и арматуры, следует предупредить диспетчера о характере выполняемой работы, отключить электрооборудование и вывесить плакат «Не вклю-

чать! Работают люди!»

9. Пуск в работу скважины после ремонта производится после уборки ненужных предметов, восстановления ограждения, предупреждения персонала и освобождения тормоза.

10. Конструкция сальникового узла должна обеспечивать герметичность и безопасную замену уплотнений. При этом крышка сальника должна быть надежно укреплена на полированном штоке (рис. 5.20)

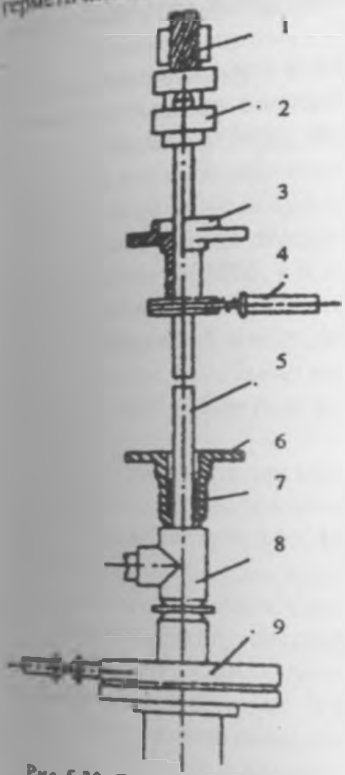


Рис. 5.20. Схема установки зажима полированного штока:
1 – канат; 2 – основание канатной подвески; 3 – крышка сальника; 4 – зажим полированного штока для удержания крышки сальника; 5 – полированный шток; 6 – сальник; 7 – набивка; 8 – тройник; 9 – планшайба

11. Расстояние между траверсой канатной подвески и устьевым сальником при крайнем нижнем положении головки балансира должно быть не менее 20 см.

12. Нормальная работа СК обеспечивается числом текстропных ремней (не менее 3) соответствующих профилю, длине и силе натяжения.

13. Обслуживание УШГН состоит в контроле за утечками, давлением в затрубном пространстве и трубопроводе, за работой всех узлов, надежностью болтовых соединений, целостностью канатной подвески, равномерностью натяжения текстропных ремней, состоянием заземления.

14. При обнаружении каких-либо дефектов СК должен быть остановлен. Обо всех неисправностях следует доложить диспетчеру, ремонт производить

только по разрешению мастера и по прибытии помощника или, если ремонт значительный, ремонтной бригадой.

15. Устьевая арматура должна быть оснащена клапаном сброса газа из затрубного пространства в трубопровод.

16. Открытие и закрытие задвижек производить медленным поворотом штурвала, регулирование подачи манифольдной задвижкой запрещается.

17. На скважинах с автоматическими или дистанционным управлением вблизи пускового устройства, а также на ограждении СК на видном месте укрепляют щиты с надписью: «ВНИМАНИЕ ПУСК АВТОМАТИЧЕСКИЙ».

6. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН БЕСШТАНГОВЫМИ НАСОСАМИ

Главной отличительной особенностью бесштанговых глубинных насосов (БШГН) является отсутствие механической связи между наземным приводом и самим насосом, как это имеет место в установке штангового глубинного насоса.

Наиболее обширную и потому первую группу в классе бесштанговых насосов составляют ***установки электроцентробежных насосов (УЭЦН)***. В качестве привода УЭЦН применяют погружной электродвигатель, спускаемый в скважину совместно с насосом на заданную глубину.

Ко второй группе относятся ***установки электродиафрагменных насосов (УЭДН)***, в которых подача жидкости производится колеблющейся гибкой диафрагмой. Приводом насоса является также погружной электродвигатель, монтируемый в одном корпусе с насосом. По объему внедрения они занимают второе место после УЭЦН. Область их использования – малодебитные скважины.

Третью группу составляют ***установки электровинтовых насосов (УЭВН)***. Их доля в общем балансе добычи нефти в настоящее время незначительна. Исполнительным механизмом здесь является винтовой насос, а приводом – погружной электродвигатель, спускаемый вместе с насосом на заданную глубину.

Четвертую группу составляют ***установки гидропоршневых насосов (УГПН)***. Они получили пока ограниченное применение на Российских промыслах. В качестве насоса УГПН используют обычный штанговый насос, а его приводом является специально спускаемый вместе с насосом гидравлический двигатель.

Пятую группу составляют ***установки струйных насосов (УСН)***, разработанные и испытанные в настоящее время на промыслах. Они основаны на принципе подъема нефти за счет эжекционного эффекта, создаваемого потоком жидкости, устанавливаемым на устье скважины многоплунжерным насосом.

Рассмотрим каждую из перечисленных групп бесштанговых насосов.

6.1 УСТАНОВКИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ

По конструктивному исполнению УЭЦН подразделяют на 3 группы [18]:

а) насосы типа УЭЦНМ выполняются в обычном и коррозионно-стойком исполнении и предназначены для эксплуатации скважин диаметром 121,7, 130; 144,3 мм с содержанием газа до 55%, сероводорода до 1,25 г/л, механических примесей до 0,1 г/л;

б) насосы типа У2ЭЦНМ изготовляются в изностойком и коррозионностойком исполнении и используются для эксплуатации скважин диаметром 112; 121,7; 130 мм с содержанием газа до 55%, сероводорода до 0,02 г/л, мех. примесей до 0,5 г/л

в) насосы типа УЭЦНМ4 предназначены для эксплуатации скважин диаметром 112 мм с содержанием газа до 55%, сероводорода до 0,01 г/л, мех. примесей – до 0,5 г/л.

Установка электроцентробежного насоса включает в себя подземное и наземное оборудование (рис. 6.1)

К подземному оборудованию относятся:

а) ***электроцентробежный насос***, являющийся основным исполнительным узлом установки (ЭЦН) – рис. 6.2.

б) ***погружной электродвигатель (ПЭД)***, являющийся приводом насоса;

в) ***система гидрозащиты***, осуществляющая защиту ПЭД от попадания в него пластовой жидкости и состоящая из протектора и компенсатора;

г) ***токоведущий кабель***, служащий для подачи электроэнергии к ПЭД;

д) ***насосно-компрессорные трубы (НКТ)***, являющиеся каналом, по которому добываемая жидкость поступает от насоса на дневную поверхность;

е) ***клапан обратный***, исключающий переток жидкости из НКТ через насос во время остановки насоса и его обратное вращение, облегчает запуск двигателя;

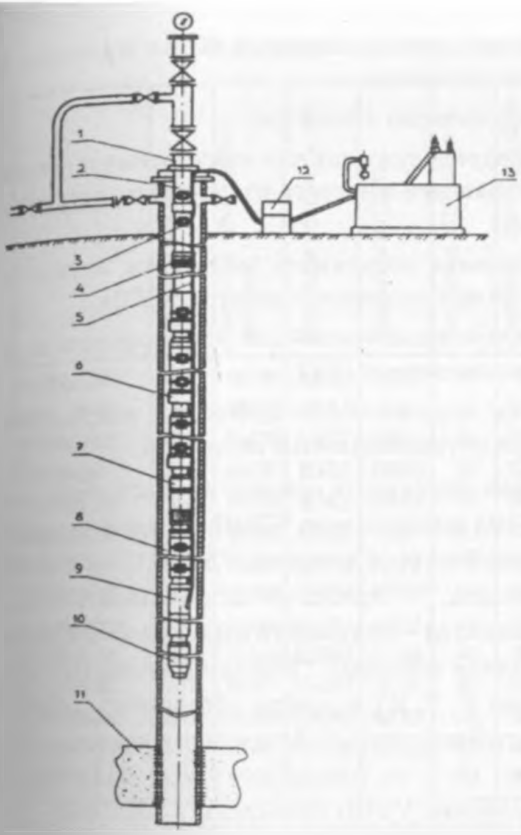


Рис. 6.1. Установка электроцентробежного насоса:
1 – оборудование устья; 2 – НКТ; 3 – пояс; 4 – клапаны спускной и обратной; 5 – кабель; 6 – насос; 7 – газосепаратор; 8 – протектор; 9 – электродвигатель; 10 – компенсатор; 11 – пласт; 12 – станция управления; 13 – трансформаторная подстанция

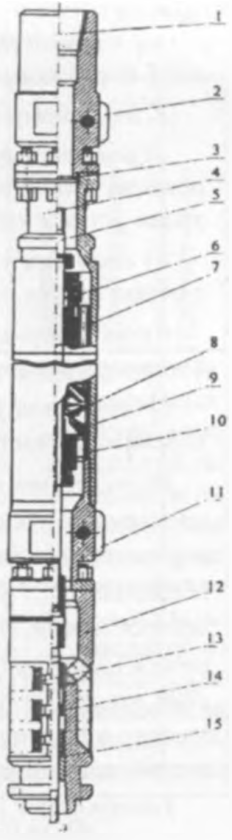


Рис. 6.2. Электроцентробежный насос:
1 – корпус модуля-головки; 2 – ребро; 3 – уплотнительное кольцо; 4 – корпус модуля секции; 5 – вал; 6 – гидравлическая пята; 7 – верхний подшипник; 8 – рабочее колесо; 9 – направляющий аппарат; 10 – нижний подшипник; 11 – ребро; 12 – основание; 13 – сетка; 14 – втулка подшипника; 15 – защитная втулка

ж) ***клапан спускной***, обеспечивающий выход жидкости из НКТ перед подъемом установки.

К наземному оборудованию относятся:

а) ***устьевая арматура***, служащая для направления и регулирования дебита поступающей жидкости из скважины и герметизации устья и кабеля;

б) ***станция управления*** погружным двигателем, осуществляющая запуск, контроль и управление работой УЭЦН,

в) трансформатор, предназначенный для регулирования величины напряжения, подаваемого к ПЭД;

г) ***подвесной ролик***, служащий для подвески и направления кабеля в скважину при спускоподъемных операциях.

Отечественная промышленность освоила и в настоящее время выпускает более 300 типоразмеров УЭЦН. Каждый типоразмер имеет определенный шифр. Напирмер, УЭЦНМ5 – 125-1200 обозначает: У – установка, Э – привод от электродвигателя, Ц – центробежный, Н – насос, М – модульного исполнения, 5-группа насоса (диаметр обсадной колонны), 125-подача насоса ($м^3$/сут), 1200 напор (м). Буквы К, Т, КТ в шифре обозначают соответственно коррозионностойкое, теплостойкое или коррозионно-теплостойкое исполнение.

Типоразмеры Российских УЭЦН приведены в табл. 6.1.

Таблица 6.1

Техническая характеристика УЭЦН

Установка	Номинальная подача $м^3$/сут	Диапазон номинальных напоров, м	Диапазон мощности, кВт	Диапазон КПД, %	Диапазон КПД насосов, %	Диапазон плотности водонефтяной смеси, кг/$м^3$	Диаметр, мм	Диапазон длин, мм	Диапазон масс, кг
УЭЦНМ5-50	50	990-1980	16,8-33,0	33,5-34,0	43	1400-1200	113,5;120,5	11837-18592	443-698
УЭЦНМ5-80	80	900-1950	18,6-41,7	44-42,5	51,5	1330-1260	«	11837-20652	443-709
УЭЦНМ5-125	125	745-1770	21,2-51,7	50,0-48,5	58,5	1400-1200	«	13227-25957	596-1403
УЭЦН5-200	200	640-1395	36,9-75,4	40,0-42,0	50,0	1400-1100	«	16287-31712	651-1202
УЭЦН5А-160	160	790-1705	28,7-60,7	50,0-51,0	61	1400-1300	126	12912-24343	645-1266
УЭЦН5А-250	250	795-1800	43,8-99,1	51,5	61,5	1320-1070	«	17277-31707	771-1548
УЭЦН5А-400	400	555-1255	50,9-113,9	49,5-50,0	59,5	1400-1260	«	18187-35527	915-1822
УЭЦН5А-500	500	505-1010	63,7-124,6	45,0-47,0	54,5	1400-1160	«	20977-33527	1166-1830
УЭЦНМ6-250	250	920-1840	49,2-100,4	52,0-53,0	63,0	1400-1180	137	15452-28017	990-1247
УЭЦНМ6-320	320	755-1545	52,2-104,9	52,5-54,0	64,0	1400-1170	«	16817-29162	1053-1723
УЭЦНМ6-500	500	800-1425	85,6-158,5	50-53,0	60,0	1400-1180	137; 140,5	19017-31617	1234-2002
УЭЦНМ6-800	800	745-1160	132,6-208,5	50,5-51,0	60,0	1400-1180	140,5	28162-36297	1701-2498
УЭЦНМ6-1000	1000	625-1025	139,1-228,1	50,5-51,0	60,0	1400-1220	«	29252-42662	1895-2707
УЭЦНМ6-1250	1250	610-930	184,1-277,7	47,5	56,0	1400-1150	«	33932-50097	2246-3337

ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫЙ НАСОС

Электроцентробежный насос (ЭЦН) является основным узлом установки. В отличие от штангового насоса, сообщающего напор перекачиваемой жидкости по средством возвратно поступательного движения плунжера, в центробежном насосе перекачиваемая жидкость получает напор на лопатках быстровращающегося рабочего колеса. При этом происходит превращение кинетической энергии движущейся жидкости в потенциальную энергию давления.

Поскольку ЭЦН-центробежный насос, созданный для эксплуатации нефтяных скважин, это повлекло за собой ряд конструктивных особенностей, присущих только этому классу насосов, а именно:

а) насос должен иметь минимальные габариты, ограничиваемые диаметром скважин;

б) насос должен иметь широкий диапазон производительностей и напоров;

в) насос подвешивается в вертикальном положении и недоступен осмотру и обслуживанию.

Основными конструктивными элементами ЭЦН являются: рабочее колесо, направляющий аппарат, вал, корпус, гидравлическая пята, уплотнения, подшипники. (см. рис. 6.2).

Рабочее колесо является основным рабочим органом насоса. Оно выполнено в виде двух дисков – переднего (по ходу жидкости) с отверстием большого диаметра в центре и заднего – сплошного диска со ступицей (втулкой в центре), через которую проходит вал. (рис. 6.3)

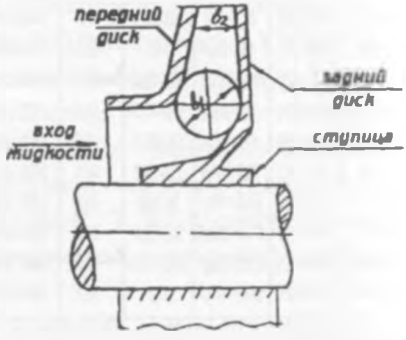


Рис. 6.3. Рабочее колесо ЭЦН

Диски расположены на некотором расстоянии один от другого, а между ними находятся лопатки, отогнутые назад по направлению вращения колеса. Колеса ЭЦН изготовляют из легированного чугуна, полиамидной смолы, углепластика и других материалов.

Направляющий аппарат предназначен для изменения направления потока жидкости и преобразования скоростной энергии в давление. Он состоит из двух неподвижных дисков с лопатками, напоминающими лопатки рабочего колеса, закрепленных неподвижно в корпусе насоса.

Рабочее колесо, совместно с направляющим аппаратом, образует ступень насоса. Каждая ступень развивает напор 4-7 м (рис. 6.4)

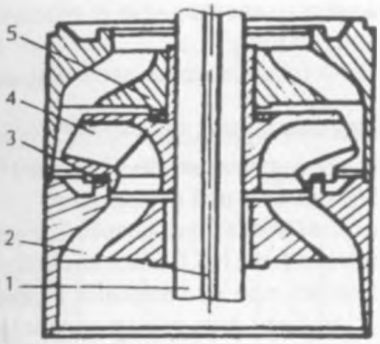


Рис. 6.4. Ступень насоса:

1 – вал, 2 – шпоночный паз; 3 – шайба; 4 – рабочее колесо; 5 – направляющий аппарат

Учитывая, что глубина, с которой приходится поднимать нефть, может достигать 1,5-2 км. и более, можно рассчитать потребное количество ступеней для конкретного насоса.

Таким образом, электроцентробежный насос является многоступенчатым и, кроме того, секционным, так как в один корпус большое количество ступеней установить невозможно.

Вал предназначен для передачи вращения рабочим колесам. Представляет собой цилиндрический стержень со шпоночным пазом для крепления рабочих колес. Длина и диаметр вала регламентируется габаритами насоса. Вал ЭЦН работает в весьма жестких условиях, так как имеет небольшой диаметр (17-25 мм), значительную длину (до 5000 мм) и несет не себе большое количество рабочих колес (до 300).

Материалом для валов являются легированные стали.

Валы отдельных секций насоса, а также его модулей соединяются с помощью шлицевых муфт.

Опорами вала являются радиальные подшипники скольжения, установленные верхней и нижней части корпуса. Каждый направляющий аппарат осуществляет разгрузку осевых усилий посредством упора перемещающегося колеса в аппарат и скольжения его по текстолитовой шайбе.

Такая конструкция позволяет передавать осевые силы равномерно на все направляющие аппараты. На вал практически действует сила от собственного веса и сила осевого давления, дос-

тигающая у серийных насосов 400 Н (разность сил со стороны нагнетания и всасывания).

Ротор насоса – собранные на валу и вращающиеся вместе с ним рабочие колеса.

Корпус насоса – специальная труба, диаметры которой у современных насосов составляют 86,92,103 и 114 мм, а длина зависит от числа собранных в ней ступеней.

Корпус сверху заканчивается резьбой, с помощью которой он присоединяется к колонне НКТ, и ловильной головкой, обеспечивающей захват насоса при его падении в скважину.

Снизу корпус снабжен фильтром и присоединительными фланцами для соединения с очередной секцией или протектором. Новые насосы соединяются со своими узлами с помощью быстро сборных байонетных соединений.

Уплотнения в ЭЦН представлены сальником, расположенным в нижней части насоса, представляющим набор колец, выполненных из свинцовой ваты с графитом. В связи с созданием новой гидрозащиты изменилась и функция сальника, которая теперь сводится к предотвращению попадания механических примесей из насоса в протектор.

Кроме того, соединяемые между собой на резьбе части корпуса насоса снабжены уплотнительными кольцами круглого сечения.

Насос работает следующим образом (см. рис. 6.2).

Скважинная жидкость через сетку фильтра 13 поступает в полость направляющего аппарата 9, а затем – в рабочее колесо 8. Далее движение жидкости следует по такому же схеме: «аппарат – колесо».

На выходе из последнего рабочего колеса жидкость приобретает необходимый напор и выбрасывается в корпус модуля 4, а затем в головку 1 и присоединенные к ней НКТ,

Рабочие колеса укреплены на валу 5, который вращается в подшипниках верхнем 7 и нижнем 10.

Гидравлическая пята 6 предотвращает движение ротора насоса от действия силы, направленной вниз, возникающей при выбросе жидкости. В основании 12 размещена сетка-фильтр 13, втулка подшипника 14 и защитная втулка 15.Основными параметрами насоса являются: подача, напор, частота вращения, потребляемая мощность и коэффициент полезного действия (КПД). Они

вносятся в паспорт насоса и составляют его техническую характеристику (табл. 6.2).

Таблица 6.2

Техническая характеристика электроцентробежных насосов

Шифр насоса по каталогу	Показатели				Число модулей-секций				Число ступеней			
										В модуле-секции		
	Подача, $м^3/ч$	Напор, м	Мощность, кВт	КПД насоса, %	Общее	№ 2	№ 3	№ 5	Общее	№ 2	№ 3	№ 5
ЭЦНМ5-50	50	1360	17,94	43	2	1	-	1	264	72	-	192
		1360	17,94		2	1	-	1	264	72	-	192
		1725	22,76		3	-	3	-	336	-	112	-
		1725	22,76		3	-	3	-	336	-	112	-
ЭЦНМ5-80	80	1235	21,77	51,5	2	1	-	1	269	73	-	196
		1235	21,77		2	1	-	1	269	73	-	196
		1425	25,12		2	-	1	1	310	-	114	196
		1425	25,12		2	-	1	1	310	-	114	196
		1575	27,76		3	-	3	-	342	-	114	-
		1575	27,76		3	-	3	-	342	-	114	-
		1800	31,73		2	-		2	392	-	-	196
		1800	31,73		2	-	-	2	392	-	-	196
ЭЦНМ5-125	125	1025	24,85	58,5	2	1	.	1	227	62	-	165
		1025	24,85		2	1	-	1	227	62	-	165
		1175	28,49		2	-	1	1	261	-	96	165
		1175	28,49		2	-	1	1	261	-	96	165
		1290	31,28		3	-	3		288	-	96	-
		1290	31,28		3	-	3		288	-	96	-
		1770	42,92		3	1	.	2	392	62	-	165
		1770	42,92		3	1	-	2	392	62	-	165
ЭЦНМ5-200	200	810	36,76	50	3	-	3	-	228	-	76	-
		1010	45,84		3	-	2	1	283	-	76	131
		1410	64		3	-	-	3	393	-	-	131
ЭЦНМ5А-160	160	1440	42,86	61	3	-	3	-	279	-	93	-
		1440	42,86		3	-	3	-	279	-	93	-
		1580	47,03		2	-	-	2	320	-	-	160
		1580	47,03		2	-	-	2	320	-	-	160
		1750	52,09		3	-	2	1	346	-	93	160
		1750	52,09		3	-	2	1	346	-	93	160

Продолжение таблицы 6.2

Шифр насоса по каталогу	Показатели				Число модулей-секций				Число ступеней			
										В модуле-секции		
	Подача, м³/ч	Напор, м	Мощность, кВт	КПД насоса, %	Общее	№ 2	№ 3	№ 5	Общее	№ 2	№ 3	№ 5
ЭЦНМ5А-250	250	1000	46,13	61,5	2	-	-	2	184	-	-	92
		1000	46,13		2	-	-	2	184	-	-	92
		1090	50,28		3	-	2	1	200	-	54	92
		1090	50Л		3	-	2	1	200	-	54	92
		1385	63,89		4	-	3	1	254	-	54	92
		1385	63,19		4	-	3	1	254	-	54	92
		1685	77,72		4	1	-	3	310	34	-	92
		1685	77,72		4	1	-	3	310	34	-	92
ЭЦНМ5А-400	400	965	73,61	59,5	4	-	3	1	236	-	50	86
		965	73,61		4	-	3	1	236	-	50	86
		1255	95,74		4	-	1	3	308	-	50	86
		1255	95,74		4	-	1	3	308	-	50	86
ЭЦНМ5А-500	500	815	84,84	54,5	3	-	1	2	201	-	45	78
		815	84,84		3	-	1	2	201	-	45	78
		1000	104,1		4	-	2	2	246	-	45	78
		1000	104,1		4	-	2	2	246	-	45	78
ЭЦНМ6-250	250	1470	66,19	63	2	-	1	1	233	-	86	147
		1470	66,19		2	-	1	1	233	-	86	147
		1635	73,62		3	-	3	-	258	-	86	-
		1635	73,62		3	-	3	-	258	-	86	-
ЭЦНМ6-500	500	1150	108,7	60	3	-	1	2	217	-	49	84
		1150	108,7		3	-	1	2	217	-	49	84
ЭЦНМ6-800	50	970	146,7	60	4	-	2	2	206	-	38	65
		970	146,7		4	-	2	2	206	-	38	65
ЭЦНМ6-1000	1000	900	170,2	60	4	-	-	4	208	-	-	52
		900	170,2		4	-	-	4	208	-	-	52

Под подачей (Q) понимают объем перекачиваемой жидкости, проходящей через напорный патрубок насоса в сутки (м³/сут).

Напор (H) – величина подъема жидкости на определенную высоту, выраженная в метрах.

Частота вращения (n) – количество оборотов, совершае-

мое ротором насоса в минуту.

Коэффициент полезно действия (КПД) — отношение полезной мощности насоса или установки к потребляемой соответственно насосом или установкой.

Рабочая характеристика насоса — система графических зависимостей напора, мощности и КПД от производительности (рис. 6.5).

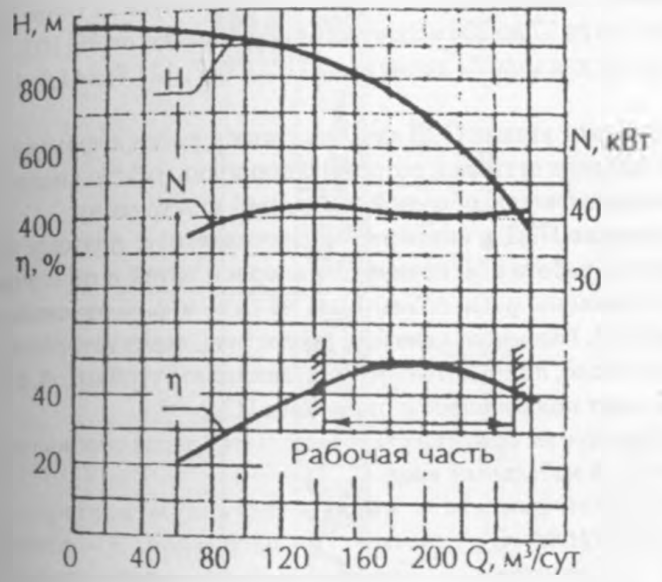


Рис. 6.5. Рабочие характеристики УЭЦН:
Q – производительность; H – напор; N – мощность;
η – КПД, %

Паспортная номинальная характеристика – система зависимостей полученная в результате испытания насоса на пресной воде после его изготовления на пресной воде.

Реальные характеристики – зависимости полученные на жидкостях, приближенных по физическим свойствам к скважинным

ПОГРУЖНОЙ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЬ (ПЭД)

В качестве привода электроцентробежного насоса используется асинхронный маслозаполненный электродвигатель с короткозамкнутым ротором. В соответствии со спецификой эксплуатации ПЭД выполнен цилиндрическим и сильно развит в длину (рис. 6.6).

Отечественная промышленность освоила выпуск 18 типов ПЭД мощностью от 12 до 300 кВт, с диаметрами корпусов 96, 103, 117, 123, 130 мм для колонн диаметром 112; 121,7; 123,7; 144,3; 148,3 мм.

Основными узлами ПЭД являются статор, ротор, опорная пята, вал. Назначение статора и ротора и принцип их работы аналогичны электродвигателю обычной (наземной) конструкции.

Положение ПЭД в скважине — вертикальное, поэтому нормальная его работа обеспечивается опорной пятой и подшипниками скольжения, расположенными на валу и фиксируемыми в статоре ПЭД. Вал имеет сквозное отверстие, через которое циркулирует масло, принудительно перекачиваемое турбинкой. Масло смазывает подшипники и охлаждает ПЭД.

Напряжение на обмотку статора подается через специальный герметичный кабельный ввод.

Погружной двигатель имеет следующую маркировку: ***ПЭДС90-117МВ5***, что означает: П – погружной, Э – электрический, Д – двигатель, С – секционный, 90 – мощность в кВт, 117-диаметр корпуса в мм, М – модульное исполнение, В – климатическое исполнение, 5-диаметр обсадной колонны (5″).

СИСТЕМА ГИДРОЗАЩИТЫ

Под *гидрозащитой* понимают устройства, противодействующие проникновению пластовой жидкости в полость двигателя и компенсирующие температурное расширение масла в ПЭД.

Промышленность выпускает гидрозащиту, состоящую из двух узлов -компенсатора (монтируется ниже ПЭД) и протектора (монтируется между ЭЦН и ПЭД).

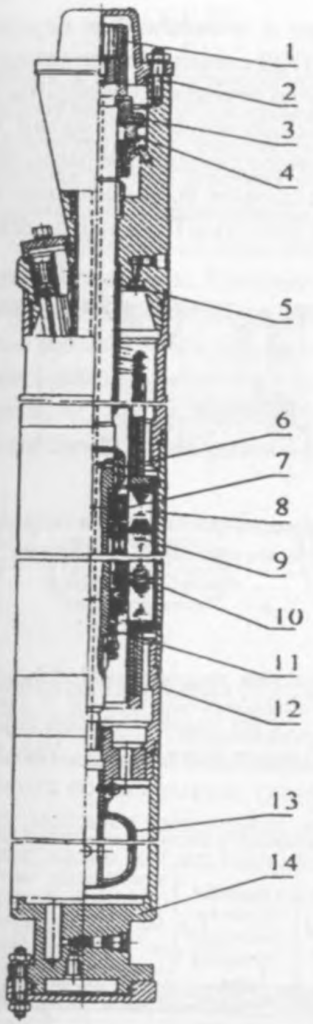


Рис. 6.6. Погружной электордвигатель:
1 – шлицевая муфта; 2 – головка; 3 – пята, 4 – подпятник, 5 – колодка кабельного ввода, 6 – турбинка; 7 – радиальные подшипники скольжения; 8 – статор; 9 – пакет магнитных жестей, 10 – ротор; 11 – вал; 12 - корпус; 13 – масляный фильтр; 14 – основание

Компенсатор (рис.6.7) служит для передачи давления скважинной жидкости в ПЭД и компенсации расхода масла. Представляет собой эластичную резиновую диафрагму, сообщающуюся с полостью ПЭД со скважиной через канал 1. При этом на нее воздействует скважинное давление, передающееся в полость ПЭД через канал, что исключает возникновение перепада давлений между скважиной и полостью ПЭД, и защищает его от пластовой жидкости.

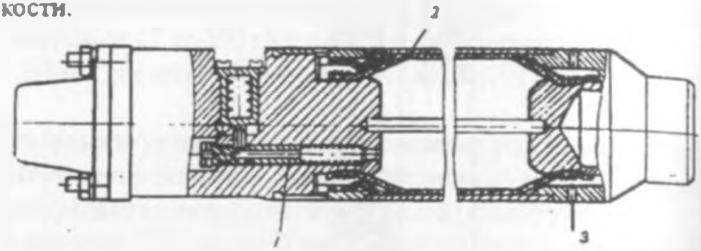


Рис. 6.7. Конструкция компенсатора гидрозащиты типа Г:
1 – поршень автоматического клапана; 2 – диафрагма; 3 – каналы для сообщения со скважиной.

Протектор (рис. 6.8) выполняет функцию защитной камеры со стороны насоса за счет наличия в нем торцового уплотнения, предотвращающего переток жидкости . Узел гидропяты 10, 11, 12 обеспечивает разгрузку осевых сил со стороны насоса, а диафрагменные полости, заполняемые маслом, сообщаются с двигателем. Они компенсируют расход масла, защищают ПЭД от попадания пластовой жидкости.

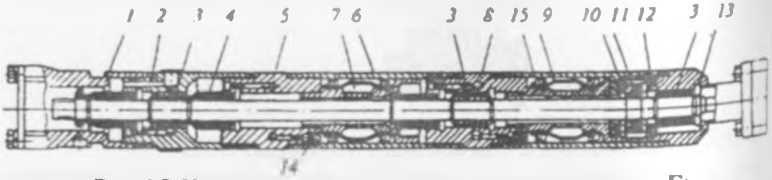


Рис. 6.8. Конструкция протектора гидрозащиты типа Г:
1 – головка; 2 – ниппель верхний; 3 – подшипник; 4 – торцовое уплотнение; 5 – ниппель; 6 – корпус верхний; 7 – диафрагма верхняя, 8 – ниппель нижний; 9 – диафрагма нижняя; 10 – подпятник верхний; 11 – пята, 12 – подпятник нижний; 13 – основание; 14 – клапан обратный; 15 – корпус нижний.

КАБЕЛЬ

Подача напряжения к погружному электродвигателю осуществляется по бронированному трехжильному кабелю треугольного, круглого и прямоугольного сечения (рис. 6.9). Кабели эксплуатируются в скважине в очень жестких условиях: среда минерализованной и газированной коррозионно-активной жидкости, высокие давления и температура, силовое воздействие на кабель при спускоподъемных операциях. Поэтому кабель выполняется с соответствующей защитой: от воздействия жидкости жилы кабеля изолированы многослойной изоляцией, а от от механического воздействия – металлической броней. Кабель производят ЗАО «Сибкабель», АО «Камкабель», АО «Подольсккабель», АО «Кавказкабель», АО «Раскат» (табл. 6.3)

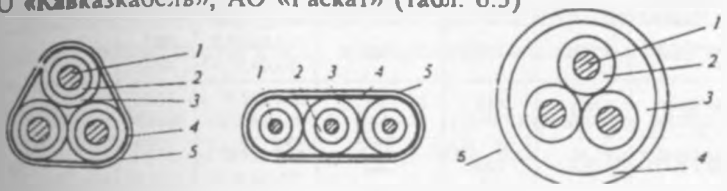


Рис. 6.9. Конструкции кабелей:

1 – токоподводящая жила; 2 – первый слой изоляции из полиэтилена высокой плотности; 3 – второй слой изоляции; 4 – подушка из прорезиненной ткани; 5 – броня из стальной оцинкованной ленты

Таблица 6.3

Техническая характеристика кабелей Российского производства

Марка кабеля	Рабочее напряжение, кВ	Температура окружающей среды, °С	Допустимая температура при изгибах и перемотках, °С	Максимальный наружный диаметр, мм	Масса, кг/км	Сечение жилы, мм^2
КПБК	33	90	-40	29,0-44,0	898-2425	10; 16; 25; 35;50
КПБП	2,5; 33	90	-40	10,7x27,0 - 19,7x52,3	769-2641	6,10,16,25,35;50
КПОБП	2,5; 33	90	-40	10,7x27,0 - 18,0x48,2	780-2120	6; 10; 16, 25; 35
КППБК	2,5,3,3	95	-40	28,6; 36,0	849-1699	10; 16; 25; 35

Продолжение таблицы 6.3

Марка кабеля	Рабочее напряжение, кВ	Температура окружающей среды, °С	Допустимая температура при изгибах и перемотках, °С	Максимальный наружный диаметр, мм	Масса, кг/км	Сечение жилы, мм²
КППБП	2,5; 33	95	-40	10,0x26,3 - 15,0x41,8	526-1505	6, 10, 16, 25
КПБТ	3,3	110	-40	24,8	835	10
КПБПТ	33	110	-40	12,3x29,6	868	10
КЭПБТ	33	110	-40	26,8	1051	16 -
КЭПБПТ	33	110	-40	13,2x32,4	1100	16
КПОБПТ	33	110	-40	13,6x33,8 15,0x37,4	993-1222	10; 16
КПБПТ	3,3	110	-40	10,7x27,0 - 15,0x37,4	769-1177	6; 10;16
КППБПТ	3,3	120	-40	10,7x27,0 - 15,0x37,4	769-1144	6; 10;16
КФСБ	2,5,3,3	160	-40	10,1x25,7 - 12,3x31,7	1123-1900	6, 10; 16

УСТРОЙСТВА УПРАВЛЕНИЯ И ЗАЩИТЫ

Устройства управления и защиты предназначены для подачи напряжения на УЭЦН, контроля и защиты её в случае нарушений нормального режима работы.

Устройства выпускаются нескольких модификаций и представляют металлические шкафы для наружной установки.

Например, устройство типа ШГС5 805-49 А3У 1 может эксплуатироваться в условиях умеренного климата при температуре окружающей среды от -40 до +40 °С.

Устройство выполняет следующие функции:

– работу ПЭД на ручном, автоматическом и временном режиме;

– включает и отключает ПЭД;

защищает ПЭД от аномальных режимов (перегрузка, не-

догрузка, снижение сопротивления системы, снижение напряжения и т.д.);

– повторно включает УЭЦН по задаваемой выдержке от 2,5 до 60 мин;

– защищает от снижения или повышения давления в нефтепроводе;

– защищает от турбинного вращения;

– подает сигнал на диспетчерский пульт о неисправности.

ТРАНСФОРМАТОРЫ

Трансформаторы осуществляют подачу напряжения заданной величины на обмотку ПЭД. Для этой цели в трансформаторе предусмотрены ступени переключения вторичного напряжения. Например, в трансформаторе ТМПЭ-100/3-УХЛ1 количество ступеней может достигать 32, а напряжение меняется от 419 до 2411 В.

Российские заводы выпускают трансформаторы мощностью 40, 63, 100, 160, 200, 320, 400 КВ и номинальным напряжением:

– на первичной обмотке - 380, 6000 В;

– на вторичной обмотке - 463, 611, 856, 736, 844, 1170, 1610, 1090, 1980, 2050, 2131,2178 В.

УСТЬЕВАЯ АРМАТУРА

Один из видов устьевой арматуры для скважин УЭЦН приведен на рис. 6.10. Она отличается от фонтанной арматуры только наличием уплотнительного устройства для ввода силового кабеля.

ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИНЫ УЭЦН

При выборе насоса следует иметь ввиду следующее: если насос испытан на вязкой жидкости (например, на трансформаторном масле), то его производительность выбирают по рабочим характеристикам, построенным на вязкой жидкости.

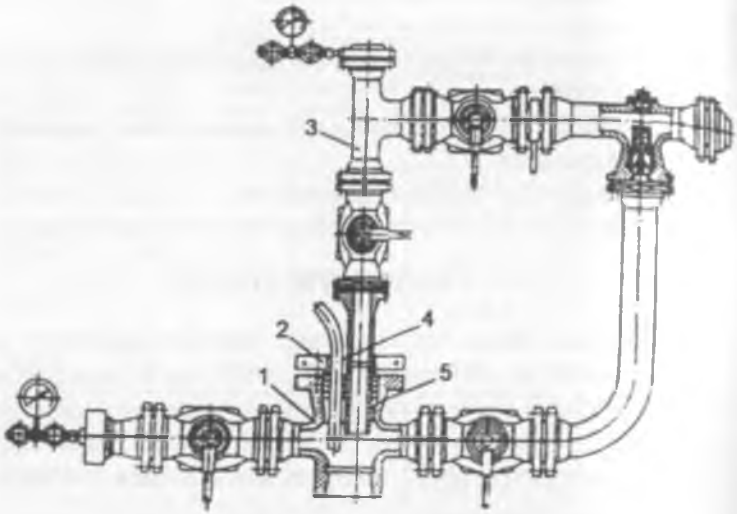


Рис. 6.10. Оборудование устья ОУЭН 140-65:
1 – крестовик, 2 – разрезной фланец; 3 – тройник; 4 – кабель; 5 – разъемный конус.

Существующие способы подбора погружных насосов (УЭЦН) к нефтяным скважинам сложны, требуют длительных расчетов и множества первичных данных.

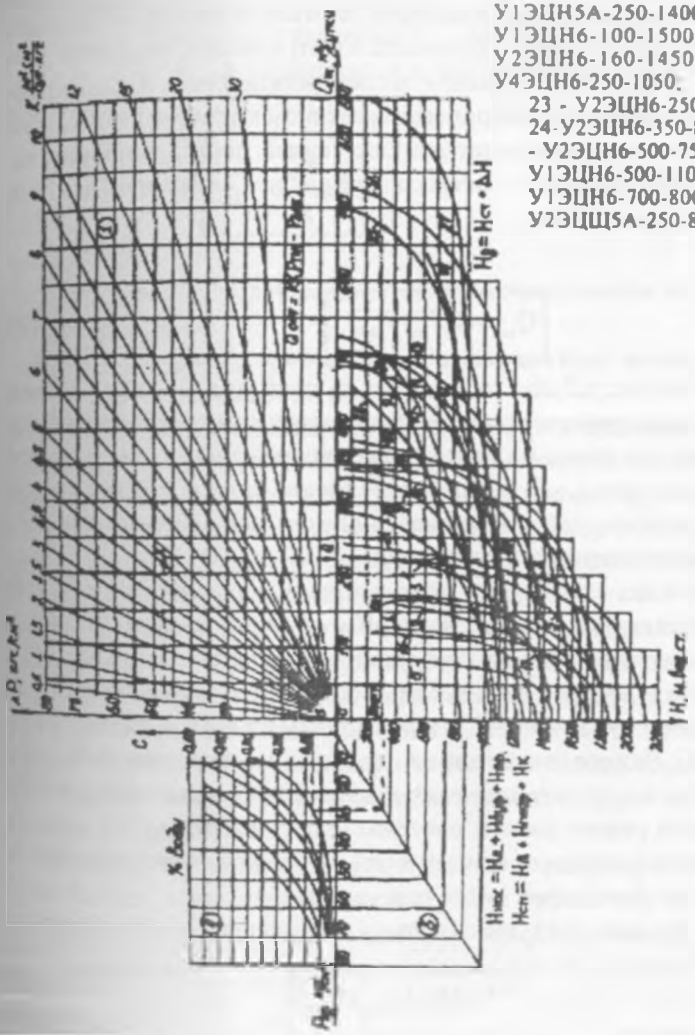
Механизированные же расчеты на ЭВМ пока имеют большую погрешность, которую может скорректировать только технолог, предварительно сам сделавший прикидочный расчет.

Для проведения таких расчетов разработана номограмма (рис. 6.11)

Номограмма включает в себя четыре квадранта, каждый из которых служит для решения отдельной задачи. ***Первый квадрант*** содержит набор кривых, выражающих зависимость депрессии ΔР, коэффициента продуктивности К и дебита Q. По значению двух и из этих параметров можно получить третий. ***Второй квадрант*** содержит реальные технические характеристики современных УЭЦН, построенные в координатах «подача-напор». Интервал предпочтительной работы УЭЦН на кривых изображен утолщением кривой. Он соответствует зоне оптимального режима работы насоса.

Рис.6.11: Номограмма для подбора УЭЦН к скважине:
1 - УЭЦН5-80-1550; 2 - УЭЦН5А-100-1350; 3 - ЭЦН5-130-1400; 4 - УЭЦН5А-160-1100; 5 - У2ЭЦН5А-160-1400; 6 - УЭЦН5А-160-1750; 7 - УЭЦН5А-250-800; 8-УЭЦН5А-250-1000; 9 - УЭЦН5А-360-600; 10 - У2ЭЦН5А-360-700; 11 - У2ЭЦН5А-360-850; 12 - УЭЦН6-350-1100; 13 - У2ЭЦН5А-360-1100; 14 - УЭЦН5А-500-800; 15 - У2ЭЦН5-40-1400; 16 - У2ЭЦН5-80-1200; 17 - УЭЦН5-1300-1200;

18 - У2ЭЦН5-200-800; 19 - УЭЦН5А-250-1400; 20 - УЭЦН6-100-1500; 21 - У2ЭЦН6-160-1450; 22 - У4ЭЦН6-250-1050;
23 - У2ЭЦН6-250-1400; 24-У2ЭЦН6-350-850; 25 - У2ЭЦН6-500-750; 26 - УЭЦН6-500-1100; 27 - УЭЦН6-700-800; 28 - У2ЭЦЩ5А-250-800



В квандранте IV нанесены кривые зависимости газосодержания от давления на приеме насоса для нефтей с различным содержанием воды.

Квадрант III служит для пересчета давления на приеме УЭЦН, выраженного в МПа, в погружение под уровень в метрах столба жидкости при известной плотности нефти, находящейся выше приема насоса. Плотность нефти принята равной 800 кг/м^3, что соответствует данным экспериментальных исследований, проведенных на Туймазинском нефтяном месторождении. Подбор УЭЦН к скважине ведется в следующей последовательности.

1. Определяется оптимальный дебит скважины по известному уравнению:

$$Q_{опт}=K(P_{пл}-P_{заб}) \qquad (6.1)$$

Величина забойного давления на месторождении ограничивается геологическими, технологическими или техническими причинами (разрушение пласта, обводнение, диаметр эксплуатационной колонны, нарушение целостности ее и т.д.). Однако в условиях повышенной обводненности не следует забывать о возможном интенсивном газоотделении.

Оптимальный дебит определяется в квадранте 1на оси дебитов, куда проектируемая точка «К», лежащая на пересечении линий депрессии «ΔР» и коэффициента продуктивности «К».

2. Подбирается типоразмер погружного центробежного насоса, обеспечивающий отбор оптимального дебита скважины. Полное соответствие добывных возможностей скважины и установленного оборудования характеризует оптимальный режим работы системы «пласт-насос».

Типоразмер насоса может быть выбран по значениям двух известных параметров - подаче и напору.

Напор насоса $H_н$ находится из следующего соотношения.

$$H_н=H_д+H_{буф}+H_{тр} \qquad (6.2)$$

где $H_д$ - динамический уровень, м; $H_{б,ф}$ - величина напора, затрачиваемая на преодоление различного рода потерь в наземном трубопроводе от скважины до сборного пункта, м; $H_{тр}$ - величина потерь напора в насосно-компрессорных трубах, м

Динамический уровень определяется расчетом на основе данных о дебите или забойном давлении.

Величина буферного давления $P_{буф}$ фиксируется по буферному манометру и переводится в метры столба жидкости по формуле:

$$H_{буф} = \frac{P_{буф}}{g \cdot \rho_{см}} \qquad (6.3)$$

где $\rho_{см}$ - плотность добываемой смеси, определенная по устьевым пробам, кг/м³.

Потери на трение принимаются по результатам экспериментальных работ равными 50 м.

Рассчитанный необходимый напор насоса откладывается на ординате «Н» в квадранте II и на пересечении перпендикуляров, восстановленных из точек $H_д$ и Q находится точка $Q_д$. Она указывает на наиболее предпочтительный типоразмер УЭЦН, соответствующий выбранным параметрам. Если точка не попадает на характеристику насоса, выбирается ближайшая.

Следует иметь в виду, что изображенные в квадранте II характеристики получены в результате обработки материалов стендовых послеремонтных испытаний насосов указанных типов на трансформаторном масле вязкостью $12 \cdot 10^{-6}$ м²/с. При этом для каждого типоразмера принимались во внимание данные, полученные не менее чем по трем насосам, каждый из которых испытывался на 4-5 режимах.

Учитывая, что вязкость нефти и вязкость трансформаторного масла близки, приведенные в номограмме кривые «Q-H» дают возможность наиболее точно подобрать насос к скважине. А получение кривых по насосам, прошедшим ремонт, подавляющее большинство которых работает в скважине, позволяет избежать, связанных с послеремонтным искажением характеристики.

3. Глубина спуска насоса определяется по соотношению:

$$H_{сп} = H_д + H_{погр} + H_к \qquad (6.4)$$

где $H_{погр}$ - погружение насоса под динамический уровень;

$H_к$ - колебание уровня жидкости в скважине из-за неравномерности закачки воды в пласт.

Погружение насоса под динамический уровень диктуется величиной допустимого газосодержания на приеме насоса, обеспечивающего оптимальную подачу.

Известно, что газосодержание зависит от обводненности нефти и определяется по кривым, представленным в квадранте IV. Для получения величины давления на приеме следует выбрать оптимальную величину газосодержания. По данным исследований она принимается:

для скважин с обводненностью до 20% равной 0,04-0,06;

для скважин с обводненностью 20-60% равной 0,08-0,16.

Допустимая величина газосодержания откладывается на ординате «С». Восстановив из нее перпендикуляр до пересечения с кривой, соответствующей обводненности скважины, на абциссе Р получается искомое давление на приеме.

В квадранте III, проектируя полученную величину давления на кривую плотности, получаем на оси напоров значение погружения.

Следует учесть, что на практике имеет место колебание уровня жидкости в скважине из-за остановки объектов закачки воды в пласт. Это особенно характерно для месторождений с упруговодонапорным режимом. По данным экспериментов, проведенных на Туймазинском нефтяном месторождении, остановка нагнетательной скважины в течение 15 суток вызывает понижение уровня в окружающих скважинах, находящихся в радиусе от 400м до 1000 м. Поскольку нарушение ритмичности работы объектов ППД на практике имеет место, рекомендуется намеренно увеличивать величину погружения. Этим самым гарантируется нормальная работа насоса в скважине при нарушениях в системе закачки. Увеличение величины погружения выбирают индивидуально для каждого месторождения.

ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УЭЦН

Эксплуатация скважин по схеме «насос - фонтан» с помощью УЭЦН осуществляется по схеме, изображенной на рис. 6.11«а»

По этой схеме верхний пласт эксплуатируется по затрубному пространству, нижний - по специальным трубкам. В нижней части они соединены с распределительной камерой 6, в которую поступает нефть из нижнего пласта, а в верхней части -с приемом насоса через распределительную камеру 2 [21].

В данной схеме затруднено воздействие на нижний пласт с целью контроля и интенсификации.

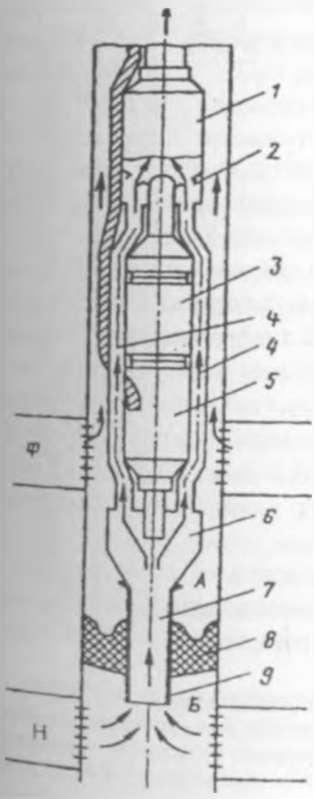


Рис. 6.11 «а»: Оборудование скважины для добычи нефти по схеме «насос-фонтан» с помощью УЭЦН:
1 – насос, 2, 6 - распределительные камеры; 3 – протектор; 4 – трубки, 5 – электродвигатель; 7 – канал; 8 – пакер, 9 – пакерная труба.

6.2. УСТАНОВКИ ЭЛЕКТРОДИАФРАГМЕННЫХ НАСОСОВ (УЭДН)

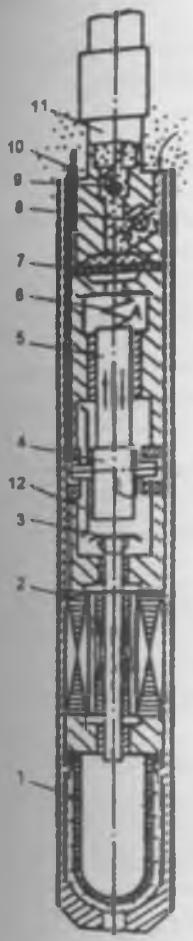
Установки электродиафрагменных насосов предназначены для добычи нефти из малодебитных скважин с внутренним диаметром обсадной колонны не менее 121,7 мм (рис.6.12).

Обозначение установки УЭДН5-12,5-800 расшифровывается следующим образом: У-установка; ЭДН5-12,5-800 -типоразмер электронасоса; Э-привод от погружного электродвигателя; Д-диафрагменный; Н-насос; 5-номер группы электронасоса для использования в скважинах с внутренним диаметром колонны обсадных труб не менее 121,7 мм; 12,5-подача, $м^3$/сут, 800-напор развиваемый электронасосом в м

Отличительной особенностью установки электродиафрагменного насоса является наличие в насосе резино-

Рис. 6.12. Установка электродиафрагменного насоса (УЭДН):
1 – обсадная колонна; 2 – пояса крепления кабеля; 3, 4 – шламовые трубы; 5 – сливной клапан; 6 – удлинитель кабеля; 7 – устьевая арматура; 8 – трубка манометра; 9 – манометр электроконтакный; 10 – сигнальный провод; 11 – комплектное устройство; Н – насос.

вой диафрагмы, разделяющей откачиваемую жидкость и приводную часть насоса (рис. 6.12а)



Насос работает так:

На валу электродвигателя 2 монтируется ведущая шестерня 3, сообщающая крутящий момент ведомой шестерне 12. На валу последней установлен эксцентрик 4, воздействующий на толкатель 5 и пружину 6. Камера А заполнена маслом, и возвратно поступательное перемещение толкателя передается через масло диафрагме 7. При ее движении вниз в полости насоса создается разряжение и через всасывающий клапан 8 насос заполняется жидкостью.

При движении диафрагмы вверх клапан 8 закрывается, а нагнетательный клапан 9 открывается. При этом жидкость выбрасывается в НКТ.

Техническая характеристика описанного насоса следующая: ход диафрагмы - 2,5мм, расчетное число циклов $4 \cdot 10^8$, ход плунжера 16 мм, коэффициент полезного действия агрегата — 0,4-0,45. Производительность выпускаемых насосов: 4; 6,3; 8;

10; 12,5; 16м³/сут.

Наиболее нагруженными частями агрегата являются ***редуктор, диафрагма и клапаны***. Перекачиваемой средой является смесь нефти, воды и газа.

Содержание воды в перекачиваемой среде не ограничивается, а ее водородный показатель pH должен составлять 6,0-8,5. Макси-

Рис. 6.12 а. Схемы электродиафрагменного насоса (ЭДН):
1 – компенсатор; 2 – электродвигатель; 3 – ведущая шестерня; 4 – эксцентрик; 5 – толкатель; 6 – пружина; 7 – диафрагма; 8 – всасывающий клапан; 9 – нагнетательный клапан; 10 – кабель; 11 – НКТ; 12 – ведомая шестерня; А – камера.

мальное содержание твердых частиц 0,2%; максимальное объемное содержание попутного газа на приеме насоса - до 10%; максимальная концентрация сероводорода 0,001%; рабочий диапазон изменения температуры от 5 до 90° С.

Привод насоса – четырехполюсный маслонаполненный асинхронный электродвигатель ПЭД Д-2,5-117. ***Конический редуктор и эксцентриковый привод с толкателем*** размещены в общей камере, герметично изолированной от перекачиваемой среды резиновыми диафрагмой и компенсатором.

В верхней части насоса имеется токоввод для соединения его с муфтой кабеля.

Техническая характеристика ПЭД приведена ниже.

Мощность, кВт	- 2,5
Линейное напряжение, В	- 350
Ток, А	- 7,9
Частота сети переменного тока, Гц	- 50
Частота вращения вала (синхронная), мин$^{-1}$	- 1500
Скольжение, %	- 7
Коэффициент полезного действия, %	- 75
Коэффициент мощности	- 0,7
Температура окружающей среды, С	- до 90
Наружный диаметр, мм	-117
Длина (транспортировочная), мм	-1370
Масса, кг	- 80±10

Монтаж УЭДН в скважине осуществляют по технологии, принятой для УЭЦН и используют то же оборудование: насосно-компрессорные трубы, кабель, металлические пояса для крепления кабеля. Управление установкой производится комплектным устройством типа ШС5103-3277У1.

УЭДН выпускает Ижевский электромеханический завод

В табл. 6.4 представлены основные показатели работы установок в номинальном режиме при работе электронасоса на воде.

Таблица 6.4

Технические характеристики УЭДН

Типоразмер	Показатели работы			
	Подача, $м^3$/сут.	Давление, МПа	Мощность, кВт	КПД, %
УЭДН5-4-1700	4,0	17	2,20	35
УЭДН5-4-2000	4,0	20	2,55	36
УЭДН5-6,3-1300	6,3	13	2,45	38
УЭДН5-6,3-1500	6,3	15	3,15	38
УЭДН5-8-1100	8,0	11	2,65	38
УЭДН5-8-1300	8,0	13	3,25	39
УЭДН5-10-1000	10,0	10	2,85	40
УЭДН5-10-1200	10,0	12	3,35	40
УЭДН5-12,5-800	12,5	8,0	2,85	40
УЭДН5-16-650	16,0	6,5	2,85	40
УЭДН5-20-600	20,0	6,0	3,50	40

Примечание. *Диаметр и длина электронасоса для всех установок составляют соответственно 117 и 2700мм., масса - 115 кг.*

Опыт применения установок погружных электродиафрагменных насосов типа УЭДН5 на промыслах России показывает, что их основными технико-экономическими преимуществами являются:

– высокий КПД электронасоса - от 34 до 40 % в зависимости от типоразмера;

– незначительный износ его основных узлов, герметично изолированных от перекачиваемой среды и работающих в чистом масле;

– простота монтажа на устье скважины, куда электронасос поступает моноблоком,

– отсутствие громоздкого наземного привода и фундаментов для его размещения;

– сокращение в 2-3 раза общей металлоемкости и установочной мощности при обустройстве скважин;

– возможность применения НКТ малого диаметра;

– сокращение эксплуатационных расходов на обслуживание в связи с отсутствием привода;

– эффективность применения в скважинах с очень низкими дебитами, так как обеспечивается непрерывная работа взамен

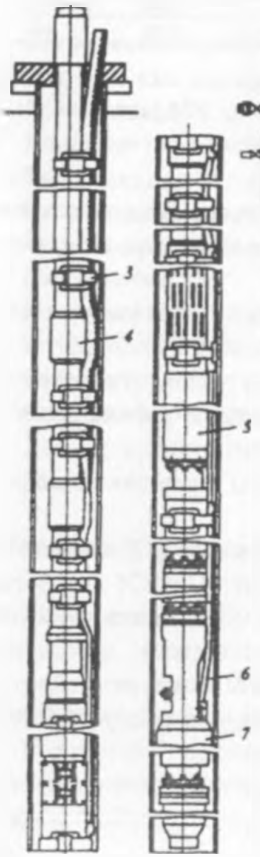
периодической эксплуатации, отрицательно влияющей на нефтеотдачу пласта;

– эффективность использования в скважинах с наклонными или наклонно-направленными стволами.

Однако широкое внедрение УЭДН сдерживает их недостаточная надежность.

6.3. УСТАНОВКИ-ЭЛЕКТРОВИНТОВЫХ НАСОСОВ (УЭВН)

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ВИНТОВЫЕ НАСОСЫ (ЭВН)



Электрические винтовые насосы (ЭВН) относятся к типу объемных насосов, так же как и УШГН и УЭДН, они сохраняют высокую производительность при откачке вязких (до $6 \cdot 10^{-6}$ м^2/с) и газированных жидкостей, содержащих до 50% свободного газа, а также до 0,6 г/л механических примесей [12].

Применение в качестве привода серийных погружных электродвигателей (ПЭД) способствовало созданию и применению скважинного варианта ЭВН. При этом ис-

Рис. 6.13. Размещение установки погружного винтового сдвоенного электронасоса в скважине:

1 – трансформатор; 2 – комплектное устройство; 3 – пояс крепления кабеля; 4 – НКТ; 5 – насос; 6 – кабель; 7 – электродвигатель

пользуется наземное электрооборудование погружных центробежных насосов, и привод - погружные двигатели с частотой вращения 1500 об/мин (рис.6.13).

Установки электровинтовых насосов для добычи нефти разработаны в конструкторском бюро по бесштанговым насосам (АО ОКБ БН «КОННАС», г. Москва) на производительность до 200 м3/сут и напор до 1200 м.

Основным рабочим органом электровинтового насоса является стальной винт (рис.6.14)

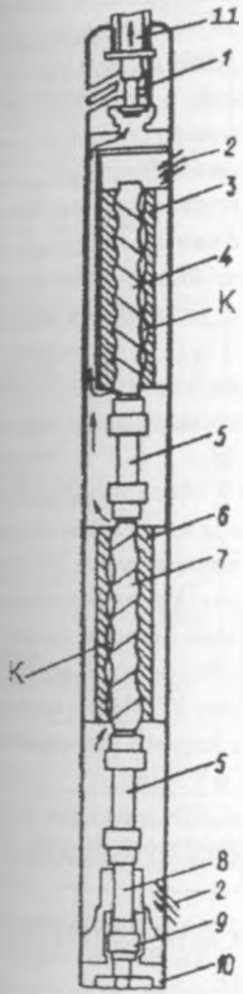


Рис. 6.14. Электровинтовой насос:
1 – предохранительный клапан, 2 – фильтр; 3, 6 – обоймы; 4, 7 – винты; 5 - муфта, K – вал, 9 – пусковая муфта; 10 – протектор; 11 – НКТ.

Во время работы винт вращается вокруг своей оси, одновременно сама ось совершает вращение по окружности (представьте себе шестерню с внутренним зацеплением, по которой катится зубчатое колесо в обратном направлении). Свободные пространства между винтом 4 и обоймой 3, которые заполняет жидкость, изолированы одно от другого вследствие непрерывности линии соприкосновения винта и обоймы. Вращаясь, винт выталкивает жидкость из камер «К» в двухвинтовых насосах жидкость через фильтр поступает на прием винтам отдельно. Винты расположены навстречу друг другу, что обеспечивает разгрузку вала от осевых усилий и снижает осевое давление на подшипники.

Скважинная жидкость через фильтры 2 поступает в полости, образуемые винтом 4 и обоймой 3 и, выталкиваясь из них, поступает в насосно-компрессорные трубы, 11.

Насос снабжается пусковой муфтой 9, обеспечивающей включение вала насоса в работу после набора номинальной частоты вращения вала электродвигателя. Шарнирная муфта 5 компенсирует эксцентриситет винтов двух насосов, а предохранительный клапан 1 исключает движение жидкости из насосно-компрессорных труб через насос при остановке и его обратное вращение.

Промышленность освоила и выпускает УЭВН нескольких типоразмеров (табл. 6.5). Напряжение на клеммы электродвигателя передается по схеме, применяемой в УЭЦН.

Отечественный опыт применения УЭВН восходит к 1960-м годам, когда проводилось их промышленное испытание в НГДУ «Туймазанефть» (Башкортостан).

Несмотря на некоторые недостатки, они в целом показали удовлетворительную работоспособность: в частности, межремонтный период установок составил от 220 до 550 суток, коэффициент подачи - от 0,65 до 0,87. Ненадежными узлами, приводящими к отказам, являлись; гидравлическая пята, резиновая обойма, обратные клапаны.

Таблица 6.5

Техническая характеристика УЭВН

Показатели	УЭВН5 -16-1200	УЭВН5 - 25-1000	УЭВН5 - 63-1200	УЭВН5 - 100-1000	УЭВН5 - 100-1200	УЭВН5 - 200-900
Номинальная подача, $м^3$/сут	16	25	63	100	100	200
Номинальное давление, МПа	12	10	12	10	12	9
Рабочая часть характеристики: подача, $м^3$/сут давление, МПа	16-22 12-6	25-36 10-4	63-80 12-6	100-150 10-2	100-150 12-6	200-250 9-2,5
КПД погружного агрегата, %	38,6	40,6*	41,4	45,9*	46,3	49,8
Габариты погружного агрегата (насос, электродвигатель с гидрозащитой), мм: поперечный длина	117 8359	117 8359**	117 11104	117 11104**	117 13474	117 13677
Мощность электродвигателя кВт	5,5	5,5***	22	22***	32	32
Масса погружного агрегата, кг	341	342	546	556	697	713

*Для установки с двигателями мощностью 22и32 кВт соответственно 51,4 и 59,6 %
**Для установок с двигателями мощностью 22 и 32 кВт соответственно 10671 и 13071 мм
***Допускается комплектация установок двигателя мощностью 22 и 32 кВт

ВИНТОВЫЕ НАСОСЫ С ПОВЕРХНОСТНЫМ ПРИВОДОМ

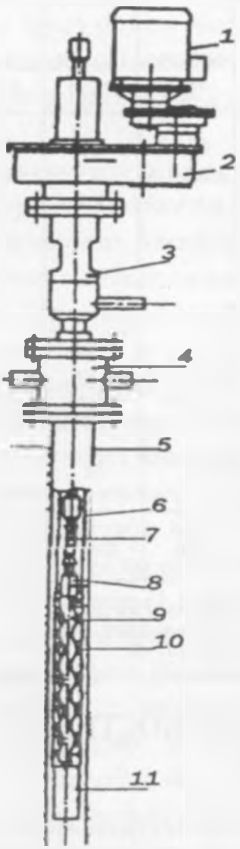
В последние годы получили применение электровинтовые насосы, привод которых размещен на поверхности земли. Передача вращающего момента винту электронасоса осуществляется посредством колонны штанг, помещенной внутрь подъемной ко-

лонны НКТ в специальных центраторах [20].

Схема установки приведена на рис. 6.15

Устьевое оборудование включает в себя контрольную панель управления, электродвигатель (привод) 1, редуктор 2, арматуру 3, колонную головку 4.

Подземное оборудование состоит из колонны штанг 7, НКТ 6, винта 9, статора 10, фильтра 11.



Монтаж установки состоит из следующих операций:

а) подготовка скважины (промывка, шаблонирование);

б) спуск фильтра, статора и НКТ с центраторами;

в) спуск винта на колонне штанг;

г) монтаж устьевого оборудования и электропривода.

По данным испытания насосов установлено, что крутящий момент насосу сообщался штангами диаметром 22 и 25 мм. Глубина спуска насоса составляла 1209-1502 м. При подаче от 9 до 35 м³/сут наработка на отказ составляла 24 до 203 суток. Причины отказов: отворот штанг (73%), отворот НКТ (13%), слом полированного штока (7%). Группу прочих причин составляют отказы из-за вибрации устьевого привода и слома винта насоса.

На промыслах России используются насосы фирм «РОДЕМИП» (Франция), «GOROD MANUFACTURING»,

Рис. 6.15. Схема винтовой насосной установки:

1 – электропривод; 2 – редуктор, 3 – арматура; 4 – колонная головка, 5 – обсадная колонна, 6 – НКТ; 7 – штанги; 8 – центратор; 9 – винт; 10 – статор, 11 – фильтр

«AMOCO CANADA PETROLEUM LTD», «GRIFFIN PUMPS», «ROTALIFT» (Канада), «Scheller-Bleckman» (Австрия).

Техническая характеристика некоторых зарубежных конструкций винтовых насосов с поверхностным приводом приведены в табл. 6.6, табл.6.7

Таблица 6.6

Винтовые насосы фирмы «Родемип»

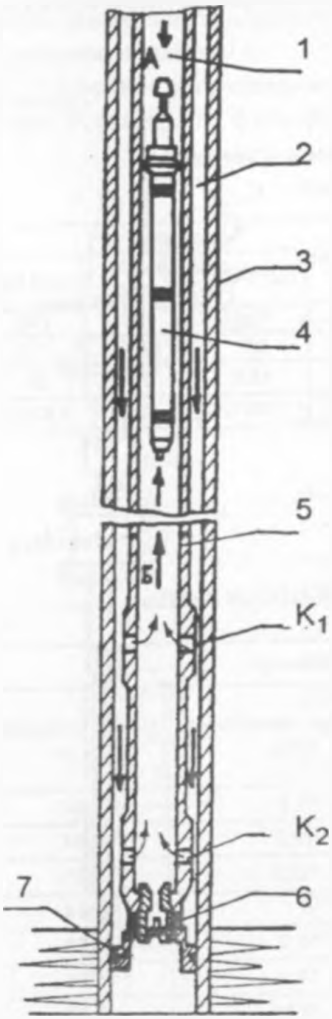
Параметр	Типоразмер			
	20ТР 1200	100ТР 600	100ТР 1200	24ТР 500
Подача, $м^3$/сут (n = 8с$^{-1}$)	20	100	100	240
Максимальный напор, м	1200	600	1200	500
Мощность привода, кВт	7,5	12,0	25	25
Длина установки, м/число витков	2,76/28	2,79/12	5,62/24	5,62/12

Таблица 6.7

Винтовые насосы фирмы «GRIFFIN PUMS»

Типоразмер	Параметр		
	Ном. подача при n=100мм$^{-1}$, $м^3$/сут	Давление нагнетания, МПа	Длина установки, м
20-063	10,0	6,1	2,44
40-063	10,0	12,2	3,57
60-063	10,0	18,3	5,21
20-095	15,1	6,1	2,44
40-095	15,1	12,2	4,57
60-095	15,1	18,3	6,71
30-195	31,0	9,1	5,27
40-195	31,0	12,2	6,72

6.4. УСТАНОВКИ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ПОРШНЕВЫХ НАСОСОВ (УГПН)



Если в цилиндр поршневого насоса нагнетать жидкость, направляя ее попеременно в подпоршневую или надпоршневую полость, поршневой насос начнет работать в режиме гидравлического двигателя. Именно на этом принципе основан и гидравлический поршневой насос.

Гидравлические поршневые насосы (ГПН) относятся к бесштанговым глубинным насосам для добычи нефти, в которых насос и двигатель выполняются в одном узле -погружном агрегате, транспортируемом на место установки в скважине давлением нагнетаемой с поверхности жидкости [21].

Применение в насосах гидравлического привода имеет ряд преимуществ, важнейшие из которых следующие: высокий коэффициент полезного действия, простота управления и обслуживания, унификация, удовлетворительная эксплуатация глубоких искривленных и направленных скважин, возможность спуска и подъема

Рис. 6.16. Схема подземной части УГПН:

1 – НКТ; 2 – затрубное пространство; 3 – обсадная колонна; 4 – гидропоршневой агрегат; 5 – седло; 6 – обратный клапан; 7 – пакер; K_1, K_2 – каналы

погружного агрегата без подъемных сооружений и бригад подземного ремонта, применение на ограниченных по величине устьевых площадках.

На рис. 6.16 приведена схема размещения подземного оборудования скважины, эксплуатируемой УГПН.

На насосно- компрессорных трубах 1 в скважину опускается седло5 с пакером 7.

Седло 5 служит для размещения погружного агрегата и образует с ним единую систему каналов $К_1$ и $К_2$ для движения жидкости. Насосный агрегат 4 опускается в скважину давлением жидкости, подаваемой с устья (на схеме стрелка «А») и фиксируется в седле 5.

Наличие на корпусе агрегата и в седле уплотнительных манжет обеспечивает необходимую герметичность узлов.

Для подъема насосного агрегата из скважины направляют на устье поток жидкости в затрубное пространство, и она, попадая в седло через каналы $К_1$ и $К_2$, и действуя по стрелке «Б» выпрессовывает агрегат из седла.

Пакер предназначен для герметизации затрубного пространства при использовании последнего в качестве канала для подъема жидкости.

Поверхностное оборудование включает в себя силовой насос, устьевую арматуру и систему подготовки жидкости.

Гидропоршневой насосный агрегат (рис.6.17) включает в себя поршень1 и цилиндр двигателя 2, шток 2а, соединяющий поршень двигателя 1 с поршнем насоса4, перемещающимся в цилиндре 5.

По каналу «А» рабочая жидкость поступает под поршень двигателя в полость «Б». Золотник 3 выполнен в виде двух цилиндров, имеющих разные сечения со стороны полости «Б» и полости «Е». Шток 2 имеет выемки, с помощью которых, при его движении поток жидкости периодически направляется в полости «Б» и «В», что вынуждает поршень 1 совершать возвратно-поступательное движение.

Поршень насоса 4 движется синхронно с поршнем двигателя 1. При ходе вверх скважинная жидкость поступает в полость

«Д» цилиндра насоса 5 через клапан 7, при ходе вниз выбрасывается через клапан 6 и канал «Г» в затрубное пространство скважины.

Рабочая жидкость также выбрасывается в затрубное пространство из полости «Б» и «В» при ходе поршня вниз, подъема золотника 3 и открытия канала «С».

Для герметизации устья нефтяных скважин, подвески колонны насосно-компрессорных труб, распределения потоков жидкости, спуска в скважину, работы и подъема гидропоршневого насоса используют *оборудование устья скважин.*

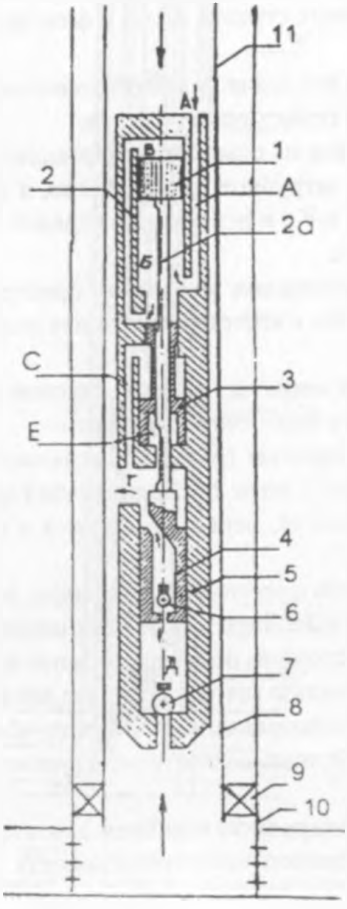


Рис. 6.17. Гидропоршневой насосный агрегат:

1 – поршень двигателя; 2 – цилиндр двигателя; 2а – шток; 3 – золотник; 4 – поршень насоса; 5 – цилиндр насоса; 6 – нагнетательный клапан; 7 – всасывающий клапан; 8 – седло; 9 – пакер; 10 – обсадная колонна; 11 – НКТ. А, С – каналы; Б, В, С, Е, Д – полости.

Техническая характеристика оборудования устья скважин

Диаметр проходных каналов, мм	
столовой части	65
боковых отходов	65
сливного трубопровода	16
Давление, МПа, не более	21
Управление запорными устройствами	ручное
Габаритные размеры, мм, не более:	
длина	1425
ширина	1335
высота	9245
	Масса, кг, не более
	960

При групповом сборе нефти и газа и кустовом размещении скважин могут быть применены групповые установки по подготовке жидкости и централизированной ее подачи (рис.6.18).

Групповая установка выполнена из отдельных технологических блоков. Добываемая нефть смешивается с силовой жидкостью в кольцевом канале скважины и поступает в автоматизированный замерной блок 1, а затем в технологический блок 2. В него входит (рис. 6.19) трехфазный сепаратор 2, рассчитанный на давление 2,5 МПа, объемом 16 м3, два подпорных герметичных электронасоса 6, батарея гидроциклонов 7 для очистки рабочей жидкости от механических примесей. Очищенная от газа, мех.примесей и воды, жидкость поступает на прием силовых насосов 8, а затем на гребенку распределения рабочей жидкости 5. Групповая установка снабжена системой освещения, вентиляции, обогрева и пожаротушения . Электрооборудование, входящее в установку, взрывозащищенного исполнения и управляется станцией 4.

В настоящее время разработаны гидропоршневые установки производительностью 25, 40, 100, 160, 250 $м^3$/сут, и они могут обслуживать группу из 4-8 скважин.

В табл. 6.8 приведены типы групповых установок и их характеристика.

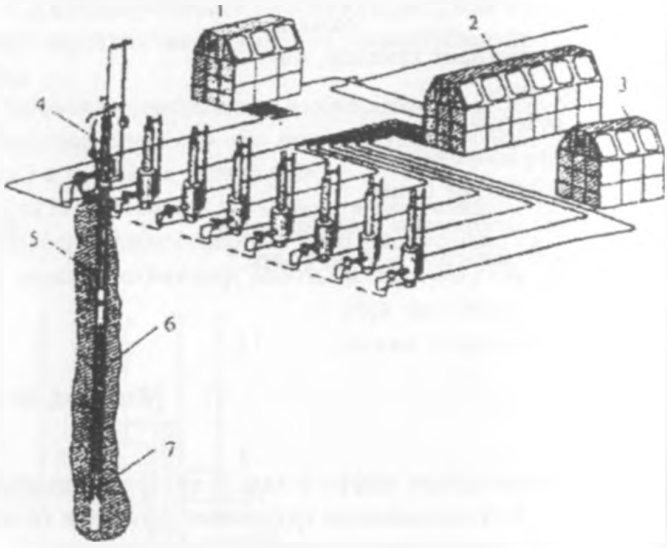


Рис. 6.18. Групповая установка гидропоршневых насосов:
1 – замерной блок; 2 – технологический блок; 3 – блок управления; 4 – оборудование устья скважины, 5 – НКТ; 6 – гидропоршневой насосный агрегат, 7 – пакер.

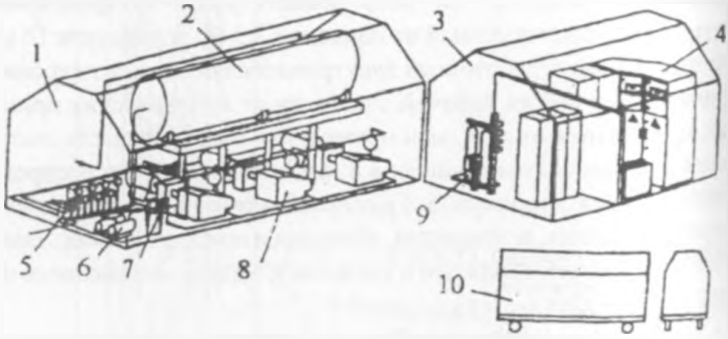


Рис. 6.19. Схема технологического блока и блока управления:
1 – технологический блок; 2 – сепаратор, 3 – блок управления, 4 – комплектные устройства защиты, 5 – распределительная гребенка; 6 – герметичный подпорный насос; 7 – гидроциклон; 8 – силовой насос, 9 – батарея пожаротушения, 10 – технологический блок в транспортном положении.

Таблица 6.8

Параметры групповых установок

Шифр установки	Подача, м³/сут		Давление одного ГН, МПа	Подача силового ЭНА, м³/ч	Отношение минимального числа скв к максимальному	Отношение диаметра ГН к диаметру седла
	Одного ГН	Суммарная всех ГН				
УГН25-150-25	25	150	25	10	6/8	59/89
УГН40-250-20	40	250	20	10	5/8	59/89
УГН100-[illegible]-18	100	200	18	6,3	2/8	59/89
УГН160-[illegible]-15	160	380	15	10	3/8	59/89
УГН 250-640-14	250	840	14	10	4/8	73/108

Блоки и смонтированнос в них оборудование должно соответствовать следующим требованиям:

класс помещения	B1a
вместимость сепаратора, м³	16
подача сепаратора, м/с (м³/ч),не более	3,47·10³ (25)
коэффициент сепарации газа не менее	0,98
обводненность рабочей жидкости на выходе из сепаратора, %	до 25
число электронасосных агрегатов, включая резервный	3
давление нагнетания электронасосного агрегата, МПа, не более	20
содержание механических примесей в рабочей жидкости, г/л, не более	0,32

крупность зерна/ в мех. примесях не более, мкм	25
содержание свободного газа в рабочей жидкости на входе в силовой насос, % не более	2
число подключаемых скважин	2-8

Опыт применения установок гидропоршневых насосов за рубежом (США) и в России показал их высокую эффективность по всем параметрам. Отказы, отмеченные, например, при эксплуатации скважин в НГДУ «Туймазанефть» были несущественными и характерными для любого нового оборудования.

Предпринимаемые в настоящее время усилия по созданию новых модификаций УГПН являются оправданными и перспективными.

6.5. УСТАНОВКА СТРУЙНЫХ НАСОСОВ ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Разновидностью бесштанговых насосов являются струйные насосы. Они разработаны на принципе подъема жидкости за счет разряжения, создаваемого в специальном устройстве-диффузоре движущейся через него с большой скоростью подаваемой с поверхности рабочей жидкостью.

Одна из технологических схем струйного насоса приведена на рис. 6.20.

Наземное оборудование этой схемы включает устьевую арматуру 10, линию подачи силовой жидкости 9, рабочий манифольд 12, участок, регулирования давления и расхода рабочей жидкости, задвижки 5, 6, манометры 3, 7, 11, 13, расходомер 2, силовой насос 1. Подземное оборудование состоит из колонны НКТ 14, опрессовочной шайбы 15, струйного насоса 16. Подача рабочей жидкости производится по затрубному пространству. Войдя через канал «К» в полость насоса и двигаясь через диффузор «Д», рабочая жидкость создает в его полости область разряжения, в которую захватывается скважинная жидкость «Ж». Она смешивается с рабочей жидкостью и поднимается на поверхность, по НКТ 14.

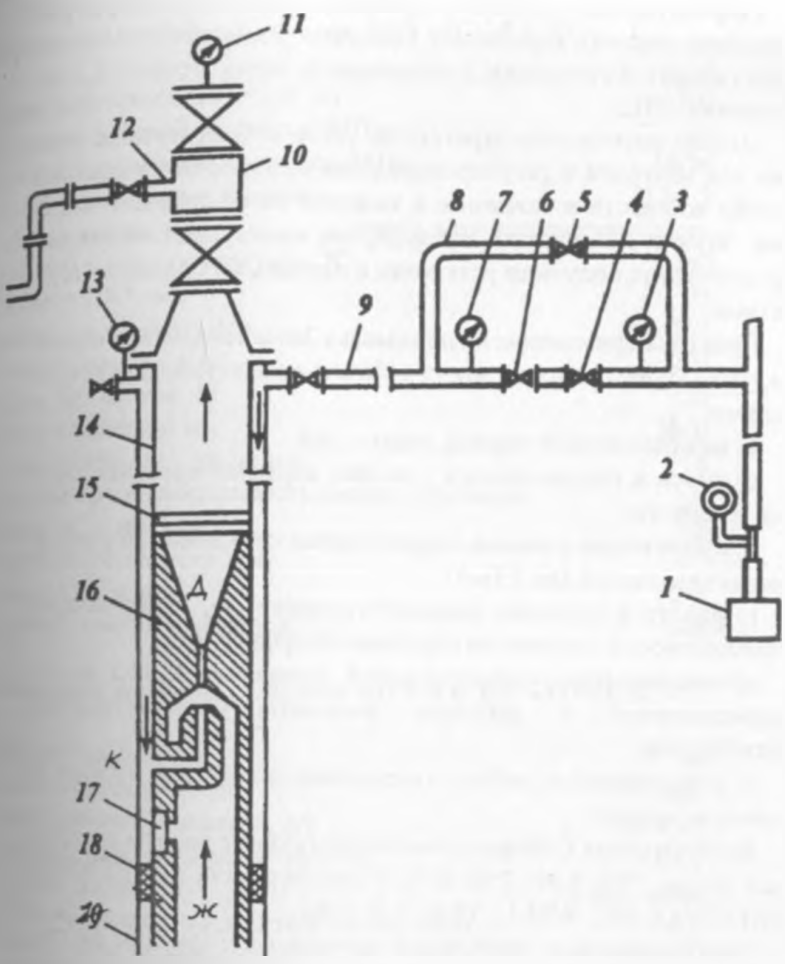


Рис. 6.20. Скважинная струйная насосная установка:

1 – силовой насос; 2 – расходомер, 3, 7, 13, 11 – манометры, 4, 5, 6 – задвижки; 8 – байпас; 9 – линия подачи силовой жидкости; 10 – устьевая арматура; 12 – рабочий манифольд; 14 – НКТ; 15 – опрессовочная шайба, 16 – струйный насос; 17 – клапан для глушения скважины; 18 – пакер; 19 – обсадная колонна

Разработка конструкций струйных насосов идет по пути размещения силовых агрегатов в скважине. Это ведет к уменьшению габаритов установки, к снижению ее металлоемкости, к повышению КПД.

Однако размещение агрегата на устье создает лучшие условия для контроля и регулирования для использования давления столба жидкости в скважине в качестве части рабочего давления. Этим и объясняется тот факт, что преимущественное распространение получили установки с наземными силовыми агрегатами.

Практика применения на промыслах Западной Сибири показала, что струйные насосы могут работать со следующими показателями:

а) межремонтный период, годы – до3;

б) спуск и подъем насоса – за счет обратной прокачки силовой жидкости;

в) применение в весьма искривленных скважинах за счет малой длины насоса (до 1,3м.);

г) работа в условиях высокой температуры, значительной обводненности, химически агрессивной среды;

д) исключается отложения солей, выпадение АСПО за счет подмешивания в рабочую жидкость соответствующих ингибиторов;

е) регулирование дебита изменением давления и расхода на силовом насосе.

На промыслах Сибири применяют струйные насосы зарубежных фирм: PSR-3-40, PSR-5-70 (Чехословакия); GUIBERSON; NATIONAL OIL WELL; TRICO (США).

Опубликованные зарубежные материалы указывают на применение струйных насосов в скважинах с подвеской - до 4500м, дебитом до 478 м³/сут, КПД -до 0,25.

В России разработку и внедрение струйных насосов ведут фирмы АО ОКБ БМ «КОННАС»НАМ и К°». Приведем характеристику некоторых типов выпускаемых ими насосов.

Установка струйных насосов ЗАО «НАМ и К°»

Производительность,м³/сут до	300
Давление рабочей жидкости, МПа до	20
Давление на выкиде из насоса, МПа	10-26
Коэффициент подмешивания	0,2-1,2
Рабочая жидкость	нефть, вода, водонефтяная смесь
Максимальная температура, °С	140
Диаметр НКТ, мм	73
Диаметр скважины, мм	146-168
Диаметр насоса, мм	107
Масса без пакера, кг	50
Длина с пакером, мм	3900
Срок службы, лет, не менее	8
Средняя продолжительность смены струйного аппарата, ч, не более	3
Внутренний диаметр, мм:	
сменной насадки	2-6
сменной камеры смешения	3-8

Установка струйных насосов АО ОКБ БН «КОННАС»

Диаметр насоса, мм	90
Глубина спуска, м до	1000
Расход рабочей жидкости, л/с	1,6-1,85
Давление рабочей жидкости, МПа	8-17
Рабочая жидкость	Нефть, вода
Давление рабочей жидкости у сопла, МПа	4,9
Оптимальное значение подпора инжектируемой жидкости от давления рабочей жидкости у сопла, %	7,5
Коэффициент инжекции	0,56-0,64
Отношение давлений (струйного и поверхностного насосов)	0,498
КПД,%	30,8-31,8

6.6. ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ РАБОТЕ СКВАЖИН, ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ БЕСШТАНГОВЫМИ НАСОСАМИ

Контроль за работой скважин, оснащенных всеми видами бесштанговых насосов, ведется по приборам, установленным в станции управления и на устье, а также по результатам исследования скважин.

При эксплуатации скважин БШГН возникают осложнения:

а) запарафинивание НКТ, устьевой арматуры и трубопровода;

б) повышение газообразования в области приема;

в) засорение фильтра насоса и фильтра скважины;

г) снижение сопротивления изоляции системы;

д) снижение динамического уровня до критической величины.

Причины осложнений приведенных в пунктах «а», «б», «в», устанавливаются по снижению величины электрического тока и давления, в пункте «г» -по регистрирующему омметру при эксплуатации скважин УЭЦН; в пункте «д» по данным эхометрии.

В групповых установках ГПН возможны неполадки в технологических схемах отдельных блоков, индикаторами которых являются показания контрольно-измерительных приборов

Приведем некоторые из них:

а) снижение давления силовых насосов - устанавливаются по показаниям манометров,

б) пропуск сальников;

в) утечки во фланцевых соединениях;

г) повышение содержания газа в помещениях - показания газоанализатора.

6.7. БЕЗОПАСНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН БЕСШТАНГОВЫМИ НАСОСАМИ

Установками электроцентробежных насосов эксплуатируются высокопродуктивные скважины с высоким пластовым давлением, которые при остановке могут фонтанировать через насос. Следовательно, разгерметизация устья этих сква-

жин требует предварительного надежного «глушения» через затрубное пространство.

Технология «глушения» не отличается от «глушения» фонтанной скважины.

Устьевая арматура должна быть оборудована превентором.

Наличие силового кабеля требует соблюдения определенных правил:

– крепление кабеля к НКТ должно производится двумя хомутами, устанавливаемыми до и после каждой муфты на длине всей подвески насоса;

– кабель должен быть сориентирован по одной стороне колонны НКТ и в процессе спускоподъемных операций не допускается изменение такого положения;

– узлы УЭЦН транспортируют на скважину специальным транспортом, а барабан с силовым кабелем после доставки на скважину устанавливают на кабеленаматыватель, оснащенный кабелеукладчиком и автоматом натяжения кабеля;

– пропуск кабеля в скважину через устьевую арматуру производят через специальный сальник, при этом отделяют жилы от брони и герметизирует каждую жилу отдельно;

– участок кабеля от устья до станции управления следует проложить на стойках или в трубах во избежание возможного повреждения;

– спуск и подъем УЭЦН с кабелем в вертикальных скважинах производится со скоростью не более 0,25 м/с, в наклонных с набором кривизны 1,5 градуса на 10 м до 0,1 м/с; при этом кабель следует пропустить через направляющий ролик, подвешиваемый на мачте агрегата на канатной подвеске или цепи, прошедшей испытания и имеющей специальную табличку с указанием даты испытания и допустимой грузоподъемности; плоскость ролика должна располагаться под прямым углом к оси кабеленаматывателя;

– монтаж и обслуживание УЭЦН производит электротехнический персонал;

– корпуса трансформатора, станции управления, брони кабеля должны быть заземлены путем присоединения заземляющего

контура к обсадной колонне.

Особенностью гидравлических насосов является использование в качестве движущей силы жидкости, поступающей под давлением в скважинный насос. В качестве канала для силовой жидкости используется колонна насосно-компрессорных труб (УГПН) или затрубное пространство (УСН).

Требования к герметичности канала являются повышенными, так как утечки снижают КПД установки и могут вызвать повреждение обсадной колонны. Перед спуском ГПН обсадная колонна должна быть опрессована на указанное в плане давление и прошаблонирована.

Арматура УГПН должна быть оборудована специальной штангой с блоком, с помощью которой производят спуск и подъем скважинного модуля. Кроме того, в арматуре монтируют захват, который залавливает и фиксирует насосный блок при его подъеме.

Схема арматуры должна обеспечить связь силовой линии с затрубным каналом для подачи силовой жидкости на подъем агрегата из скважины.

Использование групповых УГПН и монтаж технологического оборудования в специальных блоках вызывает необходимость соблюдения требований, предъявляемых к закрытым взрывоопасным помещениям, т.е.:

а) применение принудительной вентиляции с восьмикратным воздухообменом по внутреннему объему помещения в течении часа;

б) поддержание температуры в блоках не ниже +5 °С, уровня шума - не более 80 дб., скорость вибрации - не более 2мм/с;

в) оборудование системы автоматического газового пожаротушения;

г) поддержание определенного давления и расхода в системе электроконтактными манометрами, расходомерами и предохранительными клапанами;

д) герметичность сальниковых устройств силового насоса должна быть высокой, объем утечек должен контролироваться, и при повышении минимума насос должен автоматически останавливаться;

е) перед входом в помещения технологических блоков необходимо: проверить загазованность, состояние вентиляции, систему пожаротушения, блоки должны иметь связь с диспетчерским пунктом;

ж) силовые насосы оснащаются системой КИП и автоматически, предохранительными клапанами и системой перепуска рабочей жидкости на прием насоса.

Электровинтовые, электродиафрагменные и гидропоршневые насосы в отличие от электроцентробежных являются объемными, поэтому закрытие задвижки на устье при их запуске является недопустимым.

7. ИССЛЕДОВАНИЕ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Под исследованием понимают комплекс работ, направленных на получение данных о параметрах и характеристике пласта и призабойной зоны с целью установления эффективной эксплуатации скважины. Дренирование пласта связано с созданием на него перепада давлений (депрессии), интенсификация которого может привести к осложнениям: обводнению, газообразованию, парафино- и солеобразованию, разрушению пласта. Кроме того, откачка нефти является прямым следствием работы в скважине соответствующего оборудования, что также вызывает определенное воздействие на пласт. Исследование позволяет выявить ряд факторов и определить величину оптимального отбора, экономически оправданного для данного месторождения на данном этапе его разработки [14].

Объем исследовательских работ диктуется задачей исследований. Для месторождения, вступающего в эксплуатацию, он может быть следующим: определение пластового давления, определение температуры пласта, определение характеристики добываемой продукции и отдельных ее компонентов, изучение геологической характеристики призабойной зоны, замер забойного давления и дебитов нефти, газа и воды при различных отборах, определение величины потенциального и оптимального отбора. Таким образом, в зависимости от назначения, исследования могут быть отнесены к одной из следующих групп.

Первичные исследования - получение информации на стадии разведки и опытной эксплуатации месторождения для подсчёта запасов и составления проекта разработки.

Текущие исследования - получение данных в процессе разработки для установления режимов работы скважин, уточнения параметров пласта.

Специальные исследования - получение данных для решения специальных вопросов, например: определение дефекта в обсадной колонне, места нарушения изоляции цементного кольца,

положение в скважине упавшего оборудования и т.д.

Прямые исследования - непосредственные измерения различных параметров в скважинах приборами.

Косвенные исследования — получение информации путём расчёта её по известным зависимостям - графикам, формулам и т.д.

Промыслово-геофизические исследования - получение данных с помощью геофизических приборов различного типа.

Гидродинамические методы - исследования, проводимые в скважинах на заданных режимах её работы и включают определения таких параметров: уровни, забойные и пластовые давления, дебит, газовый фактор, обводнённость, приёмистость, пофиль притока и т.д. Исследования проводят: а) методом прослеживания уровней; б) методом пробных откачек.

Исследования на установившемся режиме - получение данных о дебите, давлении и т.д. через 24 ч. после перевода скважины на новый режим работы при несовпадении последовательно получаемых данных не более, чем на 10%.

Изменение режима допускается на 20-30% в сторону уменьшения или увеличения дебита.

Продолжительность замера на каждом режиме составляет 4-12ч В результате исследований на установившемся режиме получают зависимость дебита Q от депрессии ΔP и строят индикаторную диаграмму (рис. 7.1)

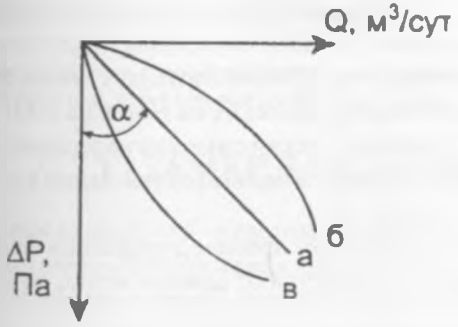


Рис. 7.1. Индикаторные диаграммы:
ΔP – депрессия; Q – дебит.

Исследования позволяют получить три характерных вида индикаторных линий - прямую, вогнутую или выпуклую по отношению к оси дебитов.

Прямая линия указывает на поступление из пласта в скважину жидкости с растворенным в ней газом.На месторождениях, разработка которых ведётся с поддержанием пластового давления, величина забойных давлений равна или превышает давление насыщения. В этом случае индикаторная диаграмма, описывается прямой линией, т.е. выражает линейный закон фильтрации («n» в формуле 7.1 равно 1 – линия «а» на рис. 7.1).

$$Q=K(P_{п.т}-P_{заб})^n \qquad (7.1)$$

где К - коэффициент пропорциональности, названный коэффициентом продуктивности; $P_{п.т}$ – пластовое давление, МПа; $P_{заб}$ - забойное давление, МПа; n – показатель степени, учитывающий характер притока жидкости из пласта.

Значение коэффициента продуктивности равно:

$$K=\frac{Q}{\Delta P} \qquad (7.2)$$

а его размерность

$$м^3/сут\cdot МПа$$

Физический смысл коэффициента продуктивности – дебит, получаемый при снижении давления на пласт на 1 МПа в единицу времени (сут). Математический смысл коэффициента продуктивности - тангенс угла наклона индикаторной линии к оси депрессий (на рис. 7.1 – это угол α)

Линия «б» характеризует процесс двухфазной фильтрации, т.е из пласта в скважину поступают одновременно жидкость и газ (n >1).

Линия «в» указывает на неустановившийся режим работы пласта или на ошибки при исследованиях.

Неустановившийся режим - эксплуатация скважин на ре-

альном месторождении, при котором существует воздействие одновременно работающих нескольких десятков , а то и сотен скважин друг на друга, поскольку они работают в единой гидравлической системе.

Исследование скважин в этом случае основано на использовании процессов перераспределения давления в призабойной зоне пласта после остановки или пуска скважины и получении кривой восстановления давления.

Кривая восстановления давления - графическая зависимость, полученная в результате обработки данных, полученных в результате исследований на неустановившемся режиме. (рис. 7.2)

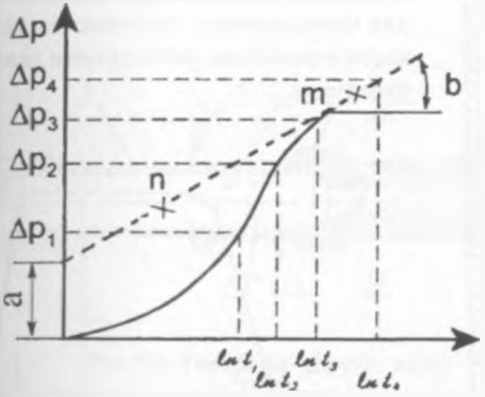


Рис. 7.2. Кривая восстановления давления:
ΔP - депрессия, t - время замера, a -величина отклонения прямого участка кривой восстановления давления, спроектированного на ось депрессий; b - угловой коэффициент, n и m -точки, через которые проводится прямая.

7.1. ЗАМЕР ДАВЛЕНИЙ

Определение давлений - пластовых, забойных, устьевых в различных интервалах ствола скважины, является главнейшим условием квалифицированной разработки месторождения. Замер давлений производится глубинными манометрами различных конструкций одна из которых приведена на 7.3. Диаграмма давлений, записанная манометром, приведена на рис. 7.4.

Манометр МГН-2 замеряет скважинное давление с помощью многовитковой трубчатой пружины 8, деформация которой зависит от давления на сильфон 10. Регистрация давления производится пером 6 на бланке, вставленном в каретку 5. Предел измерения давления от 10 до 100 МПа при рабочей температуре 100 °С (диаграмма на рис. 7.4).

Разработаны манометры дистанционного типа различных конструкций. Кроме того, созданы программно-аппаратные комплексы МИКОН, СУДИС и другие, предназначенные для оперативного слежения за уровнем жидкости в скважине, регистрации давления и температуры.

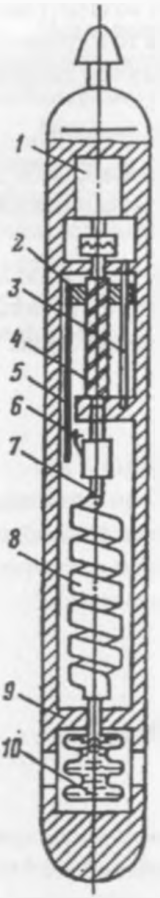


Рис. 7.3. Схеме глубинного геликсного манометра типа МГН-2 (МГН-1М):

1– часовой привод, 2 – гайка; 3 – направляющая, 4 – ходовой винт; 5 – каретка, 6 – перо, 7 – ось; 8 – геликс, 9 – корпус; 10 –сильфон

Рис. 7.4. Диаграмма записи давления

00 – нулевая линия; ab – давление после спуска манометра в лубрикатор; bc – давление пребывания в лубрикаторе, cd - давление по стволу НКТ; de - давление на глубине спуска манометра; ek - изменение давления при подъеме, ik – давление в лубрикаторе; km - давление при закрытой лубрикаторной задвижке и открытом лубрикаторе (атмосферное).

7.2. ЗАМЕР УРОВНЕЙ ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНАХ

Замер уровней является косвенным методом определения давлений и производится с помощью приборов, генерирующих звуковые сигналы. Источниками звука могут быть устройства различных конструкций: пороховые, акустические, ударные.

Принцип создания упругой волны волномером основан на резком выпуске газа из затрубного пространства в атмосферу. Волномер включал в себя запорный орган, посредством которого создавался выпуск газа и термофон, воспринимающий созданный и отраженный импульсы (рис.7.5).

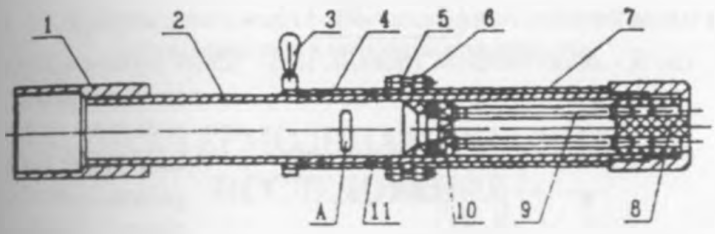


Рис. 7.5. Генератор упругих волн:
1 - муфта; 2 - неподвижный цилиндр; 3 - ручка; 4, 7 - втулки, 5 - кольцо; 6 - винт; 8 - розетка; 9 - стержень; 10 - вольфрамовая нить; 11 - резиновое кольцо

Запорный орган выполнен в виде неподвижного цилиндра 2, имеющего две диаметрально расположенные щели А, и двух перемещающихся по цилиндру втулок 4 и 7. Последние раздвинуты друг от друга на величину, равную щели, и соединены между собой винтами 6 и кольцами 5. Уплотнение цилиндров производится резиновыми кольцами 11.

Термофон состоит из вольфрамовой нити 10, двух медных стержней 9 и розетки 8. Волномер в рабочем положении присоединяется к задвижке на линии затрубного пространства скважины. Ручкой 3 втулки сдвигаются в одно из крайних положений и плав-

но открывается затрубная задвижка. В этом положении щели перекрыты, и газ не может выйти из затрубного пространства в атмосферу.

Для получения импульса втулки сдвигаются в другое крайнее положение. Момент совмещения щели с зазором между втулками и образует нужный нам импульс, отмеченный своеобразным хлопком - выпуском газа в атмосферу и пикой на волнограмме.

Качественные волнограммы могут быть получены при давлении газа в затрубном пространстве от 0,05 МПа и выше (рис. 7.6).

При отсутствии в скважине репера положение уровня жидкости определяют по известной формуле:

$$H = \frac{VS}{2n} \qquad (7.3)$$

где H - динамический уровень, м; S - длина звуковой дорожки на волнорамме, см; n - скорость движения ленты регистрации, см/с; V - скорость движения волны, м/с.

Поскольку скорость распространения звуковой волны в затрубном пространстве скважины зависит от давления, необходимо иметь графические зависимости (рис. 7.7)

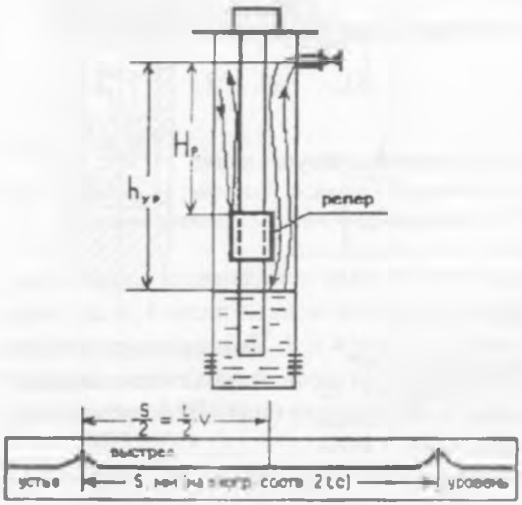


Рис. 7.6. Схема записи звукового сигнала:

$h_{ур}$ - расстояние от устья до нефтегазораздела; $H_р$ - расстояние до репера, S - путь прохождения звукового сигнала от устья и обратно за время t.

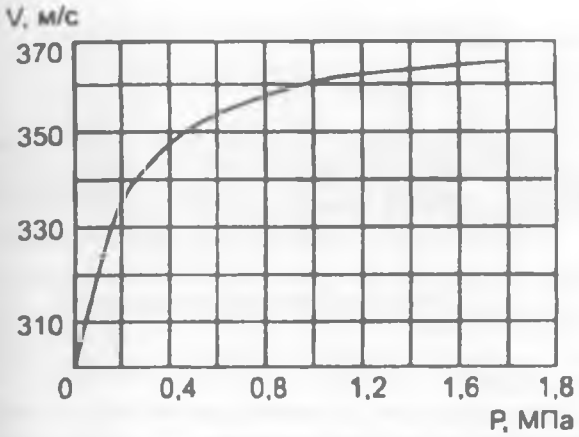


Рис. 7.7. График зависимости скорости движения звуковой волны «V» от давления газа в затрубном пространстве.

7.3. ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

По мере углубления скважины в земную кору, увеличивается температура пород. Величина температурного градиента - прироста температуры на единицу глубины, для разных месторождений различна, но для конкретного месторождения постоянна. Например, для Туймазинского нефтяного месторождения она составляет - 0 03 °С/м.

Установлена также зависимость между скоростью потока жидкости, протекающей через фиксированное сечение трубы (а значит и дебитом) и температурой.

Следовательно, зная распределение температуры по стволу неработающей скважины и записав термограмму в работающей скважине, можно получить материалы об интенсивности притока по толщине одного или нескольких пластов, а также о дебите скважины

Замер температуры производится термометрами дистанцион-

ного типа или с местной регистрацией (рис. 7.8).

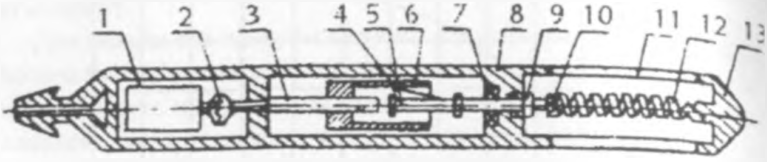


Рис. 7.8. Глубинный термометр

1 - часовой механизм; 2 - муфта; 3 - винт; 4 - перо; 5 - ось; 6 -каретка,7 - сальник; 8 - корпус; 9, 10 - втулки, 11 - прорезь; 12 - пластина термобиметаллическая; 13 - корпус.

Установлена связь дебита скважины Q с температурой в работающей скважине T_a, в неработающей – T_r при известных коэффициентах пропорциональности $\dot{\alpha}$ и теплоемкости жидкости C (рис. 7.8а).

$$Q = \frac{T_a - T_r}{\dot{\alpha}C} \qquad (7.4)$$

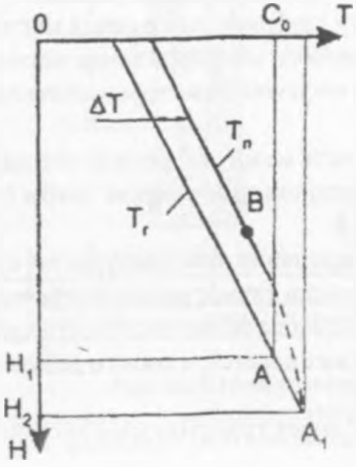


Рис. 7.8 «а». Скважинные термограммы:

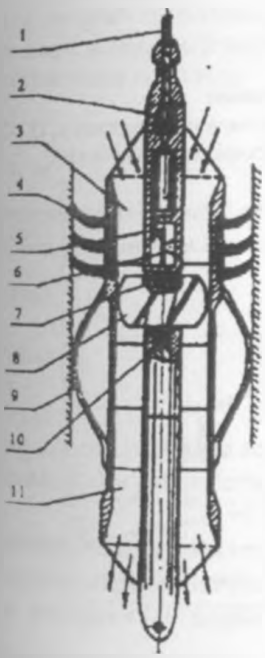
T_r – неработающая скважина; T_a – работающая скважина; H_1 и H_2 – соответственно кровля и подошва пласта; ΔT – разность температур; B – интервал замера; A, A_1 – величина температуры соответственно в кровле и подошве

7.4. ДЕБИТОМЕТРИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Дебитограмма - зависимость, определяющая изменение дебита скважины по стволу. Позволяет установить место притока, профиль притока, дефекты в обсадной колонне, выявить работающие и неработающие пропластки.

Информацию о дебите проще получить непосредственным замером. Для этой цели применяют глубинные скважинные дебитомеры (рис. 7.9)

Главным элементом дебитомера является турбина 8, которая получает вращение под воздействием жидкости и индуцирует электрический сигнал, передающийся по поверхность по кабель-канату 1.



Фонари 9 центрируют прибор в обсадной колонне, а манжеты 4 направляют поток жидкости в дебитомер.

Вторичный прибор, установленный на устье скважины преобразовывает электрические сигналы в дебит.

Следует иметь в виду, что манжеты не обеспечивают надежного уплотнения и часть жидкости минует турбину. Поэтому дебитомер является скорее индикатором, чем точным прибором.

Дебитограммы, записанные прибором, позволяют установить место притока, выявить работающие и неработающие пласты или пропластки (рис. 7.10).

Рис. 7.9. Дебитомер:
1 - кабель-канат; 2 - головка, 3, 11 - струевыпрямитель, 4 - манжета; 5 - магнитный прерыватель; 6 - контакты; 7, 10 - подшипник; 8 - турбинка, 9 - фонарь.

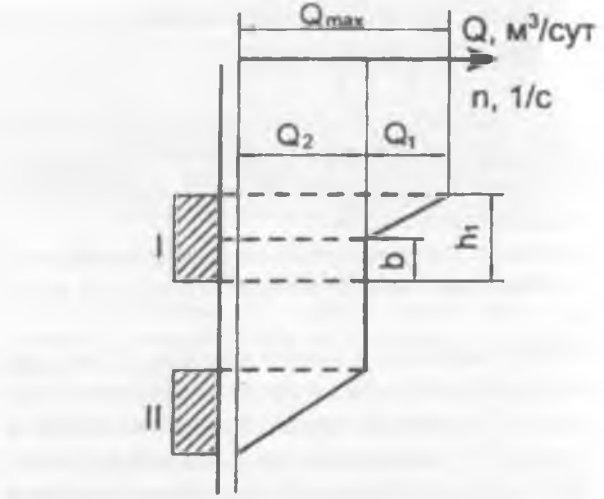


Рис.7.10. Дебитограмма:

I - верхний пласт; II - нижний пласт; b - неработающий проп-ласток; Q_1, Q_2 - дебиты работающих пластов; n - частота вращения турбинки.

Если одновременно с замером дебита замерять величину забойного давления, то можно вычислить и величину коэффициента продуктивности.

$$K = \frac{Q_1 - Q_2}{P_{заб1} - P_{заб2}} \qquad (7.5)$$

где Q_1, Q_2 – дебиты соответственно на первом и втором режиме работы скважины; $P_{заб1}$, $P_{заб2}$ – соответственно забойные давления.

Если нормальной производительности скважины соответствует «n» импульсов расходомера, то при получении меньшего количества, например n_1 можно сделать вывод о снижении производительности пласта на $\frac{n_1}{n_2} \cdot 100\%$ и решить вопрос о проведении определённых геолого-технических мероприятий.

7.5. КОНТРОЛЬ ЗА ОБВОДНЕНИЕМ СКВАЖИН

Безводный период работы скважин обычно мал или совсем отсутствует.

После прорыва воды в скважину содержание ее в добываемой жидкости, как правило, непрерывно возрастает.

Контроль за движением пластовой и нагнетаемой воды в процессе разработки нефтяного месторождения, особенно при законтурном и внутриконтурном заводнении, имеет весьма важное значение, так как это позволяет повысить эффективность мероприятий по регулированию процесса вытеснения нефти водой с целью повышения коэффициента нефтеотдачи. Этот контроль осуществляется влагомером.

Влагамеры - глубинные приборы для оценки соотношения нефти и воды в определённом интервале скважины, а также записи этого значения по стволу.

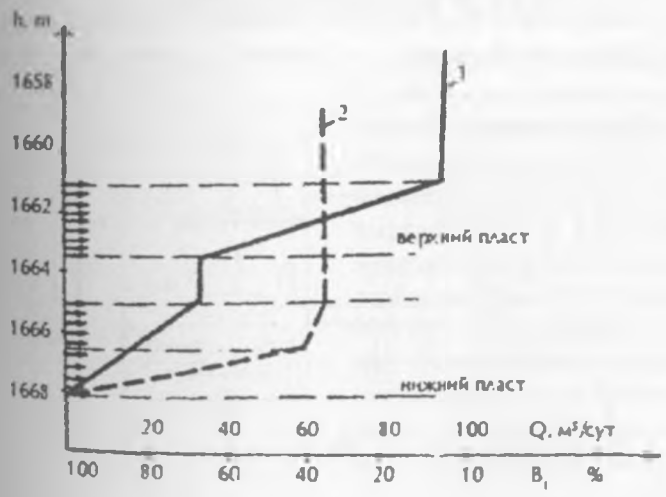


Рис. 7.11. Дебитограмма (1) и кривая содержания пресной воды (2)

Влагомер входит в комплект приборов передвижной лаборатории.

На рис. 7.11 записаны две кривые - дебитограмма (1) и кривая содержания воды (2) в потоке жидкости. Отсюда видно, что вода поступает в интервале глубин 1668 - 1664 м, т.е. по нижнему пласту. Верхний пласт даёт безводную нефть, так как содержание воды на дебитограмме остается постоянным. По этим кривым можно построить профили притока и процентного содержания воды в жидкости, получаемой из данного пласта.

7.6. ЗАМЕР ДЕБИТА СКВАЖИН

Как было сказано выше, ***скважинные дебитомеры и влагомеры*** являются индикаторами. Они не дают точных значений, так как весьма сложны условия в скважинах для проведения подобных операций.

Поэтому основным устройством для замера дебита является групповая замерная установка.

Промышленность выпускает несколько типов установок, в которых замер может производится объёмным или весовым способом. Схема одной из них – «Спутник А», приведена на рис. 7.12.

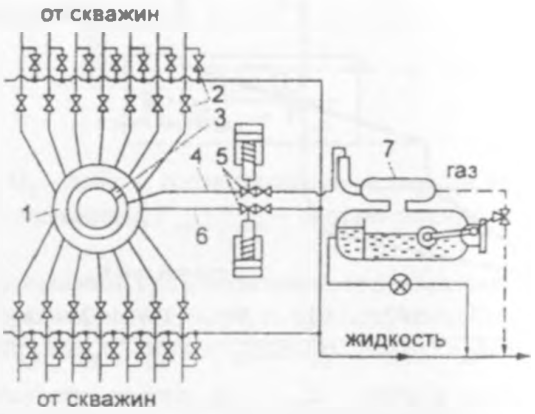


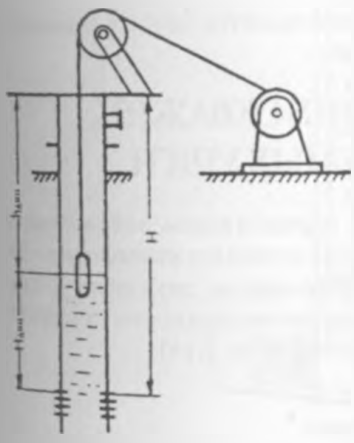
Рис. 7.12 Схема групповой замерной установки «Спутник-А»:
1 - многоходовый переключатель; 2 - задвижки; 3 - каретка роторная; 4 - замерный патрубок; 5 - отсекатели; 6 - общий коллектор; 7 - сепаратор

Работа установки осуществляется так:

Скважинная продукция – газожидкостная смесь, поступает по выкидным линиям в установку. Здесь каждый трубопровод присоединяется к многоходовому переключателю 1, представляющему собой два цилиндра. Наружный из них неподвижен, внутренний - вращается по заранее установленной программе, поочерёдно останавливаясь против одной из выкидных линий скважин.

В это время жидкость других скважин через общий коллектор 6 поступает в сборный трубопровод и транспортируется на сборный пункт. Жидкость скважины, трубопровод которой в данный момент сообщён с внутренним цилиндром переключателя, поступает в сепаратор 7, где происходит отделение её от газа и замер дебита турбинным расходомером. Одновременно фиксируется обводнённость, замеряется объём газа и другие параметры.

7.7. ИЗМЕРЕНИЕ ГЛУБИНЫ ЗАБОЯ СКВАЖИНЫ, УРОВНЕЙ И ГРАНИЦЫ РАЗДЕЛА ЖИДКОСТЕЙ



Одним из первых приборов этого назначения является аппарат Яковлева, представлявший собой небольшую ручную лебёдку, с помощью которой на проволоке диаметром 0,5-1,8 мм спускался металлический баллон или поплавок диаметром 100-120 мм и длиной 600 мм. (рис. 7.13). Достигнув уровня жидкости, поплавок останавливался, ослабляя натяжение проволоки, которое отмечалось как динамический уровень.

Рис. 7.13. Схема замера уровня аппаратом Яковлева:
$H_{дин}$ – динамический уровень; $H_{дин}$ – динамический столб; H – глубина скважины

Определение уровней жидкости в скважине используется для различных задач, например, для построения индикаторных кривых. Если в скважине находится однородная жидкость постоянной плотности, то можно определить забойное давление по формуле:

$$P_{заб} = (H - h_{дин}) \cdot g \cdot p + P_{зат} \qquad (7.6)$$

где H - глубина скважины, м; $h_{дин}$ - динамический уровень, замеренный аппаратом Яковлева, м; p - плотность жидкости, кг/м^3; g- ускорение свободного падения, м/с^2; $P_{зат}$ – затрубное давление, Па.

Для работы в глубоких скважинах применяются лебёдки с механическим приводом от двигателя автомашины или трактора. Например, установка ЛС-6 смонтирована на шасси автомобиля ГАЗ-66 и предназначена для работы в умеренном и холодном климате. Она имеет теплоизолированный отапливаемый кузов, лебёдку, вместимостью 8000 м проволоки диаметром 1,8 мм и скоростью подъёма до 5,3 м/с с тяговым усилием до 6,3 кН.

С помощью таких лебедок осуществляется спуск в скважину различных приборов.

7.8. ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН, ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ УШГН

Исследование малодебитных периодически работающих скважин состоит в получении циклов откачки и накопления - работы и простоя. Для этой цели контролируют динамику уровня жидкости, в затрубном пространстве после остановки скважины и строят зависимость «уровень-время» (рис. 7.14)

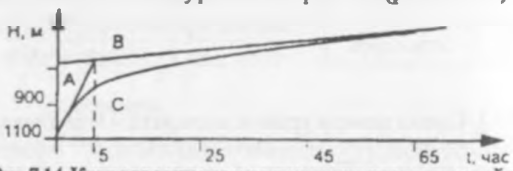


Рис. 7.14. Кривая восстановления уровня в периодической скважине:
H - уровень; t - время; A - область интенсивного притока; C – область слабого притока; Б - касательная

График восстановления уровня представлен кривой, интенсивность набора кривизны которой со временем уменьшается. Время наибольшего набора кривизны соответствует времени интенсивного притока жидкости из пласта. Именно это время и выбирается в качестве цикла откачки. На графике оно получается путём пересечения двух касательных, проведённых к кривой в интервалах максимального и минимального притоков.

Исследование скважин через затрубное пространство технологически разработано «БашНИПИнефтью» под руководством Н.Н. Репина и применяется на отдельных, так называемых, опорных скважинах [24]. Научный интерес этого вида исследований, как в случае эксплуатации скважин УШГН, так и УЭЦН, состоит в получении информации при одновременный работе насосов в скважине: распределения давления по стволу скважины, давления на приёме насоса, динамика плотности газожидкостной смеси и т.д. Схема способа приведена на рис. 7.15.

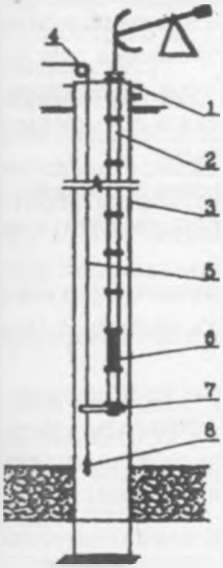


Рис. 7.15. Схема исследования через затрубное пространство:
1 - эксцентричная планшайба; 2 - колонна НКТ; 3 - обсадная колонна; 4 -направляющий ролик; 5 - проволока; 6 - сетка; 7 - отклонитель; 8 - глубинный манометр.

Перечень технологических операций перед исследованием скважин УШГН должен предусматривать:

1) установку эксцентричной планшайбы и скважинного отклонителя (конструкция которого разработана в «Туймазанефти»);

2) оснащение колонны труб муфтами с фасками с обеих сторон;

3) промывку скважины и очистку эксплуатационной колонны от отложений с последующим спуском шаблона;

4) использование проволоки диаметром 2,0-2,2 мм для подвески приборов;

5) перед спуском прибора снижение давления в затрубном пространстве до атмосферного;

6) спуск прибора через лубрикатор, если необходимо поддержание в затрубном пространстве давления выше атмосферного;

7) спуск приборов через направляющий ролик, устанавливаемый на планшайбу и центрируемый по отверстию;

8) перед спуском прибора произвести спуск шаблона, по длине и диаметру равного намечаемому к спуску прибору;

9) спуск и подъем приборов производить со скоростью не более 30-40 м/мин, а в интервалах повышенной опасности лучше перейти на ручной спуск-подъем;

10) при возникающих задержках в процессе спуска рекомендуется в качестве первой меры увеличить массу груза до 8-12 кг;

11) при задержках, возникающих через каждые 200-300 м, следует спуск прибора прекратить, поднять его и переориентировать планшайбу;

12) возникающие «захлесты» из-за, неправильного расположения планшайбы могут быть устранены изменением расположения планшайбы и, следовательно, колонны труб. Если это не помогает, следует прибор поднять, используя крючки, или вызвать бригаду подземного ремонта.

При выборе направления спуска следует учесть азимут искривления скважины, используя инклинограмму. Метод просто осуществляется в вертикальной скважине, но требует определенного опыта в искривленных скважинах.

Способ позволяет провести серию специальных исследований, но ввиду сложности проводится на опорных скважинах.

Для осуществления метода в БашНИПИнефти были разработаны малогабаритные приборы (табл. 7.1)

Величина максимального зазора в эксплуатационной колонне диаметром 146 мм составляет: при применении гладких труб диаметром 60, 73 и 89 мм соответственно 57; 46,5; 21 мм; в эксплуатационной колонне диаметром 168 мм: с НКТ 60 мм максимальный зазор 75 мм, 73 — 58,5; 89 — 40,5 мм.

Таблица 7.1

Габаритные размеры приборов для исследования скважин

Название прибора	Шифр	Наружный диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг
Максимальный манометр	ММ-1	22	2000	3,8
Поршневой манометр	МПМ-4	25	1460	2,9

Исходя из зазоров, было рекомендовано проводить исследования через затрубное пространство только малогабаритными приборами при спуске гладких НКТ.

Динамографирование скважин - способ исследования путём замера нагрузок на колонну штанг, возникающих в процессе их возвратно-поступательного движения.

Динамограф - устройство, фиксирующее нагрузку на штанги и трансформирующее ее в механический, гидравлический или электрический импульс, записываемый вторичным прибором (рис. 7.16).

Получили широкое применение ***гидравлические динамографы ГДМ.***

Динамограф состоит из двух узлов — силоизмерительной части и записывающего устройства.

Силоизмерительный узел включает в себя два рычага - верхний *12* нижний *13*, между которыми устанавливается диск 9, перемещающийся в маслозаполненной камере 10. Последняя соединена капилляром 8 с геликсной пружиной 7, раскручивающейся пропорционально величине давления на диск. Геликсная пружина заканчивается пером 6, записывающим изменение величины

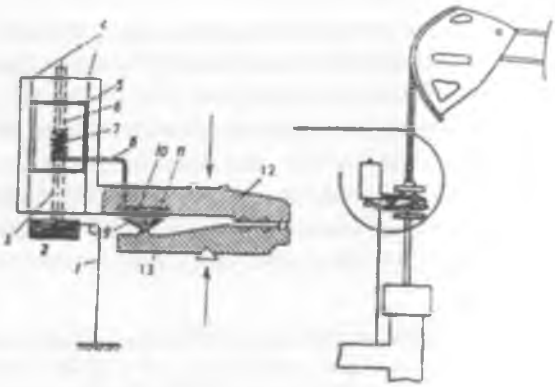


Рис. 7.16. Схема динамографа и его монтажа:

1 - нить, 2 - шкив, 3 -ходовой винт, 4 — направляющие; 5 - столик,, 6 - перо; 7 — геликс; 8 - капилляр; 9 – диск; 10 – камера; 11 – мессдоза; 12 – верхний рычаг; 13 – нижний рычаг.

нагрузки на бланке, укрепляемом на столике 5, перемещающемся вверх-вниз от привода-шкива 2. На шкив наматывается нить 1 и привязывается к неподвижному предмету, например, манифольду скважины При перемещении полированного штока нить натягивается, заставляя шкив вращаться и перемещать столик.

Динамограмма - графическая запись нагрузки в системе координат «нагрузка Р — перемещение полированного штока S» (рис 7.17)

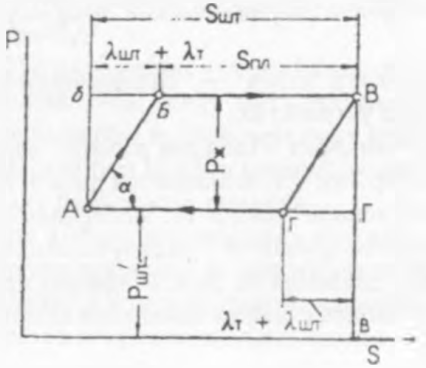


Рис. 7.17 Простейшая теоретическая динамограмма нормальной работы насоса.

$P_{шт}$ – вес штанг; $P_{ж}$ – вес жидкости, $S_{шт}$ – ход полированного штока, $S_{пл}$ – ход плунжера; $\lambda_{шт}+\lambda_{тр}$ – растяжение штанг + сокращение труб;
$\lambda_{тр}+\lambda_{шт}$ – растяжение труб + сокращение штанг.

В начале хода вверх:

а) обратный клапан на плунжере закрывается;

б) масса столба жидкости передается на штанги, снимаясь с труб;

в) штанги под влиянием этой нагрузки удлиняются ($\lambda_{шт}$);

г) трубы -сокращаются ($\lambda_{т}$).

Ход вверх:

а) деформация штанг и труб прекратилась;

б) плунжер перемещается вверх на величину БВ ($S_{пл}$);

г) приемный (всасывающий) клапан открывается;

д) нагнетательный клапан закрыт.

Начало хода вниз:

а) нагнетательный клапан открывается, всасывающий - закрывается;

б) штанги разгружаются и сокращаются в длине ($\lambda_{шт}$);

в) трубы нагружаются и удлиняются ($\lambda_{т}$);

г) жидкость перетекает из цилиндра насоса в насосно-компрессорные трубы.

Ход вниз:

а) плунжер перемещается на длину ГА;

б) нагнетательный клапан открыт;

в) всасывающий клапан закрыт;

г) штанги разгружены, трубы нагружены.

Обработка динамограмм производится на основе масштаба усилий m_1 и масштаба перемещений m_2.

Величина масштаба усилий указывается в паспорте динамографа, масштаб перемещений определяют расчетом.

Покажем эти расчеты на примере динамограммы, приведенной на рис. 7.17.

Определяем нагрузки на головку балансира при размерности масштаба Н/мм.

От веса штанг $P_{шт}$:

$$\boxed{P_{шт}=m_1 \cdot гв} \qquad (7.7)$$

От веса жидкости:

$$Pж = m_1 \cdot Ав \tag{7.8}$$

От веса штанг, жидкости и трения:

$$P\ max = m_1 \cdot Вв \tag{7.9}$$

Определяем масштаб перемещений для данной скважины при известной фактической длине хода полированного штока – $S^{ф}_{шт}$

$$m_2 = \frac{S^{ф}_{шт}}{S_{шт}} \tag{7.10}$$

где $S_{шт}$ – длина хода полированного штока, записанная на динамограмме.

Значение параметров получим из соотношений:

Длина хода плунжера $S_{пл}$

$$S_{пл} = m_2 \cdot БВ \tag{7.11}$$

Деформация труб и штанг ($\lambda_{шт}+\lambda_{тр}$), или (7.12)

Потеря хода полированного штока $\lambda_{шт}$

$$\lambda_{шт} = m_2 \cdot Бб \tag{7.13}$$

Коэффициент подачи насоса η

$$\eta = БВ/АГ \tag{7.14}$$

Абсолютные величины деформаций штанг и труб под действием веса столба жидкости определяются из формул (по закону Гука удлинение прямо пропорционально силе):

$$\lambda_{ш} = \frac{P_{ш} \cdot H}{f_{ш} \cdot E} \tag{7.15}$$

$$\lambda_{т} = \frac{P_{ш} \cdot H}{f_{т} \cdot E} \tag{7.16}$$

Здесь: $f_{шт}$ – площадь поперечного сечения штанг, см^2; f – площадь поперечного сечения труб, см^2;Н – глубина подвески насоса м;Е - модуль упругости стали, Па; $P_ж$ - вес столба жидкости, Н.

Суммарная величина удлинения (сокращения) труб и штанг:

$$\lambda = \lambda_ш + \lambda_т = \frac{H \cdot P_ж}{E} \cdot \left(\frac{1}{f_ш} + \frac{1}{f_т} \right) \qquad (7.17)$$

Таким образом, зная масштаб усилий Р и масштаб перемещений (они указываются в паспорте прибора), можно все параметры, полученные на схеме рис. 7.17. преобразовать в натуральные числа.

Сравнивая фактические динамограммы с эталонными, определяют различные отклонения от нормальной работы скважины и насоса и решают вопрос о его ремонте (рис.7.18)

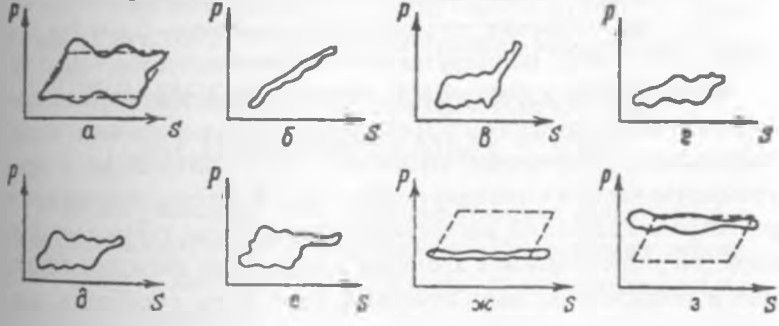


Рис. 7.18. Фактические динамограммы.

а - нормальная работа насоса; б - прихват плунжера;в – заедание плунжера; г - утечки при ходе вверх; д - утечки через всасывающий клапан; е - свободный газ в цилиндре; ж - не работает нагнетательный клапан; з - не работает всасывающий клапан.

В настоящее время применяют системы комплексного контроля скважин, эксплуатируемых УШГН, в которых датчики усилий устанавливается на полированный шток. Он преобразовыва-

ет деформацию штока в электросигнал, регистрируемый компьютером. Последний расшифровывает полученную динамограмму, отсылая её в банк данных, и выдает информацию о всех параметрах работы насоса.

Созданы также системы замера уровня, замера температуры, давления. Приведем краткое списание некоторых из них.

Система комплексного контроля скважин с ШГН - МИКОН-101 предназначена: а) для акустического контроля уровня жидкости и давления в затрубном пространстве; б) для динамометрирования; в) для измерения буферного, магистрального и других видов давлений.

Комплекс включает аппаратную и программную части.

Состав аппаратной части: устройство приема акустических сигналов, блок регистрации (динамометрия), датчик буферного давления. Система оснащена компьютерной программой по всем измеряемым параметрам, а по динамометрированию- соответствующим банком данных эталонных динамограмм.

Регламентированные погрешности: по уровню – 0,6 м; по давлению – 0,05 МПа; по нагрузке на полированный шток – до 1 %.

МИКОН 207 предназначен для регистрации изменения во времени значений давления и температуры на устье скважины, в трубопроводах, резервуарах. Включает в себя аппаратную и программную часть и выполняет следующие функции: измерение и регистрация давлений, регистрация температуры, таймер -календарь, энергонезависимое хранение измеренных значений давлений и температуры, ввод отчетов в компьютер, обработка данных.

Технические данные: диапазон измеряемых величин: давление, МПа - от 0 до 25; температуры, С° - от - 30 до +85; питание - аккумулятор. В - 2,0; максимальная потребляемая мощность, Вт - 0,15; объем камеры, пар точек - до 85632 (МК 207 - 03), до 28288 (МК 201 - 01); габариты, мм: диаметр - до 70; длина - не более 200; масса, кг - до 3,0.

СУДОС - 02 – программно-аппаратный комплекс оперативного слежения за уровнем жидкости в добывающих скважинах. Предназначен для контроля, и измерения статического и динами-

ческого уровней, снятия кривых восстановления уровня жидкости и слежения за ним при запуске и эксплуатации скважины, измерения давления газа в затрубном пространстве. Фирма - изготовитель - Россия, Томск, ТНПВО «Сиам».

Техническая характеристика: диапазон измерения: уровней, м - от 25 до 3000; давлений, МПа - от 0,01 до 10; количество отсчетов - 850; время непрерывной работы, ч - 4 5; рабочий диапазон температуры среды, С° - от -40 до +50; срок службы, год - 5; масса, кг - 8,1.

Система акустического контроля уровня жидкости в скважинах -MS производства ТОО «Маркетинг - Сервис» (г. Набережные Челны) предназначена для измерения и регистрации уровня жидкости, давления в затрубном пространстве и последующей математической обработки данных.

Техническая характеристика: диапазон измеренных уровней - от 50 до 3000 м; давлений - от 0 до 6,0 МПа; время регистрации эхограммы - от 1 до 30 с; суммарное количество измерений - до 8000; диапазон температур среды - от -50 до +50 С°; габариты, мм - 255 х 100 х 100 (блок регистрации), масса общая - 8 кг.

7.9. ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН, ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ УЭЦН

Ранее мы указывали, что наиболее точными являются замеры, проводимые глубинными приборами, спускаемыми в скважину, т.е. замеры, дающие непосредственную информацию об исследуемом параметре.

К этим замерам и надо стремиться. Однако, вследствие затруднений, связанных со спуском приборов на прием работающих насосов, а также в связи с необходимостью дополнительных спуско-подъемных операций для их подъема, получили применение на практике не прямые, а косвенные методы замеров такие, как эхометрия. Одним из прямых методов является применение суфлирующих устройств, состоящих из приставки к манометру (рис. 7.19) и суфлера (рис. 7.20)

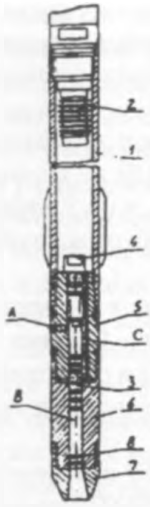


Рис. 7.19. Приставка к глубинному манометру:
1 - пробоотборная камера; 2 - сильфон, 3 - золотник, 4 - заглушка; 5 - седло; 6 - нижняя часть корпуса; 7 - наконечник; 8 - уплотнительное кольцо, А – отверстие С и В - каналы.

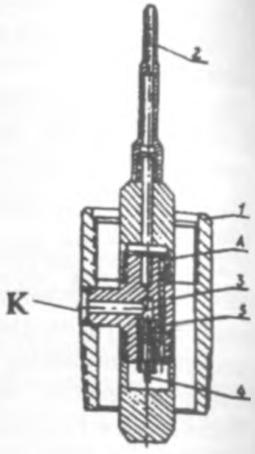


Рис. 7.20. Суфлер:
1 - переходник, 2 - штуцер; 3 - корпус; 4 - клапан; 5 - седло; К, А - каналы

Метод может использоваться для замера давления в затрубном пространстве скважины, эксплуатируемой фонтанным, компрессорным способом или УЭЦН [21].

При эксплуатации скважины УЭЦН суфлер устанавливают выше насоса. При его работе давление столба жидкости воздействует на клапан 4, прижимая его к седлу 5, и, таким образом, разобщает НКТ и затрубное пространство.

При необходимости замерить давление в затрубном пространстве, опускают манометр с приставкой, добиваются его посадки на штуцер 2. При этом отверстия на штуцере закрываются, золотник 3 перемещается вверх, открывая канал С. Воздействие столба жидкости из НКТ на клапан 4 суфлера прекращается, и жидкость из затрубного пространства через канал К перемещает клапан 4 вниз открывая канал А. Импульс давления передается

через штуцер 2, суфлера, приставки и далее в канал С, камеру 1 на сильфон 2, который и фиксирует величину давления.

7.10. АГРЕГАТЫ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Агрегаты для исследовательских работ выполняются на шасси высокопроходимых автомобилей УАЗ-3741, ГАЗ-66, ГАЗ-71, УРАЛ. Главный их узел - лебедка для спуска в скважину различных глубинных приборов. Одна из лабораторий для комплекса глубинных исследований - АПЭЛ-66, смонтирована на шасси автомобиля высокой проходимости ЗИЛ-157 в утепленном кузове (рис. 7.21). Она оснащена каротажной лебедкой 3, для спуска глубинных приборов, электроагрегатом 4 для питания приборов, блоками управления *2*. Лебедка обеспечивает скорость подъема от 290 до 7320 м/ч. Схема оборудования скважины для проведения исследовательских работ приведена на рис. 7.22.

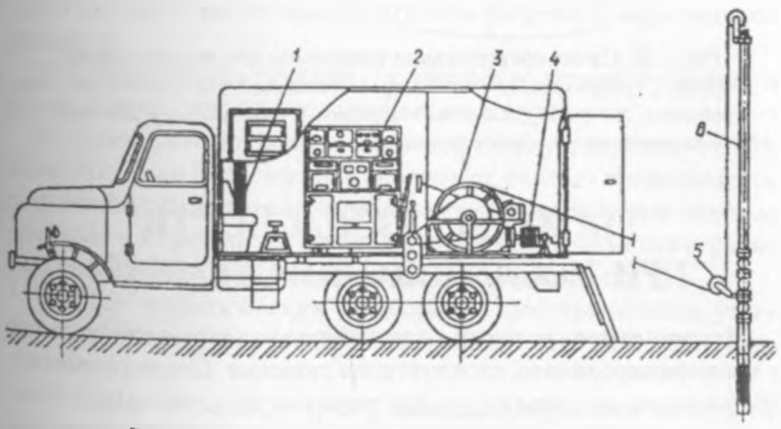


Рис. 7.21. Промысловая лаборатория АПЭЛ-66:
1 – стеллаж для приборов, 2 – блок питания; 3 – каротажная лебедка; 4 – электроагрегат; 5 – направляющий ролик; 6 – лубрикатор.

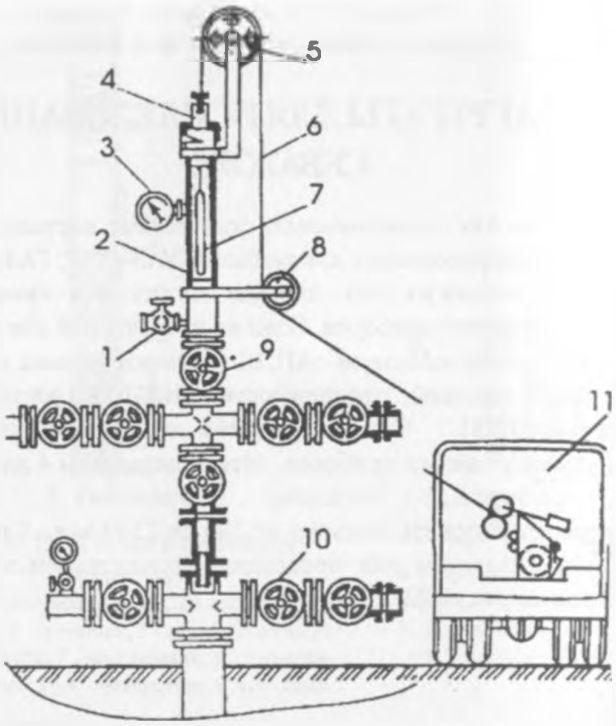


Рис. 7.22. Схема оборудования скважины для исследования:
1 – вентиль; 2 – лубрикатор; 3 – манометр; 4 – сальник; 5 – направляющий ролик; 6 – проволока; 7 – прибор; 8 – оттяжной ролик; 9 – центральная задвижка; 10 – затрубная задвижка; 11 – лаборатория.

7.11. МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ СКВАЖИН

Исследование скважин - главнейшее условие рациональной и квалифицированной эксплуатации скважин. Периодичность и объем исследовательских работ регламентируется «Правилами разработки нефтяных и газонефтяных месторождений» и проектов.

1) На основании данных исследований устанавливается технологический режим скважины - совокупность основных пара-

метров ее работы, обеспечивающих получение предусмотренную технологическими документами величину отборов нефти, жидкости, газа и соблюдение условий надежной эксплуатации.

2) Ответственность за соблюдение режима возлагается на мастера и начальника цеха, контроль осуществляют геологический и производственно-технический отделы нефтедобывающего предприятия, надзор – горно-техническая инспекция

3) Пуск новых, не оборудованных для замера дебита и исследования скважин, не разрешается.

4) При использовании генератора упругих волн необходимо проверить величину давления его опрессовки, которое должно составлять не менее 15 МНа при рабочем давлении - 7,5 МПа.

5) Генератор должен надежно с помощью трубного ключа присоединяться к угловому вентилю затрубного пространства.

6) Спуск глубинных приборов в скважину должен производиться при наличии лубрикатора опрессованного на ожидаемое устьевое давление, и имеющего, герметизирующее сальниковое устройство.

7) Проволока для спуска в скважину приборов не должна иметь узлов, соответствовать предполагаемой нагрузке и коррозионной стойкости.

8) Исследования скважин, не имеющих устьевой обвязки и канала сброса скважинных агентов, не допускается.

9) При спуске приборов в скважину, эксплуатируемую УЭЦН, или фонтанным и газлифтным способами, следует предусмотреть применение утяжелителя, чтобы исключить возможный подброс приборов и образование петли. В случае необходимости ограничить дебит скважины или полностью остановить ее.

10) При использовании приборов с электрическими узлами, подключенными к электролинии, обеспечить их надежное заземление.

11) Применение эхометрии с помощью пороховых хлопушек требует обязательного стравливания давления до атмосферного из затрубного пространства путем плавного открытия задвижки. Хлопушка должна быть оборудована пламягаситe-

лем. На эхолоты данной конструкции распространяется правила безопасности, действующие в помещениях где используются взрывоопасные вещества - порох и другие.

12) Динамографирование проводится при соблюдении следующих условий:

– станок-качалка (СК) абсолютно исправен и оборудован надежным тормозом;

имеется устройство для переключения работы СК с автоматического режима работы на ручное управление;

– установлена стандартная канатная подвеска ПКН-5 или ПКН-10;

– СК остановлен;

– траверса перемещается равномерно и отсутствует перекос при установке корпуса месдозы;

– при установке корпуса месздозы предусмотреть зазор между полированным штоком и концом паза в корпусе не более 2-5 мм, во избежание возможного выхода корпуса из траверс;

– запись динамограммы производится при работающей СК, никаких работ на СК и динамографе при этом производить нельзя;

– демонтаж динамографа производиться при остановленном СК.

13) При глубинном исследовании спуск приборов в скважину производить после шаблонирования эксплуатационной колонны или НКТ.

14) При спуске приборов через НКТ, последние оборудовать воронкой.

15) Все лебедки для спуска приборов должны иметь надежные тормоза и храповые механизмы.

16) При подъеме приборов оставшиеся 100 м проходить со скоростью не более 0,5 м/с, а последние 25 м- прибор поднимать вручную.

17) Запрещается использовать прибор для ликвидации пробки.

18) При спускно-подъемных операциях не разрешается касаться проволоки руками и производить какие-либо работы на работающем агрегате или лебедке.

8. ОСЛОЖНЕНИЯ В СТВОЛЕ СКВАЖИНЫ И ТЕХНОЛОГИИ ИХ УСТРАНЕНИЯ

8.1. ВИДЫ ОСЛОЖНЕНИЙ

Осложнение - нарушение нормального процесса добычи нефти, характеризующееся уменьшением притока нефти из пласта или снижением первоначальной производительности скважинного насоса

По виду осложнений скважины, подразделяются на несколько категорий.

Песочные - скважины с интенсивным разрушением призабойной зоны пласта и выносом песка в количестве более 1 г/л, вызывающим образование песчаных пробок на забое и в трубах, заклинивание рабочих органов насосов.

Парафинящиеся - скважины, в нефти которых содержится более 3% парафина, откладывающегося в области призабойной зоны и на оборудовании, и вызывающего не менее одной чистки или отпаривания в год.

Скважины с высоковязкой жидкостью - категория скважин, дающих продукцию вязкостью более 0,03 Па с, вызывающей значительные гидравлические сопротивления при фильтрации и подъеме на поверхность

Газовые - скважины с высоким газовым фактором, создающим их периодическое фонтанирование через насосы и снижающим их коэффициент подачи.

Коррозионные - скважины, характеризующиеся откачкой нефти, содержащей минерализованную пластовую воду с содержанием солей до 100 мг/л, кислорода, ионов хлора, серы, углерода до 20 %. Это вызывает коррозию оборудования и труб, образование коррозионных примесей и ведет к авариям и снижению подачи насосов.

Солеотлагающие - скважины, в продукции которых содержатся соли, выпадающие из жидкости при изменении термодинамических условий и образующие пробки

8.2. ОЧИСТКА ЗАБОЯ И СТВОЛА СКВАЖИНЫ ОТ ПЕСЧАНЫХ ПРОБОК

Промывка - комплекс работ, обеспечивающих вынос из области ПЗП накопившихся примесей - песка, продуктов коррозии, солей парафина посредством подаваемой в скважину жидкости под давлением.

Технологическая схема оборудования скважины проста и приводится на рис. 8.1

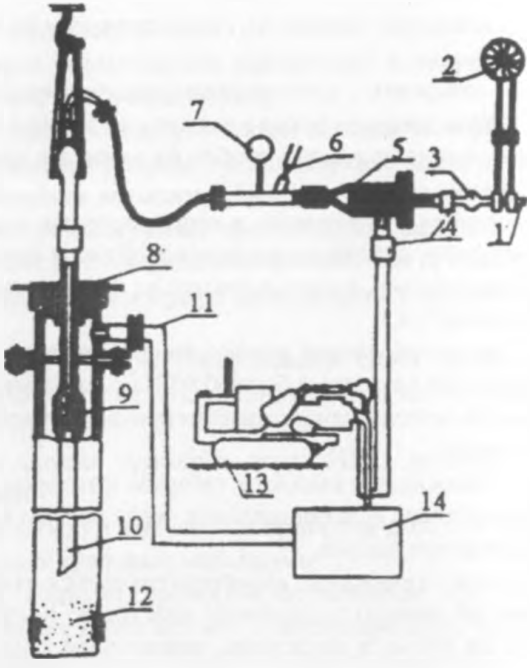


Рис. 8.1. Схема оборудования скважины при промывке ее аэрированной жидкостью с добавкой поверхностно-активных веществ (ПАВ):
1- линия подачи воздуха в аэратор; 2-расходомер; 3-вентиль; 4-обратные клапаны; 5-аэратор; 6-отвод; 7-манометр; 8-сальник; 9-обратный клапан; 10 - промывочные трубы; 11-линия; 12 - песчаная пробка; 13-промывочный агрегат; 14-емкость для приготовления ПАВ.

Прямая промывка - подача промывочной жидкости в НКТ, а

подъем примесей – по затрубному пространству.

Обратная промывка – подача промывочной жидкости в затрубное пространство, вынос вымываемых продуктов через НКТ.

Выбор технологии зависит от задачи, но следует учесть, что вынос продуктов улучшается при обратной промывке, а эффективность их размыва-при прямой.

Промывочная жидкость - закачиваемый агент, с помощью которого выносятся накопившиеся скважине примеси.

Интесинфикация выноса механических примесей может быть достигнута путем дозирования в воду поверхностно-активных веществ (ПАВ) и воздуха, последнее ведет к образованию аэрированной жидкости.

В качестве ПАВ применяют ОП-10, ОП-7, сульфонал и т.д. в количестве 0,05-2,0% от объема воды. Соотношение воды и воздуха: 1:22- 1:33.

Для проведения промывок используют следующее оборудование: насосные агрегаты, автоцистерны, компрессоры, специальная устьевая арматура с устьевым герметизатором, аэратор, вертлюг, емкость для приготовления раствора ПАВ, НКТ оборудуют скошенным концом.

8.3. АСФАЛЬТО-СМОЛИСТЫЕ ПАРАФИНОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ

Парафиновые отложения состоят из парафина, нефти, асфальтенов, а также воды, продуктов разрушения пласта и механических примесей, привнесенных с поверхности в скважину. Выпадая из нефти и, откладываясь на трубах и оборудовании, эти компоненты (их называют асфальто-смолистыми парафиновыми отложениями - АСПО) нарушают нормальную работу скважин.

По содержанию парафина нефть принято делить на три класса:

1 - беспарафинистая (содержит менее 1 % парафина по массе);

- слабопарафинистая (содержит 1 -2 % парафина по массе);
- парафинистая (содержит более 2 % парафина по массе)

Безводная девонская нефть Туймазинского нефтяного месторождения (Башкортостан), например, содержит от 3,7 до 5,5% парафина: пласт Д1 –5% пласт, Д2 – 6%, турнейский – 1,9%, угленосный – 3,7%. Месторождения Мангышлака (Казахстан) содержат 15-20% парафина.

Затраты на депарафинизацию промыслового оборудования достигают более 10% от себестоимости добываемой нефти.

Из опыта эксплуатации девонских скважин известно, что фонтанный лифт диаметром 73 мм при дебите скважине 75 т/сут полностью запарафинивался за пять суток. За это время в лифте скапливалось более 1000 кг парафина. Фонтанирование скважины при этом может полностью прекратиться [21].

Рассмотрим некоторые факторы, влияющие на выпадение парафина из нефти.

В пластовых условиях парафин обычно находится в растворенном состоянии. При снижении давления и температуры нарушается первоначальное физико-химическое равновесие. В результате парафин выделяется из раствора в виде мельчайших кристаллов, которые сначала находятся во взвешенном состоянии, а впоследствии осаждаются на твердых поверхностях труб и оборудования.

Температура начала кристаллизации парафина для месторождений Татарстана и Башкортостана находится в пределах 15-35 °С.

Снижение температуры в лифтовых трубах происходит в связи с выделением газа из нефти, которое обусловлено в свою очередь снижением давления по мере перемещения пузырьков газа в нефти от забоя скважины к устью, а также при снижении устьевого давления и отдачи тепла обсадной колонне.

Начало отложения парафина отмечается на глубине 700-800 м (рис. 8.2). От

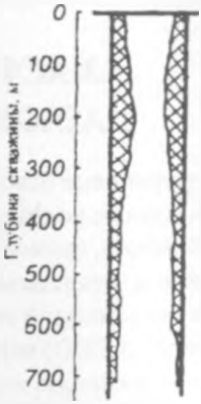


Рис. 8.2. Характер парафиновых отложений в насосно-компрессорных трубах

нако исследования последних лет [25] показывают что парафинообразование начинаются в области фильтра и даже в пласте за счет интенсивного его охлаждения закачиваемой для целей ППД водой.

Существуют несколько методов борьбы с парафином, которые можно разделить на следующие группы:

а) тепловые; б) механические; в) химические; г) физические; д) превентивные.

ТЕПЛОВЫЕ МЕТОДЫ

Тепловые методы основаны на способности парафина плавится при воздействии тепла и выноситься потоком жидкости. Среди тепловых методов известны:

а) подача в скважину теплоносителей - пара и жидкости;

б) помещение теплоисточника в ствол скважины или на забой - электронагреватели, химические термогенераторы.

Промышленность выпускает для этих целей агрегаты и установки нескольких конструкций

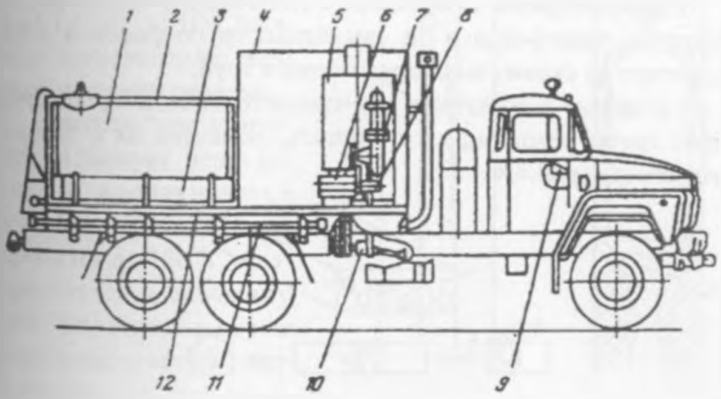


Рис. 8.3 Промысловая паровая передвижная установка ППУА-1600/100:

1 – цистерна для воды; 2 – укрытие для цистерны; 3 – емкость для топлива; 4 – кузов; 5 – парогенератор; 6 – питательный насос; 7 – вентилятор высокого давления; 8 – топливный насос; 9 – приборы КИП и А; 10 – привод установки; 11 – магистральные трубопроводы; 12 – монтажная рама.

Промысловая паровая передвижная установка ППУА-1600/100 предназначается для депарафинизации оборудования паром, вырабатываемым специальным парогенератором, смонтированным на шасси автомобиля КрАЗ-255Б1 А (рис.8.3).

Кроме того установка укомплектована цистерной для воды, питательным и топливным насосом, вентилятором высокого давления, кузовом, емкостью для топлива, приборами КИП и А и магистральными трубопроводами.

Парогенератор – вертикальный прямоточный змеевиковый котел, превращающий воду в пар, производительностью 1,6 м³/с, давлением 10 МПа и температурой до 310 °С. При воздействии пара на АСПО последние расплавляются, отделяясь от стенок труб и, смешиваясь с жидкостью, выносятся из скважины.

Однако применение ППУА кардинально не решает проблему очистки оборудования от АСПО по следующим причинам:

а) подача пара в скважину вызывает его конденсацию и охлаждение, поэтому уже на глубине 200-300 м температура жидкости становится ниже температуры плавления парафина;

б) целесообразно использовать ППУА для очистки устьевой арматуры, манифольдов и выкидных трубопроводов, а также поднятого из скважины оборудования и труб;

в) с целью повышения производительности пропарочных работ трубы рекомендуется очищать, поместив их в специальную камеру (рис.8.4)

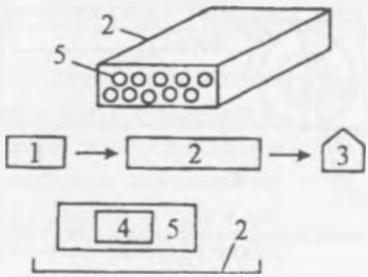


Рис.8.4. Способ очистки труб от парафина:

1 – паропередвижная установка; 2 – кассета; 3 – емкость для слива отложений; 4 – пламя; 5 – НУТ

г) эффект пропарки НКТ непосредственно в скважине может быть повышен за счет применения плунжера (рис. 8.5)

д) накапливающийся в жидкости оплавленный парафин образовывает плотную пробку, так как в момент пропарки скважина не работает.

Агрегат депарафинизационный АДПМ. Получил широкое распространение способ очистки от АСПО прокачкой подогретой жидкости. Для этой цели промышленность выпускает агрегат на шасси автомобиля КрАЗ-255Б, АДПМ, главным узлом которого является котел-нагреватель.

В нагревателе монтируется змеевик, через который прокачивается жидкость. Здесь она нагревается до 150 °С и направляется в скважину (рис. 8.6) Агрегат может быть подключен «на циркуляцию», то есть скважина в момент обработки эксплуатируется, а закачиваемая горячая жидкость, проходя в затрубное пространство сква-

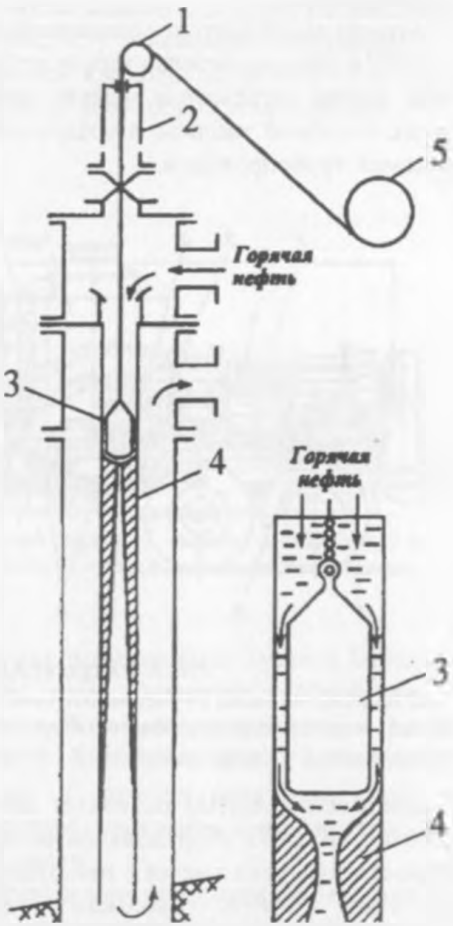


Рис. 8.5. Схема оборудования скважины для депарафинизации горячей нефтью по центральной схеме с применением плунжера:

1 – направляющий ролик; 2 – лубрикатор; 3 – плунжер; 4 – парафин; 5 – лебедка с канатом

жины, работающий насос и НКТ, выносит продукты очистки в трубопровод.

Агрегат выпускается промышленностью под шифром АДПМ-12/150У и производительность по нефти 12 м³/ч, давление - до 13 МПа. Кроме нагревателя агрегат снабжен нагнетательным насосом, системой топливо и воздухоподачи, комплектом КИП и системой трубопроводов.

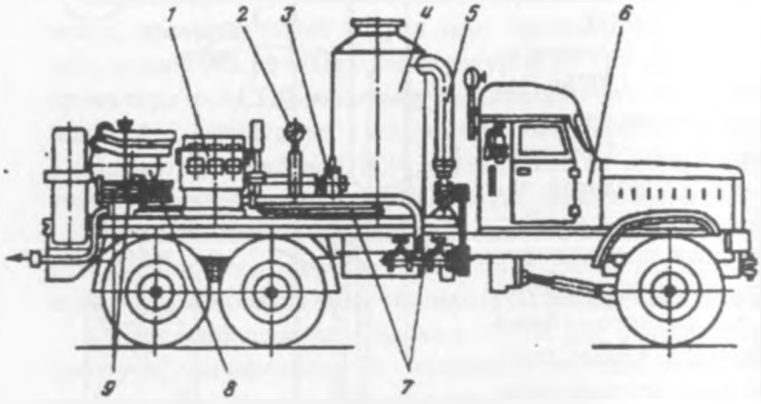


Рис. 8.6. Агрегат АДПМ:

1 – нагнетательный насос; 2 – система КИП и А; 3 – трансмиссии; 4 – нагреватель нефти; 5 – воздуховод; 6 – шасси автомобиля КрАЗ-255Б1 А; 7 – технологические трубопроводы, 8 – топливная система; 9 – вспомогательные трубопроводы.

Применение АДПМ позволяет добиваться более эффективной очистки труб и оборудования, во-первых, за счет циркуляции жидкости и выноса вместе с ней продуктов очитки и во-вторых, за счет более высокой теплонесущей энергии жидкости.

ЭЛЕКТРОНАГРЕВАТЕЛИ

Разработаны и применяются несколько тепловых методов, обладающих наибольшей эффективностью. Их идея сводится к размещению источника тепла непосредственно в скважине и нагреву ее определенного интервала до высокой температуры В этом случае удается избежать непроизводительных потерь теп-

да, возникающих при подаче тепла с поверхности.

Одним из таких методов является ***электропрогрев***. Он осуществляется спуском в скважину на заданную глубину теплового электрического нагревателя (рис. 8.7) с помощью специальной установки УЭС-1500, включающей в себя каротажный подъемник типа ПК-2, смонтированный на автомобиле, и автотрансформатор.

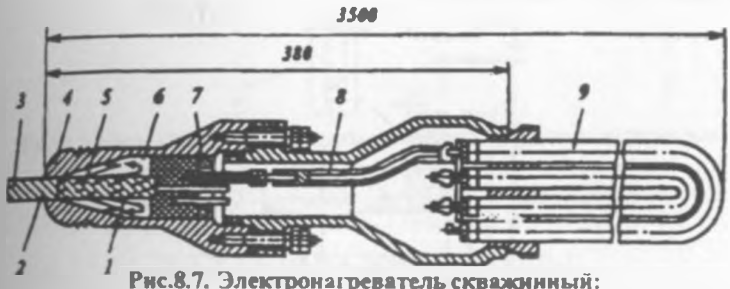


Рис.8.7. Электронагреватель скважинный:

1 – крепление кабеля; 2 – проволочный бандаж; 3 – кабель, 4 – головка, 5 – асбестовая оплетка; 6 – свинцовая заливка; 7 – гайка; 8 – клеммник, 9 нагреватель.

Время электропрогрева может продолжаться сутки и более (устанавливается практикой). В процессе обработки электронагреватель висит на кабель-тросе, укрепленном на устье в зажимном устройстве, а подъемник может использоваться для спуска нагревателя в другие скважины. Автотрансформатор служит для регулирования напряжения, подаваемого к нагревателю по кабель-тросу.

УЭС-1500 создает температуру в зоне установки нагревателя до 100 °С. Мощность нагревателей достигает 50 кВт. Создана и апробирована конструкция нагревателей – мощностью 9,45кВт и диаметром 29 мм, опускаемых через насосно-компрессорные трубы.

Могут применяться и нагреватели, монтируемые в скважине одновременно с насосом (чаще штанговым). Существует поднасосный и наднасосный варианты установки нагревателей.

При этом питающий силовой кабель крепится к НКТ по схеме, применяемой в УЭЦН.

В НГДУ «Туймазанефть» в пятидесятых годах [8] апробирован способ борьбы с парафином путем подачи напряжения на обсадную колонну и НКТ или на колонну штанг и НКТ (рис.8.8). Из-за опасности, связанной с трудностями защиты исполнителей от высокого напряжения, внедрение метода было приостановлено.Однако в настоящее время появляются публикации [25] о повторении этих технологий.

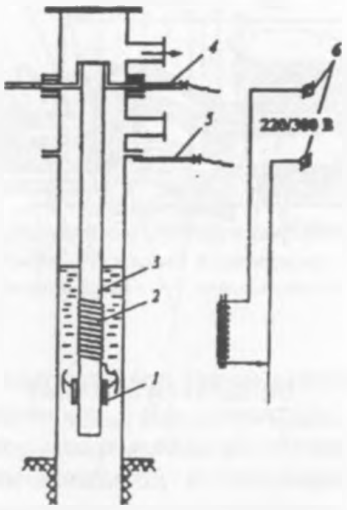


Рис.8.8 Электронагреватель труб:
1 - контактор; 2 – катушка; 3 - токоподвод (НКТ);
4,5 – токоприемники; 6 – электроисточник

Индукционный прямоточный подогреватель – устройство монтируемое на устье скважины (рис.8.9) и нагревающее проходящий через него поток добываемой жидкости, которая затем направляется в арматуру. Целесообразно применять на удаленных скважинах, проезд к которым затруднен.

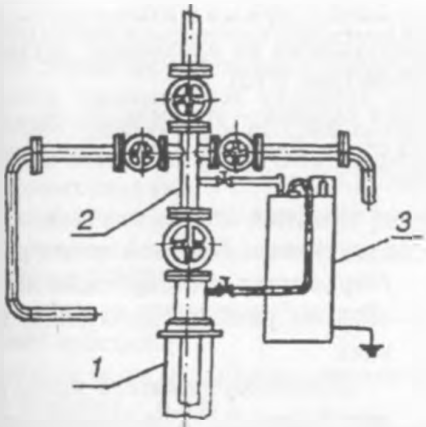


Рис 8.9. Индукционный прямоточный подогреватель и схема его подключения:

1 – скважина; 2 – устьевая арматура; 3 – подогреватель

МЕХАНИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ

Механические методы – борьбы с парафином заключаются в периодическом соскабливании его с поверхности труб. Для этой цели была создана целая гамма скребков различной конфигурации постоянного и переменного сечения, опускаемых в НКТ на проволоке специальной лебедкой. Созданы скребки, укрепляемые на штангах

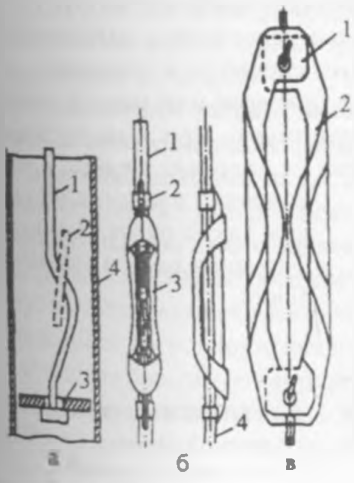


Рис. 8.10. Скребки различных конструкций:

а): 1 – штанговый для периодической очистки НКТ от парафина, 2 – диск в положении спуска, 3 – диск в положении подъема; 4 – очищаемые трубы.
б) штанговый: 1 – штанга; 2 – хомутик; 3 – скребок.
в): раздвижной для фонтанных, компрессорных скважин с УЭЦН: 1 – пластина; 2 – скребок; 3 – хомутик; 4 – торец.

(пластинчатые скребки), скребки с изменяющимся сечением режущей части, опускаемые на проволоке, летающие скребки, скребки-центраторы (рис. 8.10).

Пластинчатый скребок – это металлическая пластина, изготовливаемая из стали толщиной 2 мм, длиной 100 мм и шириной 56-63 мм (рис. 8.10 «а»).

Очистка НКТ от парафина происходит в процессе вращения колонны штанг со скребками. Для этой цели применяют штанговращатели, монтируемые на устье скважины и поворачивающие колонну при движении вниз.

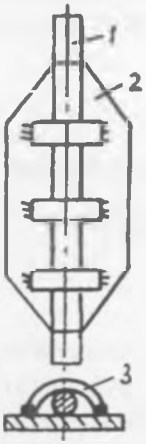


Рис. 8.10 «а». Пластинчатый скребок:
1– штанга; 2 – пластина; 3 – хомут.

Штанговращатель представляет собой диск 4, (рис. 8.11), на поверхности которого нарезаны зубья. Этот диск крепится на полированном штоке. При перемещении штанг вниз от воздействия на зубья движетелем 5, шарнирно закрепленной на оси с рычагом 1, происходит поворот диска на один зуб. От обратного хода диск фиксируется стопором 3. (Рис. 8.11)

При движении вниз каждый скребок образует на внутренней поверхности трубы винтообразную очищенную поверхность.

Существенным недостатком пластинчатых скребков является способ их крепления.

Он состоит в приварке пластины к хомуту, охватывающему штангу. При этом предполагается, что сварка не повредит штангу, а удерживаться пластина в заданном месте будет за счет деформации хомута при охлаждении.

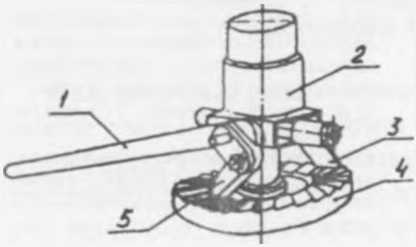


Рис. 8.11. Штанговращатель:
1 – рычаг; 2 – корпус; 3 – стопор; 4 – диск; 5 – движитель

На самом деле в процессе сварки нагревается и штанга, что, наверняка, вызывает изменения в структуре металла. Кроме того, имеют место случаи их сползания с места установки.

Применение пластинчатых скребков и штанговращателей оказалось более эффективным по сравнению с практиковавшейся пропаркой и позволило увеличить межремонтный период по фонду штанговых скважин.

Скребки с изменяющимся сечением режущей поверхности (рис. 8.10) применялись в скважинах, эксплуатируемых фонтаном, газлифтом и УЭЦН.

Они опкскались на специальной (скребковой) проволоке с помощью ручной лебедки.

В дальнейшем была разработана автоматизированная система спуска и подъема – АДУ-3.

АДУ-автоматическая депарафинизационная установка, осуществляющая подъем и спуск скребка в скважину.

Одной из конструкций, получивших применение, в свое время, являлась АДУ-3 (рис.8.11а).

Главным узлом АДУ-3 являлась лебедка 12 с электроприводом 22.

Проволока, на конце которой укреплялся скребок, с утяжелителем, опускалась в скважину и поднималась из нее по заданной программе, очищая таким образом НКТ от парафина.

Скребок для периодической очистки труб от парафина укреплялся на изогнутой штанге (рис. 8.10) и меняли свое положение при спуске и подъеме.

Дальнейшем развитием методов борьбы с парафином было применение летающих скребков конструкции УфНИИ (рис. 8.12).

Принцип действия их состоял в том, что они оснащались ножами-крыльями, складывающимися при движении вниз и раскрывающимися при движении вверх [91].

Перед спуском летающего скребка в насосно-компрессорных трубах устанавливался нижний амортизатор сбрасываемого типа, состоящий из подпружиненного кольца и корпуса с плашками. Последние фиксируют корпус в стыке труб на необходимой глубине. Второй амортизатор – верхний, устанавливался на буферной задвижке фонтанной арматуры взамен лубрикатора.

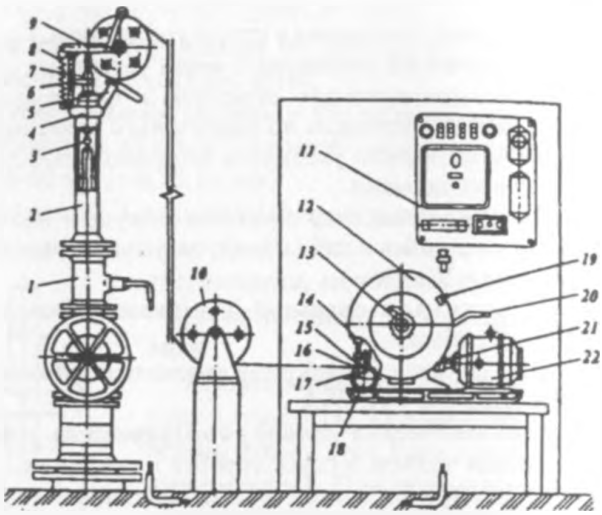


Рис. 8.11а. Принципиальная схема депарафинизационной установки АДУ-3:

1 – индукционный датчик ДИ-3; 2 – лубрикатор, 3 – скребок; 4 – хомут; 5 – кронштейн, 6 – грундбукса; 7 – уплотнитель; 8 – пружина, 9 – рычаг ролика; 10 – оттяжной ролик; 11 – блок управления; 12 – барабан лебедки; 13 – храповик; 14 – укладчик; 15 – кольца, 16 – пружина; 17 – головка; 18 – червяк, 19 – узел счетчика; 20 – рукоятка тормоза; 21 – муфта; 22 – электродвигатель

Движение вниз осуществлялось под действием собственного веса, вверх струей движущейся жидкости. При этом раскрывшиеся ножи соскабливали парафин с НКТ. Переключение движения на ход вверх или вниз происходило при воздействии скребка на концевой нижний или верхний амортизатор.

Было установлено, что минимальными дебитами, при которых летающие скребки нормально работали, были 45-50 т / с у т, а давление на буфере - 0,5-1,0 МПа. Верхняя предельная величина дебита - 180-200 т/сут и буферное давление - 4,5-5,0 МПа

Летающие скребки получили ограниченное применение из-за ряда осложнений. К ним относились постоянные остановки скребков из-за заклинивания в парафиновых отложениях, стыках труб или искривлениях колонны, избежать которых было практически невозможно.

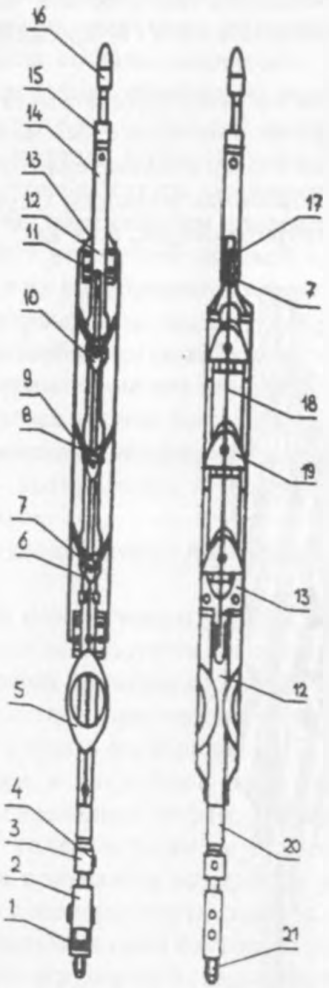


Рис.8.12. Автоматический скребок УфНИИ:

1 – пружина замка, 2 – шарик; 3 – корпус замка, 4 – винт; 5 – ножи; 6 – крылья; 7 – оси, 8 – клапаны, 9 - фиксаторная планка, 10 – клапанная рама; 11 - винт, 12 – стержни; 13 – державки; 14, 20 – соответственно верхний и нижний штоки; 15 – возвратная пружина, 16 - головка; 17 – шарниры, 18 – планки; 19 – пружина, 21 –

В отдельных скважинах они работали удовлетворительно и могут сегодня использоваться в арсенале средств борьбы с парафином.

В последние годы получили применение скребки из полиамидной смолы, монтируемые методом прессования на штангах. Они снабжаются вертикальными или спиральными канавками, по которым движется добываемая жидкость. Скребки одновременно выполняют роль центраторов (рис. 8.12"а»)

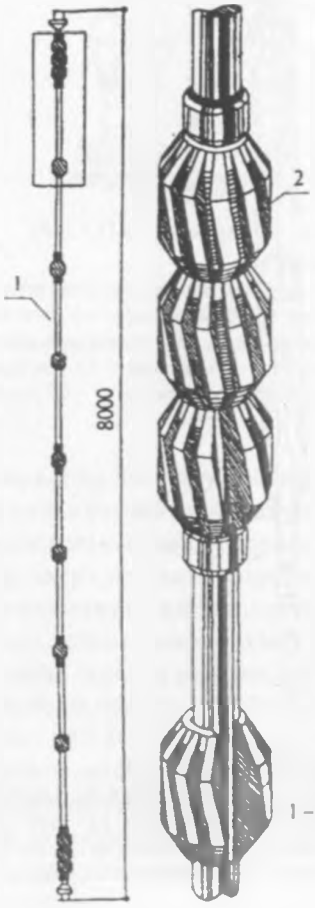


Рис. 8.12 «а». Скребки-центраторы:
1 – колонна штанг со скребками; 2 – скребки-центраторы.

ХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ БОРЬБЫ С АСПО

Химические методы - получили широкое развитие в последние годы, когда были созданы химические реагенты, активно воздействующие на парафин - ингибиторы парафинообразования. По способу воздействия на АСПО они подразделяются на несколько групп: смачиватели, депрессаторы и модификаторы.

Характеристика отдельных групп химреагентов, используемых для борьбы с парафинообразованием приведена в раздел 17.

В настоящее время вследствие высокой стоимости химреагентов проблема не в их приобретении, а в экономном использовании. Поэтому на первый план выдвигается разработка наиболее эффективных способов доставки реагентов в скважину. На практике получили применение три способа подачи реагента:

а) ***залповый*** - разовая закачка большого объема химреагента в пласт через определенные интервалы времени;

б) ***затрубный*** - дозирование в затрубное пространство устьевыми дозаторами;

в) ***скважинный*** - дозирование к приему насоса скважинными дозаторами.

Залповый способ неэкономичен, так как реагент выносится вместе с жидкостью и используется по результатам исследований 20-30 %. Учитывая высокую стоимость химических реагентов, особенно импортных, повсеместное применение этого способа вряд ли можно считать оправданным.

При дозировании в затрубное пространство реагент, проходя слой эмульгированной нефти, к приему насосов или башмаку труб поступает лишенным активности. С целью достижения эффекта приходится намеренно увеличивать дозу реагента, что снижает экономичность способа.

Следует иметь в виду еще один фактор: многие реагенты при снижении температуры окружающей среды увеличивают вязкость, а в зимнее время - замерзают. Это затрудняет операции с ними.

Скважинное, или глубинное дозирование - способ подачи химреагента непосредственно на прием насосу, для этой цели используют несколько конструкций скважинных дозаторов.

Рассмотрим конструкцию отдельных видов дозаторов, получивших применение в настоящее время. Дозированные

установки УДЭ монтируют в закрытом блоке и устанавливают на устье скважины (рис. 8.13)

Блок включает в себя емкость с реагентом 2, из которой дозировочным электронасосом 4, реагент подается в нагнетательный трубопровод 7, а затем в затрубное пространство скважины. Блок быстро монтируется, однако, для его установки требуется свободная площадка на устье, прокладка трубопроводов. При ремонтных работах на устье скважины требуется перенос блока и комуникаций, что удлиняет время ремонта и увеличивает его стоимость.

Усиление криминогенной обстановки создало дополнительные трудности – демонтаж малогабаритных электродвигателей.

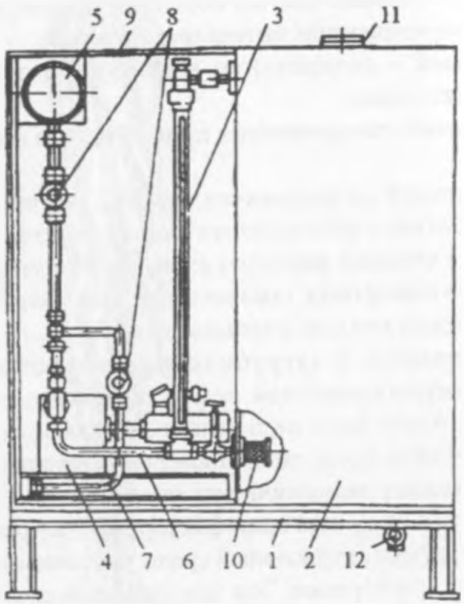


Рис. 8.13 Дозировочная электронасосная установка УДЭ:
1 – рама; 2 – бак; 3 – уровнемер; 4 – электронасосный агрегат; 5 – манометр; 6, 7 – соответственно всасывающий и нагнетательный трубопровод; 8 – вентили; 9 – кожух; 10 – фильтр; 11 – горловина; 12 – сливной вентиль

Использование в качестве привода дозировочных насосов станка-качалки привело к созданию конструкции, приведенной на рис. 8.14. Здесь движение балансира передается с помощью тяги 5 насосу 1, который подает химреагент из бака 2 через клапанную систему 7 в затрубное пространство скважины.

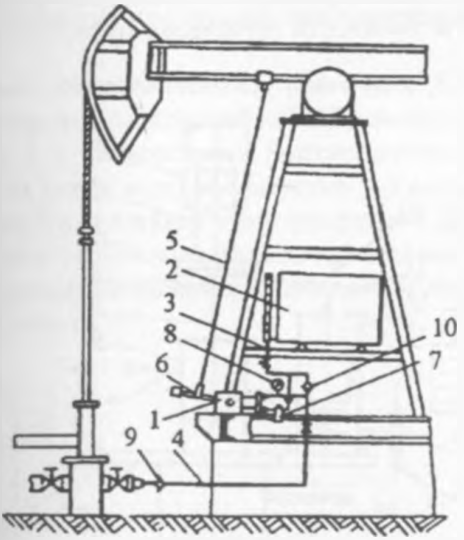


Рис. 8.14 Установка с приводом от станка-качалки с насосом типа НД...К14:

1 – насос; 2 - бак для химпродукта; 3 – всасывающий трубопровод; 4 – нагнетательный трубопровод; 5 – тяга; 6 – рычаг; 7 – клапанная система; 8 – манометр; 9, 10 – обратные клапаны.

Малогабаритная установка изображенная на рис. 8.15 [26] представляет собой поршневой насос, монтируемый на фланце обсадной колонны. Перемещение плунжера вниз происходит за счет воздействия на его шток 11 рычагом 10, укрепленным на траверсе станка-качалки 4. Перемещение плунжера насоса вверх производится за счет действия пружины 14. Производительность насоса определяется длиной хода и диаметром плунжера, которые устанавливаются при проектировании. Подача реагента осу-

ществляется из емкости 15 через всасывающий 16 и нагнетательный 17 клапаны в затрубное пространство скважины 18.

Подогрев реагента осуществляется в емкости 15 добываемой жидкостью, проходящей через змеевик.

Особенность данной конструкции состоит в простоте монтажеспособности, малогаборитности и небольшой массе до 15 кг, приводе от СК, возможности регулирования подачи химреагента.

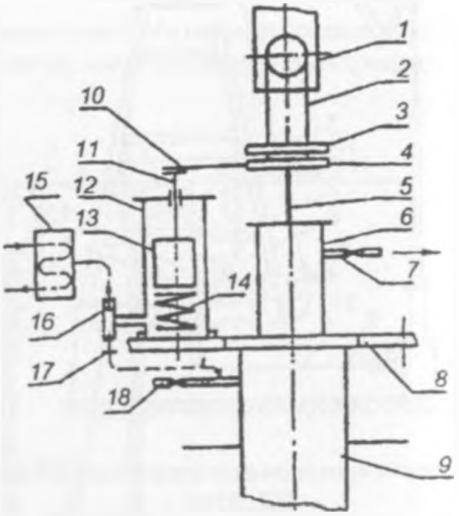


Рис. 8.15. Наземный малогабаритный дозатор:

1 – головка станка-качалки; 2 – канатная подвеска; 3, 4 – соответственно верхняя и нижняя траверсы; 5 сальниковый шток; 6, 7 – устьевое оборудование; 8 – узел крепления. 9 – колонный патрубок; 10 – рычаг; 11 – шток дозатора; 12 – цилиндр дозатора; 13 – поршень. 14 – пружина; 15 – емкость подогрева химреагента, 16 – всасывающий клапан; 17 – нагнетательный клапан; 18 – затрубная задвижка.

Глубинные скважинные дозаторы имеет ряд преимуществ перед наземными: а) они подают химреагент непосредственно в область приема при высокой температуре, что усиливает их активность; б) они нормально работают в любое время года, так

как вязкость химреагента постоянна; в) они не загромождают устьевую площадку и не требуют сложных монтажно-демонтажных работ.

Но они обладают и серьезным недостатком: дозирование реагента сложно организовать в скважине. Именно на это и направлены в последние годы усилия многих разработчиков. Приведем описание некоторых конструкций, получивших применение на промыслах.

Дозатор гравитационного типа (рис. 8.16) представляет собой контейнер 7, собираемый из НКТ и заканчивающийся вверху штуцером 5 с отверстиями. Реагент, заполнивший контейнер вытесняется через верхнее отверстие 3, пластовой жидкостью, поступающей в контейнер через отверстие 4. Дозатор прост, однако весьма неэкономичен ,так как процесс вытеснения химреагента происходит постоянно, независимо от того работает насос или простаивает.

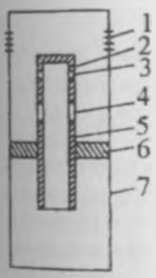


Рис. 8.16. Дозатор гравитационного типа:
1 – фильтр; 2 – заглушка; 3 – отверстие диаметром 1,5 мм; 4 – отверстие диаметром 3 мм; 5 – штуцер; 6 – державка; 7 – контейнер.

Дозатор химреагентов невставного ШГН включает в себя (рис. 8.17) плунжерную пару – цилиндр и плунжер, а также клапанную систему. Особенностью конструкции является то, что плунжером дозатора является шток 3 всасывающего клапана 2 штангового насоса 1, перемещающийся при получении импульса «всасывание-нагнетание» за счет движения плунжера насоса. При этом штатный всасывающий клапан трубного насоса заменяется на тарельчатый через переводник к корпусу присоединяется контейнер 8. Последний собирается из НКТ, количество которых определяется временем

дозирования химреагента.

При всасывании жидкости штанговым насосом происходит подъем тарели 2 и связанного с ней штока 3. В накопительной камере 12 создается разряжение, и химреагент из контейнера поступает в камеру. При ходе плунжера насоса 1 тарель 2 движется вниз, и шток 3 вытесняет реагент через нагнетательный клапан 5 в область приема насоса.

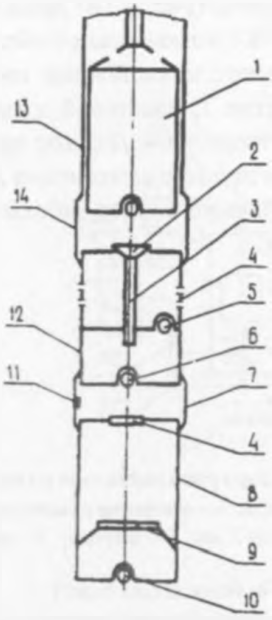
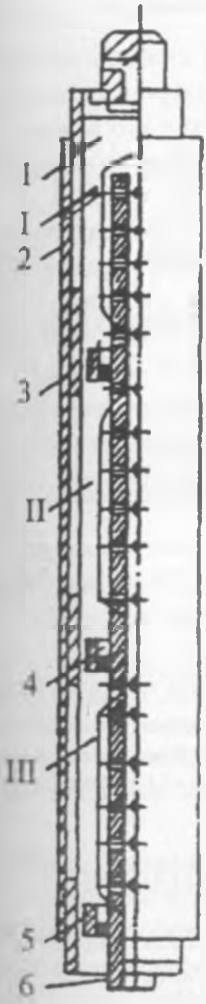


Рис. 8.17. Скважинный дозатор невставного штангового насоса: 1 – насос; 2 – всасывающий клапан; 3 – плунжер; 4 – фильтр; 5 – нагнетательный клапан; 6 – всасывающий клапан; 7 – корпус; 8 – контейнер, 9 – разделительная манжета, 10 – обратный клапан; 11 – заливная пробка; 12 – накопительная камера, 13 – цилиндр; 14 – переводник

Техническая характеристика дозатора:

производительность – 30-150 г/м^3;
объем контейнера – до 400 л;
диаметр – до 60 мм;
длина – до 1000 мм;
масса – до 20 кг

Дозатор для вставных штанговых насосов [26] отличается тем, что дозирующий узел сблокирован с насосом и опускает-



ся в скважину вместе с ним, а контейнер опускается в скважину вместе НКТ.

В скважине происходит сопряжение дозирующего узла с контейнером.

Характеристика дозатора: величина дозы 30-100г/м³; обьем контейнера – до 400л; масса до 30 кг: диаметр - не более 100мм; длина – не более 1500 мм.

Подача химреагентов в скважины эксплатируемые УЭЦН производится наземными дозаторами с автономным приводом и залповой задавкои в пласт.

В скважине может быть ***применен дозатор с твердым реагентам*** [28], состоящий из нескольких секций (рис. 8.18). Они заполняются гранулированным реагентом с зернами различной крупности: крупные – в секцию I, средние – в II,мелкие – в Ш. Корпус дозатора крепится к компенсатору ПЭД.

При движении жидкости к приему ЭЦН происходит уменьшение гранул, и они перемещаются из первой секции во вторую, из второй в третью. Период ингибирования при массе ингибитора в контейнере 12 кг составляет 6-8 месяцев.

Рис. 8.18 Дозатор твердого реагента:

I, II, III – соответственно верхняя, средняя и нижняя секции; 1 – корпус; 2 – сетка; 3, 4, 5 – тарелка; 6 – сердечник

ФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ

К физическим методам относятся способы воздействий на АСПО с помощью магнитных и ультразвуковых полей, которые ослабляют адгезию парафина и улучшают его вынос. Эти методы получили ограниченное применение и пока не вышли из стадии экспериментальных работ.

Магнитный метод основан на способности кристаллов парафина и веществ, образующих нефтяной поток, к поляризации. При воздействии магнитного поля на смесь образуются дополнительные центры кристаллизации в объеме струи. Это способствует их выносу из скважины.

По данным работы [28]в ОАО «Оренбургнефть» испытываются магнитные установки «Магнифло» компании «Петролиум Магнетик Интернешнл» (США). Они представляют собой трубу, в котором размещаются магниты.

Отечественной модификацией этой системы является цилиндры диаметром 60 и 42 мм, длиной 450 и 350 мм, выполненные из коррозионно-стойкой стали, монтируемые внутри НКТ или подвешиваемые на проволоке.

Опыт применения магнитов позволил сделать следующие выводы:

а) для необустроенных месторождений магнитные депарафинизаторы являются оптимальным средством предотвращения АСПО;

б) срок окупаемости устройств в скважинах с небольшими межочистным сроком составляет не более месяца.

Ультразвуковые методы получили конструктивное оформление в виде гидродинамических вибраторов различного типа, один из которых, приведен на рис 8.19. Идея метода состояла в создании ультразвуковых колебаний (частота от 1,1 до 1,8 кГц) специально установленной пластиной в потоке движущейся через рабочий манифольд жидкости и передаче колебаний от пластины жидкости. Исследование скважин показало, что вибраторы не препятствовали образованию отложений. Это было объяснено

влиянием газа, находящегося в потоке газожидкостнрй смеси и сильно препятствующим распространению ультразвуковых колебаний.

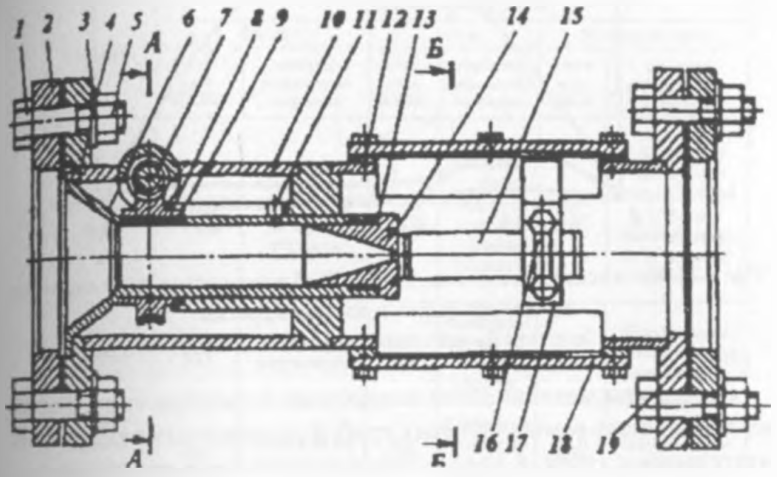


Рис 8.19. Гидродинамический вибратор ВГ-2:
1 – гайка, 2 – фланец; 3 – шайба; 4 – винт; 5 – болт; 6 – воронка, 7 – червяк, 8 – червячное колесо; 9 – шайба латунная, 10 – труба; 11 – шпонка; 12 – прокладка, 13 – шайба уплотнительная, 14 – штуцер-сопло, 15 – пластина вибрационная; 16 – пластинчатая шайба; 17 – планка; 18 – крышка; 19 – прокладка.

ПРЕВЕНТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Превентивные технологии – значит предупреждающие отложения АСПО. В результате исследований была установлена связь между парафинообразованием и шероховатостью поверхности труб, по которым перемещается парафиносодержаший поток [21]. На гладкой поверхности, образованной покрытиями из лаков, эмали, смол отложения парафина были минимальны (рис. 8.20).

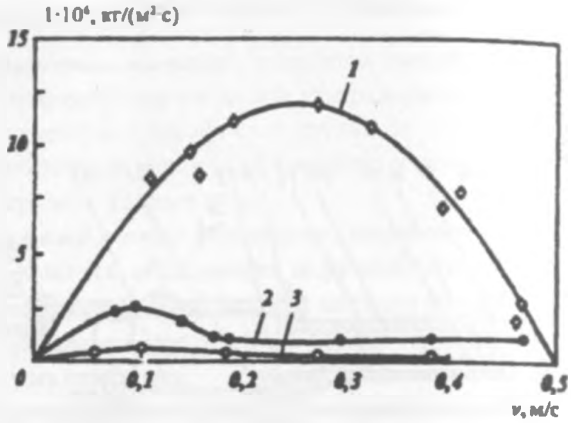


Рис 8.20. Интенсивность отложения АСПО в зависимости от скорости движения нефти и вида покрытия:
1 – сталь; 2 – эпоксидная смола; 3 – стекло

Результаты механических испытаний и эксплуатации в скважинах насосно-компрессорных труб, футерованных различными материалами, (табл. 8.1) позволили сделать следующие выводы.

1) Сопротивляемость эпоксидных покрытий разрушающим нагрузкам в 1,8-1,9 раза выше, чем эмалевых, и в 2,3-2,9 раза чем остеклованных; покрытие из эпоксидных компаундов при растяжении разрушается одновременно с телом образца трубы между 8-11 нитками резьбы.

2) Сопротивление эпоксидного слоя сжимающим нагрузкам в 1,9-2,8 раза выше, чем у эмалевого и в 1,9-2,3 раза больше, чем у покрытия из стекла; разрушение эпоксидного покрытия от воздействия сжимающих нагрузок происходит также вместе с телом трубы.

3) При действии изгибающих нагрузок, в 12-20 раз превышающих предельные для покрытий из стекла и эмалей, нарушения эпоксидного слоя не происходит.

4) Предельные ударные нагрузки, приводящие к выкрашиванию эмалей и трещинам с выкрашиванием в центре удара покрытий из стекла, в 3-4 раза меньше, чем у покрытии на основе эпоксидных смол.

5) Термостойкость покрытий из эпоксидных смол достаточно высока для условий работы в скважинах (150 °С).

Таблица 8.1.

Результаты испытаний труб с покрытиями

Параметр	Наименование покрытия					
	Стекло		Эмаль		Эпоксидная смола	
	сила макс. / миним.	характер разрушений покрытия	сила макс. / миним.	характер разрушений покрытия	сила макс. / миним.	характер разрушений покрытия
Растяжение, кН	160 / 100	Трещины по окружности на концах образца	172 / 163	Трещины по окружности на концах образца	325 / 290	Разрушение происходит только вместе с телом образца между 8-11 нитками резьбы
Сжатие, кН	280 / 242	Трещины по окружности	288 / 191	Выкрашивание на концах образца	550 / 540	Разрушение вместе с телом образца
Изгиб (стрела прогиба), мм	4,1 / 3,9	Трещины по окружности	4,0 / 2,5	Выкрашивание в зоне сжатия	50,0 / 50,0	Нарушения не происходит
Удар (работа свободного падения), Дж	37,5	Лучевые трещины, сходящиеся в центре удара, выкрашивание стекла	50	Выкрашивание в центре удара	170,0	Нарушения не происходит, незначительное отслаивание и легкое побеление слоя покрытия
Твердость (по шкале Мооса)	5	Значительная царапина	6	Легкая царапина	3	Глубокая царапина
Термостойкость, °С	300	Трещины по окружности при охлаждении водой	400	Нарушение не происходит	200	Разложение и размягчение покрытия

Толщина однослойного покрытия из смол составляет 0,3-0,5 мм, из стекла - 1,2-1,8 мм, из эмали - 0,1-0,3 мм.

Покрытие из эпоксидных компаундов обладает в 1,7-2 раза

меньшей твердостью по сравнению со стеклом, однако этот недостаток не является препятствием для широкого применения этого вида покрытия на нефтях с малым содержание мехпримесей.

Техника и технология нанесения эпоксидных покрытий и эксплуатация футерованных труб позволила отметить следующее.

1) Эпоксидные покрытия возможно наносить как на наружную, так и на внутреннюю поверхность оборудования, в том числе и на изделия сложной конфигурации (манифольды, арматуры, фитинги, задвижки и так далее).

Смолами можно покрывать трубы любых диаметров.

Ввиду невысоких температур полимеризации эпоксидных компаундов (80-150 °С) футеруемые насосно-компрессорные трубы и оборудование не подвергаются отжигу и деформации, как это имеет место при нанесении эмалевых и стеклянных покрытий.

4) Слой покрытия из эпоксидных смол обладает большей эластичностью и поэтому не боится ударов и изгибов.

5) Покрытие имеет высокую адгезию к металлу (до $3 \cdot 10^7$ Па) и высокую устойчивость против целого ряда кислот и щелочей.

6) Процесс нанесения эпоксидных покрытий прост и возможен для освоения в условиях нефтепромыслов.

Футерование насосно-компрессорных труб эпоксидными компаундами и их промышленное испытание в скважинах на нефтепромыслах впервые началось в 1964 году в НГДУ «Туймазанефть» и получило успешное продолжение на промыслах страны. Следует сказать, что технология и оборудование для покрытия были разработаны и изготовлены в местных условиях. Применение НКТ с эпоксидными покрытиями позволило отказаться полностью от других технологий и технических средств для борьбы с парафином.

Продолжительность надежной эксплуатации эпоксидных покрытий составила около 5 лет. Затем начиналось отслаивание покрытия из-за старения и требовалось его восстановление или замена.

8.4. ВОДОНЕФТЯНЫЕ ЭМУЛЬСИИ

Водонефтяная эмульсия – физико-химическая смесь воды и нефти, образующаяся в процессе подъема из скважин и транспортировки по сборным трубопроводам.

Нефти ряда месторождений по своему химическому составу склонны к образованию эмульсий, так как содержат активные эмульгаторы - асфальтены и смолы. Наличие в добываемой жидкости частиц глины, песка, являющихся продуктами разрушения пласта или принесенными с поверхности при технологических операциях, а также минеральных солей, способствует образованию вокруг капель воды стабилизирующих оболочек.

Свойства эмульсий зависят от способа добычи, обводненности, типа оборудования и так далее. Получено, что наиболее вязкими и устойчивыми являются водонефтяные смеси, образующиеся в скважинах, обводненных на 50-60 % и имеющих плотность пластовой воды 1190-1195 кг/м³. Водонефтяные смеси с водосодержанием более 70 % неустойчивы и полностью разделяются в процессе отстоя на нефть и воду. Опреснение пластовой воды ведет к снижению вязкости смесей, но при обводненности 61 % устойчивость их остается высокой. Лишь дальнейшее обводнение (до 72 %) вызывает обращение фаз и разрушение эмульсий.

Высокая аварийность штанг при откачке вязких эмульсий объясняется резко возрастающими силами трения при ходе вверх и изгибом колонны штанг при ходе вниз.

По оценке авторов работы [29] величина нагрузок от трения пропорциональна скорости их движения. При откачке водонефтяной смеси с водосодержанием 65 % гидродинамическое трение достигает 10,0-15,0 кН. При ходе штанг вниз силы трения препятствуют движению колонны, что можно наблюдать на устье скважин: происходит провисание канатной подвески вследствие отставания скорости движения колонны от скорости движения головки балансира.

При этом, ***во-первых*** происходит надвиг верхней части колонны на нижнюю, сопровождающийся изгибом штанг и образованием изгибающего момента. Суммарная величина напряже-

ний в зоне изгиба, по данным исследователей, в пять раз превышает величину напряжений в вертикальной колонне. *Во-вторых*, головка балансира, достигнув крайнего нижнего положения, начинает движение вверх, и штанги при этом продолжают движение вниз. В результате возникает удар, сопровождающийся зачастую разрушением штанг. При анализе эксплуатации обводненных скважин установлено, что половина всех отказов приходится на обрывы штанг, около 30 % - на износы плунжеров и клапанов. Наибольшее число отказов соответствует интервалу обводненности 60-75 % (рис. 8.21).

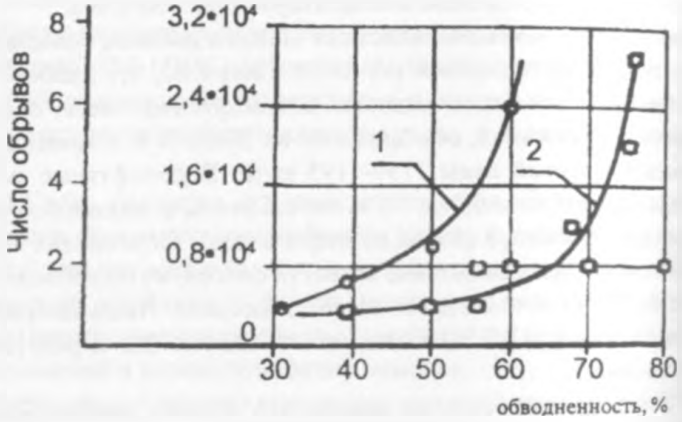


Рис. 8.21 Зависимость отказов ШГН от вязкости и обводнения, %:
1 – вязкость, м²/с; 2 – обрывы

Получена связь между устойчивостью эмульсии и степенью диспергирования воды в нефти, которая при применении УЭЦН находится в пределах от 0,1 до 1,8 мкм. Характер зависимости вязкости эмульсий от обводненности в скважинах, эксплуатируемых УШГН, по результатам ряда исследований не отличается от полученной для УЭЦН. Однако, указывается, что абсолютные значения вязкости эмульсий, прошедшей УШГН, ниже, чем после УЭЦН. Стойкость эмульсии в скважинах с электроцентробежными насосами в несколько раз

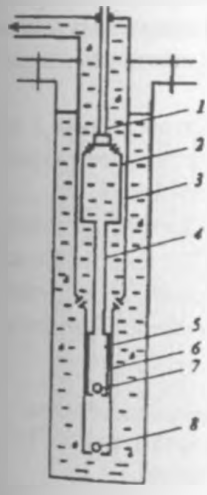
выше по сравнению с ШГН.

Для откачки вязких эмульсий разработаны различные способы и устройства. Одни из них позволяют уменьшить сопротивление во всасывающих клапанах насосов за счет увеличения диаметра седла. Другие предполагают применение утяжелителей и за счет этого – уменьшение изгиба колонны штанг при ходе вниз.

Уменьшение вязкости эмульсии достигается подачей химреагентов с помощью различных дозирующих устройств, аналогичных применяемым в парафиносодержащихся скважинах. Приведем описание технологий и устройств, используемых для откачки вязких жидкостей.

Утяжеление колонны штанг позволяет избежать провисания канатной подвески и изгиба колонны при ходе вниз. Утяжеление достигается использованием в колонне штанг диаметром 25.4 мм, монтируемых над насосом.

Количество штанг образующих, так называемый «тяжелый низ» выбирается из практических соображений и по опытным данным составляет не более 250-300 кг.



Утяжеление может быть произведено путем применения дифференциальных насосов, причем плунжер верхнего насоса выбирается большим по диаметру (рис. 8.22). Тогда при ходе колонны штанг вниз сила, действующая на плунжер 2 от столба жидкости будет больше, чем сила, действующая на плунжер 6. Это утяжеляет колонну и уменьшает ее изгиб.

В Российском нефтяном университете им И.М.Губкина разработан вакуумный утяжелитель представляющий укрепленный под серийным насосом дополнитель-

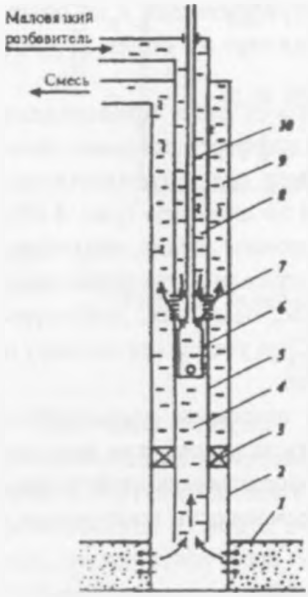
Рис. 8.22 Насос НСВ-1ВП:

1 – колонна штанг; 2, 3 – плунжер и цилиндр верхнего насоса; 4 – полый шток; 5, 6 – плунжер и цилиндр нижнего насоса; 7, 8 – нагнетательный и всасывающий клапаны.

ный цилиндр, плунжер которого жестко связан с плунжером насоса. При ходе вверх в этом цилиндре создается вакуум, который способствует движению колонны штанг вниз с некоторым растяжением.

Получили применение технологии, предусматривающие перемещение колонны штанг в среде маловязкой жидкости, например, нефти, а подъем добываемой вязкой эмульсии по затрубному пространству.

Разработаны конструкции систем, работающих в среде смеси эмульсии с разбавителем. В качестве последнего используется легкая нефть (рис.8.23) Технология разработана во «ВНИИСПТнефти». Здесь добываемая вязкая эмульсия поднимается по затрубному пространству, а в НКТ подается разбавитель, например, легкая нефть, в среде которой перемещаются штанги. Смешиваясь с нефтью, разбавитель уменьшает силы трения.



Кроме того,при добыче вязкой эмульсии успешно могут использоваться технологии,применяемые для борьбы с АСПО и описанные в разделе 8.3

Уточним,что в этом случае в качестве химреагента следует вводить в скважину деэмульгатор.

Одно из технических решений, применяемых в США и испытанных в НГДУ «Туймазанефть» получило название гидравлический компенсатор.

Рис. 8.23. Технологическая схема подъема высоковязкой нефти (ВНИИСПТнефти):

1 – продуктивный пласт, 2 - обсадная колонна; 3 – пакер; 4 – скважинная жидкость; 5 – НКТ; 6 – штанговый насос, 7 – муфта с отверстиями; 8 – маловязкий разбавитель; 9 – смесь скважинной жидкости и разбавителя, 10 – колонна штанг.

Гидравлический компенсатор веса насосных штанг предназначен для снижения нагрузки на головку балансира и, следовательно, для увеличения глубины подвески насоса, увеличения диаметра насоса сокращения аварийности штанг при откачке вязкости жидкости.

Гидравлический компенсатор (рис. 8.24) представляет собой устройство, устанавливаемос на насосно-компрессорных трубах 1 на определенном расстоянии от устья (в месте критической нагрузки на штанги). Состоит из корпуса 2, имеющего продольные щели 3 для перепуска жидкости снизу вверх и радиальный канал 4 для сообщения с затрубным пространством.

Компенсирующий цилиндр 5 уплотняется в корпусе уплотнителями и специальным посадочным буртом 6. В цилиндре движется поршень 7, связанный сверху и снизу со штангами. Штанги сверху уплотнены уплотнителями 8.

Принцип работы компенсатора состоит в следующем. Снизу на поршень компенсатора действует давление P_1, жидкости, откачиваемой насосом, распределенное по площади F_1.Сверху в камере над поршнем поддерживается давление P_2, равное давлению в затрубном пространстве действующее через канал 4.

Его величина значительно меньше давления P_1. При равенстве площадей поршня сверху и снизу $F_1=F_2$ сила, действующая снизу будет превышать силу, возникающую вверху. Таким образом, колонна штанг получает некоторую разгрузку и начинает работать в менее тяжелых условиях.

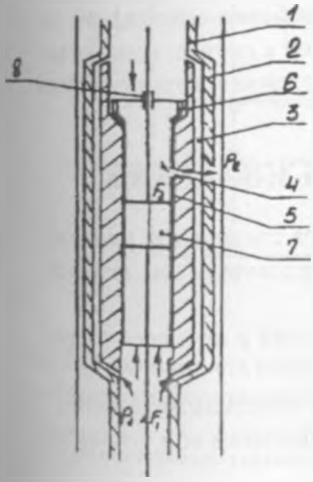


Рис. 8.24. Гидравлический компенсатор веса насосных штанг:
1 – колонна штанг; 2 – НКТ; 3 – обводной канал; 4 – канал; 5 – цилиндр, 6 – седло, 7 – поршень; 8 – уплотнение, P_1, F_1, P_2, P_2 – давление и площадь поршня соответственно снизу и сверху.

Подача ЭЦН в скважинах с эмульсиями значительно уменьшается вследствие причин аналогичных УШГН: гидравлические потери на входе в насос и время заполнения приема увеличивается. Мероприятия, повышающие эффективность эксплуатации скважин УЭЦН предусматривают:

а) деэмульсацию путем подачи химреагентов залповым или затрубным методом;

б) уменьшение гидравлических потерь на приеме;

в) уменьшение вязкости эмульсии на входе за счет увеличения скорости ее движения.

Уменьшение гидравлических потерь на входе в насосах малой производительности (до 130 м/сут) достигается путем установки взамен серийных рабочих ступеней, рабочих колес от насосов большей производительности – от УЭЦН-200 и выше. Испытания показали эффективность такого решения.

Известно, что структурные жидкости, к которым относится и нефтяная эмульсия, при увеличении скорости их перемещения увеличивают текучесть или снижают вязкость.

На этой основе разработан ***способ повышения эффективности работы электроцентробежных насосов*** в нефтяных скважинах. Способ заключается в механическом воздействии на откачиваемую среду с целью получения ее более однородной по механическому составу и более подвижной в случае, когда откачиваемой средой является структурированная водонефтяная эмульсия.

8.5. СОЛЕОБРАЗОВАНИЕ В СКВАЖИНАХ

Солеобразование в скважинах является следствием ряда обстоятельств, важнейшими из которых исследователи считают следующие:

1) изменение термодинамических условий в процессе разработки месторождения;

2) перенасыщение пластовой жидкости отдельными солями;

3) смешивание различных по характеристикам вод – пластовой и закачиваемой.

Выпадающие из раствора соли имеют самый различ-

ный химический состав.

Это могут быть сульфаты, карбонаты, соли железа и другие. Места образования солевых отложений также различны: имеются данные о выпадении солей в пласте, на забое скважины и на оборудовании.

Авторы работы [29] классифицируют солевые отложения по трем видам: плотные микро- и мелкокристаллические с размером кристаллов до 5 мм, плотные с преобладанием кристаллов гипса величиной 5-12 мм и включением твердых и жидких углеводородов и плотные крупнокристаллические размером 12-15 мм.

В скважинах, эксплуатируемых УШГН, солевые отложения образуются в пласте, в призабойной зоне на хвостовиках, фильтре, всасывающих клапанах, штангах, в цилиндре. Это ведет, во-первых, к снижению производительности, как скважины, так и насосного оборудования, а, во-вторых, к отказам, многие из которых заканчиваются авариями. Вот как изменяется коэффициент подачи штангового насоса при гипсообразовании в скважине (рис. 8.25).

Рис. 8.25 Зависимость коэффициента наполнения насоса в зависимости от времени эксплуатации скважин при отложении гипса в призабойной зоне:

1, 2 – соответственно скважины № 84 и № 1533 Таймурзинского месторождения

В скважинах эксплуатируемых УЭЦН, кристаллы солей откладываются на наружной поверхности погружного двигателя, на рабочих колесах насоса, на токоведущем кабеле. Они охватывают всю поверхность толщиной в 1,5-2 мм. В уплотнениях рабочих колес и на самой поверхности отложения имеют толщину в десятые доли миллиметра при значительной прочности. Интенсивность отложений уменьшается от первых рабочих колес к последним.

Накапливаясь на наружной поверхности узлов установки, соли уменьшают свободное пространство между насосом и эксплутационной колонной. При подъеме возможны случаи заклинивания установки в скважине, рабочих колес в уплотнениях. Последнее приводит к слому вала или сгоранию ПЭД.

Наибольший интерес представляет характер отложений на силовом кабеле. Они опоясывают кабель плотным кольцом. Если отложения на наружной поверхности насоса и протектора представляют собой равномерный слой, а кристаллы солей невидимы или носят беспорядочный характер, то на кабеле соли представлены ярко выраженными кристаллами в форме параллелепипедов, расположенных радиально от центра. Поверхность кабеля превращается в своеобразный «ёжик». Здесь, по-видимому, происходит поляризация кристаллов солей под влиянием магнитного поля, образуемого при прохождении электрического тока [27].

Удаление солеобразования,а также его предотвращение ведется с помощью следующих технологий:

1) ***кислотное воздействие*** на ПЗП с целью растворения солей;

2) ***применение ингибиторов*** различного типа в зависимости от вида соли ;

3) ***использование защитных покрытий***;

4) ***применение ультразвука***.

Из кислот используются растворы фосфорной кислоты H_3PO_4 и соляной Hcl.

Выбор ингибитора должен производиться в зависимости от химического состава солевых отложений на основании лабораторных экспериментов.

В настоящее время промышленность выпускает более 13 видов ингибиторов. Среди них предпочтение следует отдать многофункциональным композициям, воздействующим одновременно с солями и на парафин и на эмульсию. К ним относятся ДПФ-1, ПАВ-13, СНПХ-530 и другие. В разделе 8.3 приведены технология и устройства для подачи химреагентов в скважины.

Опыт их применения показал, что наиболее целесообразным является непрерывное дозирование ингибиторов непосредственно на забое скважины до приема насосов.

В БашНИПИнефть для борьбы с солеотложением предложены и апробированы на промыслах несколько видов ингибиторов на основе фосфороорганических соединений.

Технология периодической подачи ингибитора состоит в закачке его через затрубное пространство без подъема УЭЦН или в НКТ после извлечения оборудования.

Перед проведением работы скважина должна быть промыта. Объем ингибитора рассчитывают, исходя из 10-15 мг/л. Объем продавочной жидкости составляет 3 м^3 на 1 м толщины продуктивного пласта. Контроль за продолжительностью воздействия ингибитора осуществляется по анализам проб жидкости.

Использование ***защитных покрытий*** основано на результатах исследований, показывающих, что на некоторых гладких поверхностях соли не откладываются или откладываются менее интенсивно.

В СибНИИНП (Тюмень) разработана технология применения покрытий рабочих колес ЭЦН, втулок, подшипников скольжения ***пентапластом*** [27]. Покрытие образуется методом напыления толщиной до 0,3 мм и удовлетворительно эксплуатируется при температурах 100 °С и более. Средняя наработка ЭЦН на отказ после применения покрытий в скважинах увеличилась в 2-3 раза.

Наряду с химическим методами борьба с солевыми отложениями ведется с помощью ультразвука. Исследованиями, проведенными на промыслах Сибири, установлен факт диспергирования кристаллов солей в зависимости от частоты упругих колебаний (таб. 8.2)

Таблица 8.2

Изменение отложения кальцита в скважине

Частота акустического поля, кГц	Давление, кПа	Отношение толщины отложения до и после акустического воздействия,	Дебит скважины, т/сут
8	40	0,6/0	5
16	42	0,8/0	40
22	42	0,7/0,1	30

Оценка эффективности применения ультразвукового поля проведена по изменению толщины отложений на контрольных образцах. Получены зависимости частоты отказа оборудования УЭЦН по причине отложения солей с гидроакустическими преобразователями и без них.

Для получения ультразвуковых излучений предпочтительных частот разработаны и апробированы ультразвуковые генераторы различных конструкций. Применительно к УЭЦН наиболее приемлемой оказалась конструкция, встроенная в насос. Генератор состоит из вложенных один в другой полых цилиндров с отверстиями в торцевой или цилиндрической части. При совпадении отверстий вращающегося цилиндра-ротора и неподвижного статора жидкость вырывается из отверстий и генерирует колебания с частотой до 4,7 кГц. Установка генератора на стенде взамен седьмой и семнадцатой ступени насоса показала, что при изменении давления на входе от 0,04 до 0,15 МПа звуковые колебания в жидкости достигают интенсивности 5-15кВт/м^2.

Однако, следует иметь ввиду, что ультразвуковое воздействие вызывает повышенную вибрацию оборудования. Это может привести к разрушению отдельных деталей и падению насосов на забой.

8.6. ЭКПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕННОГО ГАЗОСОДЕРЖАНИЯ

В затрубном пространстве нефтяных скважин накапливается газ, отделившийся на забое, у башмака насосно-компрессорных труб, у приема насоса, в обсадной колонне. Количество отделившегося газа зависит от многих причин: давления, температуры, газосодержания, дебита, обводненности, но всегда накопление газа сопровождается ростом давления в затрубном пространстве.

Последнее оказывает неблагоприятное влияние на эксплуатацию скважины, выражающееся в следующем.

Эксплуатационная колонна подвергается значительному давлению.

Газ, находящийся под давлением, имеющим тенденцию к увеличению, воздействует на уровень жидкости в затрубном пространстве, снижая до критических значений величину погружения насоса в жидкость.

3) Давление, оказываемое газом, ведет к увеличению забойного давления и, следовательно, к уменьшению притока жидкости из пласта.

4) Изменение давления газа во времени вызывает перемещение уровня, а также выделение смол, парафина, солей из жидкости и их отложение на эксплуатационной колонне.

5) Уменьшение величины погружения вызывает постепенное снижение подачи до нуля.

Рассматривая способы газозащиты насосов и, оценивая их качественные и количественные характеристики, исследователи установили:

а) применение газовых якорей для девонских скважин не дало заметного экономического эффекта: получаемое, в некоторых скважинах в первоначальный период небольшое увеличение производительности насоса вскоре «компенсировалось» дополнительными затратами на ремонт, связанный с запарафиниванием газового якоря.

б) применение хвостовиков эффективно при поддержании в области приема насоса давления выше, чем давление

насыщения, что вызывало необходимость погружения насоса на значительные глубины.

На промыслах районов Предуралья не получили распространение ни газовые якоря, ни хвостовики.

Стремление свести влияние газа на подачу насоса к минимуму приводит повсеместно к погружению насоса под уровень на глубины, превышающие оптимальные. Но даже при этих условиях не удается избежать сепарации газа и накопления его в затрубном пространстве.

Для устранения перечисленных отрицательных факторов на эксплуатацию скважин прибегают к отводу газа из затрубного пространства различными способами.

УМЕНЬШЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ГАЗА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ШТАНГОВЫМИ НАСОСАМИ

Сброс газа в атмосферу является простым и потому широко распространенным способом снижения давления в затрубном пространстве. Но он не допустим, так как вызывает загазованность атмосферы, что опасно как в экологическом, так и в пожарном отношении. Пожарная статистика приводит большое количество случаев возгораний именно в момент сброса газа из затрубного пространства.

Сброс газа в выкидной трубопровод осуществляется несколькими способами. ***Первый*** – предполагает сообщение затрубного пространства с выкидным нефтепроводом скважины. При этом сброс газа будет происходить при превышении давления в затрубном пространстве над давлением в нефтепроводе. Для исключения обратного движения жидкости из нефтепровода в затрубное пространство на линии, связывающей трубопровод с затрубным пространством до задвижки, устанавливается обратный клапан.

Второй способ предполагает сброс газа в выкидной трубопровод через канал в устьевой арматуре изменением конструкции трубной головки в соответствии с рис. 8.25 «а». Трубная головка состоит из опорного фланца 1, корпуса 2 с боковым отводом 3, несущей головкой 4 с вмонтированным в нее обратным

клапаном с седлом 5 и шариком 6. Несущая головка снабжена двумя каналами: один служит для установки запорной пробки 7, фиксирующей обратный клапан, второй «г» служит для перепуска газа из затрубного пространства в НКТ. Трубная головка монтируется взамен серийной.

Этот метод имеет следующие недостатки.

а) Сброс газа возможен только при давлении в затрубном пространстве , превышающим давление в трубопроводе .

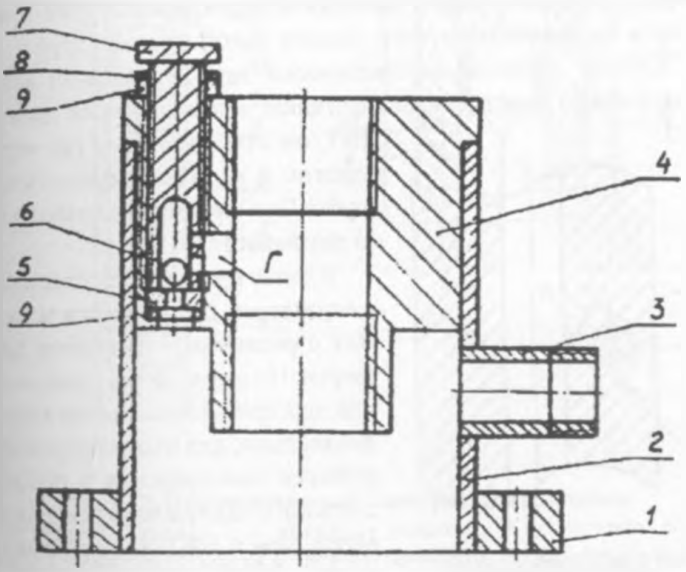


Рис. 8.25 «а». Трубная головка с газоперепускным клапаном:
1 - опорный фланец; 2 – корпус; 3 – отвод, 4 – несущая головка; 5 – седло; 6 – шар, 7 – пробка; 8 – контргайка; 9 – уплотнение; Г – канал.

Давление в нефтепроводах во многих скважинах поддерживается высоким (удаленность от сборного пункта, высокая вязкость нефти, расположение скважины на местности ниже сборного пункта), поэтому давление в затрубном пространстве достигает больших величин. По данным НГДУ «Туймазанефть» давления на устье скважин составляют до 4 МПа, что предполагает повышение давления до этих значений и в затрубном пространстве.

б) В зимнее время происходит обмерзание клапанов и они перестают работать. Чтобы исключить это явление, газоперепускные клапаны располагают иногда в скважинах.

Одно из скважинных устройств для выпуска газа представляет собой муфту, (рис. 8.26) в которой под углом выполнен сквозной канал. В него ввинчивается клапан, состоящий из корпуса с седлом, и запорный элемент с пружиной. Предельное перемещение шара в корпусе ограничивается штифтом. С обоих концов муфта имеет резьбу насосно-компрессорных труб и монтируется на заданной глубине взамен одной из муфт трубы. [26]

Клапан работает автоматически: при достижении давления в затрубном пространстве величины, превышающей давления в НКТ, он открывается и газ через отверстви в корпусе перепускается в трубы. При снижении давления в НКТ он закрывается.

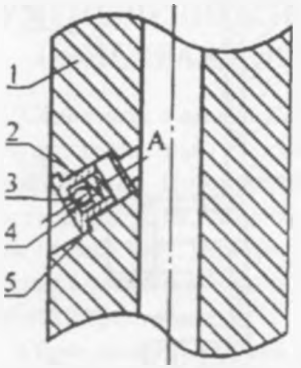


Рис 8.26 Скважинный газоперепускной клапан:
1 – муфта; 2 – корпус; 3 – шар; 4 – пружина; 5 – штифт; А – канал

Клапан прост в изготовлении и эксплуатации, применяется в скважинах с различным способом добычи нефти. Но ему присущ один недостаток: для срабатывания клапана и, следовательно, для выпуска газа из затрубного пространства в последнем должно поддерживаться давление выше, чем в НКТ. На практике давление в НКТ зависит от давления в системе сбора, которое колеблется в широких пределах.

Именно поэтому и в затрубном пространстве устанавливается давление, превышающее давление в сборном трубопроводе

Устранение недостатков, присущих описанным выше клапанам, достигнуто путем применения принудительной откачки газа из затрубного пространства.

Техническое решение задачи состоит в следующем [26].

В скважине на штангах монтируется полый плунжер

5 (рис. 8.27) с клапаном и уплотнителем 11. Ниже и выше крайних положений плунжера на муфтах монтируются клапаны сброса газа 6, 7. Конструкция клапанов представлена корпусом с каналом перекрываемом подпружиненным шаром 10.

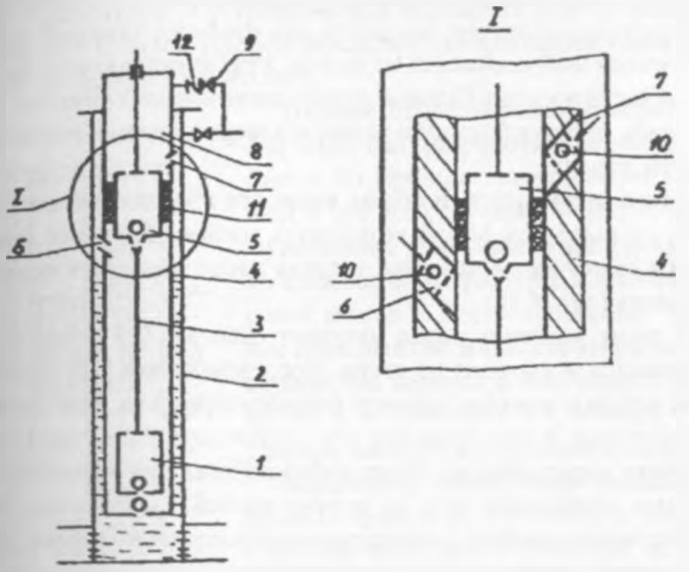


Рис. 9.27. Принудительный газоперепускной клапан:
1- штанговый насос; 2 – обсадная колонна; 3 – колонна штанг; 4 – НКТ; 5 – поршень установки. 6 – нижний газоперепускной клапан, 7 – верхний газоперепускной клапан; 8 - надпоршневая зона установки, 9 – рабочий манифольд с задвижкой; 10 – шар газоперепускного клапана; 11 – уплотнительные фторопластовые манжеты, 12 – обратный клапан

При перемещении плунжера глубинного насоса 1, перемещается плунжер 5. В области установленных клапанов создается разрыв струи, усиливаемый уплотнением плунжера в НКТ за счет манжет. Это способствует сбросу газа в НКТ через нижний клапан при ходе плунжера 5 вверх и верхний клапан - при ходе плунжера вниз. Испытания показали эффективность этого решения.

БОРЬБА С ГАЗОМ В СКВАЖИНАХ ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ УЭЦН

Вследствие высокой частоты вращения, рабочее колесо ЭЦН работает как сепаратор: жидкость, как наиболее тяжелый компонент смеси выбрасывается из колеса, а газ накапливается на вогнутой части лопатки. Газовые пузырьки начинают сливаться друг с другом, образуя большую газовую каверну, соизмеримую с сечением канала.

Канал закрывается, и объем жидкости проходящей через колесо, уменьшается. Могут возникнуть условия, когда все каналы колеса окажутся перекрыты, и тогда насос перестает подавать жидкость (рис. 8.28).

В таких условиях насос начинает работать без охлаждения, нагревается и выходит из строя. Исследованиями [30] установлена, что чем меньше диаметр газового пузырька, тем прочнее его оболочка, и тем хуже они сливаются друг с другом. В этих условиях насос работает более надежно даже при значительных объемах свободного газа на приеме насоса. Было предложено искусственно дробить (диспертировать) газовые пузырьки, устанавливая на приеме специальные диспергаторы.

Вначале это была рабочая ступень насоса, в поверхности которой просверливались отверстия, что нарушало режим движения жидкости и создавало сильную турбулизацию потока в области приема. Затем появились цилиндрические и крестообразные конструкции.

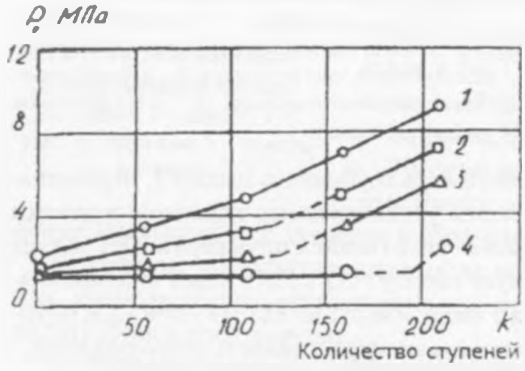
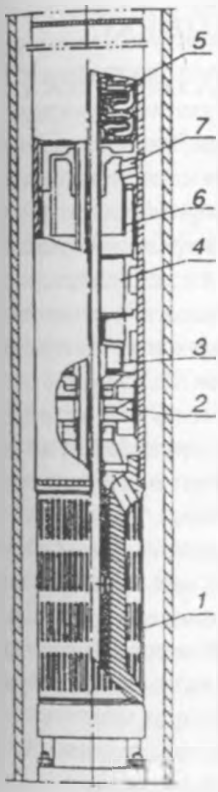


Рис. 8.28. Динамика давления в ЭЦН-80-800:
1 – при газосодержании 0,3 и расходе нефти 60 м³/сут; при газосодержании на приеме насоса 0,22 и расходе 47 м³/сут; 67 м³/сут (3), 87 м³/сут (4).

Пермский завод «Новомет» в настоящее время выпускает насосы, в которых ступица рабочего колеса выполнена зубчатообразной. Таким образом, достигается турбулизация и эффективное диспергирование газа.

Сепараторы – устройство для отделения газа от жидкости в области приема. Насосы оснащают сепараторами гравитационного и центробежного типа.



Первый отечественный сепаратор газа для ЭЦН был разработан Ляпковым П. Д. (рис. 8.29). Принцип газоотделения, заложенный в его конструкции – центробежный. Скважинная газожидкостная смесь входящая в насос через фильтр 1, поступает в вихревое колесо 2. Здесь происходит разделение компонентов: жидкость отбрасывется на периферию корпуса и поступает в рабочие колеса 5, а газ по каналу 4, колокол 6, канал 7 выбрасывается в затрубное пространство.

Испытания, проведенные в скважинах с газовым фактором 100-200 м³/т позволили при расчетных газосодержаниях на приеме 0,3 - 0,49 добиться удовлетворительной работы. В дальнейшем этот принцип газоотделения был продолжен в других конструкциях.

Погружные насосы зарубежных конструкций (РЭДА)оснащены газосепараторами комбинированного типа: в них создается гравитационный и центробежный эффект. Частичное отделение производится при входе газожидкостной смеси в приемный фильтр. Отверстия последнего располагают-

Рис. 8.29. Газосепаратор центробежного типа:
1 – фильтр насоса, 2 – вихревая ступень; 3 – завихритель, 4 – канал; 5 – рабочее колесо насоса, 6 – колокол; 7 – канал.

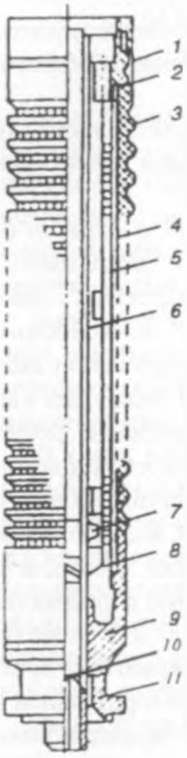


Рис. 8.30 Сепаратор газа:

1 – головка; 2 – вкладыш; 3 – корпус; 4 – труба для жидкости; 5 – направляющая трубка; 6 – вал; 7 – приемный импеллер; 8 – напорная трубка, 9 – заглушка; 10 –обратный клапан; 11 – основная муфта

ся под углом 45°к оси корпуса, что вынуждает поток резко изменить направление движения. Затем газожидкостная смесь направляется в импеллер, который и способствует дальнейшему интенсивному разделению смеси (рис.8.30)

8.7. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН С ПОВЫШЕННЫМ СОДЕРЖАНИЕМ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ

Под понятием «повышенное содержание механических примесей» следует понимать содержание в откачиваемой насосом продуктов разрушения пласта, асфальто-смолистых веществ, кристаллов солей и поступления примесей с поверхности в процессе технологических операций, превышающих допустимую норму для ШГН до 0,5 г/л, для ЭЦН - от 0,1 до 0,5 г/л. Ранее указывалось, что 72 %.от общего количества отказов ШГН происходит по причине заклинивания плунжера в цилиндре из-за запарафинивания последнего.

Анализ отложений показал, что в АСПО содержатся частицы породы, механические взвеси поверхностного происхождения, Асфальто-смолистые и парафиновые соединения являются веществом, определившим, на первый взгляд, общую причину отказа.

Видимо, нельзя утверждать, что, добившись полной чистоты жидкости,нам удастся полностью избежать парафинообразования в насосе. Но общеизвестно, что механические примеси ускоряют процессы выделения асфальтно-смолистых и парафиновых компонентов из смеси и увеличива-

ют их прочность. Серийные штанговые и электронасосы почти не защищены от механических примесей, попадающих в жидкость как сверху, так и снизу. Серийный фильтр ШГН- это труба диаметром 48-89 мм и длиной 285-435 мм, на поверхности которой выполнены сквозные отверстия диаметром 5 мм. Серийный фильтр УЭЦН - металлическая сетка с отверстиями прямоугольной формы шириной 2 мм. Фильтрующая поверхность фильтра наиболее применяемых ШГН составляет до 70 см2, скорость движения жидкости через отверстие до 15 см/с. Величина гидравлических сопротивлений в фильтре зависит от производительности насоса, причем она возрастает по мере отключения отверстий вследствие их засорения. Эксперименты показывают, что в скважинах, склонных к парафинообразованию и содержащих в продукции механические взвеси, количество активно работающих отверстий уменьшается на 30 % через 30-50 дней.

Качественный и количественный состав механических примесей, содержащихся в откачиваемой продукции, определяется характеристикой продуктивного пласта, технологией его разработки, а также организационными причинами. Причем последние могут занимать важное место в определяющей характеристике.

Продуктивные пласты некоторых месторождений сложены слабосцементированными породами, разрушение которых стимулируется процессом отбора. Накапливаясь в призабойной зоне и в скважине, продукты разрушения ведут к снижению производительности скважины, ускоряют износ оборудования и его отказ. Классическими в этом отношении являются месторождения Краснодарского края пласты которых выбрасывают в скважины огромное количество песка.

Месторождения, пласты которых сложены плотными, монолитными породами также могут разрушаться в процессе неконтролируемого воздействия на них при эксплуатации и работах по интенсификации. В таких скважинах разрушение не носит катастрофического характера, но тем не менее процесс осадконакопления идет, и со временем часть пласта оказывается перекрытой. В таких скважинах случаются заклинивания плунжеров и обрывы шланг .

На каждом месторождении имеется группа скважин, механические примеси в которых привносятся с поверхности при технологических операциях по следующим причинам.

1) «Глушение» скважин глинистым раствором, содержащим твердые, не образующие гель, примеси: песок, барит и другие.

2) Промывки скважин недостаточно очищенными «тяжелыми» жидкостями.

3) Спуск в скважину загрязненного оборудования.

Распространенным является многократное использование очистки автоцистерн для перевозки «тяжелых» жидкостей, применение их для других целей без последующей очистки, использование деревянных или бетонных мостков для поднятых труб и штанг и легко разрушаемых при воздействии на них. При этом частицы дерева и бетона прилипают к покрытому нефтью и парафином оборудованию и вносятся в скважину.

Рассмотрим некоторые технологии и устройства для защиты от механических примесей.

КРЕПЛЕНИЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ

К настоящему времени разработаны несколько видов породокрепящих агентов и технологий крепления, которые апробированы с положительным результатом на нефтяных месторождениях. Среди них - закачка смоло - песчаной смеси, состоящей из гранулированного песка фракций 0,4 - 0,8 мм и водорастворимых смол ТДС-9, ТС-10, СФЖ- 3012 Раствор готовится в пропорции 1:1 (смола-песок) на подкисленной воде и буферной жидкостью продавливается в пласт, где и оставляется на 12-72 часа.

В результате проведенных операций удается предотвратить разрушения пласта и образование песчаных пробок и добиться нормальной работы скважин в течении 1-12 месяцев. Указанная технология, а также другие, призванные обеспечивать крепление пород, перед широким применением на конкретном месторождении должны быть отработаны . Необходимо также выбрать требуемые параметры технологии.

ПРИМЕНЕНИЕ ЗАБОЙНЫХ ФИЛЬТРОВ

Этот способ предполагает установку на забоях скважин автономных фильтров или фильтров, крепящихся к насосно-компрессорным трубам.

Конструкции фильтров отличаются разнообразием: используются трубы из металла и пластмассы со щелями или отверстиями определенного размера; применяются трубы с фильтрующими элементами, представленными песчано-гравийной смесью определенных фракций. Положительно оценивается противопесочный скважинный фильтр с титановыми фильтрующими элементами (ПСТФЭ), в конструкцию которого введен пакер, обеспечивающий монтаж фильтра на забое независимо от колонны НКТ

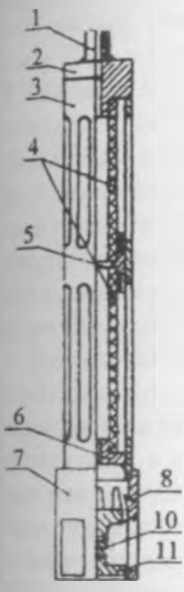


Рис. 8.31. Забойный фильтр:
1 – левый переводник; 2, 6 – кольцо поджимное; 3 – корпус фильтра; 4 – титановые фильтроэлементы; 5 – посадочное гнездо; 7 – корпус клапана, 8 – тарельчатый клапан, 9 – промывочное окно, 10 – пружина; 11 – башмак

САМООЧИЩАЮЩИЕСЯ ФИЛЬТРЫ

Наиболее целесообразными ***являются конструкции самоочищающихся фильтров***. Принцип работы одного из них (рис. 8.32 «А») основан на периодическом удлинении и сжатии колонны насосно-компрессорных труб вследствие меняющихся по величине и знаку нагрузок: так, при ходе плунжера 8 вверх, нагнетательный клапан закрывается, и вес, находящейся над ним жидкости снимается с колонны насосно - компрессорных труб 9 и воспринимается колонной штанг 10. При этом длина труб сокращается. При ходе плунжера 8 вниз нагнетательный клапан открывается, а всасывающий клапан закрывается, и вес столба жидкости пе-

редается на НКТ : трубы удлиняются . Перемещение НКТ и присоединенного к ним хвостовика 2 с фильтром относительно неподвижного очистителя 4 и фонаря 6 будет вызывать очистку фильтра.

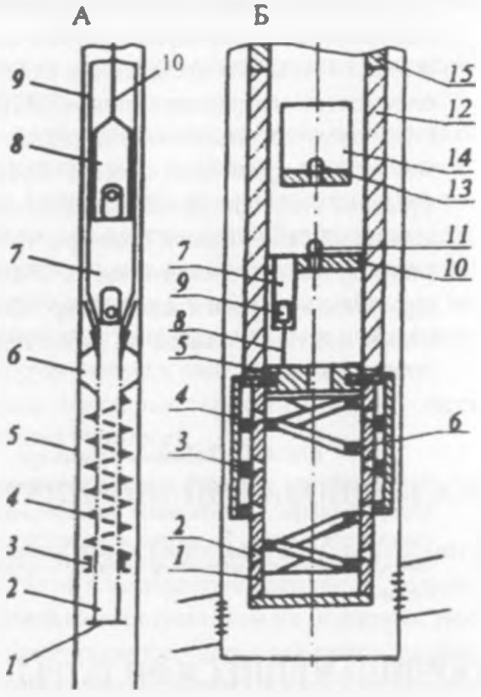


Рис. 8.32. Самоочищающиеся фильтры:

А) 1 – захват; 2 – хвостовик; 3 – кольцо; 4 – очиститель; 5 – обсадная колонна; 6 – фонарь; 7 – цилиндр насоса; 8 – плунжер; 9 – НКТ; 10 – штанги.

Б) 1 – хвостовик; 2 – отверстия; 3 – скребки; 4 – тяги; 5 – диск; 6 – пружина-скребок; 7 – канал; 8 – шток; 9 – поршень; 10 – седло; 11 – всасывающий клапан; 12 – цилиндр; 13 – нагнетательный клапан; 14 – плунжер; 15 – НКТ.

Конструкция штангового насоса с фильтром, представленная на рис.8.32 «Б» (патент РФ 2020269, 1994 г.) включает в себя приемный цилиндрический перфорированный хвостовик 1 с отверстиями 2 наружные скребки 3, тяги 4, диск 5, пружину-скребок 6, гидравлический канал 7, шток 8,

поршень 9, седло 10, всасывающий клапан 11, цилиндр 12, нагнетательный клапан 13, плунжер 14, насосно-компрессорные трубы 15.

Установка работает так. При ходе плунжера 14 вниз открывается нагнетательный клапан 13 и образуется гидравлическая связь между насосно-компрессорными трубами 15 и подплунжерной частью цилиндра. В результате давление от столба жидкости в НКТ передается на всасывающий клапан 11 и на поршень 9. Поршень 9 идет вниз, воздействуя через шток 8 на диск 5 и пружину 6, перемещая ее и связанные с нею тяги 4 и скребки 3. Происходит очистка наружной и внутренней поверхности фильтра .Внутренняя поверхность очищается витками пружины 6. При ходе плунжера 14 вверх, нагнетательный клапан 13 закрывается, в подплунжерной части цилиндра 12 создается разряжение, клапан 11 открывается, давление поршня 9 на пружину 6 снимается, и она разжимается, вновь перемещая скребки 3, очищая фильтр.

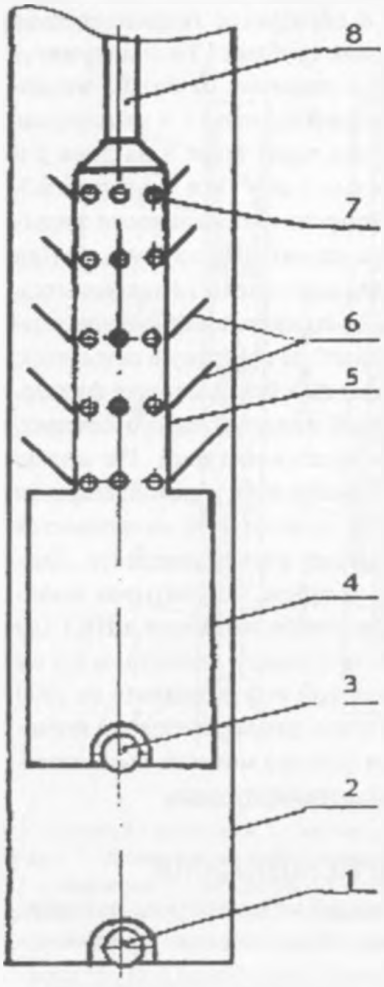
Применяют пружину 6 с витками прямоугольного сечения, обладающими хорошими срезающими свойствами. Их можно периодически заострять. Поршень 9 снабжается уплотнительными элементами, а на выходе штока 8 из клапана 7 устанавливается сальниковое устройство. Это исключает утечки жидкости. Диаметр поршня определяют расчетным путем, но, учитывая значительное гидростатическое давление столба жидкости в НКТ (до 1000 м и более), сила воздействия на поршень диаметром 0,5 см составит 780 Н (плотность обводненной нефти принята за 1000 кг/м^3). Этого усилия вполне достаточно для перемещения поршня) и сжатия пружины. Конструкция фильтра может использоваться в насосах как невставного, так и вставного типа.

НАСОС С ПЕСКОПРИЕМНИКАМИ

При откачке жидкости, содержащей механические примеси, неизбежно их осаждение и накопление над насосом. Процесс ускоряется при низких скоростях откачки и особенно при остановках. Примеси попадают в зазор между плунжером и цилиндром, вызывая абразивный износ плунжерной пары и в конечном счете заклинивание. Над насосом может образоваться пробка, и в этом

случае работа насоса прекращается, а его подъем становится возможным только после промывки скважины.

Группой изобретателей [31] предложен для таких условий насос (рис. 8.33), выкидная часть которого представлена перфорированным полым штоком 5 и наклонными дисками-пескоприемниками 6. Диаметр дисков уменьшается по мере удаления от насоса. Отверстия в полом штоке 7 выполнены у основания дисков. Плунжер насоса 4 соединяется с полым штоком 5, а последний - с колонной штанг 8. Движение откачиваемой жидкости из цилиндра в трубы осуществляется через отверстие в полом штоке.



Механические примеси, осевшие на пескоприемниках, под действием движущейся с большой скоростью и высоким давлением жидкости смываются, а создание сильной турбулизации потока на выкиде при работе насоса препятствует их осаждению. Испытания насоса в скважинах, продукция которых содержала до 4,1 г/л мехпримесей, показали его удовлетворительную работу. Образование пробок не установлено.

Рис. 8.33. Насос с пескоприемником:

1 – всасывающий клапан; 2 – цилиндр; 3 – нагнетательный клапан; 4 – плунжер; 5 – полые штанги; 6 – полки-пескоприемники; 7 – отверстия; 8 – штанги

ВИДЫ ПРИМЕСЕЙ В СКВАЖИННОЙ ЖИДКОСТИ И ИХ ВЛИЯНИЕ НА РАБОТУ УЭЦН

Техническими условиями регламентируется предельное содержание механических примесей в добываемой жидкости, для насосов УЭЦН до 0,5 г/л.

Эксплуатация в скважинах, пласты которых сложены слабосцементированными и рыхлыми песчаниками, сопровождается разрушением пласта и поступлением жидкостно-песчаной смеси в насос. При содержании песка в откачиваемой жидкости до 1 %: в течение 10-15 суток полностью выходят из строя торцевые поверхности рабочих колес, ступицы колес, уплотнения, текстолитовые шайбы, пята, вал. Интенсивный вынос песка ведет также к образованию песчаных пробок полному прекращению подачи.

Отдельную группу составляют скважины, попадание механических примесей в которые происходит с поверхности из-за низкой культуры ремонта скважин. Наиболее частой причиной отказа ЭЦН в таких скважинах является прекращение подачи по причине засорения приема.

Техническими средствами борьбы с механическими примесями являются: применение забойных фильтров, использование фильтров с повышенной площадью фильтрации встроенных измельчителей различных конструкций. Предотвращение попадания мехпримесей с поверхности достигается использованием наземных фильтров при технологических операциях (глушение ,промывка) и устройств, исключающих касание кабеля земной поверхности при спускоподъемных операциях.

Встроенный измельчитель (рис. 8.34) предназначен для уменьшения размера механических примесей до величины, позволяющей их выброс через каналы рабочего насоса. Это достигается дроблением крупных частиц ножами 6 и проталкивание их шнеком 4 через неподвижный диск 2 с отверстиями 7 (А.с.496379 СССР ГОУ Д29/70).

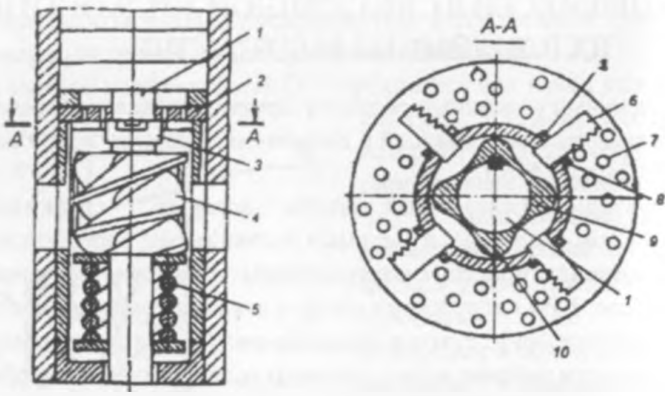


Рис. 8.34. Измельчитель:
1 – вал; 2 – неподвижный диск; 3 – кольцо; 4 – шнек; 5 – пружина; 6 – ножи; 7 – отверстия; 8 – направляющие; 9 – кулачок.

8.8 ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ ЕГО ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ

УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ГИДРАТНЫХ ПРОБОК

Гидратообразование в скважинах характерно для районов, имеющих в геологическом разрезе многолетнемерзлотные породы с пониженной температурой. Это как правило, районы Сибири [33, 38].

Условиями образования гидратных пробок являются:

а) температура, ниже 0°С;

б) наличие в добываемой продукции пресной или слабоминерализованной воды;

в) высокий газовый фактор;

г) присутствие в нефти твердых углеводородов - парафина, смол, асфальтенов;

д) наличие мехпримесей в газожидкостном потоке, выполняющих роль центров кристаллизации АСПО;

е) высокое содержание газа с присутствием гидратообразующих компонентов – метана, этана, пропана, бутана, азота, углекислоты, сероводорода и др.

ж) низкий дебит скважины, обуславливающий небольшую скорость потока и прерывистое движение жидкости;

з) негерметичность подъёмной колонны.

Исследования состава гидратов на Повховском месторождении (Западная Сибирь) даст следующий компонентный состав: водная основа - 20%, нефтепродукты, в том числе парафин - до 60%, летучие углеводородные фракции – 20%.

Содержание газовых компонентов приведено в таблице 8.3.

Таблица 8.3

Состав газа	Содержание компонентов	Наличие нефти в пробе газа, %
CH_4	65,31	0,1
C_2H_6	5,57	0,11
C_3H_8	12,65	1,46
Изобутан	2,81	1,76

На основе приведенных данных можно представить ***механизм образования гидратной пробки*** следующим образом.

Уменьшения дебита скважины по причинам различного порядка ведет к снижению скорости потока. Наличие указанных выше условий способствует выпадению АСПО, их отложению на стенках НКТ до полного перекрытия последних. Вода, мехпримеси, а также конденсат, выделяющийся из газа, усиливают эффект пробкообразования.

Толщина и прочность пробки зависят от условий, но всегда пропорциональны времени простоя скважины в ожидании ремонта.

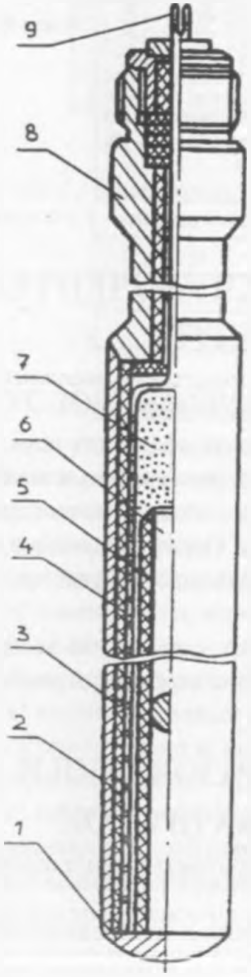
8.9. ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ И РАЗРУШЕНИЕ ГИДРАТНЫХ ПРОБОК

Внедрены следующие технологии профилактики гидратообразования и борьбы с ним.

– Применение ингибиторов органических и неорганических

химических соединений, дозируемых в скважину устьевыми или глубинными дозаторами: к органическим ингибиторам относится метиловый спирт (CH_3OH) – бесцветная ядовитая жидкость без цвета с запахом этилового спирта; к неорганическим относятся соединения бора, бериллия, аммония, азота, кальция.

– Расплавление пробки горячими агентами - подогретой водой, нефтью и т.д.



Технология проста: в НКТ до гидратной пробки опускают колонну полых штанг (диаметром 30 мм), или труб, через которые начинают подачу горячей жидкости от АДП, добиваясь циркуляции. По мере размыва пробки колонну штанг опускают. Устье следует при этом оборудовать превентором.

– Разрушение пробки заостренной штангой, движущейся возвратно-поступательно с помощью наземной лебедки.

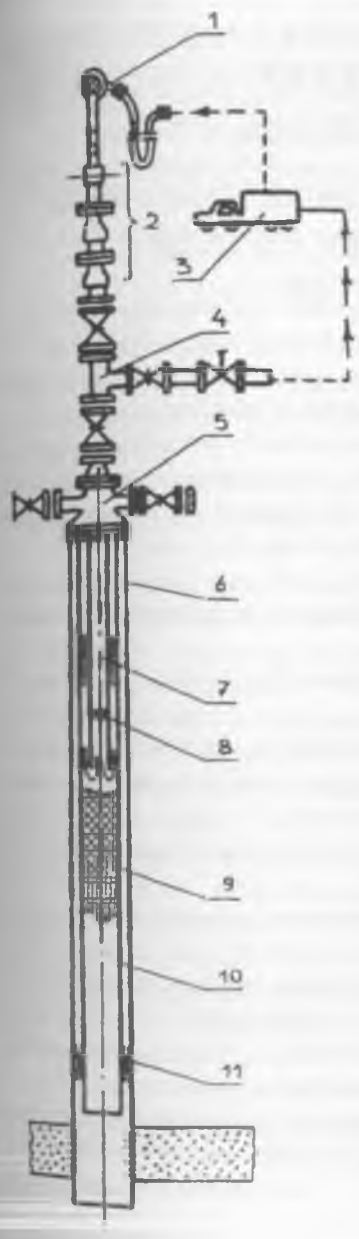
– Создание теплового эффекта в области пробки за счет реакции соляной кислоты с магнием.

Кислота в объёме 200 л. порциями подается в скважину, количество магния – 2-3 кг. Реагирование до 50 мин.

– Гидроразмыв путем спуска труб малого диаметра (до 38мм) с гидроструйным аппаратом. Струя жидкости под давлением насосного агрегата проходит гидромониторную насадку, которая усиливает напор струи и ее разрушающую способность;

– Использование пластовой температуры: в затрубное пространство закачивают жидкий пропан, который, достигая зоны пласта, испаряется; пары поднимаются вверх и конденсируются в области пробки с выделением тепла, затем процесс повторяется.

Рис. 8.35. Электронагреватель:
1 – головка, 2 – корпус, 3 – изолятор; 4 – спираль, 5 – изолятор; 6 – электрод; 7 – изоляционный наполнитель; 8 – разъединитель; 9 – штекер.



– Применение электронагревателей конструкции УНИ (рис. 8.35):

Рабочим элементом нагревателя является электрод и концентратор тепла – головка 1. Нагрев производится Нихромовой спиралью, напряжение подается по кабелю, присоединяемому к нагревателю с помощью штекера 9.

Техническая характеристика нагревателя следующая: диаметр наружный 38-44 мм, длина 1100 мм, масса 10 кг, мощность 10 кВт, напряжение 110 В, сила тока 30А, температура нагрева жидкости 150-180 °С.

Компоновка устьевого оборудования при работе с нагревателем должна обеспечивать полную герметичность при спуско-подъемных операциях и возникновении давлений до 30 МПа. Спуск нагревателя производится на кабель-тросе специальной лебедкой (рис. 8.36).

Рис. 8.36. Схема оборудования скважины при разрушении гидратной пробки:
1 – вертлюг; 2 – превентор, 3 – ППУ; 4 – арматура, 5 – колонная головка; 6 – обсадная колонна; 7 – промывочные трубы; 8 – головка; 9 – гидратная пробка; 10 – НКТ; 11 – пакер.

8.10. ПРАВИЛА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОПЕРАЦИЙ ПО БОРЬБЕ С ОСЛОЖНЕНИЯМИ

ДЕПАРАФИНИЗАЦИЯ С ПОМОЩЬЮ ГЕНЕРАТОРОВ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

Выше приведено описание установок для устранения АСПО с помощью – ППУА и АДПМ. Технология очистки сопряжена с высокой температурой и давлением. Требования безопасности при проведении данной технологии состоят в следующем.

1) Проведение работы с ППУ разрешается только после оформления наряда-задания на пропарку оборудования, определяющего характер и объем работ, условие безопасного их проведения и инструктажа по безопасному выполнению.

2) Работу выполнять в защитных средствах, обеспечивающих безопасность работы: очках, прорезиненных рукавицах, резиновых сапогах.

3) Агрегат устанавливают не ближе 25 м от устья скважины и 10 м от другого оборудования.

4) Выхлопная труба агрегата должна иметь глушитель с искрогасителем и выведена таким образом вверх, чтобы выхлопные газы не попадали в кабину водителя.

5) Нельзя ставить агрегат под силовыми электролиниями без оформления «наряда допуска».

6) При пропарке труб не находиться у конца трубы со стороны выхода теплоносителя.

7) При пропарке труб НКТ не устранять закупорку путем рыхления ее с помощью ломов, шестов и так далее.

8) Трубы и шланги при пропарке уложить с уклоном, обеспечивающим стекание сконденсировавшейся жидкости.

9) Шланг для пропарки обеспечить специальным наконечником и деревянным держателем, исключающим возможность ожога при подаче пара.

10) Шланг к наконечнику закрепить с помощью хомутика.

11) Пропарку оборудования и коммуникаций, расположенных на высоте, производить со специальных площадок, отвечающих требованиям ПТБ. Не использовать для этих целей не приспособленные площадки и другие случайные предметы.

12) Нагнетательный трубопровод должен иметь обратный и предохранительный клапаны.

13) При прогреве выкидного трубопровода запрещается подходить к нему и к устью скважины ближе 10м.

ЭЛЕКТРОПРОГРЕВ

Эта технология производится с помощью электроустановок, поэтому на их монтаж и эксплуатацию распространяются правила, касающиеся электробезопасности. Следует иметь в виду следующее.

1) Работа выполняется по плану, утвержденному руководителем предприятия, специальной бригадой.

2) Установки должны быть заземлены.

3) Обслуживание электрических частей установки производится электротехническим персоналом в соответствии с правилами эксплуатации электроустановок.

4) Перед обработкой скважина должна быть очищена, промыта, колонна прошаблонирована.

5) Спуск электронагревателя производить под уровень жидкости на глубину: при мощности 21 кВт - не менее 25 м, при 10,5 кВт - не менее 15м.

6) Устьевая арматура оснащается лубрикатором с задвижкой.

7) Подъемник устанавливается на расстоянии не менее 15 м от устья скважины, при этом ось ролика блока должна быть перпендикулярна к оси барабана лебедки.

8) Глубину спуска нагревателя контролировать по счетчику на лебедке; на расстоянии 100 м от нагревателя кабель-тросе установить метку.

9) На все время прогрева устье скважины должно быть загерметизировано во избежания возможного фонтанирования.

10) При длительных перерывах в работе установку отключить от электросети.

МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ПАРАФИНОМ

Монтаж наземых или скважинных устройств производится по соответствующим проектам (АДУ) или планам (скребки, трубы с покрытиями), утвержденным руководством

ХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ

Возможные опасности при использовании химреагентов достаточно подробно описаны в разделе 7.7. В настоящее время применяется много химреагентов для депарафинизации скважин, в том числе и импортных, поэтому в каждом случае следует изучить характеристику рекомендованного реагента и принять соответствующие меры безопасности.

В общем случае надо иметь ввиду следующее.

Некоторые типы химреагентов относятся к токсичным и пожароопасным веществам, поэтому при их применении необходимо контролировать среду рабочей зоны на предмет концентрации химреагента и сравнить данные с ПДК.

Персонал, занятый подачей химреагентов в скважину, должен пройти инструктаж и один раз в год проходить медицинский осмотр.

3) Изучить технологию подачи химреагента в скважину, устройство дозаторов, возможные опасности в процессе их эксплуатации.

4) Бочки с импортными реагентами должны иметь предупредительные надписи красного цвета на русском языкс «Яд», «Огнеопасно», храниться в штабелях из двух рядов, защищенными от солнечных лучей, расстояние между рядами в штабеле должно быть не менее одного метра, по высоте бочки складываются только в один ярус. Герметичность бочек периодически проверяется путем тщательного осмотра

5) Открытые площадки для хранения реагентов должны располагаться вне газоопасной зоны, не менее чем за 40 м от всех видов сооружений промышленного типа и не менее 100 м от жилых. Не допускается хранить реагенты на объектах добычи в ГЗУ, культбудках операторов.

6) Технологические помещения установок подачи реагента

типа БР-2,5 должны иметь приточно-вытяжную вентиляцию. Электродвигатели, светильники и электроприводы и установки должны выполняться во взрывозащищенном исполнении.

7) Транспортировку деэмульгаторов производить в металлических закрытых бочках на специально оборудованном транспорте, снабженном средствами пожаротушения.

8) За 20 мин до входа в помещение, где хранится деэмульгатор или оборудование его подачи на объекты надо включить в работу приточно-вытяжную вентиляцию.

9) Производство ремонтных и огневых работ в технологическом помещении производить только после анализа воздушной среды на загазованность и пропарки оборудования. Пролитый реагент нужно смыть большим количеством воды и засыпать песком.

10) Все работы по заправке БР-2,5 производить под руководством старшего оператора добычи нефти и газа бригадой не менее двух человек, имеющих при себе все средства индивидуальной защиты.

11) Эффективность применения химреагентов в скважинах должна контролироваться по содержанию реагента в добываемой жидкости и нагрузке на головку балансира СК.

12) Использование «капельного метода» дозирования химреагентов в затрубное пространство с помощью привязки самодельных устройств, а иногда и бочек с реагентом, запрещается, так как может привести к накоплению газа в них и разрыв емкости с возможным травмированием работника или пожаром.

БОРЬБА С ГАЗООБРАЗОВАНИЕМ В ЗАТРУБНОМ ПРОСТРАНСТВЕ

Методы улучшения работы скважин в условиях интенсивного газоотделения на приеме насосов и в затрубном пространстве описаны выше. Правила безопасности при этой технологии базируются на следующих положениях.

1) Запрещается сброс газа из затрубного пространства в атмосферу из-за экологических причин и возможного пожара (воз-

никновение искры при истечении газа и выброса механических частиц).

2) Систематический контроль за надежностью устройств для сброса газа из затрубного пространства в трубопровод, особенно в зимнее время. Вследствие накопления конденсата в клапанах и задвижках возможно их замерзание и отказ.

Несмотря на низкую эффективность технологии автоматического сброса газа из-за необходимости поддерживать в затрубном пространстве давление, превышающее давление в трубопроводе, автоматический сброс исключает проблему выпуска газа в атмосферу.

МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ОЧИСТКЕ СКВАЖИН ОТ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ

Наиболее часто встречающейся на практике технологией при очистке скважины от механических примесей различного состава (от АСПО до песка) являются промывки. В качестве промывочных жидкостей используют нефть, пресную или пластовую воду, иногда с добавками поверхностно-активных веществ.

. Очистка скважины от песчаных пробок производится по описанным технологиям или путем крепления пласта синтетическими смолами различного состава. Подробнее эти процессы будут описаны в части «Ремонт скважин». Что касается применения различных химических реагентов то на них распространяются меры безопасности, описанные в разделе 8.3.

МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ РАЗРУШЕНИИ ГИДРАТНЫХ ПРОБОК

Очистка скважин от гидратных пробок включает проведение спуско-подъемных операции, поэтому следует обеспечить полную герметичность устьевого оборудования.

При спуске нагревателей на кабеле, штангах или трубах наличие на устье превентора обязательно.

При использовании метанола следует принять особые меры безопасности по исключению возможного отравления

9. ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ ПУТЕМ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА

Призабойная зона пласта (ПЗП) является областью, в которой происходят процессы, связанные с интенсивным перемещением нефти из пласта в скважину с одной стороны и активным воздействием технологией и оборудованием с другой. Результаты такого комбинированного воздействия могут быть положительными и отрицательными, и их влияние начинается в момент вскрытия.

Чем квалифицированнее вскрыта скважина, т.е. чем большим количеством отверстий образован фильтр, чем меньше глинистого раствора и других примесей привнесены в пласт в процессе вскрытия, тем меньшее сопротивление будет испытывать жидкость при движении из пласта в скважину.

Чем больший перепад давления на ПЗП создан спущенным оборудованием, чем меньше осаждается на забое механических примесей, парафина, смол, тем интенсивнее проходят процессы фильтрации и поступления жидкости в скважину.

Таким образом, воздействие на ПЗП с целью увеличения добычи нефти из скважины - это комплекс геолого-технических мероприятий, включающих технологические и технические решения. Выберем направления, по которым следует вести это воздействие.

Приток жидкости из пласта в скважину описывается уравнением Дюпюи:

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu} = \frac{(P_к - P_c)}{\ln(R_к / r_c)} \qquad (9.1)$$

где k – проницаемость пласта; h – толщина (мощность) пласта; μ – вязкость фильтрующегося флюида; $P_к$ – давление на контуре питания (принимают в расчетах как пластовое давление); P_c

– давление на стенке скважины в зоне фильтра (принимают как забойное давление); $R_к$ — радиус контура питания (расстояние от оси скважины до области установившегося пластового давления); $r_с$ — радиус скважины (радиус окружности, определяемый по внутреннему диаметру эксплуатационной колонны).

Указанная формула достаточно полно увязывает те параметры, которые прямо или косвенно влияют на количество поступившей из пласта жидкости.

9.1. ТЕХНОЛОГИИ, УВЕЛИЧИВАЮЩИЕ ДЕПРЕССИЮ В ОБЛАСТИ ПЗП

Несмотря на многообразие этих методов, суть их едина, – уменьшить величину забойного давления до минимума и увеличить разность «$P_{пл} – P_{заб}$», за счет чего добиться увеличения скорости притока жидкости из пласта в скважину.

ЗАМЕНА В СТВОЛЕ СКВАЖИНЫ ЖИДКОСТИ БОЛЬШОЙ ПЛОТНОСТИ НА ЖИДКОСТЬ МЕНЬШЕЙ ПЛОТНОСТИ

Испытание скважины вскоре после бурения или ремонта проводится в стволе, заполненном буровым раствором или другой тяжелой жидкостью плотностью 2000кг/м3 и более. С целью снижения противодавления на пласт применяют последовательное вытеснение бурового раствора пластовой или пресной водой через насосно-компрессорные трубы (прямая промывка) или через затрубное пространство (обратная промывка). Способ прост, экономичен и при достаточно высоком пластовом давлении, слабой засоренности пласта буровым фильтратом удается вызвать приток нефти из пласта. К недостаткам метода относится засорение пласта, как буровым раствором, так и замещающей его жидкостью, что удлиняет срок освоения скважин.

СВАБИРОВАНИЕ

Метод состоит в спуске в насосно-компрессорные трубы скважины поршня с обратным клапаном под статический уровень

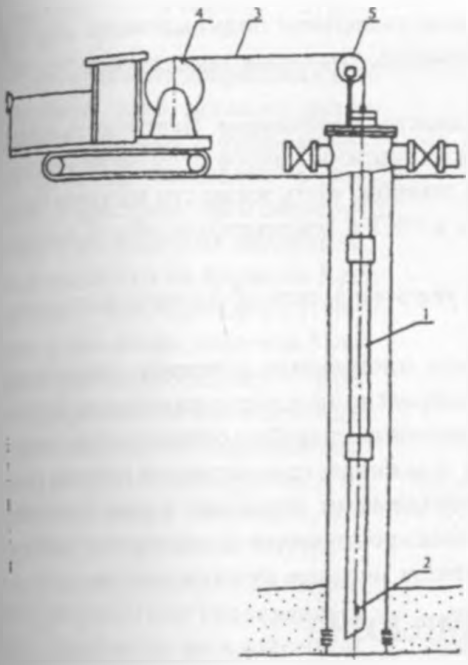


Рис. 9.1. Схема размещения оборудования при свабировании:
1 – насосно-компрессорные трубы; 2 – окно; 3 – тартальный канат; 4 – лебедка; 5 – направляющий ролик

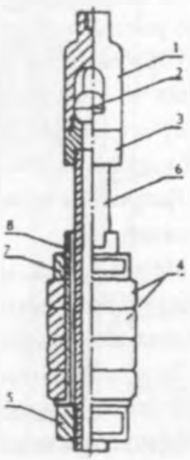


Рис. 9.2. Конструкция сваба:
1 – клетка; 2 – клапан; 3 – нажимная гайка. 4 – манжеты; 5 – фиксатор, 6 – патрубок; 7 – упор; 8 – втулка.

жидкости. Поршень опускается на тартальном канате с помощью лебедки (рис. 9.1).

При движении вниз клапан поршня 2 открывается, (рис. 9.2), пропуская жидкость в надпоршневую полость, а при подъеме клапан закрывается давлением жидкости над ним, поднимая также столб жидкости на поверхность.

При этом противодавление на забой уменьшается на величину уменьшения столба жидкости в стволе скважины, т.е. динамического столба.

Резиновые манжеты под давлением поднимаемого столба жидкости увеличивают диаметр, уменьшая зазор между трубами и манжетами.

Это уменьшает утечки жидкости до минимума. Надо иметь виду, что при подъеме жидкости из скважины, забой которой не изолирован от остальной части пакером, часть жидкости из затрубного пространства перетечет в НКТ и компенсирует объем поднятой жидкости.

Депрессия может быть увеличена, если установить в скважине пакер.

Метод прост, может быть многократно повторен, позволяет добиваться значительной депрессии на пласт и на первых порах являлся широко распространенным способом освоения скважин.

Опыт показывает, что в скважинах, продуктивные пласты которых сложены высокопроницаемыми породами, а уменьшение коэффициента продуктивности произошло из-за засорения, свабирование является эффективным методом очистки пласта.

ИМПЛОЗИЯ

Технология состоит в мгновенном уменьшении величины гидростатического столба жидкости, а, следовательно, и давления, действующего на ПЗП.

Один из наиболее простых путей реализации метода состоит в спуске в скважину свободных насосно-компрессорных труб, закрытых снизу диафрагмой.

Последняя может быть разрушена давлением жидкости или другим путем. При этом в НКТ устремляется жидкость, существенно уменьшая тем самым противодавление на пласт.

Снижение давления можно оценить, если знать величину столба жидкости в скважине до разрушения диафрагмы H и сразу же после разрушения h. Тогда $\Delta P = \rho g H - \rho g h$.

В работе [34] для создания мгновенной депрессии на пласт предложено устройство (рис.9.3), состоящее из корпуса 1, жестко связанного с колонной насосно-компрессорных труб, диафрагмы 2, пакера 8 и циркуляционного клапана, состоящего из втулки 4 с

каналами 6 и 7 и поршня 5 со штоком 3.

Для создания депрессии в призабойной зоне скважин разрушают диафрагму 2 путем закачки рабочей жидкости в затрубное пространство и последующего воздействия давлением этой жидкости на поршень 5 со штоком 3 через каналы 6 и 7. Перемещаясь вверх, поршень 5 увлекает за собой втулку 4. При этом радиальные каналы 6 корпуса 1 мгновенно закрываются, шток разрушает диафрагму 2, и, двигаясь, вверх открывает, отверстия 9. Тем самым внутренняя полость корпуса 1 разобщается от действия гидравлического давления межколонной скважинной жидкости, а в НКТ устремляется поток жидкости из призабойной зоны.

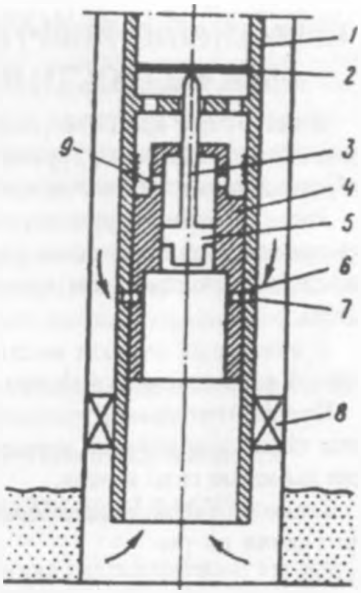


Рис. 9.3. Устройство для создания мгновенной депрессии на пласт:

1 – корпус; 2 – диафрагма, 3 – шток, 4 – втулка, 5 – поршень, 6,7,9 – каналы; 8 – пакер.

Имплозия, вследствие создания значительной депрессии на ПЗП, может вызвать фонтанирование скважины, разрушение пласта, смятие колонны. Поэтому следует просчитать возможные последствия, а скважину оборудовать превентором и другими устройствами.

ОТКАЧКА ЖИДКОСТИ НАСОСАМИ

Столб жидкости можно понизить, опустив в скважину насос, например ЭЦН, производительность которого будет превышать дебит скважины. При этом возможен вынос из пласта различных механпримесей и попадание их в насос с последующим его заклиниванием. Поэтому такая технология получила ограниченное применение.

ПРИМЕНЕНИЕ ИНЕРТНЫХ ГАЗОВ ДЛЯ ВЫТЕСНЕНИЯ ЖИДКОСТИ ИЗ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

В настоящее время запрещено использование воздуха для освоения скважин после бурения и ремонта, в связи с возможным образованием взрывоопасных смесей.

Расследование взрывов установило, что воспламенение смеси происходит по причине разряда статического электричества вследствие электризации газовоздушной смеси при разрядке скважины.

В некоторых случаях воспламенение происходит от электрической искры, возникшей при утечке тока через заземление [7].

Предпочтительной технологией для освоения скважин является такая, при которой используются вместо воздуха инертные или дымовые газы и пена.

Технологическая схема освоения с помощью дымовых газов приведена на рисунке (9.4). Генератором газов являются паропередвижные установки, режим горения, в которых должен быть таким, чтобы в дымовых газах кислорода содержалось не более 5%. Состав дымовых газов контролируют по пробам.

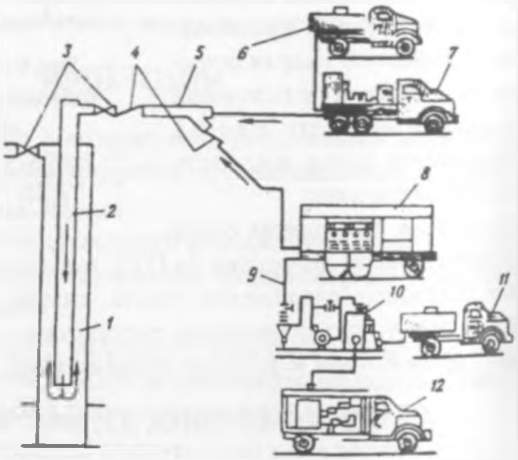


Рис. 9.4. Принципиальная схема обвязки оборудования при освоении скважин с применением дымовых газов:

1 – обсадная колонна, 2 – НКТ; 3 – задвижка; 4 – обратный клапан; 5 – камера смешения, 6 – автоцистерна для нефти; 7 – передвижная насосная установка; 8 – передвижная компрессорная установка, 9 – место для отборов проб дымовых газов: 10 –установка для охлаждения и очистки газов; 11 – автоцистерна для воды; 12 – передвижная установка

9.2. ГИДРОМЕХАНИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ

Описанные выше методы, являясь способами снижения забойного давления за счет уменьшения величины столба, выполняют и другую функцию: за счет интенсификации потока жидкости из пласта усиливается вынос механических примесей, что, в конечном счете, ведет к увеличению проницаемости.

В пластах с природной низкой проницаемостью, увеличение притока может быть достигнуто путем искусственного образования сети трещин в ПЗП, заполняемых высокопроницаемым агентом.

В этом случае цель технологии – увеличение проницаемости ПЗП.

Она получила название гидравлического разрыва паста.

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА

Отечественная технология и техника гидравлического разрыва пласта (ГРП) разработана, описана и впервые промышленно апробирована в 1956 году в НГДУ «Туймазанефть» (Башкортостан) учетными из бывшего УфНИИ под руководством Б. Г. Логинова и В. А. Блажевича [34].

Технология ГРП основана на способности нефтяного пласта расщепляться (растрескиваться) под действием давления, превышающего горное (горное давление – давление всех вышележащих над продуктивным пластом пород). Освоение метода потребовало создания специальных агрегатов не только для получения высокого давления, но и для закрепления трещин, а также специального оборудования и материалов для проведения технологических операций. Метод освоен промышленностью и в настоящее время применяется и постоянно совершенствуется.

Гидравлический разрыв пласта – воздействие на ПЗП, заключающееся в образовании каналов (трещин), заполняемых высокопроницаемым агентом [33].

Давление разрыва - $P_р$ составляет следующую величину:

$$P_р = P_г + \sigma_г \qquad (9.2)$$

где $P_г$ – горное давление, МПа; $\sigma_в$ – временное сопротивление породы на разрыв, МПа (принимают 1,5-3 МПа).

Горное давление – $P_г$ определяют так:

$$P_г = \rho_п g H \qquad (9.3)$$

где $\rho_п$ - средняя плотность пород, лежащих над продуктивным пластом, кг/м^3; Н - глубина залегания пласта, м.

Технология проведения ГРП включает в себя следующие основные этапы (рис. 9.5):

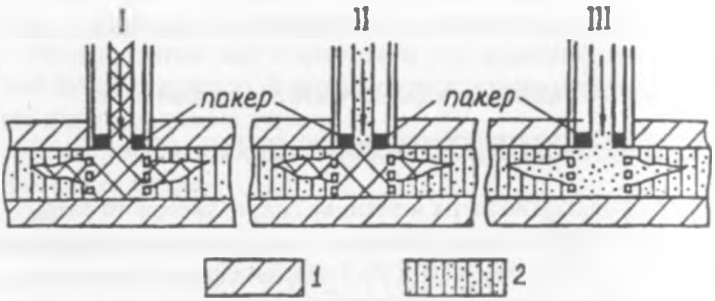


Рис. 9.5. Схема гидравлического разрыва пласта:
I- нагнетание жидкости разрыва; II – нагнетание жидкости песконосителя; III – нагнетание продавочной жидкости; 1 – глины; 2 – нефтяной пласт.

а) промывается скважина и в нее опускаются на трубах пакер и якорь, на устье устанавливается специальная арматура; б) рассчитываются параметры ГРП: давление разрыва, объём жидкости разрыва, объём жидкости песконосителя, объем наполнителя, объем продавочной жидкости; в) устанавливается количество агрегатов, необходимых для проведения ГРП;
г) рассчитывается темп закачки жидкости разрыва, жидкости песконосителя, продавочной и промывочной жидкости.

Жидкость разрыва – жидкость, закачка которой в скважину ведет к образованию трещины.

В качестве жидкостей разрыва используются жидкости, родственные по характеристике пластовой. Так, в нефтяных скважинах можно применять нефть, в нагнетательных — воду. С целью

снижения фильтрующих свойств и повышения расклинивающего эффекта вязкость жидкостей разрыва может быть увеличена добавкой различных загустителей. В нефтяных скважинах применяют также нефтекислотные или кислотно-керосиновые эмульсии.

Жидкость-песконоситель – жидкость обладающая свойством удерживать закрепляющий трещину агент во взвешенном состоянии и хорошо проникать в пласт. Используют для этой цели вязкие жидкости — нефть, эмульсию, сульфит-спиртовую барду. Использование воды в качестве несущей агент жидкости требует осторожности, особенно при наполнителе — песке, так как возможно осаждение песка из смеси и образование плотных пробок.

Наполнитель – агент, заполняющий трещину и препятствующий, таким образом, ее смыканию, обладающий соответствующей механической прочностью и доступностью.

Для этих целей используют кварцевый песок с размером зерен от 0,5 до 1,2 мм и плотностью до 2650 кг/м.

В мировой практике применяют скорлупу грецкого ореха, стеклянные шарики, искусственный материал – ***проппант***.

Продавочные жидкости – жидкости обеспечивающие продавку жидкости-носителя в пласт, а также удаление ее избытка и выпавшего из раствора агента из скважины на поверхность. Последовательность операций при ГРП:

а) закачка жидкости разрыва;

б) закачка жидкости песконосителя и задавка ее в трещину;

в) закачка продавочной жидкости;

г) очистка скважины от выпавшего в осадок наполнителя;

д) испытание скважины: нефтяной – на приток, нагнетательной – на приемистость.

Существующие технологии позволяют проводить следующие разновидности ГРП:

– ***однократный*** – одновременное воздействие на все вскрытые перфорацией пласты;

– ***поинтервальный*** (направленный) – воздействие на выб-

ранный пласт или пропласток;

– ***многократный*** – многократное воздействие на каждый выбранный пропласток.

Как было указано, выше все параметры ГРП для конкретной скважины, должны быть рассчитаны.

Приблизительная оценка материалов ГРП показывает: при однократном ГРП затрачивают песка 5-10т, воды – в качестве жидкости разрыва 5-10м³, концентрация песка в воде 40-50 кг/м³, минимальный темп закачки жидкости разрыва – не менее 2 м³/мин, давление разрыва в скважинах глубиной более 1000-1200 м составляет 0,78-0,8 от величины горного давления.

Оборудование, применяемое для ГРП, должно отвечать следующим требованиям: а) получение больших давлений и расходов; б) подача в скважину абразивно-действующих агентов; в) подача в скважину вязких жидкостей (до 10^{-3} м²/с); г) получение растворов закрепляющих агентов различной концентрации; д) транспортирование и подача жидкостей и смесей на прием насосным агрегатам; е) контроль за проведением процесса.

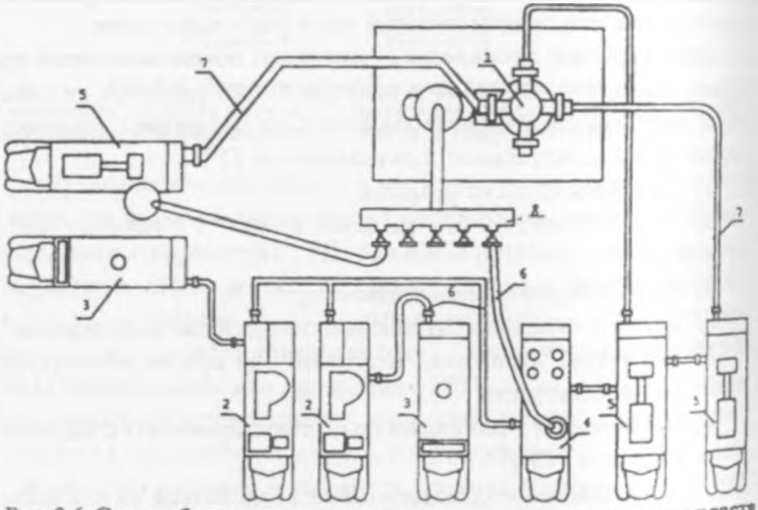


Рис. 9.6. Схема обвязки агрегатов при гидравлическом разрыве пласта на нефтяных скважинах:

1 – устье; 2 – агрегат насосный; 3 – автоцистерна; 4 – пескосмеситель; 5 – агрегат насосный; 6 – гибкие шланги; 7 – трубы; 8 – блок манифольда.

В комплекс оборудования, применяемого при ГРП, входят насосные установки, пескосмесительные агрегаты, автоцистерны для транспортировки жидкостей разрыва, арматура устья скважины, пакеры, якори, быстромонтирующиеся трубопроводы, блок манифольдов, станция контроля. Схема обвязки оборудования для проведения ГРП приведена на рис. 9.6.

Насосная установка УН1-630-700А предназначена для подачи жидкости разрыва или жидкости – носителя в скважину и задавки ее в пласт под давлением до 70 МПа, и производительностью до 22 л/с, а также смешивания рабочей жидкости с закрепляющим агентом (рис. 9.7).

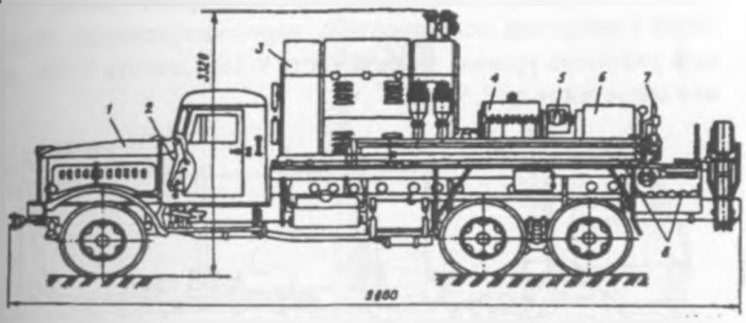


Рис. 9.7. Насосная установка УН1-630 х 700А:
1 – Автошасси КрАЗ-257Б1А, 2 – пост управления, 3 – силовой агрегат, 4 – коробка передач ЗКПМ; 5 – зубчатая муфта; 6 – насос 4Р700, 7 – напорный трубопровод, 8 – вспомогательный трубопровод.

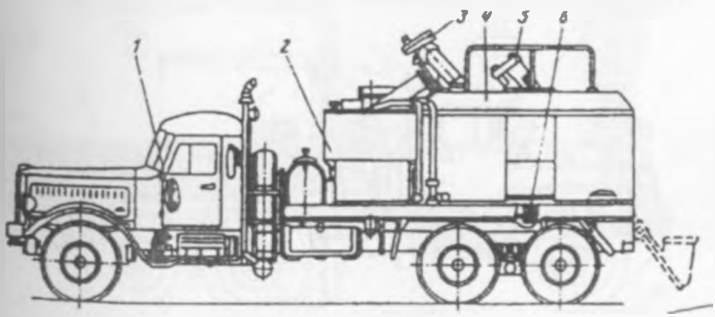


Рис. 9.8. Агрегат 4ПА:
1 – пульт управления; 2 – аккумулятор; 3 – рабочий шнек; 4 – сварной бункер; 5 – загрузочный шнек; 6 – пневмовибратор.

Пескосмесительный агрегат 4ПА (рис 9.8) предназначен для транспортировки песка к скважине и механического приготовления песчано-жидкостной смеси при ГРП. Смонтирован на шасси автомобиля и включает в себя бункер со шнековыми питателями, коробку отбора мощности, смеситель раздаточный коллектор, песковый насос.

Автоцистерны АЦ10, АЦПП-21-5523А (рис.9.9) предназначены для перевозки жидкостей, используемых при ГРП, и подачи их в пескосмесительный и насосные агрегаты. Смонтированы на шасси автомобилей и включают в себя цистерну, насос, арматуру, коробку отбора мощности, узел трансмиссии, узел жесткой буксировки, искрогаситель, пароподогреватель, поплавковый указатель уровня. Вместимость 9-18м³,подача 13л/с, давление нагнетания до 1,5 МПа.

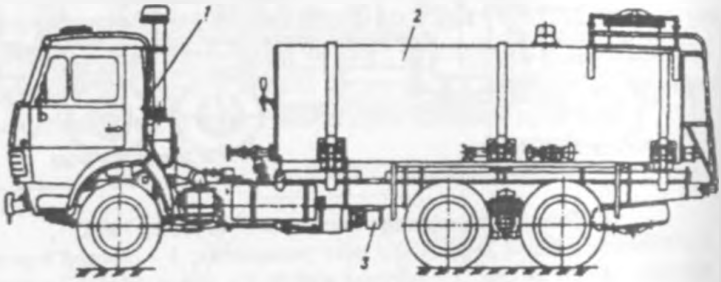


Рис.9.9. Автоцистерна АЦ-10:

1 – автошасси КамАЗ; 2 – цистерна; 3 – насосный блок

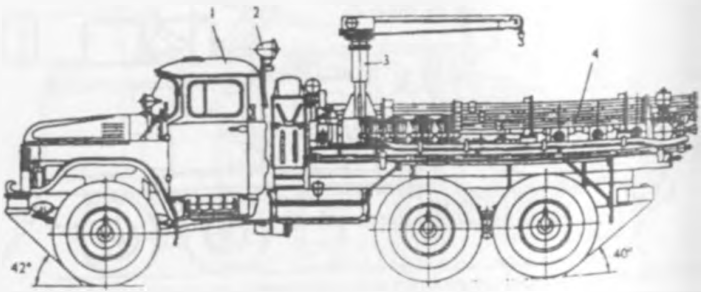


Рис. 9.10. Блок манифольда 1БМ-700:

1 – автошасси ЗИЛ-131; 2 – фара, 3 – поворотная стрела; 4 – вспомогательный трубопровод

Блок манифольда 1БМ-700 обеспечивает привязку насосных установок и другого оборудования к арматуре скважины (рис 9.10). Он представляет собой приемно-раздаточный коллектор с пробковыми кранами и обратными клапанами. Коллектор снабжен предохранительным клапаном многократного действия. Блок смонтирован на автомобиле, что делает его транспортабельным, монтажеспособным и надежным. Наибольшее давление до 70 МПа, грузоподъёмность стрелы - до 5000 Н, условный проход - 50 мм.

Устьевая арматура 1АУ-700 (рис. 9.11) предназначена для

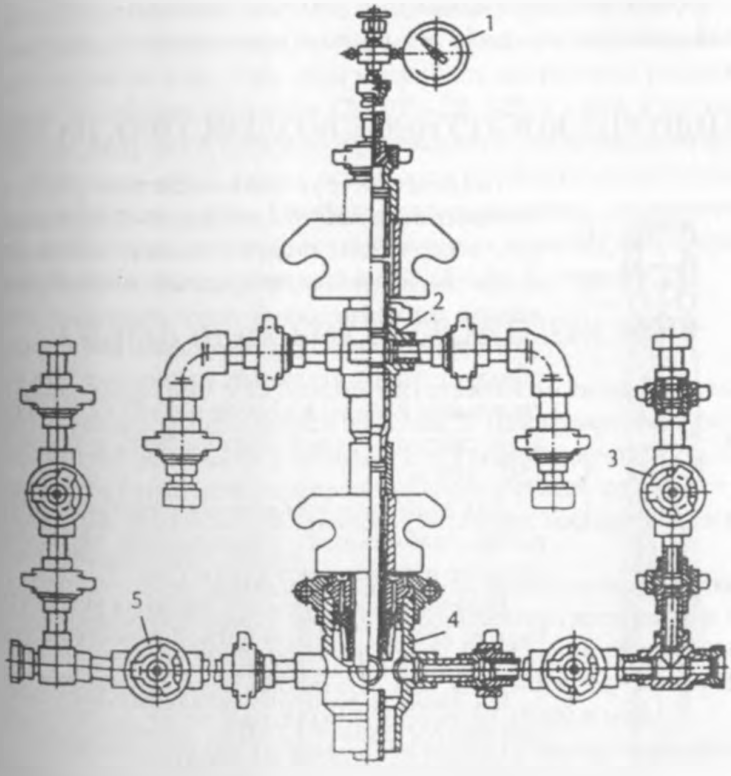


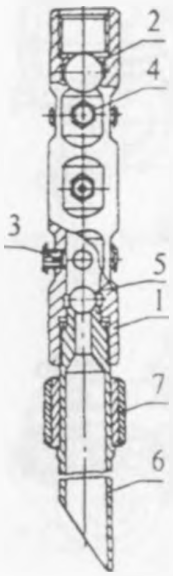
Рис. 9.11. Устьевая арматура для ГРП 2АУ-700:
1 – манометр, 2 – трубная головка, 3, 5 – пробковые краны; 4 – устьевая головка

герметизации устья скважины при ГРП и подачи технологических жидкостей. Она включает в себя: а) устьевую головку4, которая крепится к эксплуатационной колонне, б) трубную головку 2 для присоединения НКТ: крестовина имеет отводы, к которым через пробковые краны 3, 5 присоединяются напорные линии; в) буферный патрубок для присоединения манометра; г) отводы (три отвода) для присоединения напорных линий; д) предохранительный клапан гвоздевого типа.

Все пробковые краны с напорными линиями связаны быстросборными соединениями.

Характеристика арматуры: рабочее давление – до 70 МПа, условный проход – до 50 мм, число присоединяемых линий – до 2.

ГИДРОПЕСКОСТРУЙНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПЗП



Гидропескоструйное воздействие (ГПВ) основано проникающей способности струи жидкости, содержащей в своем составе абразивное вещество, например, кварцевый песок. Направленное движение такой струи разрушает эксплуатационную колонну и на цементное кольцо, и образует горизонтальные, наклонные или вертикальные каналы в породе пласта. Однако при этом скорость струи должна быть в пределах 150 - 200 м /с.

Для этой цели в скважину опускают перфоратор, снабженный специальными насадками, которые и формируют струю (рис. 9.12).

Величина допустимого давления устанавливается, исходя из прочностной характеристики эксплуатационной колонны.

По данным экспериментальных исследований оно составляет 22 МПа, давление в затрубном пространстве 1,7 - 2,7 МПа.

Рис. 9.12. Гидропескоструйный перфоратор:

1 – корпус, 2 – шар опрессовочного клапана, 3 – узел насадки, 4 – заглушка, 5 – шар клапана, 6 хвостовик; 7 – центратор

Концентрация песка в воде принимается 30-32 кг/м^3. При диаметре насадок 4 мм глубина канала через 15 мин составляла 76 см.

В ГПВ участвует оборудование, используемое при ГРП. Образование вертикальных каналов (щелей) проводится перемещением колонны НКТ подъемным агрегатом или глубинными двигателями.

9.3. ВОЛНОВЫЕ МЕТОДЫ

Метод преследует цель образования в ПЗП микротрещин различной протяженности путем воздействия на нее серией, последовательно посылаемых импульсов давления, меняющихся от максимума до нуля. При этом могут быть достигнуты ультразвуковые колебания жидкости ($20 \cdot 10^3 - 20 \cdot 10^6$), а с ней и частичек породы, ведущие к трещинообразованию и самоочищению пор.

Появилась целая гамма источников колебания механического и электрического типа. Наиболее распространены гидравлические вибраторы, разновидностью которых является вибратор золотникового типа, созданный в МИНГ СМ. Гадиевым [23].

ГИДРАВЛИЧЕСКОЕ ВИБРОВОЗДЕЙСТВИЕ

Вибратор (рис. 9.13) состоит из ствола 1 со щелями, на котором укреплен вращающийся золотник 3. При прокачке жидкости через ствол золотнику сообщается крутящий момент, и он, вращаясь, сообщает или перекрывает щели в стволе со своими отверстиями. Возникает циклическое истечение жидкости из отверстий, вызывающее удары.

Технология проведения виброволействия состоит в спуске на насосно-компрессорных трубах гидровибратора на заданную глубину и прокачке через него жидкости с расходом, оптимальным для выбранного типа вибратора. При этом могут быть получены гидроудары, частота которых составит до 30000 в мин.

Опыт применения гидровоздействия не отмечен нарушением условий труда и возникновением аварийных ситуаций.

Однако, очевидно, что воздействие ультразвуковых колебаний на ПЗП сопровождается одновременным воздействием на обо-

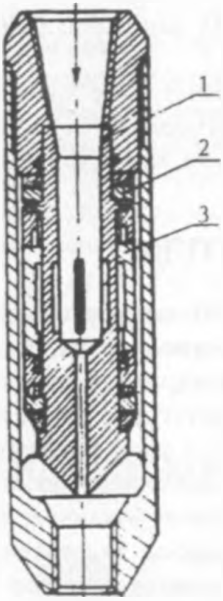


Рис. 9.13. Гидравлический вибратор золотникового типа:
1 – ствол; 2 – шариковые опоры золотника; 3 – золотник.

рудование (НКТ, насосы), что может вызвать обрывы НКТ, узлов УЭЦН и т.д.

Наземное оборудование при гидровоздействии включает насосные агрегаты и автоцистерны. Их размещение и обслуживание на устье скважины не отличается от общепринятого.

ЭЛЕКТРОГИДРАВЛИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ

Ударные волны могут быть получены с помощью электрического разряда на электродах, погруженных в скважинную жидкость. Этот метод, получивший название электро гидравлическое воздействие (ЭГВ), разработан и опробован в Октябрьском филиале Уфимского нефтяного института И.Г. Ахметовым и В.А. Петровым [21].

Устройство генератора для электрогидравлического воздействия приведено на рис. 9.14.

Технология ЭГВ проста и заключается в спуске в зону обрабатываемого интервала пласта генератора на геофизическом кабеле с помощью лебедки. Продолжительность обработки зависит от характеристики пласта, мощности разряда, пластового давления.

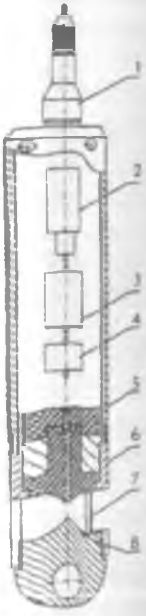


Рис. 9.14. Технологическая схема размещения оборудования на скважине при обработке кислотами:
1 – автоцистерна с продавочной жидкостью; 2 – автоцистерна с раствором кислоты; 3, 4 – агрегат «АЗИНМАШ-30А» с прицепной цистерной; 5 – обвязка; 6 – скважина; 7 – емкость для для сбора продуктов реакции из пласта при промывке; 8 агрегат промывочный.

Следует иметь в виду, что выделившаяся энергия при электрическом разряде распределяется так: ударные волны – 20%, электромагнитная и тепловая 50%, потенциальная энергия газового пузыря – 30%. Перемещение генератора на кабеле создает возможность поинтервальной многократной обработки отдельных пропластков.

Операции ЭГВ могут совмещаться с кислотной обработкой и другими методами интенсификации. Опыт применения ЭГВ накоплен в НГДУ «Туймазанефть», где впервые в 1973 году был апробирован.

Операции ЭГВ проводятся геофизической службой, поэтому допуск для проведения этой работы должен быть оформлен в соответствии с требованиями к подобного рода операциям в нефтяных и нагнетательных скважинах.

ИМПУЛЬСНО-ВАКУУМНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ

Метод предусматривает создания чередующихся импульсов разряжения в цилиндре насоса за счет исключения из его схемы всасывающего клапана.

Эффект вакуумирования создается за счет размещения сквозных отверстий в цилиндре, открываемых плунжером при его ходе вверх. Колонна штанг поднимается вверх за заданную величину грузоподъемным агрегатом.

По утверждению автора, воздействие на ПЗП, осуществляемое в течение нескольких суток указанным устройством, приводит к увеличению притока. Успешность процесса оценивается величиной 27,6%.

9.4. ВОЗДЕЙСТВИЕ ХИМИЧЕСКИМИ РЕАГЕНТАМИ

ВОЗДЕЙСТВИЕ КИСЛОТАМИ

Использование химических реагентов преследует три цели: а) увеличение проницаемости ПЗП; б) уменьшение вязкости жидкости; в) растворение отложившихся в области ПЗП солей, парафина, коррозионных продуктов. Применение кислот для увеличения проницаемости призабойной зоны основано на их способнос-

ти вступать в химическую реакцию с породой продуктивного пласта и за счет этого образовывать каверны различной протяженности и конфигурации [14]

Широко известна, например, способность соляной кислоты (HCl) воздействовать на доломиты и известняки, а плавиковой кислоты – на песчаники.

$$HCl + CaCO_3 \Rightarrow CaCl_2 + H_2O + CO_2 \quad (9.4)$$

$$HCl + CaMg(CO_3)_2 \Rightarrow CaCl_2 + MgCl_2 + H_2O + CO_2 \quad (9.5)$$

$$HF + SiO_2 \Rightarrow H_2SiF + H_2O \quad (9.6)$$

Выбор вида кислоты должен также обосновываться се побочными эффектами – воздействием на оборудование скважины (в том числе на эксплуатационную колонну), образованием различных продуктов, усиливающих или ослабляющих действие кислоты.

Так, при воздействии соляной кислоты на известняки и доломиты, образуются растворимые в воде соли $CaCl_2$ и $MgCl_2$ которые выносятся при промывке. И в то же время при наличии глинистых пропластков соляная кислота образует соли алюминия, выпадающие в осадок и ухудшающие проницаемость пласта.

$$HCl + H_4Al_2Si_2O_9 \rightarrow AlCl_3 + HSiO_2 \quad (9.7)$$

Для нейтрализации или снижения действия кислот на металл необходимо в кислоты вводить ингибиторы коррозии – формалин (до 0,6%), уникол (0,25-0,5%), ИТА (0,4%) и другие

Для повышения эффективности воздействия кислоты на породу в нефтяных скважинах, где непосредственный контакт затруднен наличием нефтяной пленки или асфальто-смолистых соединений, применяют интенсификаторы. Их задача – снизить силу поверхностного натяжения на границе «нефть-порода» В качестве интенсификаторов применяются различные поверхностно-активные вещества (ПАВ): ОП-10, 44-11, 44-22 и другие.

Отдельную группу добавок в кислоту составляют стабилизаторы – вещества, удерживающие в растворенном состоянии продукты реакции. К стабилизаторам относятся уксусная (CH_3O-OH) и плавиковая (HF) кислоты. Уксусная кислота удерживает в растворе соли железа и алюминия и замедляет реакцию раствора HCl с породой. Это позволяет закачать кислоту в более глубокие участки пласта.

Плавиковая кислота предупреждает образование геля кремневой кислоты, закупоривающего поры, и растворяет цементную корку.

Существуют следующие технологии кислотного воздействия:

а) простая кислотная обработка – воздействие путем задавки раствора кислоты в ПЗП с последующей выдержкой;

б) кислотная обработка под давлением – целенаправленное воздействие на низкопроницаемые участки ПЗП посредством изоляции высокопроницаемых;

в) термокислотная обработка – воздействие горячей кислотой;

г) глино-кислотная обработка – воздействие смесью соляной и плавиковой кислот в соотношении: HCl - 8-10%; HF - 3-5% и вода;

е) обработка сульфаминовой кислотой – воздействие на ПЗП раствором кислых стоков, жирных синтетических кислот (HSO_3NH_2).

Необходимость проведения кислотной обработки должна быть решена после анализа промысловых данных, изучения опыта применения кислотных обработок в условиях, аналогичных проектируемым, и состояния призабойных зон.

Для всех видов обработок характерен следующий порядок работ: а) получение необходимых растворов кислот; б) доставка растворов на скважину; в) подогрев и перемешивание перед закачкой; г) закачка растворов в пласт; д) промывка скважины с целью извлечения продуктов реакции.

В зависимости от этого выбирается соответствующее оборудование.

Надо учесть, что кислотные обработки относятся к

опасному виду работ, так как могут активно воздействовать на людей, и технику. Поэтому соблюдение правил охраны труда – главнейшее условие проведения операций.

Технологическая схема обвязки скважины при обработке кислотой приведена на рис. 9.15.

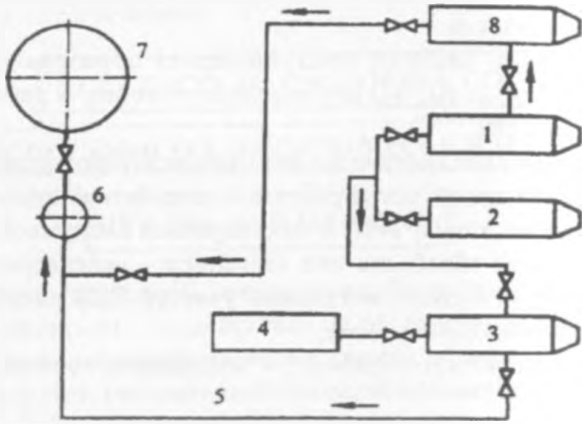


Рис. 9.15. Технологическая схема размещения оборудования на скважине при обработке кислотами:

1 – автоцистерна с продавочной жидкостью; 2 автоцистерна с раствором кислоты; 3, 4 – агрегат «АЗИНМАШ-30А» с прицепной цистерной; 5 – обвязка; 6 – скважина; 7 – емкость для сбора продуктов реакции из пласта при промывке; 8 – агрегат промывочный.

В настоящее время каждое крупное нефтедобывающее предприятие (нефтяная компания) имеет специализированные кислотные базы, на которых процессы подготовки кислотных составов для обработки скважин механизированы.

Доставка растворов кислот и их закачка в скважину производится специальными агрегатами УНЦ, оборудованными гуммированными цистернами, кислотоустойчивыми насосами, кроме того используют цистерны КП - 6,5 и ПС - 6К (рис. 9.16).

Тем не менее при обработке ПЗП приходится корректировать некоторые технологические параметры, добавлять необходимые компоненты в смесь, что сопряжено с необходимостью участвовать в процессе рабочих.

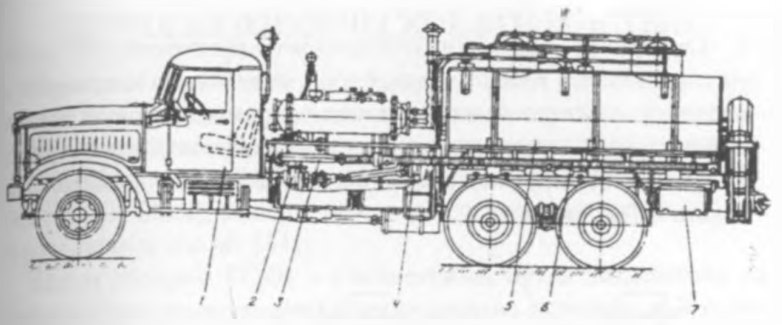


Рис. 9.16. Насосная установка УНЦ1 - 160х50К (АзИНМАШ-30А) с цистерной:

1 – авто шасси КрАЗ-251Б1А, 2 – коробка отбора мощности; 3 - приемный трубопровод, 4 – редуктор, 5 – цистерна, 6 – вспомогательный трубопровод; 7 – ящик для инструментов, 8 – трубопровод для подачи воды из промысловой сети

ПРИМЕНЕНИЕ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ (ПАВ) И РАСТВОРИТЕЛЕЙ

Физические основы этого метода воздействия базируются на следующих положениях.

Известно, что нефть и вода являются несмешивающимися жидкостями, образующими в зависимости от содержания того или иного компонента эмульсии. Эмульсии обладают свойствами отличными от нефти и воды, например, повышенной по сравнению с нефтью вязкостью. Это вызывает осложнения при их извлечении из пор пласта Кроме того, нефть, контактируя с породой продуктивного пласта, на границе этого контакта создает прочные пленки. Для их разрушения требуется значительная энергия

Поверхностно-активные вещества обладают свойством накапливаться на границах раздела, ослаблять силы, действующие здесь, и разрушать эмульсии или адсорбционные пленки

Таким образом, применение ПАВ может привести к снижению вязкости жидкости, лучшему отмыву нефти от породы, разрушению эмульсий.

Эти свойства ПАВ в настоящее время широко используются на промыслах в целях очистки призабойной зоны и интенсификации процессов фильтрации.

Технология обработки ПАВ состоит в приготовлении раствора и закачке его в пласт с некоторой выдержкой во времени и с последующим извлечением закачанного раствора (рис. 9.17). Возможны и другие варианты, например, создание циркуляции раствора ПАВ в течение некоторого времени, величина которого устанавливается опытом.

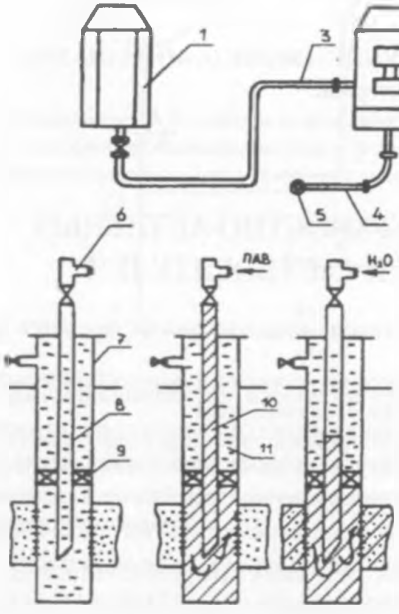


Рис. 9.17. Технологическая схема обработки скважины ПАВ:

1 – автоцистерна; 2 – агрегат насосный; 3 – всасывающая линия; 4 – нагнетательная линия; 5 – устье скважины; 6 – устьевая головка; 7 – обсадная колонна; 8 – НКТ с продавочной жидкостью; 9 – пакер; 10 – раствор ПАВ; 11 – вода.

Отдельную группу химических обработок составляет применение органических растворителей, которые успешно воздействуют на отложения АСПО. Это – керосин, метиловый спирт, ацетон, бензин и т.д.

9.5. КОМПЛЕКСНЫЕ МЕТОДЫ

К комплексным методам относятся технологии, результатом применения которых, является одновременное воздействие на ПЗП нескольких факторов: например, кислоты, тепла, давления и т.д.

ТЕРМОГАЗОХИМИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ

Термогазохимическое воздействие (ТГХВ) – метод, основанный на интенсивном сгорании порохового заряда в среде скважинной жидкости. Процесс сопровождается выделением высокой температуры (350 °С), получением зоны повышенного давления (до 100 МПа), выделением газов (преимущественно CO_2) с образованием кислот [33].

Таким образом ТГХВ – комплексный метод воздействия на призабойную зону, включающий несколько отдельно действующих факторов – давление, тепло, кислотная обработка.

По данным предприятий, эффективность ТГХВ оценивается дополнительной добычей нефти в количестве 9 т на 1кг заряда или закачкой воды в пласт в размере 418 м³.

Работы выполняются с помощью каротажного подъемника ПК-4, который опускает в скважину аккумулятор давления АДС-6 на кабель-троссе (рис. 9.18, рис. 9.19).

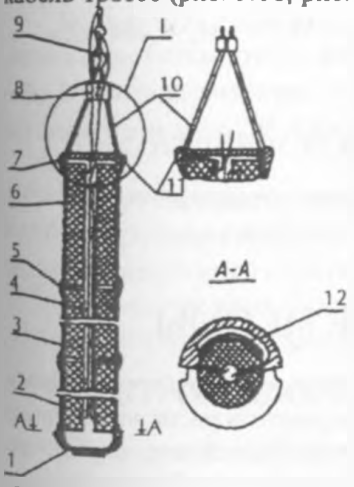


Рис. 9.18. Аккумулятор давления скважин АДС-6:

1 – поддон; 2 – воспламенитель; 3 – сгорающий элемент; 4 – провод; 5 – втулка; 6 – канат; 7 – обойма; 8 – задвижка; 9 – скоба; 10 – трубка; 11 – [illegible]; 12 – спираль.

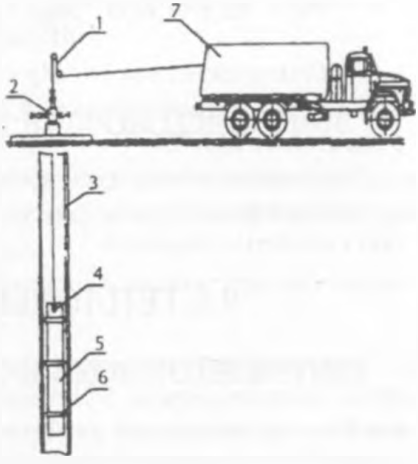


Рис. 9.19. Схема скважины и оборудования при термогазохимическом воздействии:

1 – кабель-канат; 2 – задвижка противовыбросовая; 3 – колонна; 4 – АДС запальный; 5 – заряды АДС; 6 – кольцо монтажное; 7 – лебедка

Разновидностью ТГХВ является торпедирование пласта, отличающееся тем, что в скважину вместо аппарата АСГ, опускается торпеда, которая начиняется зарядом, действующим при взрыве направленно (кумулятивно). Торпедирование также применяется для обрыва и перерезания труб, зарезки второго ствола и т.д. В качестве взрывчатого вещества применяют гексоген, нитроглицерин, тротил.

ТЕРМОКИСЛОТНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ

Термокислотное воздействие – усиление кислотного эффекта за счет получение высокой температуры.

Примером такой технологии является смешивание соляной кислоты с магнием в области ПЗП.

В результате химической реакции выделяется определенное количество тепла.

$$Mg + HCl + H_2O \rightarrow MgCl_2 + H_2O + H_2 + 464\ кДж$$

При взаимодействии 1 кг Mg с HCl концентрацией 15%, объемом 18,61 л. и теплоемкостью 4,2 кДж °С, температура раствора достигает 243 °С.

Повышение температуры вызывает расплавление смолистых и парафиновых отложений и создает условие для лучшего контакта кислоты с породой.

9.6. ТЕПЛОВЫЕ МЕТОДЫ

В предыдущей главе описана технология борьбы с парафином путем электропрогрева. Электронагреватель подобного типа может быть использован и для прогрева ПЗП. В этом случае прогрев длится в пределах 3-5 суток, нагревая зону по стволу длиной 20 - 50 метров вверх от источника и 10-20 м вниз, пласт прогревается на 0,5 - 1,0 м в глубину.

Опыт применения электропрогрева пластов в скважинах АНК «Башнефть» показывает, что успешность процесса составляет 65% по нефтяным скважинам, в нагнетательных скважинах увеличивается приемистость в 2,5 раза. [14]

Отмечена также и ненадежность конструкции соединения нагревателя с кабелем.

9.7. СОБЛЮДЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССАХ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЗП

СВАБИРОВАНИЕ

– Применение свабов с противовыбросовым устройством.
– Надежное уплотнение каната в устьевой арматуре.
– Выброс жидкости в специальные ёмкости или нефтепровод.
– Не допускается присутствие посторонних в зоне расположения оборудования.

ИМПЛОЗИЯ

– Исключение возможного фонтанирования скважины и связанного с этим утечек жидкости.
– Монтаж превентора.

ГИДРАВЛИЧЕСКОЕ ВИБРОВОЗДЕЙСТВИЕ

– Устье скважины должно быть надежно загерметизировано.
– Осуществлять контроль за давлением и не допускать превышения допустимой величины.
– Размещение насосных агрегатов и автоцистерн производится по общепринятым нормам.

ЭЛЕКТРОГИДРАВЛИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ

– Устье скважины должно быть оснащено превентором, специальным блоком и устройством для пропуска кабель-каната.

– Кабель уплотнить сальником. Подъемник и каротажную станцию заземлить.

– Устьевая площадка и область размещения оборудования объявляются опасной зоной.

КИСЛОТНЫЕ ОБРАБОТКИ

– Работа выполняется специализированной бригадой по плану, утвержденному главным инженером под руководством ИТР.

– Перед выполнением работы должен быть проведен инструктаж, в котором отмечается специфика работы именно на этой скважине.

– Оснащение бригады должно производится в соответствии с требованиями.

– Скважину подготовить для проведения операции: проложить подъездные пути, поднять оборудование, опрессовать колонну, завезти НКТ, пакер, прошаблонировать, если есть необходимость – промыть.

– Агрегаты расположить согласно правил.

– Технологические трубопроводы опрессовать на давление, в 1,5 раза превышающее рабочее.

– Насосы, трубопроводы и арматура должны быть подготовлены таким образом, чтобы исключить негерметичность.

– Кислотный состав должен включать регламентированные компоненты.

– Проведение ремонтных работ без приостановки закачки кислоты, очистки от нее коммуникаций не допускается.

– Соляная кислота не является взрывоопасным и пожароопасным веществом, однако, при окислительных реакциях может вызвать пожар, в процессе которого выделяются вредные газы.

– При смешивании кислоты с водой для получения необходимой концентрации необходимо наливать кислоту в воду, а не наоборот.

ПРИМЕНЕНИЕ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ

В зависимости от применяемого ПАВ возникает и перечень требований, обеспечивающих его безопасное применение. Они могут быть весьма жесткими, такими, как при использовании кислотной обработки, или менее жесткими, как при промывке

скважины нефтью, но в любом случае лучше немного ужесточить требования, чем не предусмотреть.

В первую очередь необходимо узнать все о веществе, с которым придется работать, а главное - находится ли оно в перечне веществ, допущенных к применению в нефтяной отрасли на данный период и не закончен ли срок действия сертификата.

Технологическая схема обвязки скважины и агрегатов, их размещение на скважине и проведение операции должно соответствовать требования безопасности.

ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ ПО БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГРП

– Гидравлический разрыв является довольно сложной и опасной технологической операцией, требующей применения большого количества разнофункциональной техники. Поэтому он выполняется по плану, утвержденному руководителем предприятия, и под руководством ответственного инженерно-технического работника.

– Правильная расстановка агрегатов на устье скважины при грамотном руководстве технологическими операциями является условием безопасной работы.

– Укажем основные правила, которые необходимо соблюдать при ГРП.

– Подготовить скважину, прошаблонировать, опрессовать колонну, спустить НКТ с пакером и якорем, установить специальную арматуру.

– Расставить агрегаты на расстоянии не менее 10 м от устья скважины с проходом между ними не менее 1м, смонтировать трубопроводы, опрессовать давлением, в 1,5 раза превышающим рабочее, зону радиусом 50 м от устья скважины объявить опасной, в которой посторонним находиться запрещено.

– Процесс ГРП должен контролироваться специальной станцией, включающей и отключающей агрегаты по программе, однако при этом главным контролером является руководитель работ, который в зависимости от обстановки может внести в ход процесса соответствующие коррективы.

– Все агрегаты должны быть оснащены искрогасителями, необходимыми контрольно-измерительными приборами, обратными и предохранительными клапанами, люди удалены от работающих агрегатов и трубопроводов на безопасное расстояние.

– Все отработанные жидкости и компоненты, извлеченные из скважины, должны быть собраны в специальные емкости и утилизированы в установленных местах.

– ГРП проводится через насосно-компрессорные трубы при установленных в скважине пакере и якоре.

– При гидрокислотных ГРП в кислоту вводятся ингибиторы коррозии и принимают меры предосторожности, установленные для кислотных обработок.

– Кабины установок должны быть обращены в противоположную сторону от устья.

– Возможные неполадки в трубопроводах, в скважине, арматуре устраняют при полной остановке процесса, с принятием необходимых мер по защите персонала и скважины от осложнений.

ГИДРОПЕСКОСТРУЙНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ

Мероприятия, обеспечивающие безопасность процесса при гидропескоструйном воздействии не отличаются от проводимых при ГРП. Особые требования к определению интервала воздействия, так как в случае ошибки при выборе глубины спуска перфоратора будет повреждена эксплуатационная колонна.

Необходимо соблюдать следующие условия

– Работа при ГПВ производится по плану, руководство работами возлагается на специально назначенного инженерно-технического работника.

– Перед выполнением операции проводится инструктаж.

– Особую опасность представляет образование песчаных пробок в процессе прокачки жидкостно-песчаной смеси, поэтому следует строго соблюдать скорость закачки смеси в скважину.

ПРАВИЛА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ТГХВ

Термогазохимическое воздействие, торпедирование и другие взрывные работы в скважине проводят геофизические предприятия, выполняющие работы по заказу нефтедобытчиков по плану, утвержденному заказчиком.

Следствием нарушений правил безопасности могут быть преждевременные взрывы и загорания зарядов в непредусмотренных интервалах скважин с последующим повреждением колонны.

Правилами безопасности предписывается:

– зону радиусом 50 м вокруг скважины считать опасной;

– гирлянду пороховых зарядов устанавливать в лубрикатор только при закрытой центральной задвижке, а спускать в скважину после шаблонирования колонны;

– подключение спущенных в скважину аккумуляторов производится после спуска в заданный интервал скважины и герметизации устья скважины;

– скважину заполнить водой и поддерживать минимальное гидростатическое давление, равным 3,0 МПа;

– устье скважины оборудовать превентором с выносом штурвала на расстояние не менее 10 м;

– при проведении ТГХВ все посторонние работы на устье скважины прекратить, а работающее оборудование остановить (двигатель, насосы, агрегаты);

– во избежание самопроизвольного срабатывания АДС при их подъеме из скважины после проведения операции соблюдать скорость подъема не более 0,5 м/с и исключить какие-либо рывки;

– отказавшие снаряды уничтожить в специальном месте на расстоянии от скважины более 100 м;

– не допускается проведение ТГХВ во время пурги, грозы, тумана;

– на скважине вывесить плакат: «Осторожно! Термогазохимическое воздействие!»;

Все работы, связанные с применением электроустановок, должны выполнятся электротехническим персоналом с соблюдением следующих требований: оборудование и кабель должны быть

заземлены;

– скважина перед спуском аккумулятора должна быть промыта и прошаблонирована;

– при пропуске через устьевую арматуру жилы кабеля (если используется кабель УЭЦН) должны быть освобождены от брони и каждая жила уплотняется отдельно;

– кабель должен опускаться через устьевую арматуру, оборудованную превентором и сальниковым устройством;

– работу следует выполнять по плану, утвержденному главным инженером;

– глубина погружения электронагревателя под уровень жидкости не менее чем 25 м при мощности 21 кВт и 15 м – при мощности 10,5 кВ.

ПРАВИЛА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЗАКАЧКЕ РАСТВОРИТЕЛЯ

Использование бензиновых фракций требует соблюдения ряда требований технической и пожарной безопасности, касающихся категории нефтепродуктов первой группы.

– Подогрев растворителя производится только горячей водой или паром.

– Закачка в скважину растворителей производится при отключенном скважинном оборудовании. Агрегаты, задействованные в процессе (АДП и АЦ) оборудуются всем комплектом средств пожарного назначения.

– Для слива бензина из цистерны применяется гибкий шланг класса Б на рабочее давление не менее 1,6 МПа с наконечником для присоединения к затрубному пространству скважины, агрегату или трубопроводу.

– Автоцистерна при наливе и сливе бензина должна быть заземлена через постоянный или временный заземлитель. Во втором случае заземляющий штырь следует погрузить в грунт не менее, чем на 0,5 м.

– Скорость истечения компонентов бензина по напорному трубопроводу не должна превышать 1,2 м/с во избежание образования зарядов статического электричества.

– При обработке скважины ПДК компонентов бензина на устье не должна превышать 100 мг/м^3;

– После окончания работ напорную систему промыть водой, снизить давление до атмосферного, отсоединить и разобрать трубопровод.

– В случае возникновения аварийной обстановки:

– прекратить работу и остановить агрегаты, закрыть задвижки на устье;

– сбросить давление в трубопроводах и отсоединить их от скважины;

– приступить к ликвидации аварии имеющимися средствами.

– Работа должна проводится по плану, утвержденному главным инженером предприятия.

– Автоцистерну с растворителем и насосный агрегат устанавливают на расстоянии не менее 25 м от устья скважины, причем агрегат должен находиться не менее 6 м от автоцистерны. Кабины автомашин должны быть обращены в противоположную сторону от скважины.

– Автоцистерна окрашивается в светло-серый цвет, имеет надпись «Огнеопасно», снабжается двумя углекислотными огнетушителями, лопатой, кошмой размером 2х1,5 м, пожарным рукавом со стволом и переходной гайкой

– Автоцистерна для транспортировки сжиженных газов должна иметь красную полосу шириной 200 мм.

– Выхлопные трубы от двигателей автоцистерн и насосных агрегатов оборудуют глушителями, искрогасителями, выведенными в переднюю часть автомобиля.

– Нагнетательный трубопровод после присоединения к арматуре опрессовывают водой на $P_{ОПР}=1,5\ P_{РАБ}$, он снабжается обратным и оттарированным заводом предохранительным клапанами. Последний имеет выкид, выведенный под установку

– Закачка в скважину производится при отключенном осветительном и сигнальном оборудовании, удалении людей из опасной зоны, контроле давления и расхода. Работы ведутся в дневное время при регламентированных метеоусловиях.

ТЕРМОКИСЛОТНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ

Безопасное проведение термокислотного воздействия требует осторожного обращения с компонентами смеси, исключающего смешивание вне скважины.

В интервал обработки должно быть опущено специальное устройство – термоинжектор, в котором и происходит реакция. При изготовлении инжектора следует использовать термостойкие материалы.

10. ТЕХНОЛОГИИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕФТЯНОЙ ПЛАСТ

Современные технологии разработки нефтяных месторождений не позволяют полностью извлечь нефть, насыщающей пласт. Коэффициенты нефтеотдачи, характеризирующие величину извлеченной нефти на конкретных месторождениях, могут иметь значительный разброс - от 0,1 до 0,8.

Это зависит от множества причин, важнейшей из которых является геологическая характеристика месторождения.

В настоящее время разработаны и применяются как в отечественной, так и в зарубежной практике, много технологий, направленных на повышения коэффициента нефтеотдачи.

Коротко остановимся на наиболее эффективных из них.

10.1. ЗАВОДНЕНИЕ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ

В 1948 г. на Туймазинском нефтяном месторождении» (Башкортостан) впервые в отечественной практике был осуществлен промышленный эксперимент по закачке воды в пласт, имеющий целью не только восстановить пластовое давление до первоначального уровня, но и несколько повысить его, создав тем самым условия для увеличения отборов. Метод получил название «поддержание пластового давления» (ППД) [21].

При организации ППД наиболее сложным из вопросов и до сих пор решенных не полностью, является достижение максимального вытеснения нефти из пласта при эффективным контроле и регулировании процесса.

При этом следует иметь ввиду, что вода и нефть отличаются своими физико-химическими характеристиками -плотностью, вязкостью, коэффициентом поверхностного натяжения, смачиваемостью.

Чем больше различие между этими показателями, тем сложнее идет процесс вытеснения.

Извлечение нефти из пористой среды не является простым поршневым вытеснением. Здесь имеет место и смешивание аген-

тов, и разрыв струи нефти, и образование отдельных, чередующихся потоков нефти и воды, и фильтрация по капиллярам и трещинам, и образование застойных и тупиковых зон.

Механизм вытеснения нефти из пор пласта схематично представлен рис.10.1. Здесь показан разрыв потока нефти, образование капель, уносимых водой, прилипание нефти к породе и ее сопротивление напору воды.

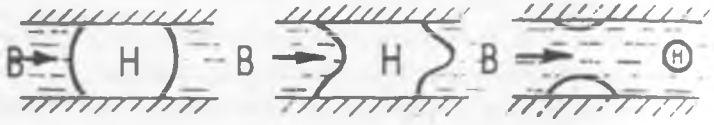


Рис. 10.1. Схема вытеснения нефти водой из капилляра:
В – вода; Н – нефть

Поддержание пластового давления, появившиеся у нас в стране вначале под названием законтурного заводнения, получило повсеместное распространение. Сегодня оно является не вторичным способом добычи нефти, каким оно именовалось вначале, а непременным условием рациональной разработки залежи с первых дней, закладывается в проекты разработки и осуществляется более чем на 90% месторождений.

Если процесс ППД ведется с начала разработки месторождения, объем закачиваемой воды устанавливается соотношением:

$$Q_н = Q_ж$$

где: $Q_н$ – объем нагнетаемой воды, $Q_ж$ – объем добываемой жидкости.

При организации ППД после некоторого времени разработки залежи, объем закачиваемой воды 0, должен превышать объем отбираемой жидкости на количество, обеспечивающее интенсивный прирост пластового давления. Необходимо также предусмотреть компенсацию потерь закачиваемой жидкости на различные виды утечек.

Критерием нормального ведения процесса является величина пластового давления в зоне отбора, которое должно иметь тенденцию к росту или стабилизации.

ЗАКОНТУРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ

Законтурное заводнение предполагает закачку воды в нагнетательные скважины, расположенные за внешним контуром нефтеносности (рис. 10.2). При этом решаются вопросы наиболее оптимального удаления нагнетательных скважин от эксплуатационных, величины давления нагнетания и объема закачки. По мере удаления контура нефтеносности от нагнетательных скважин и обводнения первого ряда эксплуатационных скважин фронт нагнетания переносится.

Законтурное заводнение эффективно при наличии следующих факторов:

а) небольшие размеры залежи (отношение площади залежи к периметру контура нефтеносности 1,5-1,75 км);

б) пласт однородный с хорошими коллекторскими свойствами по толщине и по площади;

в) нагнетательные скважины отстоят от контура нефтеносности на расстоянии 300-800 м, что обеспечит более равномерное продвижение фронта воды и предотвратит образование языков обводнения;

г) существует хорошая гидродинамическая связь между зоной отбора и зоной нагнетания.

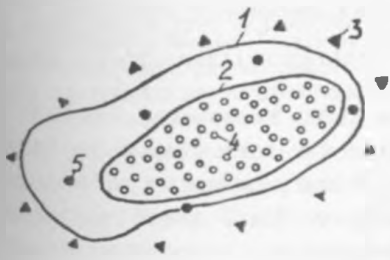


Рис. 10.2. Схема законтурного заводнения:
1 – внешний контур нефтеносности, 2 – внутренний контур; 3 – нагнетательные скважины; 4 – эксплуатационные скважины; 5 – контрольные скважины

К недостаткам законтурного заводнения можно отнести:

а) большие потери закачиваемой воды из-за ее утечек в сторону, противоположную области нагнетания, что приводит к дополнительным затратам энергии;

б) удаленность линии нагнетания от зоны отбора, что

требует значительных затрат энергии на преодоление гидравлических потерь;

в) замедленная реакция фронта отбора, на изменение условий на линии нагнетания;

г) необходимость сооружения большого количества нагнетательных скважин, их удаленность от основных объектов закачки, что удорожает систему.

Разновидностью законтурного заводнения является ***приконтурное заводнение***, при котором нагнетательные скважины располагаются вблизи эксплуатационных или между внешним и внутренним контуром нефтеносности. Оно применяется при слабой гидродинамической связи пласта с внешней областью, при небольших размерах залежи.

ВНУТРИКОНТУРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ

Внутриконтурное заводнение предполагает закачку воды непосредственно в нефтяную зону, организацию одного или нескольких рядов нагнетательных скважин в центре месторождения и расчленения за счет этого залежи на отдельные участки-блоки, разрабатываемые самостоятельно. Разрезание может быть осуществлено на полосы, прямоугольники, квадраты и т.д. Экономичность данного метода заводнения очевидна: повышается коэффициент полезного действия системы за счет исключения оттока жидкости, приближения фронта нагнетания к фронту отбора.

На рис. 10.3. приведена схема расположения скважин при внутриконтурном заводнении.

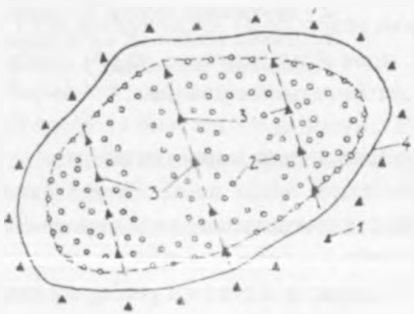


Рис. 10.3. Схема внутриконтурного заводнения:
1 – законтурные нагнетательные скважины; 2 – эксплуатационные скважины; 3 – разрезающие ряды нагнетательных скважин; 4 – [illegible] тур нефтеносности

Разновидностями внутриконтурного заводнения являются площадное, очаговое, избирательное, блочное.

Площадное заводнение предусматривает размещение нагнетательных скважин на площади месторождения по одной из приведенных на рис. 10.4. схем. Площадное наводнение организуют обычно на поздней стадии разработки месторождения, когда начинается интенсивное обводнение залежи и другие методы заводнения не достигают цели. Нагнетательные скважины располагают по геометрической сетке: пяти-, семи- или девятиточечной. При этом на одну нагнетательную скважину приходится при пятиточечной схеме одна эксплуатационная, при семиточечной – две, девятиточечной - три.

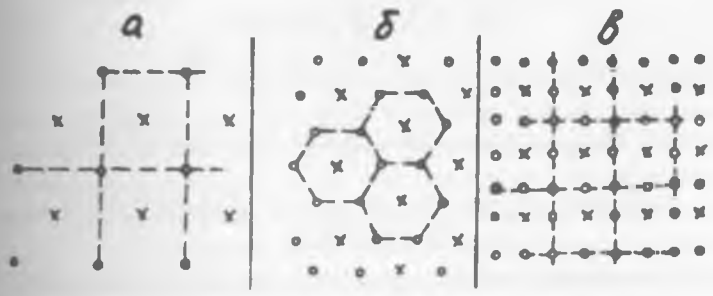


Рис. 10.4. Схемы размещения скважин при площадном заводнении:
а) – 5-точечная система; б) – 7-точечная система; в) – 9-точечная система. Пунктиром выделены симметричные элементы.

Очаговое заводнение схематично может быть представлено в виде одной или нескольких нагнетательных скважин, располагаемых в центре залежи и некоторого количества эксплуатационных на периферии. Такой способ заводнения характерен для небольших по площади, локализованных залежей (линзы, застойные зоны).

Избирательное заводнение применяют для вытеснения нефти из отдельных, плохо дренированных пластов, неоднородных по простиранию. Для его применения необходима информация о характеристике разреза, нарушениях и связях продуктивного пла-

ста с другими. Такие данные можно иметь после некоторого времени разработки залежи, поэтому избирательное заводнение применяют на поздней стадии разработки.

Блочное заводнение состоит в разрезании залежи на отдельные части и оконтуривании каждой из них нагнетательными скважинами. Внутри каждого блока бурят добывающие скважины, число и порядок расположения которых определяют расчетами. Блочное заводнение позволяет вводить в разработку месторождение сразу до его полного изучения и таким образом сократить время разработки. Это эффективно для больших месторождений.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ЗАВОДНЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Основываясь на 55-летнем эксплуатации Туймазинского месторождения, можно сказать, что технология заводнения оправдала себя. Вопросы, которые пришлось решать здесь, касались массы проблем: это и наиболее целесообразное расположение нагнетательных скважин, и освоение их под закачку, подготовка пресных и сточных вод и их нагнетание в пласт.

Нельзя сказать, что все проблемы к сегодняшнему дню решены, однако являются очевидными такие факты, что разработка месторождения по предложенной технологии оказалась эффективной, что подтверждается графиками, приведенными на рис. 10.5.

По ним можно установить:

– пластовое давление, которое в первые годы после ввода месторождения в разработку катастрофически падало, после начала заводнения начало подниматься и вскоре достигло первоначального, а затем и превысило его;

– отбор жидкости интенсивно нарастал;

– объем добытой нефти продолжал увеличиваться, достигнув к 1966 г. наибольшего значения;

– добыча нефти фонтанным способом до 1960 г. была преобладающей в общей добыче всеми способами, т.е. в течение более 16 лет после открытия Девона.

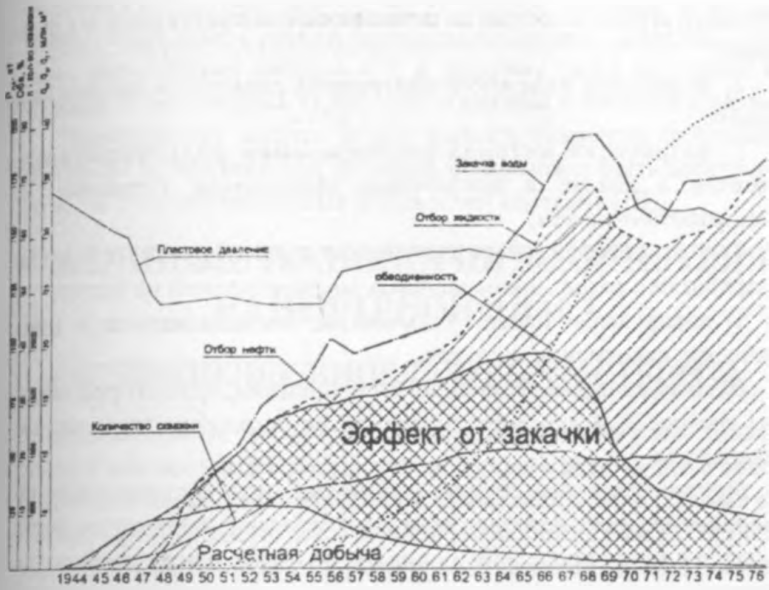


Рис. 10.5. График разработки Туймазинского нефтяного месторождения

Негативными последствиями заводнения можно считать следующие:

– интенсивное обводнение месторождения, темп роста которого с 1955 по 1970 г.г. составлял около 10% – ежегодно,

– невысокие отмывающие свойства заканчиваемой в пласт воды;

– большое количество осложнений, вызываемых возвращением в пласт добываемых вместе с нефтью пластовых вод; последнее сопровождается разрушением водоводов, засолонением водоисточников питьевого водоснабжения, нарушением экологического равновесия.

Система ППД постоянно совершенствуется по следующим направлениям:

1) разработка новых технологических жидкостей или добавок к воде, улучшающих ее отмывающие свойства и обладающих

меньшей агрессивностью по отношению к оборудованию и к природе;

2) разработка надежного контроля за движением жидкости в пласте;

3) разработка методов регулирования фильтрационных потоков в пласте и исключение образования тупиковых и невыработанных зон;

4) в настоящее время заводнение проектируется с начала разработки с разрезанием крупных месторождений на блоки;

5) внедряются новые технологии: нестационарное и циклическое наводнение и другие.

Нестационарное заводнение – технология, при которой объемы закачки воды и номера нагнетательных скважин изменяются во времени.

Циклическое заводнение – разновидность нестационарного заводнения, идея которого состоит в том, что нагнетание воды ведется в виде определенных циклов по схеме «нагнетание-остановка».

ЦИКЛИЧЕСКОЕ ЗАВОДНЕНИЕ

Метод циклического заводнения основан на представлении о том, что периодическая закачка воды в пласт взамен непрерывной может вызвать перераспределение давлений в пропластках различной проницаемости. Это значит, что из зон, насыщенных нефтью и имеющих низкую проницаемость, при снижении давления, вызванного прекращением закачки, начнется переток нефти в зоны повышенной проницаемости. Последние, как правило, более обводнены и, вследствие лучшей характеристики, в них быстрее снижается давление. Кроме того, капиллярные силы создают дополнительное сопротивление для перемещения воды в низкопроницаемых поровых каналах, что благоприятствует перемещению нефти.

По разным данным рекомендуемый цикл «закачка-остановка» может составлять от 10 до 80 суток, и он должен отрабатываться непосредственно в условиях месторождения.

Следует учесть, что при увеличении срока работы залежи в

условиях отсутствия закачки, могут наступить необратимые процессы, связанные с резким падением пластового давления, отказами скважинных насосов и т. д. поэтому здесь выступает на первый план контроль за работой скважины и системы в целом.

Прекращение закачки может вызвать снижение пластового давления до критических величин, и оно может быть восстановлено за счет ограниченных мощностей системы ППД.

10.2. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕФТЯНОЙ ПЛАСТ

ПРИМЕНЕНИЕ МИЦЕЛЛЯРНЫХ РАСТВОРОВ

Мицеллярные растворы – смесь диспергированных одна в другой жидкостей, например, углеводорода в воде, нефти в воде и т. п. Повышение нефтеотдачи при применении мицеллярных растворов (МЦР) достигается за счет уменьшения поверхностного натяжения на границе фаз, регулирования вязкости вытясняемой и вытесняющей сред, восстановления проницаемости коллектора и его охват воздействием.

Мицеллярные растворы – термодинамически устойчивые системы с размером частиц 10^{-6} – 10^{-4} мм. Стабилизация растворов поверхностно-активными веществами придает им устойчивость. они образуют соединение частиц (мицеллы), способных удерживать воду.

Опыты показали, что МЦР успешно применимы в песчаниках, малоэффективны в карбонатах. Применение МЦР не рекомендуется в пластах с проницаемостью ниже 50 мкм^2 и остаточной нефтенасыщенностью менее 20-25%, вязкостью нефти от 2 до 20 мПас, при предельном содержании солей в пластовой воде 5 %, температуре пласта не более 75 °С.

При закачке образуют оторочку из МЦР, затем создают волну буферной жидкости.

ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ РАСТВОРАМИ ПОЛИМЕРОВ

Применение воды, отличающейся пониженной по сравнению с нефтью вязкостью и, следовательно, большей подвижностью,

вызывает неравномерное ее продвижение по пласту, образование языков и разнонаправленных потоков. В целях повышения эффективности процесса применяют методы увеличения вязкости воды путем добавки в воду полимеров.

Получил применение ***полиакриламид*** (ПАА), отличающийся хорошей растворимостью в воде и высоким молекулярным весом. Регулируя количество ПАА, можно добиться требуемой вязкости вытесняющего раствора и повышения нефтеотдачи на 7-10 %. Концентрация раствора -0,025-0,5 %, объем оторочки - не менее 30 % порового пространства. [36].

Критерием эффективности применения полимерного заводнения является количество дополнительно добытой нефти на 1 т полимера. Оно составляет по результатам испытании от 300 до 13 тыс.м3 нефти на 1 т полимера.

Установлено, что применение загустителей приводит к снижению расхода воды для заводнения, выравниванию профилей приемистости нагнетательных скважин, снижению темпа обводнения.

Опыт применения полимерного воздействия имеется на Ново-Хазинской площади Арланского месторождения (Башкортостан). Закачку раствора с концентрацией 0,05 % вели в пласт с вязкостью нефти 18 мПа-с, плотностью 886 кг/м3 и обладающей неньютоновскими вязкопластичными свойствами.

ЗАКАЧКА ГЕЛЕОБРАЗУЮЩИХ КОМПОЗИЦИЙ

Гели – системы с жидкой или газообразной дисперсной средой, обладающие пластичностью, эластичностью, тиксотропными свойствами.

Гели на основе силикатов натрия, алюмосиликатов применяют для снижения фильтруемости высокопроницаемых обводненных пропластков и пластов [35].

Закачка гелеобразующих растворов на основе жидкого стекла и соляной кислоты, проведенные в НГДУ «Арланнефть» (Башкортостан), была выполнена по следующей технологии:

а) подготовка состава;

б) закачка в скважину.

Объемы раствора составляли от 47 до 320 м³, удельный объем раствора на 1 м толщины пласта от 11,2 до 51,9м³. Результаты закачки раствора:

а) приемистость нагнетательных скважин снизилась на 15%;

б) коэффициент пьезопроводности уменьшился на 31%;

в) коэффициент охвата воздействием на пласт Си увеличился с 0,78 до 0,84, по пласту C_v – с 0,75 до 0,88;

г) увеличились дебиты нефти;

д) снизилась обводненность по скважинам с 1,4% до 39,8%.

В целом успешность процесса в скважинах по добыче дополнительной нефти оценивается на 100 %, по снижению обводненности – от 60 до 100%.

ПРИМЕНЕНИЕ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ (ПАВ)

Существует много проектов закачки ПАВ, физические основы действия которых на залежь сводятся к снижению поверхностного натяжения на границе нефть-порода, уменьшению вязкости нефти и улучшению ее отмыва от породы.

Данные об эффективности ПАВ противоречивы. Приведем данные промышленного применения водного раствора ПАВ ОП-10 на месторождении Узень (Казахстан) с 1980 г. – по 1983 г.

Продолжительность эксперимента – 2 года 10 месяцев, за это время закачано 9,2 млн.м³ воды, из которых 54% с ПАВ концентрацией 0,05%. Действующий фонд опытного участка: 243 добывающих скважин и 47 нагнетательных. КНО на начало эксперимента составлял 0,11.

Результаты эксперимента, оцененные по специальным методикам, составили более 320 тыс. тонн дополнительно полученной нефти, что в расчете на 1 т закачанного ПАв равно 140 т. Указано на положительный эффект данного эксперимента.

ЗАКАЧКА ТЕПЛОНОСИТЕЛЕЙ

Известно, что повышение температуры ведет к снижению вязкости, а, следовательно, и увеличению подвижности нефти. В этом смысле извлечение нефтей с высокой вязкостью путем повышения температуры пласта может оказаться наиболее приемлымым методом.

Следует также иметь ввиду, что и на вполне благополучных месторождениях закачка огромных объемов холодной воды для целей ППД веде к постепенному охлаждению пласта, выпадению парафина в нем, загустению нефти и снижению ее подвижности. Это ухудшает процесс нефтеизвлечения, а в конечном итоге – снижает нефтеотдачу. Так, по находящимся в эксплуатации 40-50 лет месторождениям Зыбза-глубокий Яр, Холмское, Северо-Украинское текущий коэффициент нефтеотдачи (КНО) не превышает 0,1.

Для осуществления разработки таких месторождений применяют различные технологии, предполагающие повышение температуры в продуктивном пласте.

Нефти этих месторождений относятся к вязко-пластичным системам, на которые не распространяются общепринятые законы гидродинамики.

Опыты, проведенные институтом «КраснодарНИПИнефть», показали, что при закачке горячей воды КНО может быть повышен: при температуре закачиваемой воды 30 °С - до 0,432, при 100 °С - до 0,745, при 200 ° С - до 0,783.

С повышением температуры уменьшается поверхностное натяжение нефти на границе с пластовой водой: при Т = 20 °С поверхностное натяжение $6,05 \cdot 10^{-3}$ Дж/м ^{2}, при 60 °С - $2,34 \cdot 10^{-3}$ Дж/м^2.

Установлено, что лучшие показатели достигаются при закачке пара: при закачке пара КНО увеличивается до 86,3 %; горячей воды - до 78,31 %; горячего воздуха - до 46,24 %.

Наиболее доступными теплоносителями является горячая вода и пар.

Способ сравнительно легко осуществим. ***При закачке горя-***

чей воды в пласте формируются две зоны: зона с высокой температурой и зона с первоначальной пластовой температурой. Именно в первой зоне и происходит эффективный процесс вытеснения: снижается вязкость, увеличивается объем нефти и ее подвижность, ослабляются молекулярно-поверхностные силы. Это приводит к увеличению КНО.

При закачке пара в пласте формируются три зоны: первая - зона, насыщенная паром, температура которой зависит от давления в этой зоне; вторая – зона горячего конденсата (воды), в которой температура снижается от температуры насыщенного пара до начальной пластовой; третья – зона, не охваченная тепловым воздействием, в которой температура равна пластовой.

Закачка пара ведет к увеличению КНО по сравнению с горячей водой вследствие более низких капиллярных сил, из-за более высокой температуры пара, его более высокой смачиваемостью и подвижностью.

Механизм вытеснения нефти аналогичен вытеснению при закачке горячей воды.

В качестве примера рассмотрим паротепловое воздействие (ПТВ) на пласт на месторождении Оха (Сахалин), которое характеризуется следующими данными: текущий КНО до ПТВ - 20 %, пласт - сцементированный песок, нефтенасыщенная толщина 22-36 м, глубина залегания 100-950 м, пористость 27%, проницаемость 150 мкм^2, плотность 920-950 кг/м^3, вязкость - 2000 мПа·с.

В 1968 году начали ПТВ с расходом 2 т. пара на 1 т. нефти. В течение 8 лет КНО возросло до 52%, добыча нефти увеличилась на 147 тыс.т, а объем закачки пара вырос со 156 тыс.т. до 750 тыс.т.

ПТВ в разное время велось на месторождениях Катангли (Сахалин), Ярегском (Коми АССР)

Эффективность метода доказана в РФ и за рубежом. В настоящее время разрабатываются новые разновидности метода - циклическая закачка пара, закачка высокотемпературной воды (Т = 320-340 °С при давлении 16-22 МПа) и другие.

На территории РФ к настоящему времени выявлено несколько сот залежей высоковязких нефтей, 50% их них законсервировано.

КНО на таких месторождениях не превышает 15%.

Существуют проекты использования тепла атомных электростанций (АЭС). Для этой цели предлагается в реактор вводить метан (CH_4) и воду (H_2O), где при Т = 850-1000 °С

происходит их разложение на окись углерода (CO), водород (Н) и двуокись углерода (CO_2).

Полученный газ после охлаждения может быть перекачан на любое расстояние. Процесс превращения газа в метан сопровождается выделением тепла, которое может быть использовано для нагрева теплоносителя.

СОЗДАНИЕ ДВИЖУЩЕГОСЯ ОЧАГА ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ

Закачка теплоносителей сопряжена с большими потерями тепла в наземных и скважинных коммуникациях. Так, в поверхностных паропроводах терятся 0,35-3,5 млн. кДж/сут на каждые 100 м трубопровода, а в скважине -1,7 млн. кДж/сут на каждые 100 м длины НКТ[35].

Поэтому более эффективным представляется источник тепла, расположенный непосредственно в пласте. Таким источником является очаг ***внутрипластового горения.***

Метод заключается в следующем. На забое нагнетательной скважины с помощью горелок различной конструкции создается высокая температура, вызывающая загорание нефти в пласте.

Для поддержания горения в пласт через эту же скважину подают окислитель - воздух или кислородосодержащую смесь в объемах, обеспечивающих горение.

Горение нефти вызывает повышение температуры до 400 °С и улучшает процесс вытеснения нефти.

Фронт горения представлен несколькими зонами (рис.10.6), т.е. при внутрипластовом горении (ВГ) действуют одновременно все известные методы воздействия на пласт: горячая вода, пар, растворители, газы из легких углеводородов.

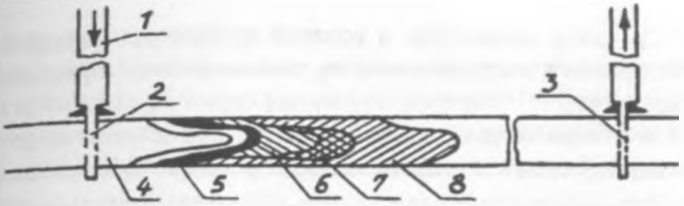


Рис. 10.6. Распространение фронта внутрипластового горения:
1 – нагнетательная скважина, 2 – забой скважины; 3 – добывающая скважина; 4 – выжженная зона; 5 – фронт горения; 6 – зона пара; 7 – вал горячей воды и легких углеводородов; 8 – вал нефти.

Физический процесс горения представляется таким образом. После поджога в пласте происходит процесс термической перегонки нефти, продукты которой коксоподобные остатки нефти, являются и топливом, поддерживающим очаг горения. Зона горения перемещается от нагнетательной скважины вглубь в радиальном направлении. Образующийся тепловой фронт с температурой 450- 500 °С вызывает следующие процессы в пласте:

1) переход в газовую фазу легких компонентов нефти;

2) расщепление (крекинг) некоторых углеводородов;

3) горение коксоподобного остатка;

4) плавление парафинов и асфальтенов в порах породы;

5) переход в паровую фазу пластовой воды, находящейся перед фронтом;

6) уменьшение вязкости нефти перед фронтом и смешивание выделяющихся легких фракций нефти и газов сосновной массой;

7) конденсация продуктов перегонки нефти и образование подвижной зоны повышенной нефтенасыщенности перед фронтом горения;

8) образование сухой выгоревшей массы пористой породы за фронтом горения.

В пласте образуется несколько зон:

1 – выгоревшая зона со следами несгоревшей нефти или кокса;

2 – зона горения, в которой максимальная температура достигает 300-500 °С;

3 – зона испарения, в которой происходит разгонка нефти на фракции и крекинг нефти, пластовая вода превращается в пар;

4 – зона конденсации, в которой происходит конденсация углеводородов и паров, нефть и вода проталкиваются к добывающим скважинам газами, образовавшимися в результате горения - CO_2, CO, N_2;

5 – зона увеличенной водонасыщенности;

6 - зона увеличенной водонасыщенности, в которую перемещается нефть из предыдущих зон, температура в этой зоне близка к первоначальной;

7 - невозмущенная зона, в которой пластовая температура остается первоначальной.

Экспериментальные данные позволили установить следующие количественные данные:

1) на горение расходуется до 15 % запасов пластовой нефти;

2) горение ведется при температуре около 375 °С, на что требуется 20-40 кг кокса на 1 м³ породы;

3) для сжигания 1 кг кокса требуется 11,3 м воздуха при коэффициенте его использования 0,7-0,9.

Например, на залежи Павлова Гора за 66 суток было закачано ~ 600 тыс.м³ воздуха.

Эксперимент по испытанию процесса влажного горения на Ашитском участке Арланского месторождения (Башкортостан) ведется с 1978 г. на элементе пласта площадью 34 га. Нефть тяжелая, смолистая, сернистая, парафинистая с плотностью 878 кг/м³, вязкостью 18,7 мПа·с, давлением насыщения 8,8 МПа, газовым фактором 18,6 м³/т, начальной температурой пласта 24 °С. Режим работы пласта – активный водонапорный.

Инициирование горения произведено в апреле 1979 г. при расходе воздуха 5000 м³/сут. К концу года суточный объем нагнетания воздуха был доведен до 4500 м³/сут.

Создание процесса подтверждено анализами газообразной продукции скважин: CO_2 до 10-12 %, CO до 0,7-1,2%, температура пласта 30-112 °С, в наблюдательной скважине 192-200 °С. Со-

здана обширная прогретая зона.

В результате эксперимента установлена возможность проведения процесса в условиях высокообводненного глубокозалегающего терригенного пласта, однако из-за геологической неоднородности и трудностей регулирования технологический эффект не получен.

ЗАКАЧКА ГАЗА В ПЛАСТ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Метод может быть эффективен при наличии в продуктивном разрезе глинистых пропластков, линз, зон, которые при воздействии на них водой набухают, уменьшая проницаемость [36]

При этом следует иметь в виду следующее:

а) энергоемкость закачки газа будет значительно выше из-за его меньшей по сравнению с водой плотностью (в 7-15 раз), из-за чего необходимо будет на устье скважины создавать давление, равное по величине забойному;

б) газ – сжимаемое вещество, вследствие чего каждый раз при остановках и ремонтах потребуется сжимать газ, заполняющий скважину, до давления, превышающего пластовое.

Прорывы газа в добывающие скважины по высокопроницаемым пропласткам – наиболее частое осложнение в этой системе.

10.3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ И ОБОРУДОВАНИЕ СИСТЕМ ЗАВОДНЕНИЯ

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ ЗАКАЧКИ ВОДЫ В ПЛАСТ

Технологическая схема заводнения определяется проектом разработки нефтяного месторождения и в первую очередь количеством и расположением нагнетательных скважин.

Можно выделить следующие принципиальные схемы

а) ***автономная схема***, когда объект закачки (насосная

станция) обслуживает одну нагнетательную скважину и располагается в непосредственной близости от нее;

б) ***централизованная схема***, когда насосная станция обеспечивает закачку агента в группу скважин, расположенных на значительном удалении от насосной станции.

В свою очередь, централизованная схема подразделяется на групповую и лучевую.

При ***групповой схеме*** несколько скважин снабжаются от одной кустовой насосной станции одним нагнетательным трубопроводом. Разновидностью групповой схемы является применение распределительных пунктов (РП), в этом случае группа скважин подключается непосредственно к РП.

При ***лучевой схеме*** от насосной станции к каждой нагнетательной скважине подводится отдельный нагнетательный водовод.

Всем схемам заводнения должны быть присущи следующие общие положения:

а) строительство объектов следует осуществлять в порядке очередности ввода мощностей по добыче нефти;

б) производительность схемы должна обеспечивать потребность в рабочем агенте;

в) предусмотреть маневренность и гибкость схемы при эксплуатации;

г) обслуживание должно быть удобным и безопасным,

д) объекты обладают максимальной механизацией и автоматизацией

Рассмотрим компоненты технологических схем.

Автонамная схема (рис.10.7) включает в себя водозаборное сооружение 1, станцию второго подъема 2, нагнетательную насосную станцию 3, нагнетательную скважину 4.

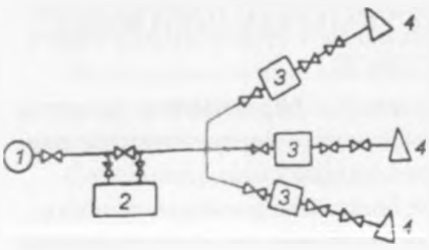


Рис. 10.7. Автономная схема заводнения:
1 – водозабор; 2 – станция второго подъема; 3 – насосная станция; 4 – нагнетательная скважина

Водозаборное сооружение является источником водоснабжения: здесь осуществляется добыча или подготовка воды для целей закачки в пласт.

В последние годы все большую долю в закачиваемой в пласт воде занимают сточные воды, которые проходят очистку на специальных сооружениях и ими же откачиваются на объекты закачки. При этом водозаборы из схемы исключаются.

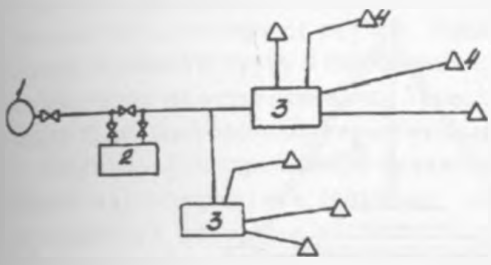


Рис. 10.8. Централизованная система заводнения:
1 – водозабор; 2 – станция второго подъема; 3 – кустовая насосная станция; 4 – нагнетательная скважина

Централизованная схема (рис. 10.8) закачки включает в себя водозабор 1, станцию второго подъема 2, кустовую нагнетательную насосную станцию 3 и нагнетательные скважины 4. Элементы централизованной схемы приведены на рис. 10.9.

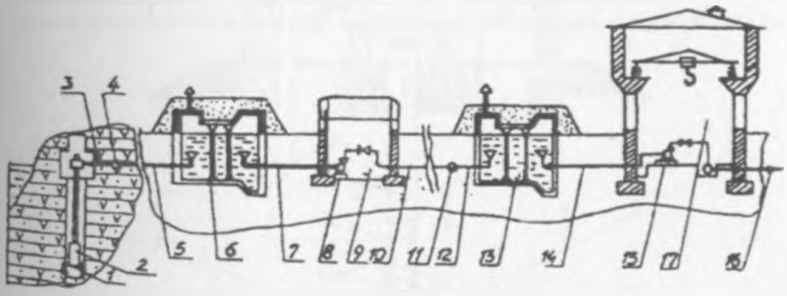


Рис. 10.9. Оборудование централизованной схемы:
1 – подрусловая скважина; 2 – насос; 3 – выкидная линия; 4 – сборный водовод; 5 – водовод; 6 – подземный железобетонный резервуар; 7 – трубопровод; 8 – насос, 9 – станция второго подъема; 10 – нагнетательный трубопровод; 11 – магистральное кольцо системы заводнения; 12 – индивидуальный водовод; 13 – подземный резервуар; 14 – приемный водовод; 15 – насос высокого давления, 16 – выкидные линии, 17 – кустовая насосная

ВОДОЗАБОРЫ

На нефтяных месторождениях получили распространение водозаборы нескольких типов [21].

Напорный водозабор представляет собой некоторое количество расположенных в пойме рек скважин, каждая из которых оборудуется собственной насосной станцией (рис. 10.10).

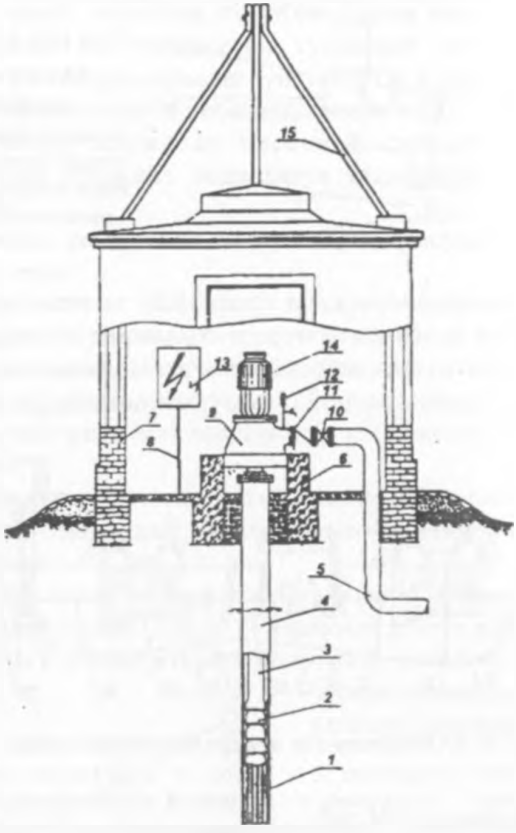


Рис. 10.10 Подрусловая скважина напорного водозабора:
1 – фильтр; 2 – артезианский насос; 3 – водоподъемные трубы; 4 – обсадная колонна; 5 – выкидной трубопровод; 6 – фундамент устьевого оборудования; 7 – наземная башня; 8 – электрокабель; 9 – опора; 10 – задвижка; 11 – обратный клапан; 12 – манометр; 13 – пускатель; 14 – электродвигатель.

Скважины сооружались глубиной 15-30 м, содержали обсадные трубы в нижней части которых устанавливался фильтр, через который вода поступала в скважину.

При этом вода проходила через слой песка из реки, в пойме которой располагались скважины, и, таким образом, очищалась.

Подъем воды производится насосами нескольких типов

Насосы артезианские опускают в скважину на трубах, а электродвигатель монтируют на устье. Иногда в скважину опускают только приемную трубу с клапаном, а сам насос с приводом устанавливают на устье скважины. Такие скважины оборудовались центробежными насосами горизонтального типа.

Поскольку подрусловые скважины не равнозначны по своей характеристике (глубина, дебит воды и т.д.) они оснащаются насосами различных типов. Это приводит к осложнениям связанным с их совместной (параллельной) работой в один трубопровод. Поэтому необходимо объединять скважины в группы одинаковые по своей характеристике, а также регулировать напор насоса подбором числа его, рабочих секций.

Сифонные водозаборы (рис. 10.11) состоят из насосной станции и подключенных к ней водозаборных скважин. Скважины по

Рис. 10.11. Схема сифонного водозабора:
1 – сифонные скважины; 2 – сборный водовод; 3 – насосная станция; 4 – вакуум-котел; 5 – вакуум-насос; 6 – откачивающий насос; 7 – выкидные водоводы.

конструкции аналогичны скважинам напорного водозабора и также располагаются в пойме рек. Однако подъем воды из сифонной скважины 1 производится за счет вакуума, создаваемого вакуум- насосамиб, смонтированными на насосной станции 3 Вода из подрусловых скважин поступает в вакуум-котлы 4, а затем откачивается из них центробежными насосами 6.

НАЗЕМНЫЕ КУСТОВЫЕ НАСОСНЫЕ СТАНЦИИ

Кустовая насосная станция (КНС) представляет собой специальное сооружение, выполненное из бетона или кирпича, в котором размещается насосное и энергетическое оборудование, технологическая обвязка, пусковая и регулирующая аппаратура.

Техническая характеристика кустовой насосной станции (КНС) определяется следующими факторами:

а) суммарная приемистость нагнетательных скважин, образующих общую производительность КНС;

б) давление нагнетания (давление, при котором нагнетательные скважины принимают заданный объем воды, плюс потери на трение, на местные сопротивления, на преодоление разности геометрических высот);

в) количество подключаемых нагнетательных скважин, определяющих габариты и мощность КНС.

Кустовые насосные станции, возводимые обычными методами, требовали 16-17 месяцев на строительство, монтаж оборудования, наладку и пуск в эксплуатацию. Это объясняется тем, что все технологическое оборудование насосной станции поставлялось на строительные площадки в виде отдельных узлов, деталей заготовок. Здания строили в основном с мощными монолитными фундаментами под насосные агрегаты.

Блочные КНС лишены этих недостатков. В состав БКНС входят следующие технологические объекты. (рис 10.12):

а) насосная, состоящая из насосного и аппаратурного блоков;

б) камера переключения, которая состоит из одного или двух блоков напорных гребенок;

в) распределительное устройство РУ-6 кв;

г) один или два металлических резервуара объемом 400 м³;

д) блок дренажных насосов.

Современные блочные кустовые насосные станции полностью автоматизированы. Все операции по отключению рабочих агрегатов (электродвигатель - насос) и включению резервного агрегата в аварийных случаях осуществляются аппаратурой блока местной автоматики.

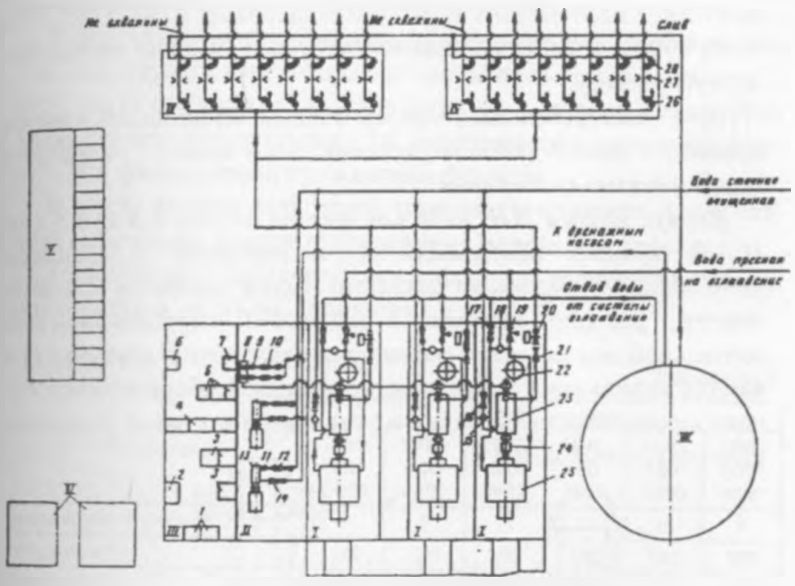


Рис. 10.12. Технологическая схема БКНС:

1, 2, 7 – шкафы соответственно трансформаторные, ввода кабеля и управления дренажными насосами; 3 – станция управления; 4 – распределительное устройство низковольтное; 5, 6 – щиты приборный и общестанционный; 8, 13, 23 – насосы 1СЦВ, ЦНСК, ЦНС-180, 9, 11, 21 – клапаны соответственно обратный, обратный подъемный и обратный, 10, 19, 26, 28 - вентили, 12, 14, 16, 17, 20 – задвижки, 15 – фильтр; 18 – маслоохладитель; 22 – масляный бак, 24 – муфта зубчатая, 25 – электродвигатель, 27 – диафрагма.

Блоки I – насосный; II – дренажных насосов; III – низковольтной электроаппаратуры и управления; IV – напорных гребенок; V – РУ-6(10) кВ; VI – подстанция; VII – резервуар.

БКНС можно монтировать на площадке с любым грунтовым покрытием, при этом нормативная нагрузка может составлять

0,15 МПа, скоростное давление ветра 350 Па и минимальная температура - 55 °С. В качестве основного насосного оборудования на БКНС используются центробежные секционные насосы ЦНС-180. Насосы агрегатируются с синхронными электродвигателями типа СТД и АРТ.

Для закачки воды в пласт отечественная промышленность выпускает насосы типа ЦНС 180 с напорами 1050, 1185, 1422, 1660, 1900 м и ЦНС 500 с напором 1900 м. Все они имеют одну корпусную базу.

ЦНС – центробежный, горизонтальный, секционный, однокорпусный, с односторонним расположением колес, с гидропятой, подшипниками скольжения.

Корпус насоса ЦНС-180 состоит из набора секций 6 (рис. 10.13), крышек всасывания 1 и напорной 8, концевых уплотнений 9. Базовыми деталями насоса являются крышки с лапами, расположенными в плоскости, параллельной горизонтальной оси насоса. Секции прилегают друг к другу и стягиваются шпильками. Герметичность стыков обеспечивается их центрированием на заточках и установкой в стыках резиновых уплотнительных колец.

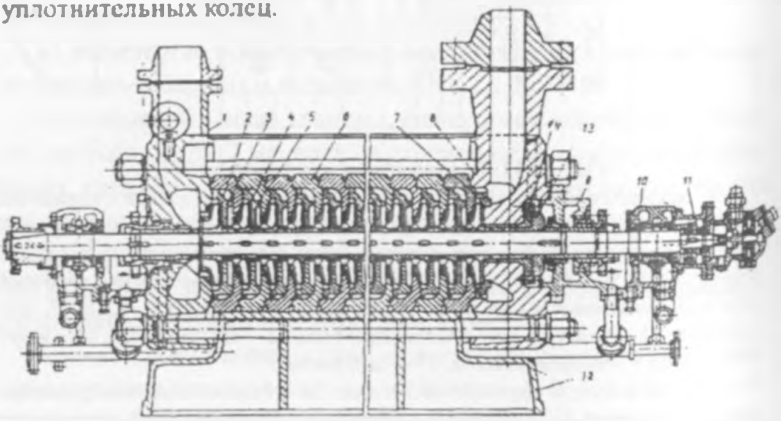


Рис. 10.13. Центробежный насос ЦНС 180-1900:
1 – крышка всасывания; 2 – рабочее колесо I ступени; 3 – направляющий аппарат I ступени; 4 – рабочее колесо промежуточной степени; 5 – направляющий аппарат промежуточной степени; 6 – секция; 7 – направляющий аппарат последней ступени; 8 – крышка напорная; 9 – концевое уплотнение; 10 – подшипник скольжения; 11 – отжимное устройство; 12 – плита; 13 – разгрузочный диск; 14 – втулка.

В секции запрессованы цельнолитые направляющие аппараты 3,5,7, которые защищены от проворота в секции штифтами.

Ротор насоса состоит из рабочих колес 2,4, диска разгрузочного 13, защитных втулок вала.

Рабочие колеса насажены на вал и вращаются вместе с ним. В направляющих аппаратах монтируются уплотнительные кольца, предотвращающие переток между аппаратом и колесом.

Разгрузочный диск 13, осуществляет разгрузку от осевых усилий, действующих на ротор со стороны нагнетания. Выполнен в виде диска со ступицей и устанавливается на валу. Скольжение диска происходит по втулке – 14, укрепляемой в напорной крышке – 18 и фиксируемой прижимным фланцем.

В месте выхода вала через крышки (всасывания и нагнетания) выполнены концевые уплотнения ***передние и задние.***

Техническая характеристика насосов и электродвигателей, монтируемых на БКНС, приведена в табл. 10.1.

Таблица 10.1.

Показатели	Марка насоса					
	ЦНС 180-1050	ЦНС-180-1185	ЦНС 180-1422	ЦНС 180-1660	ЦНС 180-1900	ЦНС 500-1900
количество ступеней	8	9	11	11	15	8
подача, $м^3/ч$	180	180	180	180	180	180
напор, м	1050	1185	1422	1660	1900	190 0
геометрический подпор, м	310	310	310	310	310	157
частота вращения ротора, об/мин	3000	3000	3000	3000	3000	3000
потребляемая мощность, кВт	710	800	960	1000	1280	323 5
КПД, %	73	73	73	73	73	73
масса кг	3500	4450	4810	5210	5570	579 0
Характеристика электродвигателей						
марка	СТД 800-2	СТД 1000-2	СТД 1250-2	СТД 1600-2	СТД 1600-2	СТД 4000
мощность, кВт	800	1000	1250	1600	1600	4000
напряжение, В	6000	6000	6000	6000	6000	600

ПОДЗЕМНЫЕ НАСОСНЫЕ СТАНЦИИ

В настоящее время промышленность выпускает насосные станции, выполненные на базе погружных центробежных насосов высокой производительности и напора. Монтируемые в водяных скважинах или специальных шурфах, они могут обслуживать несколько нагнетательных скважин. Преимуществом этих насосных станций является высокая монтажеспособность, простота ремонта и обслуживания и возможность оперативных переброс в тот или иной район месторождения [36].

Установки погружных центробежных электронасосов типа УЭЦПК и УЭЦП предназначены для закачки воды в группу нагнетательных скважин с целью заводнения на нефтяных месторождениях. Удовлетворительно работают при содержании в жидкости механических примесей до 0,1 г/л, общей минерализации не более 19000 мг/л, pH-5,49, температуре воды не более 60° С.

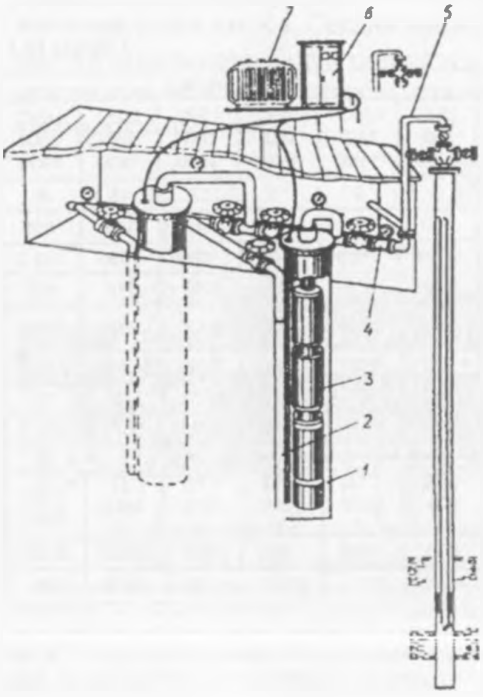


Схема монтажа установки и ее обвязки с нагнетательной скважиной, техническая характеристика насосных установок УЭЦПН приведена на рис. 10.14

Рис. 10.14. Установка погружного центробежного электронасоса для закачки воды:
1 – шурф; 2 – разводящий водовод; 3 – электронасосный погружной агрегат; 4 – контрольно-измерительные и регулировочные приборы; 5 – нагнетательный прибор; 6 – нагнетательный водовод; 6 – комплектное устройство; 7 – трансформатор.

Для эксплуатации в условиях всех районов (для месторождений Сибири выпускаются установки, осуществляющие одновременно добычу сеноманских вод и закачку их в пласт с целью ППД) бурится специальный шурф глубиной до 50 м, обсаживается колонной, цементируемой до устья. В шурф спускается дополнительная глухая колонна диаметром 400 мм с фильтром в нижней части. Подача жидкости производится по кольцевому пространству между колоннами. УЭЦП спускается во внутреннюю колонну (400 мм) с помощью подъемного крана или агрегата для ремонта скважин. Жидкость к насосу подают снизу, через кольцевое пространство, тем самым обеспечивается охлаждение двигателя.

Применение УЭЦП, представляющего собой подземную кустовую насосную станцию, позволяет ускорить и удешевить работы по обустройству системы ППД.

На ряде нефтяных месторождений применяют насосные станции, в которых вместо УЭЦП используется серийный УЭЦН без каких-либо изменений конструкции. Спуск УЭЦН производится в шурф, так же как и УЭЦП. Используют для этих целей обычно высокопроизводительные и высоконапорные насосы типа УЭЦН 6-250-1400, УЭЦН 6-500-1100. Если УЭЦП может обслуживать до 8 скважин, то УЭЦН обслуживает только одну нагнетательную скважину. Такая система получила название автономной. Для этой цели используется несколько схем. По первой из них вблизи нагнетаемой скважины бурится и обсаживается шурф глубиной до 30 м и диаметром до 700 мм, в который опускается УЭЦН (рис. 10.15).

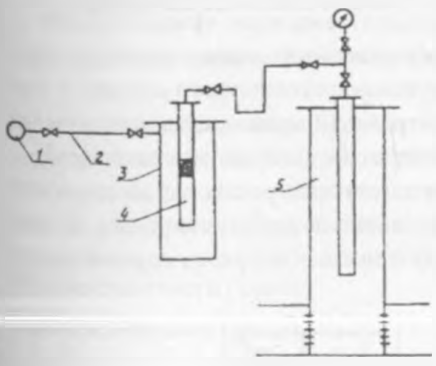


Рис. 10.15. Технологическая схема автономной схемы заводнения:
1 – источник водоснабжения; 2 – трубопровод низкого давления, 3 – шурф; 4 – электроцентробежный насос; 5 – нагнетательная скважина.

НАГНЕТАТЕЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ: КОНСТРУКЦИЯ, ОСВОЕНИЕ, ИССЛЕДОВАНИЕ

Конструкция нагнетательных скважин не отличается от добывающих. Некоторое количество добывающих скважин, оказавшихся в зоне контура водоносности или за ним, переводятся в разряд нагнетательных.

Существующие конструкции нагнетательных скважин предусматривают закачку воды через насосно-компрессорные трубы, спускаемые с пакером и якорем [36].

Надпакерное пространство заполняют нейтральной к металлу жидкостью (можно и нефтью).

Забой должен иметь достаточный по толщине фильтр, обеспечивающий закачку запланированного объема воды и зумпф, глубиной не менее 20 м для накопления механических взвесей.

Целесообразно применение вставных (сменных) фильтров, которые могут периодически подниматься из скважины и очищаться.

Устьевая арматура нагнетательной скважины предназначена для подачи и регулирования объема воды в скважину, проведения различных технологических операций: промывок, освоения, обработок и т.д.

Наиболее распространена на месторождениях восточных районов арматура типа 1АНЛ-6-200.

ОСВОЕНИЕ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

Освоение нагнетательных скважин – комплекс мер, связанных с пуском ее в работу.

В большинстве своем — это работы, проводимые для эксплуатационных скважин: очистка призабойной зоны пласта от привнесенного в процессе бурения глинистого раствора, образование сети трещин. Но для скважин, вводимых под нагнетание из нефтяных, причем проработавших длительное время, возникает ряд специфических трудностей.

Свабирование представляет собой наиболее простой и довольно эффективный способ освоения скважин.

Гидросвабирование – метод чередующихся циклов закачки воды в пласт и ее прекращение с выбросом на поверхность, определенной порции жидкости из пласта, содержащей посторонние примеси. Эффективность метода состоит в создании депрессии на пласт путем резкого открытия задвижки на устье скважины.

Кислотная обработка широко применяется для очистки призабойной зоны пробуренной скважины от глинистого раствора. Для этой цели используется соляная кислота (HC1), серная (H_2SO_4), плавиковая (HF) и другие кислоты.

Если нефтесодержащие породы сложены известняками, доломитами, то для таких пластов рекомендуется соляная кислота.

Следует выделить работу по освоению под закачку скважин, ранее работающих, как добывающие. Специфика освоения таких скважин состоит в том, что воздействие на них кислотой не приводит к эффекту вследствие покрытия пор продуктивного пласта нефтяной пленкой, Для освоения таких пластов предложена технология, базирующаяся на предварительной закачке в пласт растворителя, его выдержке в ПЗП и последующей промывке скважины.

Гидравлический разрыв пласта является одним из эффективных способов освоения нагнетательных скважин. Технология и техника ГРП не отличается от принятой для добывающих скважин

ИССЛЕДОВАНИЕ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

Исследование нагнетательных скважин – комплекс работ по оценке параметров продуктивного пласта, его работающей толщины, получению профиля приемистости, целостности эксплуатационной колонны и цементного кольца и т.д.

Теоретические вопросы эксплуатации нагнетательных скважин основаны на тех же принципах, что и эксплуатационных, т.е. на теории фильтрации Дарси. Считается, что коэффициент продуктивности скважины (он называется в этом случае коэффициентом приемистости) равен:

$$K_{пр} = \frac{Q}{P_з - P_{пл}} \qquad (10.1)$$

где Q – приемистость скважины м³/сут.; $P_з$ – давление на забое МПа; $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа.

По результатам работы скважины на нескольких режимах (отличие одного режима от другого по Q должно составлять около 30%) строят индикаторные диаграммы, позволяющие судить по характеру изменения приемистости от давления, о наличии в пласте трещины. При исследовании объем закачки фиксируется расходомером, давление закачки – устьевым манометром.

Коэффициент приемистости может определяться так:

$$K_1 = \frac{Q_1 - Q_2}{P_1 - P_2} \qquad (10.2)$$

$$K_2 = \frac{Q_1 - Q_3}{P_1 - P_3} \qquad (10.3)$$

ТРУБОПРОВОДЫ И АРМАТУРА КНС

Трубопроводы предназначены для транспортировки воды от водоисточников до насосных станций и от последних до нагнетательных скважин.Для этой цели применяются следующие трубы:

а) для подводящих водоводов – трубы по ГОСТ 10704-78 диаметром от 273 до 400 мм, с толщиной стенки 5-8 мм;

б) для разводящих водоводов – трубы по ГОСТ 8732-78 диаметром от 78 до 150 мм и толщиной стенки от 7 до 17 мм.

Диаметр трубопровода и толщина стенки выбираются в зависимости от количества перекачиваемой воды и давления, создаваемого насосными агрегатами.

Все трубопроводы после монтажа подвергаются гидравлическому испытанию на давление, превышающее рабочее на 25%.

В целях безопасности все участки нагнетательных трубопроводов, проходящие по открытым местам, а также фланцевые соединения трубопроводов должны закрываться кожухами.

Один из методов контроля за работой трубопроводов является периодический осмотр, в результате которого устанавливается его техническое состояние и возможность дальнейшей эксплуатации. При этом необходимо:

1) проверять в первую очередь участки, работающие в наиболее неблагоприятных условиях;

2) проверять наружный диаметр и проводить внутренний осмотр отдельных участков трубопровода с помощью ламп или других средств;

3) промерить толщину стенки трубопроводов с помощью ультразвуковых толщиномеров или путем сквозных засверловок с последующей заваркой отверстий;

4) производить дефектоскопию сварных стыков.

Результаты осмотров сопоставляют с первоначальными данными (результатами приемки после монтажа- или предыдущего осмотра), после чего составляется акт.

Для увеличения срока службы в последние годы начали применять покрытие внутренней поверхности трубопроводов по различным технологиям, получили также широкое применение ингибиторы коррозии, дозируемые в перекачивасмую воду и уменьшающие коррозионную активность воды.

Арматура является неотъемлемой частью трубопровода и представляет собой устройства, предназначенные для управления потоком жидкости, транспортируемой по трубопроводу.

По принципу действия арматура делится на три основных класса: ***запорную, регулирующую и предохранительную***. К запорной арматуре относятся задвижки вентили, краны и обратные клапаны.

В зависимости от вида соединений с трубопроводами арматура делится на фланцевую, муфтовую, цанговую и приварную. На КНС в основном применяется фланцевая и приварная арматура.

Задвижки являются наиболее распространенным видом запорной арматуры, так как обладают незначительным гидравлическим сопротивлением и отличаются простотой конструкции. Они могут выполняться для трубопроводов любых размеров (от 50 до 3000 мм и выше), работающих при различных давлениях. На КНС применяются: для подводящих водоводов задвижки диаметром 150-500 мм, рассчитанные на давление 2,5-4,0 МПа; для напорных водоводов - задвижки диаметром 80-150 мм и давлением 16,21 МПа типов 3–406 и 3–407Э (приварные), ЗКЛ-100-160, ЗКЛ-

150-160, ЗКЛ-100-210, ЗКЛ-150-210 (фланцевые) и параллельные однодисковые задвижки30ч66к. Приварные задвижки можно устанавливать непосредственно в грунте, фланцевые задвижки монтируются только в колодцах.

Кроме того, применение приварных задвижек позволяет уменьшить массу арматуры, сокращает строительную длину и размеры помещений, трудоемкость и стоимость монтажа, повышает надежность в эксплуатации, а также исключает применение болтовых соединений.

Обратные клапаны предназначаются для отключения трубопроводов при изменении направления движения потока, а также для установки на всасывающих линиях центробежных насосов, чтобы поддерживать их под заливом.

Открытие клапана осуществляется под действием напора движущейся жидкости, а закрытие – при прекращении движения потока жидкости под действием собственной массы захлопки клапана.

Обратные клапаны изготовляются разнообразных конструкций.

По принципу перемещения захлопки ***обратные клапаны***, делятся на ***подъемные и поворотные***, по форме корпуса – ***на проходные (прямоточные) и угловые***. На насосных станциях применяют клапаны фланцевые типа КОП 100-160, КОП 150-160, КОП 100-210, КОП 150-210 и приварные В 605-100-230, В 605-150-230.

11. ПОДЗЕМНЫЙ РЕМОНТ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Различают два вида ремонта скважин – наземный и подземный. Наземный ремонт связан с восстановлением работоспособности оборудования, находящегося на устье скважины - трубопроводов, станков-качалок, запорной арматуры, электрической аппаратуры и т.д.

Подземный ремонт включает работы, направленные на устранение неисправностей в оборудовании, спущенном в скважину, а также восстановление или увеличение дебита скважины, устранение дефекта в обсадной колонне или цементном кольце. Подземный ремонт связан с подъемом оборудования из скважины.

По сложности выполняемых операций подземный ремонт подразделяется на текущий и капитальный [21].

11.1. ТЕКУЩИЙ ПОДЗЕМНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН

Под текущим подземным ремонтом скважины (ТИРС) понимают «комплекс технологических и технических мероприятий, направленных на восстановление ее производительности, и ограниченный воздействием на призабойную зону пласта и находящееся в скважине оборудование.

Текущий ремонт включает следующие работы: замена отказавшего оборудования, очистка забоя и ствола скважины, восстановление продуктивности пласта за счет отдельных методов интенсификации (прогрев, прокачка химреагентов и т.д.).

Текущий ремонт может быть ***планово-предупредительным*** и проводится с целью профилактического осмотра, выявления и устранения отдельных нарушений в работе скважины, пока не заявивших о себе.

Второй вид текущего ремонта - ***восстановительный***, проводимый с целью устранения отказа; это аварийный ремонт. На практике такие ремонты преобладают из-за различных причин, а

в основном из-за несовершенства технологий и низкой надежности применяемого оборудования.

Показателями, характеризующими работу скважины во времени, являются ***коэффициент эксплуатации ($К_э$) и межремонтный период (МРП)***. $К_э$ – это отношение отработанного скважиной времени, например, за год ($Т_{отр}$), к календарному периоду ($Т_{кал}$). МРП – это среднее время между двумя ремонтами за выбранный период, или отношение общего отработанного времени $Т_{отр}$ за год к количеству ремонтов Р за этот ж срок:

$$К_э = \frac{Т_{отр}}{Т_{кал}} \qquad (11.1)$$

$$МРП = \frac{Т_{отр}}{Р} \qquad (11.2)$$

Путями повышения Кэ и МРП является сокращение количества ремонтов, продолжительности одного ремонта и увеличение времени пребывания скважины в работе.

Подземный ремонт обладает большой трудоемкостью и напряженностью, так как требует значительных затрат мощности специального оборудования и физических усилий для извлечения из скважины спущенных устройств. Следует учесть, что он выполняется на открытом воздухе, порой в сложных климатических условиях и может быть отнесен к одной из тяжелейших и опасных служб.

В настоящее время более 90% всех ремонтов выполняется на скважинах с УШГН и менее 5 % - с УЭЦН.

Структура производственного процесса текущего подземного ремонта скважины, оборудованной УЭЦН, приведена на рис. 11.1.

ПОДГОТОВКА СКВАЖИН К ТЕКУЩЕМУ РЕМОНТУ

Поскольку текущий ремонт скважины требует обеспечения доступа в ее ствол, т.е. связан с разгерметизацией, необходимо исключить случаи возможного фонтанирования в начале или в процессе работы. Это опасно как с пожарной, так и с экологической точек зрения.

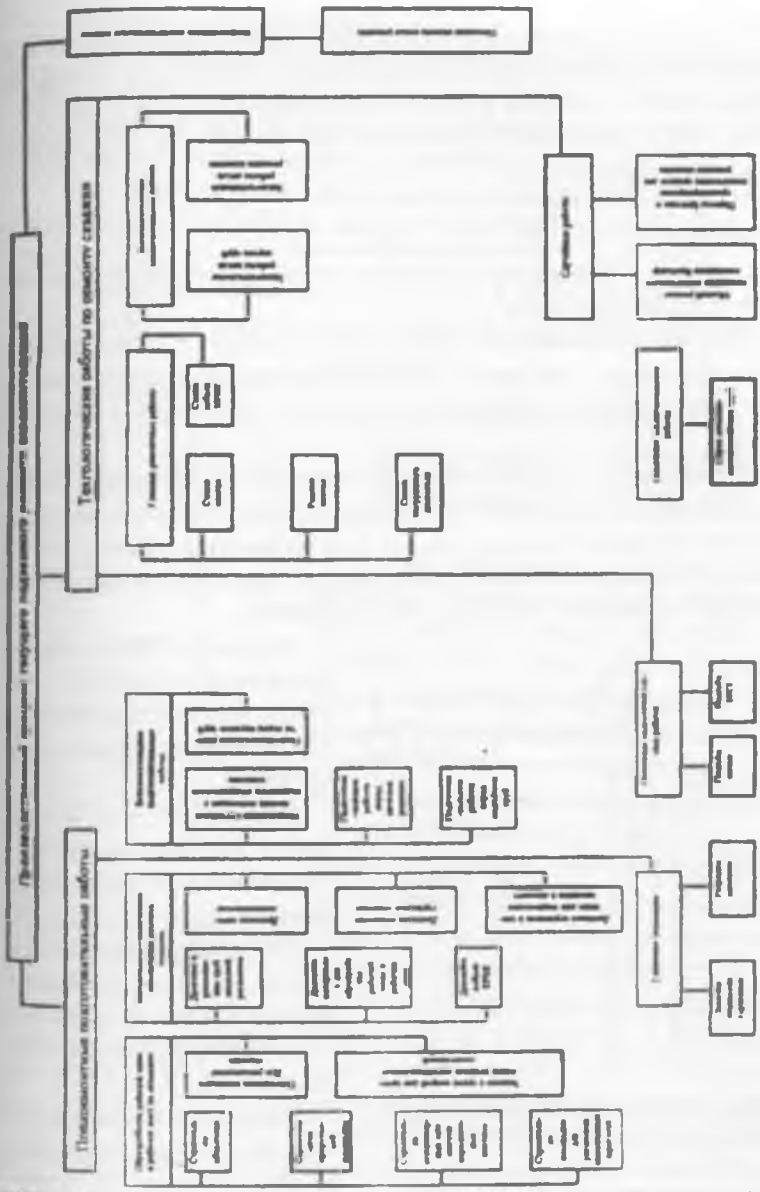


Рис. 11.1. Структура производственного процесса текущего подземного ремонта скважины, оборудованной УЭЦН

Исключение фонтанирования может быть достигнуто двумя путями: первый и широко применяемый – «глушение» (рис. 11.2) скважины, т.е. закачка в пласт и скважину жидкости с плотностью, обеспечивающей создание на забое давления $P_{заб}$, превышающего пластовое.

$$P_{заб} < P_{заб} = \rho_ж \cdot g \cdot H \qquad (11.3)$$

где $\rho_ж$ – плотность жидкости, используемой для глушения; H – глубина скважины.

В качестве «тяжелых» жидкостей используют пластовую воду плотностью до 1190 кг/м^3 , раствор хлористого кальция ($CaCl_2$) плотностью до 1400 кг/м^3, глинистый раствор – 1200-1300 кг/м^3.

Предпочтительными являются жидкости, не имеющие в своем составе нерастворимых компонентов, обладающие низкой проникающей способностью в пласт и легко извлекаемые из пласта. После «глушения» можно приступать к демонтажу устьевой арматуры скважины и подъему оборудования.

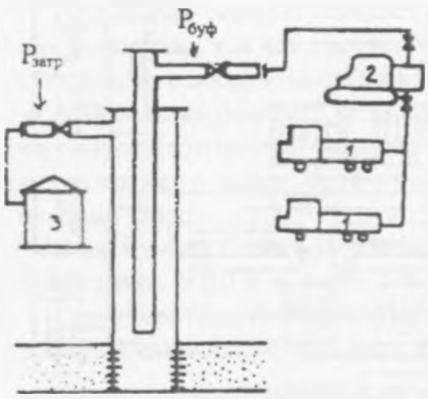


Рис. 11.2. Технологическая схема обвязки скважины при глушении:
1 – автоцистерна с «тяжелой» жидкостью, 2 – насосный агрегат, 3 – емкость для отработанной жидкости.

Второй – применение различных устройств – отсекателей, перекрывающих забой скважины при подъеме НКТ.

В ОФ УГНТУ Л.С.Капланом разработан отсекатель упрощенной конструкции (рис. 11.3)

Он представляет собой корпус-муфту 3, присоединяемую к нижней трубе насосно-компрессорной колонны.

В корпусе выполнено отверстие, которое закрывается подпружиненным затвором 1. Корпус снизу снаб

жается конусной направляющей 4.

Насос 5 оснащается специальным фильтром 2, выполняющим роль толкателя. Воздействуя на после спуска насоса, толкатель открывает ее, образуя канал для поступления жидкости к фильтру насоса и всасывающему клапану.

При подъеме насоса после выхода фильтра из корпуса отсекателя затвор 1 закрывает канал и движение жидкости прекращается.

Срабатывание затвора происходит в основном за счет давления жидкости, пружина же снабжает ей лишь небольшой импульс к движению.

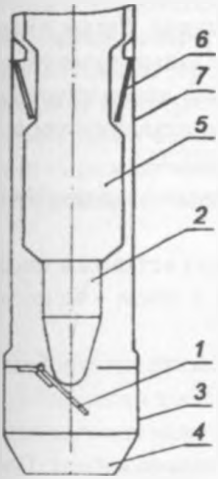


Рис. 11.3. Трубный отсекатель:
1 – затвор; 2 - толкатель; 3 – корпус; 4 – конус; 5 – вставной насос; 6 – замковая опора; 7 – НКТ.

ТЕХНОЛОГИЯ СПУСКО-ПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЙ ТРУБАМИ И ШТАНГАМИ

Спуско-подъемные операции (СПО) занимают основную долю в общем балансе времени на ремонт скважины. Они неизбежны при любых работах по спуску или замене оборудования, воздействии на забой, промывках колонн и т.д. Технологический процесс СПО состоит в поочередном свинчивании (или развинчивании) насосно-компрессорных труб, являющихся средством подвески оборудования, каналом для подъема добываемой жидкости и подачи технологических жидкостей в скважину, а в некоторых случаях - инструментом для ловильных, очистных и других работ. Это многообразие функций сделало НКТ обязательным компонентом оборудования скважины любого без исключения способа эксплуатации.

Операции с НКТ монотонны, трудоемки и легко могут быть механизированы. Кроме подготовительных и заключительных

операций, которые имеют свою специфику для различных способов эксплуатации, весь процесс СПО с НКТ одинаков для всех видов текущего ремонта. Спуско-подъемные операции со штангами производятся также, как с тубами, а отвинчивание (свинчивание) штанг производят механическим штанговым ключом.

В случае заклинивания плунжера в цилиндре насоса или штанг в НКТ (запарафинивание), а также при их обрыве возникает необходимость отдновременного подъема труб и штанг. Процесс ведут путем поочередного отвинчивания трубы и штанги.

При спуске невставных штанговых насосов следует после свинчивания цилиндра насоса с первой НКТ спустить в него плунжер и проверить, не заклинивает ли он в цилиндре. Затем плунжер извлекают и спускают цилиндр на трубах на заданную глубину по обычной технологии. Надо иметь в виду, что перед спуском цилиндра для ускорения СПО из цилиндра извлекают узел всасывающего клапана, который затем бросают в НКТ.

Герметичность посадки его в седло проверяют заливкой в НКТ жидкости.

При переводе скважины на эксплуатацию вставным насосом вначале на НКТ спускают замковую опору, а затем – на штангах сам насос.

При эксплуатации скважины установкой электроцентробежного насоса возникают сложности, связанные со спуском одновременно с трубами и силового кабеля. Поэтому перед работой эксплуатационная колонна должна быть прошаблонирована.

Крепление кабеля к НКТ производят металлическими поясами снизу и сверху муфты трубы (рис. 11.4)

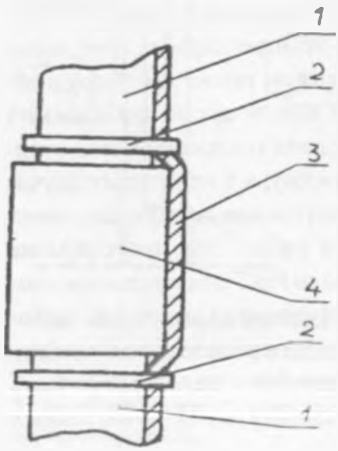


Рис. 11.4. Схема крепления кабеля УЭЦН на НКТ:

1 – НК, 2 – металлический пояс, 3 – кабель; 4 – муфта

На корпусе протектора и насоса кабель должен укладываться между специальными ограничителями и срезами муфты и также крепиться поясами. В местах сростки кабеля необходимо устанавливать по два пояса с каждой стороны. Скорость СПО УЭЦН в вертикальные скважины не должна превышать 0,25 м/с, в наклонные – 0,1 м/с.

На практике часто производят крепление кабеля одним поясом над муфтой, что ведет к его ослаблению и образованию петель, а затем сальников и пробок. Последнее приводит к затяжкам, устранение которых требует иногда вызова бригад капитального ремонта.

Новые технологические решения при СПО связаны с применением непрерывных (гибких) труб и штанг. При этом исключается поочередное свинчивание (отвинчивание), а СПО сводятся к непрерывному спуску (подъему) труб и штанг с намоткой их на барабаны (рис. 11.5). Экономическая целесообразность применения гибких труб и штанг проверена за рубежом и в РФ, однако их внедерение пока осуществляется медленно.

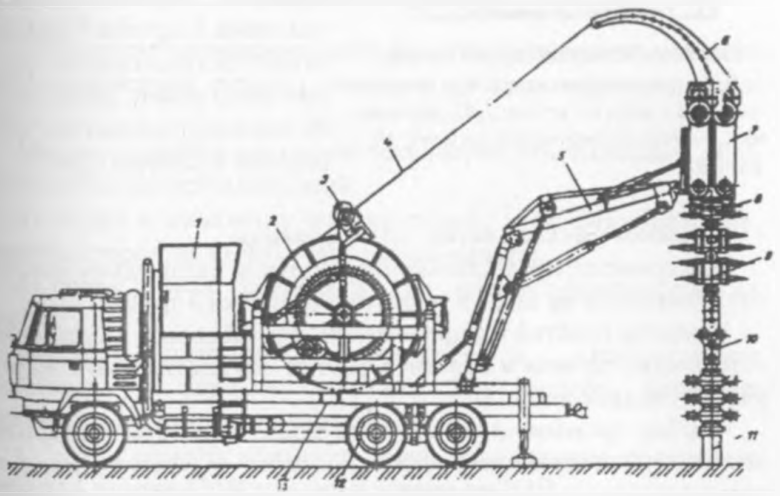


Рис. 11.5. Агрегат для ремонта скважин «Борец» в рабочем положении:
1 – кабина оператора; 2 – барабан с колонной гибких труб; 3 – укладчик; 4 – гибкая труба; 5 – механизм установки транспортера в рабочее положение; 6 – направляющая дуга; 7 – транспортер; 8 – герметизатор устья, 9 – превентор, 10 – арматура; 11 – устье скважины; 12 – автомобильное шасси, 13 – рама агрегата.

Эффективной является и технология СПО под давлением, которая не требует работ по «глушению» и последующему освоению скважин. Для этого созданы устройства разного типа, одним из которых является устьевой герметизатор (рис. 11.6). СПО под давлением – ответственная операция и требует надежной герметизации устья.

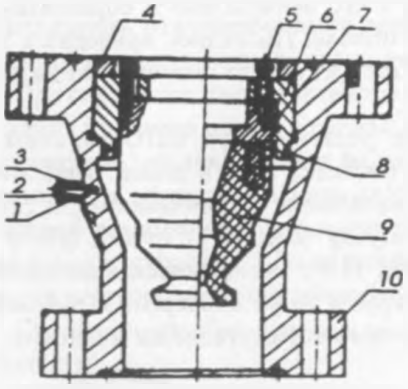


Рис. 11.6. Устьевой герметизатор:
1, 2, 3 – детали фиксатора; 4 – упорное кольцо; 5 – винт; 6 – втулка; 7, 8 – уплотнение; 9 – герметизирующий элемент; 10 – фланец

ТЕХНОЛОГИЯ ОЧИСТКИ СКВАЖИН

В процессе эксплуатации в призабойной зоне, на эксплуатационной колонне и НКТ откладываются механические примеси – соли, парафин, смолы. Они снижают продуктивность скважин и потому требуют периодического удаления. Способы борьбы с этими осложнениями рассмотрены ранее. Здесь кратко опишем технологию проведения некоторых работ.

Удаление мехпримесей из скважины

Мехпримеси, представляющие продукты разрушения пласта, накапливаются на забое или образуют пробки в трубах.

Наиболее простой и широко применяемый способ их удаления – промывка, прямая и обратная. При ее осуществлении следует учесть следующее:

– выбор промывочной жидкости производится по критериям дешевизны, доступности, вязкости а также обеспечить отмыв и удержание мехпримесей во взвешенном состоянии при подъеме;

– обеспечить подготовку скважины (подъем оборудования, обвязка устья) для подачи и выброса жидкости.

Получили применение в качестве промывочных аэрированные жидкости с добавками поверхностно-активных веществ (ПАВ) в

количестве 0,1 – 1% к раствору. Целью расчетов при промывке является определение необходимого давления и расхода,обеспечивающих вынос мехпримесей на поверхность. При этом пользуются известными формулами гидравлики. Промывка скважины с целью удаления солей, парафина существенно не отличается по технологии. Здесь в промывочную жидкость вводятся компоненты, растворяющие соли, парафин и другие.

Контроль качества промывки оценивается по анализу проб: она прекращается после получения установленного для данного района допустимого количества взвешенных частиц (КВЧ) в скважинной жидкости.

Мехпримеси могут удаляться желонками, спускаемыми на канате. В этом случае особенностью технологии будет обеспечение утилизации раствора.

При промывках следует обеспечить циркуляцию промывочной жидкости с очисткой ее на устье от выносимых компонентов.

РАБОТЫ ПО ИНТЕНСИФИКАЦИИ

Технология проведения работ по интенсификации зависит от вида воздействия, которых сегодня в арсенале нефтяников много.

Можно выделить несколько технологий, объединенных общностью большинства операций:

а) спуск в скважину нагревателей, электровибраторов, импульсаторов на канатах или кабель-канатах,

б) спуск этих устройств на насосно-компрессорных трубах,

в) спуск различных устройств в «поднасосном варианте», т.е. при их монтаже под насосом, например глубинных дозаторов химреагентов;

г) спуск одного или двух радов насосно-компрессорных труб для подачи ПАВ для воздействия на ПЗП.

Следует указать на особенности СПО при двухрядной подвеске – концентрично или параллельно расположенных в скважине НКТ.

При концентричном расположении поднимают вначале НКТ

внутреннего рада, затем трубы наружного ряда. При параллельной подвеске подъем каждой колонны НКТ ведется отдельно, но для подъема первого рада труб необходимо установить на фланце обсадной колонны проставок, на котором в свою очередь будет смонтирован спайдер и механический ключ. Второй ряд труб поднимается по обычной технологии.

11.2. ТЕХНОЛОГИЯ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН

Капитальный подземный ремонт скважины (КПРС) объединяет все виды работ, требующие длительного времени, больших физических усилий, привлечения многочисленной разнофункциональной техники. К ним относятся работы, связанные с ликвидацией сложных аварий, как со спущенным в скважину оборудованием, так и с самой скважиной, работы по переводу скважины с одного объекта эксплуатации на другой, работы по ограничению или ликвидации водопритока, увеличению толщины эксплуатируемого интервала, воздействию на пласт, зарезке нового ствола и другие.

Учитывая специфику работ, в нефтедобывающих предприятиях создаются специализированные цехи по капитальному ремонту, объединяющие бригады. В состав бригады входит мастер, бурильщик, помощник бурильщика, рабочий.

Работа выполняется по геологическому наряду, в котором указывается характеристика скважины, а также перечень всех планируемых работ.

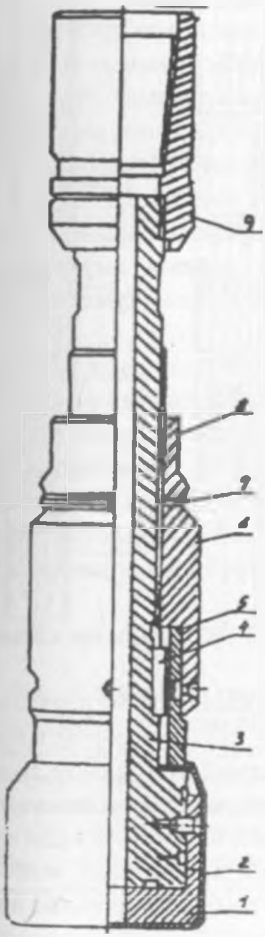
Скважина, вышедшая в капитальный ремонт остается в эксплуатационном фонде, но исключается из действующего фонда.

ОБСЛЕДОВАНИЕ И ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН ПЕРЕД КАПИТАЛЬНЫМ РЕМОНТОМ

Выбор технологии ремонта и технических средств для его проведения зависит от того, насколько правильно установлен характер повреждений оборудования или колонны, или насколько

верно установлена причина снижения производительности скважины. Обследование включает в себя определение глубины забоя , уровня жидкости, состояния эксплуатационной колонны, характера аварии и размещения в скважине оборудования, величины коэффициента продуктивности и других параметров, характеризующих забой и скважину.

Состояние колонны и характер оборвавшейся части оборудования устанавливается печатями, представляющими собой свинцовый или алюминиевый стакан, спускаемый на трубах в скважину (рис. 11.7). При соприкосновении с предметом, находящимся в скважине, на мягкой поверхности печати остается отпечаток, по которому судят о характере обрыва. Получили применение гидравлические печати с резиновым копирующим элементом и скважинные фотоаппараты. Целесообразно рассмотреть результаты исследований в динамике. Особенно это касается выбора способа воздействия на забой или пласт. Чем обстоятельнее будет информация, тем успешнее будет ремонт.



Исследование проводится известными средствами, представляющими к настоящему времени широкий выбор: термометрия, дебитометрия, гамма – (ГК) и нейтронный каротаж (НГК) и другие.

Рис. 11.7. Универсальная печать ПУ-2:
1 – резиновый стакан; 2 – алюминивая оболочка; 3 – корпус; 4 – шпонка; 5 – втулка; 6 – гайки; 7 – шайба; 8 – контргайка; 9 – переводник.

РЕМОНТ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ

Одним из часто встречающихся дефектов является нарушение целостности эксплуатационной колонны в результате механического повреждения оборудованием и инструментом в процессе эксплуатации, ремонта или коррозионного износа. В таких случаях через повреждение начинается интенсивное движение в скважину и из нее жидкостей. Интервал повреждения может быть определен дебитомером или термометром, которые фиксируют аномалии показаний. Ремонт колонны может быть проведен несколькими способами, но наиболее прогрессивным является ремонт обсадных труб металлическими пластырями. Этот метод включает в себя несколько этапов: шаблонирование, очистку колонны, ликвидацию смятия, уточнение формы и размеров повреждения, спуск дорна и установка пластыря (рис. 11.8).

Пластырь – тонкостенная цельнотянутая продольно-гофрированная труба с наружным диаметром, равным внутреннему диаметру обсадной колонны и покрытая снаружи герметизирующим антикоррозионным составом.

Дорн – состоит из дорнирующей головки, силовых гидроцилиндров и полых штанг. Принцип работы устройства основан на расширении пластыря 7 до плотного контакта с колонной 6 за счет создания избыточного давления в полости дорнирующей головки 5 с последующей протяжкой устройства талевой системой. Силовые цилиндры 2 создают условия для начала операции, расширяя нижний конец гофрированной трубы и закрепляя ее на колонне в области дефекта 8.

Комплекс устройств прошел испытание на промыслах «Башнефти», Татнефти и других компаний.

Наиболее уязвимыми к разрушениям являются эксплуатационные колонны нагнетательных скважин, испытывающие в процессе работы воздействие высоких давлений при закачке воды, гидравлическом разрыве пласта, при контакте с коррозионно-активной жидкостью, кислотами и т.д. Следует иметь в виду, что ремонт колонн, каким бы методом он ни проводился, ведет к уменьшению ее диаметра, снижает и без того ограниченные воз-

можности применения эксплуатационного и исследовательского оборудования.

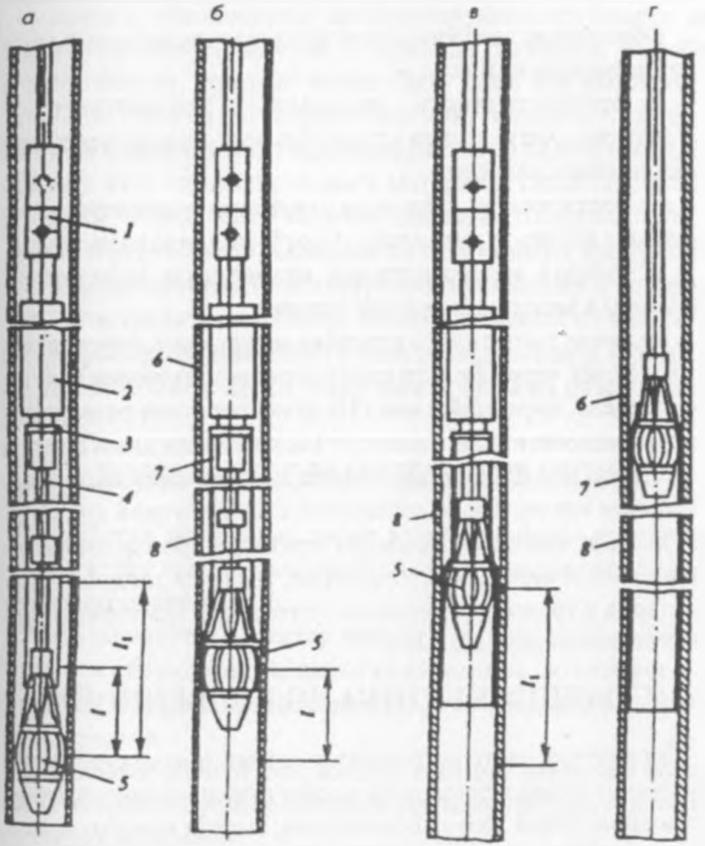


Рис. 11.8. Схема установки пластыря устройством ДОРН-1:

а – этап I – спуск устройства с пласырем к дефекту, *б* – этпа II – заход головки в пластырь без давления на отрезке *l* (протяжка силовыми цилиндрами), *в* – этап III – расширение пластыря головкой на отрезке l_1-l (предварительное сцепление пластыря с обсадной колонной протяжкой силовыми цилиндрами), *г* – этап IY расширение пластыря головкой при подъеме инструмента; 1 – циркуляционные клапаны; 2 – силовые цилиндры; 3 – упор пластыря, 4 - штанга; 5 – гидравлическая дорнирующая головка; 6 – обсадная колонна, 7 – пластырь, 8 – дефект

ТЕХНОЛОГИЯ ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ ПО УСТРАНЕНИЮ ИЛИ ОГРАНИЧЕНИЮ ВОДОПРИТОКОВ

Обводнение скважин может происходить по разным причинам. Вот несколько из них:

а) негерметичность заколонного цементного кольца, вследствие чего возникает сообщение между нефтеносным и водоносным пластом;

б) подтягивание к фильтру скважины подошвенных или кровельных вод из-за интенсивного отбора или заводнения;

в) прорыв вод из верхних водоносных горизонтов через дефекты в эксплуатационной колонне.

Наличие заколонного перетока может быть определено закачкой в пласт через фильтр радиоактивных изотопов (радиоактивное железо, цирконий, цинк). Наличие перетока позволит попасть части радиоактивной жидкости в водонасыщенный пласт и канал перетока, что будет отмечено на кривой гамма-каротажа аномальным всплеском по сравнению с аналогичной кривой, снятой до закачки изотопов. Изоляция притоков производится несколькими способами, одним из которых является закачка цементного раствора в трещину с целью ее повторного цементирования, или закачка специальных смол.

ИЗОЛЯЦИЯ ПРИТОКА ПОДОШВЕННОЙ ВОДЫ

В практике часто встречаются случаи обводнения путем подтягивания подошвенной воды за счет форсированного отбора. При этом образуются конуса обводнения, высота которых может быть соизмерима с толщиной пласта. В таких случаях прибегают к ограничению отбора жидкости из скважины или изоляции обводнившейся части пласта: устанавливают цементный мост и перекрывают часть пласта, закачивают в подошвенную часть пласта под давлением цементный раствор или различные пластмассы, схватывающиеся в водяной среде и образующие горизонтальный экран.

ПЕРЕВОД СКВАЖИНЫ НА ДРУГОЙ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ПЛАСТ

В связи с обводнением эксплуатирующегося пласта может возникнуть необходимость в переводе скважины на работу с другого объекта, который может быть ниже или выше эксплуатируемого. Если он расположен под ним, то технология перевода состоит в надежной изоляции обводненного пласта посредством закачки в него тампонирующего материала (цемента, смол) под давлением, образовании на забое цементного стакана, его разбуривании и углублении скважины до следующего, продуктивного пласта.Затем спускают эксплуатационную колону и ее цементируют, простреливают фильтр, вызывают приток из нового пласта. При расположении нового пласта над бывшим в эксплуатации, процесс более прост: надо залить нижний пласт и вскрыть верхний.

ЛОВИЛЬНЫЕ РАБОТЫ В СКВАЖИНЕ

Технология ловильных работ разрабатывается применительно к характеру аварии в конкретной скважине на основе тщательного обследования.

Устанавливается характер аварии, глубина расположения оставшегося оборудования, диаметр скважины, возможность применения известных средств захвата, необходимость разработки новых средств.

Ловильные работы сопряжены с возникновением больших, иногда непредсказуемых нагрузок, поэтому требуют высокой квалификации персонала.

Опишем некоторые из часто встречающихся технологий ловильных работ.

ИЗВЛЕЧЕНИЕ ОБОРВАВШИХСЯ ТРУБ

Устанавливают состояние конца трубы с помощью печати. Если он позволяет осуществить захват снаружи или изнутри, то производят спуск соответствующего инструмента. Если

захват невозможен, то производят подготовку конца трубы путем фрезерования, нарезки резьбы или другими способами.

При этом возможны случаи прихвата труб, т.е. их заклинивания в колонне. Тогда прибегают к их расхаживанию, подаче промывочных жидкостей, созданию повышенных нагрузок с целью натяжения для отрыва отдельных труб или частей колонны.

ИЗВЛЕЧЕНИЕ УСТАНОВКИ ЭЦН

Технология извлечения УЭЦН с оборвавшимися трубами не отличается от принятой для извлечения обычных труб. Работы могут осложниться, если трубы окажутся покрытыми оборвавшимся кабелем.

В этом случае проводят извлечение кабеля для получения доступа к трубам.

Не исключено заклинивание узлов УЭЦН в колонне ослабленным кабелем и металлическими поясами, что потребует создания больших усилий, которые могут закончится разрушением труб или соединительных частей УЭЦН. Работы могут потребовать фрезерования оставшихся частей, нарезания на них резьбы и длительных спуско-подъемных операций по извлечению частей УЭЦН. Работы часто приобретают длительный характер и стоимость такого ремонта соизмерима со стоимостью скважины.

ИСПЫТАНИЕ КОЛОННЫ НА ГЕРМЕТИЧНОСТЬ

Нормальная длительная работа скважины обеспечивается периодическим испытанием ее эксплуатационной колонны на герметичность. Это необходимо делать после аварийных и изоляционных работ.

Испытания на герметичность проводят двумя способами - опрессовкой и снижением уровня жидкости в стволе скважины

Технология испытательных работ состоит в следующем.

Для опрессовки устье скважины оборудуется опрессовочной головкой, через которую в ствол нагнетают жидкость.

Давление опрессовки зависит от диаметра колонны и выбирается из табл. 11.1.

Таблица 11.1

Диаметр обсадной колонны, мм	340-426	273-324	210-245	178-194	168	146-140	127-114
Давление, МПа	5,0	6,0	7,0	7,5	8,0	10,0	12,0

Колонна считается выдержавшей испытание, если при опрессовочном давлении свыше 7,0 МПа, оно снизится за 30 мин. не более, чем на 0,5 МПа, а при опрессовочном давлении ниже 7,0 МПа снижение составит не более 0,3 МПа.

При снижении уровня (оттартыванием, компрессированием) контролируют сохранение величины столба жидкости, указывающего на отсутствие притока через дефекты в колонне или изоляционном стакане. Допустимая величина подъема жидкости не должна превышать указанную в табл. 11.2.

Таблица 11.2

Диаметр обсадной колонны, мм	При снижении уровня на глубину, м				
	до 400	400-600	600-800	800-1000	более 1000
114-219	0,8	1Д	1,4	1,7	2,0
Свыше 219	0,5	0,8	1,1	1,3	1,5

Результаты испытаний оформляются специальным актом.

ЗАРЕЗКА ВТОРОГО СТВОЛА

Если аварию в скважине устранить не удается и ствол ее не может быть использован для добычи нефти, следует рассмотреть вопрос о ликвидации скважины или о возможности бурения с некоторой глубины нового ствола. При этом надо провести тщательный технико-экономический анализ, чтобы убедиться в целесообразности зарезки второго ствола по сравнению с бурением новой скважины.

Технология зарезки второго ствола состоит в следующем.

На основании исследований и обследований эксплуатационной колонны выбирают интервал бурения: он должен быть, по возможности, ниже. В этом интервале колонна не должна иметь смятий, нарушений, а в разрезе не должно быть поглощающих гори-

зонтов. Устанавливают цементный стакан высотой 5-6 м на глубине выбранного интервала и после затвердевания цемента проверяют колонну, спуская в нее направление диаметром на 6 мм меньше диаметра эксплуатационной колонны и длиной 6-8 м.

Спускают отклонитель на бурильных трубах и снижают его цементный стакан.

Создают нагрузку, расклинивают отклонитель на заданной глубине, поднимают трубы и спускают фрезер-райбер.

Двигаясь по отклонителю райбер прорезает окно в эксплуатационной колонне, которое затем расширяется райбером большего диаметра.

После прорезки и расширения «окна» приступают к проводке скважины по технологии, принятой для обычной скважины.

ЛИКВИДАЦИЯ СКВАЖИН

Ликвидация скважин – комплекс работ, связанный с выводом скважины из эксплуатации по следующим причинам:

а) скважины геологоразведочные, выполнившие свое назначение (первая категория);

б) сухие эксплуатационные скважины (вторая категория);

в) аварийные скважины с осложнениями при бурении или эксплуатации (третья категория);

г)обводнившиеся эксплуатационные скважины (четвертая категория);

д) скважины, оказавшиеся в зонах строительства или стихийных бедствий (пятая категория).

Ликвидация скважин согласуется с органами Госгортехнадзора и предполагает проведение на скважине следующих работ.

Интервал пластов со слабыми нефтяными проявлениями цементируется на глубину толщины пласта плюс 50 м ниже подошвы и выше кровли. Над продуктивным пластом устанавливают цементный мост высотой не менее 50 м. Ствол скважины заполняется буровым раствором, позволяющим создать давление на забой выше пластового.

Если в разрезе скважин не встречаются напорные минерализованные или сероводородные воды, допускается извлечение тех-

нических колонн, при этом в башмаке последней колонны устанавливают цементный мост высотой не менее 50 м.

Устье ликвидированной скважины оборудуют репером, представляющим собой сплюснутую сверху 73 мм трубу, на нижний конец которой насаживается деревянная пробка, опускается в скважину на глубину не менее 2 м и заливается цементом. На устье устанавливают бетонную тумбу размером 1,0х1,0х1,0 м, из которой должен выходить репер высотой не менее 0,5 м. При извлеченной колонне репер над шахтной тумбой не устанавливают.

11.3. МЕХАНИЗМЫ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ РЕМОНТНЫХ РАБОТ

После решения руководства о ремонте скважины, ее следует обследовать и направить туда бригаду для подготовки скважин к ремонту. Этот процесс включает в себя следующие виды работ:

а) строительство линии электропередач и нефтепровода;

б) установка якорей для оттяжек;

в) монтаж фундаментов под грузоподъемное сооружение или агрегат;

г) доставка на скважину комплекта труб, штанг и инструмента;

д) оснастка талевой системы;

е) глушение скважины.

При текущем ремонте часть перечисленных выше операций не проводят, и бригада переезжает на скважину непосредственно после ее подготовки к ремонту.

АГРЕГАТЫ ДЛЯ МЕХАНИЗАЦИИ ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ РАБОТ

Агрегат, механизированной установки якорей для оттяжек – АЗА-3 смонтирован на шасси автомобиля высокой проходимости.

Агрегат (рис.11.9) состоит из мачты, механизма вращения, трансмиссии, гидро- и электросистемы.

Вращатель служит для передачи крутящего момента буру.

Перемещение мачты вверх-вниз обеспечивается гидравлическими насосами. Диаметр заглубляемых якорей 350, 500 мм, при грузоподъемности мачты 60 кН и максимальном крутящем моменте ротора 30 Н/м.

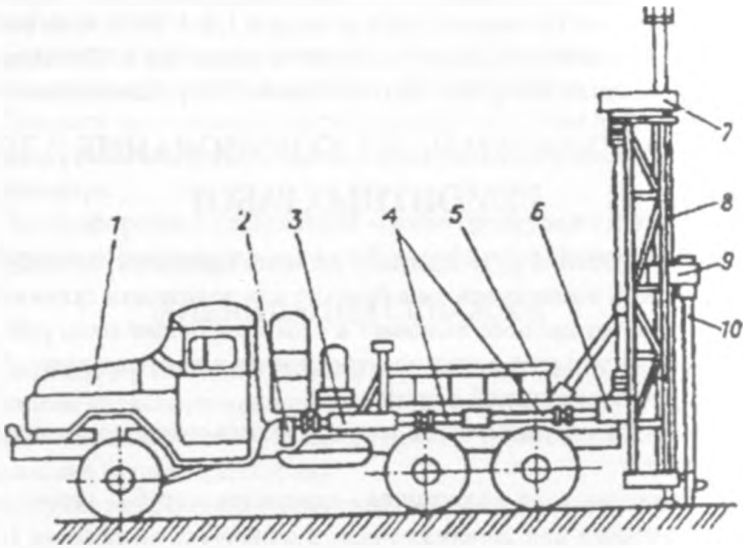


Рис. 11.9. Агрегат для механизированной установки якорей:
1 – автомобиль, 2 – коробка отбора мощности, 3 – коробка передач, 4 – карданные валы, 5 – платформа для инструмента, 6 – угловой редуктор; 7 – верхний редуктор, 8 – мачта, 9 – вращатель; 10 – бур

Передвижной агрегат ремонта скважин (ПАРС) применяется для выполнения земляных работ при подготовке скважины к ремонту: установка оттяжек, рытье траншей, укладка мостков, труб, штанг и т.д. (рис.11.10)

Выполнен на базе трактора и состоит из гидравлического крана, бульдозерного отвала, механизма для резки грунта, лебедки.

Стрела грузоподъемностью 5 кН с вылетом 3,6 м смонтирована на бортовом фрикционе.

Механизм для резки грунта готовит траншеи глубинной 1,5-1,7

м и шириной 400 мм.

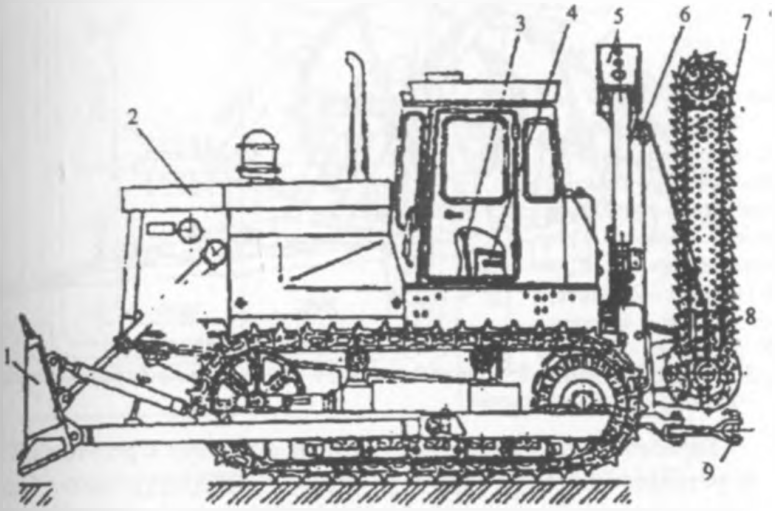


Рис. 11.10. Агрегат для земляных работ 2 ПАРС:
1 – бульдозерный отвал; 2 – трактор Т-130МГ-1; 3 – механизм управления; 4 – предохранительный клапан; 5 – гидравлический кран; 6 – механизм подъема; 7 – режущий орган; 8 – редуктор; 9 – прицепное устройство.

Агрегат для механизированной погрузки, транспортировки и разгрузки штанг (АПШ) предназначен механизировать процесс перевозки штанг, сохранив при этом их качество. Включает в себя тягач, гидравлический кран, полуприцеп. Кран установлен за кабиной, управляется с пульта. Штанги при погрузках пакетируются и поднимаются специальной траверсой. Грузоподъемность агрегата до 55 кН.

Кабеленаматыватель (рис. 11.11) предназначен для намотки и размотки кабеля при спуско-подъемных операциях в скважинах, оборудованных УЭЦН, и транспортировки кабеля на скважину и на ремонт. Кабеленаматыватель включает в себя сани, электродвигатель с редуктором, приводной шкив барабана, кабелеукладчик с приводной цепной передачей, станцию управления, съемный кабельный барабан, направляющие.

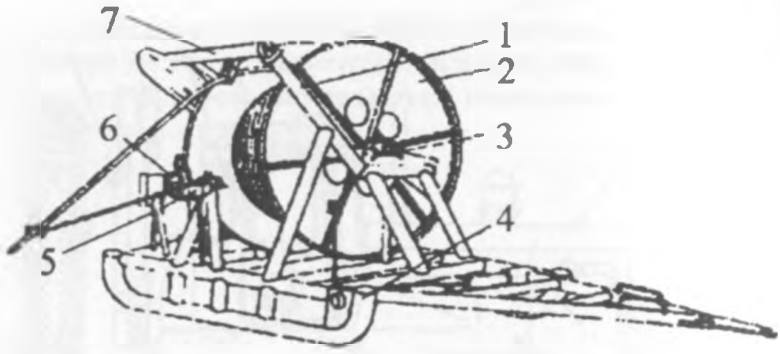


Рис. 11.11. Кабеленаматыватель:

1 – каркас; 2 – барабан; 3 – опорные ролики; 4 – сани; 5 – микропереключатель; 6 – привод; 7 – кабелеукладчик

Барабан с кабелем, доставляемый на скважину агрегатом АТЭ-6, устанавливается на сани 4. Привод 6 соединяют с валом барабана и одевают на него шкив. Конец кабеля пропускают через отверстие кабелеукладчика 7.

Управление работой установки с устья скважины производится оператором или автоматом в зависимости от натяжения кабеля.

Схема расположения оборудования при текущем и капитальном ремонте приведена на рис.11.12., рабочая зона скважины – на рис. 11.13.

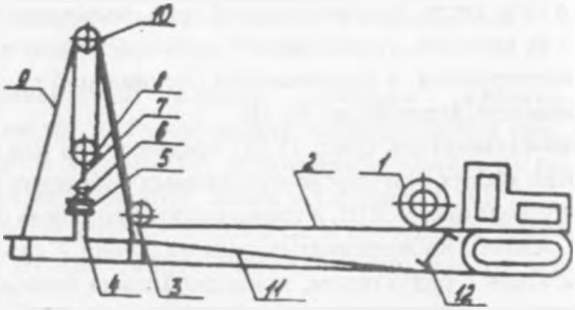


Рис. 11.12. Схема расположения оборудования при ПРС и КРС:

1 – тракторный подъемник; 2 – канат; 3 – оттяжной ролик; 4 – труба; 5 – элеватор; 6 – штропа; 7 – крюк; 8 – талевый блок; 9 – вышка, 10 – кронблок; 11 – мостки; 12 – упор для трактора.

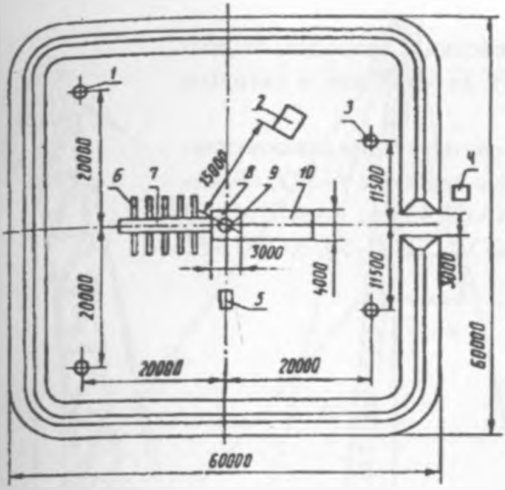


Рис. 11.13. Рабочая зона скважины ЭЦН:
1 – якорь ветровой; 2 – площадка для кабельного барабана; 3 – якорь силовой; 4 – станция управления; 5 – инструментальная тележка; 6 – стеллаж; 7 – мостик; 8 – устьевая площадка; 9 – скважина; 10 – площадка для установки агрегата.

СТАЦИОНАРНЫЕ И ПЕРЕДВИЖНЫЕ ГРУЗОПОДЪЕМНЫЕ СООРУЖЕНИЯ

Вышка является грузоподъемным сооружением скважинЬГ и предназначена для подъема глубинного оборудования и устройств из скважины. Вышки подразделяются на стационарные и передвижные.

Они изготавливаются из сортового проката и труб. Наиболее часто применяют вышки высотой 24 и 22 м и грузоподъемностью 750 и 500.

Вместо вышек могут применяться стационарные или передвижные мачты, грузоподъемностью 150, 250 кН.

Следует иметь ввиду, что стационарные вышки используются всего лишь 2-3% времени в году. Поэтому в последние годы для подземного ремонта широкоприменяют передвижные агрегаты, оснащенные вышками.

Вторым, не менее важным компонентом в технологической цепочке оборудования для подземного ремонта, является лебедка, монтируемая на шасси трактора или автомобиля отдельно или совместно с грузоподъемным сооружением.

Наиболее широкое распространение на про-

мыслах получили лебедки с приводом от двигателя трактора или автомобиля и тяговым усилием до 100 кН.

Для безвышечной эксплуатации скважин применяются самоходные агрегаты А-50У, «Бакинец ЗМ», «АзИНМАШ 43А», «АзИНМАШ 37А», УПА-32, УПТ-32, УПТ1-50, КОРО1-80 (рис. 11.14, 11.15).

Рис. 11.14. Подъемная установка УПТ-32:
1 – кронблок; 2 – вышка; 3 – крюкблок; 4 – задняя опора; 5 – лебедка; 6 – коробка передач; 7 – основание под оборудование; 8 – гидродомкраты, подъема вышки; 9 – передняя опора.

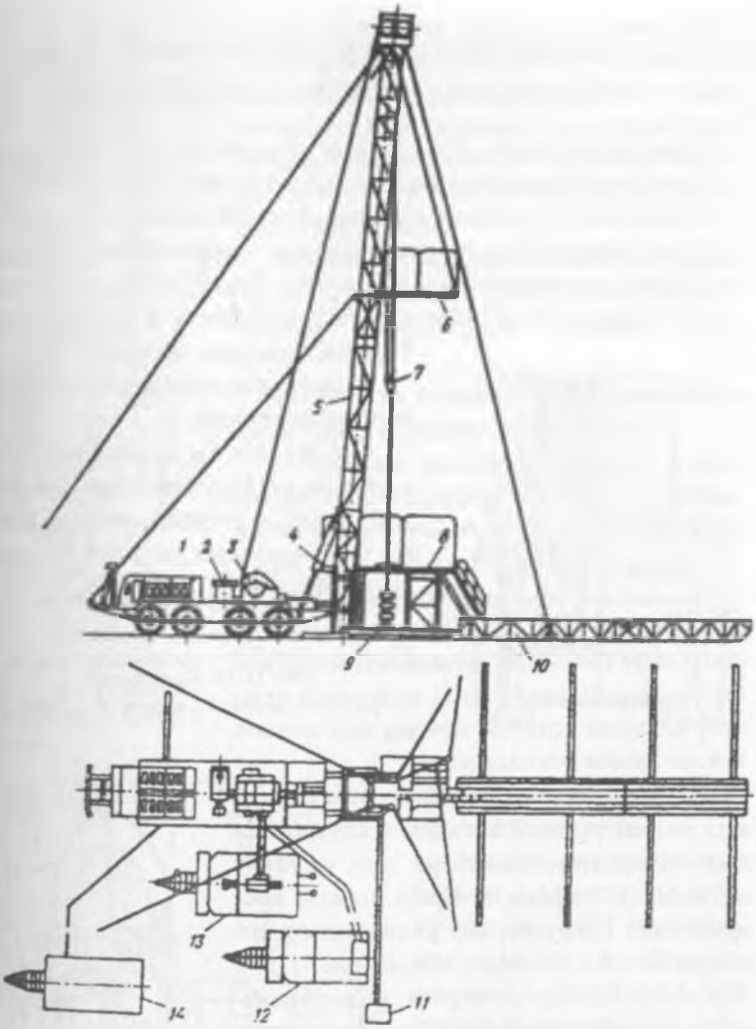


Рис. 11.15. Комплекс оборудования КОРО1-80:

1 – автомобиль МАЗ-537; 2 – вспомогательная силовая установка; 3 – лебедка; 4 – гидроцилиндры подъема вышки, 5 – вышка, 6 – балкон верхнего рабочего; 7 – талевый блок; 8 – рабочая площадка, 9 – столовая часть противовыбросового оборудования; 10 – приемные мостики; 11 – пульт управления противовыбросовым оборудованием; 12 – дизельная передвижная электростанция; 13 – насосный блок; 14 – инструментальная тележка

ТАЛЕВАЯ СИСТЕМА И ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ СПУСКО-ПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЙ

Талевая система обеспечивает проведение спуско-подъемных операций призвана уменьшить силу натяжения ходового конца каната за счет уменьшения скорости подъема груза на крюке.

В талевую систему входят: кронблок с группой канатных шкивов; крюк, подвешиваемый к талевому блоку; канат, пропускаемый через шкивы кронблока и талевого блока и крепящийся к барабану лебедки агрегата.

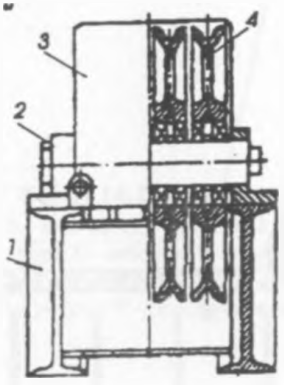


Рис. 11.16. Кронблок:
1 – рама; 2 – опора; 3 – кожух; 4 – шкив; 5 – вал.

Рассмотрим отдельные элементы талевой системы.

Кронблоки выпускаются с 3-5 шкивами, расположенными на одном валу на подшипниках качения. Шкивы устанавливают на раме и ограждают (рис. 11.16)

Крюки являются одной из ответственных частей талевой системы и служат для подвешивания элеватора при спуско-подъемных операциях. Крюк первым воспринимает нагрузку, что указывает на его особое место в талевой системе (рис.11.17).

Крюки состоят из серьги, подвешиваемой к талевому блоку, корпуса, ствола, опирающегося на подшипники пружину пальца, служащего для подвески рога.

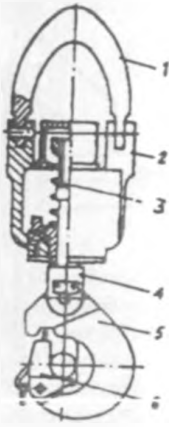


Рис. 11.17. Подъемный крюк:
1 – серьга; 2 – корпус серьги; 3 – пружина; 4 – ствол крюка; 5 – рог крюка; 6 – седло.

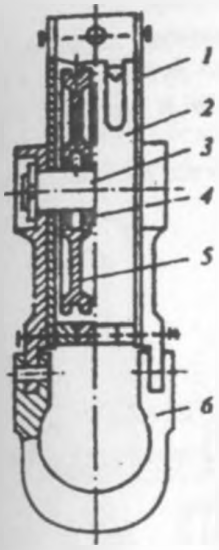


Рис. 11.18. Талевой блок:
1 – щека; 2 – боковой кожух; 3 – ось шкивов; 4 – подшипник; 5 – шкив; 6 – серьга.

Рог выполняется цельнокованым. Наличие шарикоподшипника обеспечивает свободное вращение рога при работах по свинчиванию и развинчиваю. Пружинный амортизатор обеспечивает плавный подъем трубы до полного выхода ниппеля из муфты при отвинчивании.

Талевый блок предназначен для подъема груза и вместе с кронблоком является единой полиспастной системой (рис. 11.18)

Состоит из шкивов, посаженных на вал с помощью подшипников качения.

Оснастка талевой системы прямо влияет на ее грузоподъемность и производится в зависимости от рода выполняемых работ (рис. 11.19).

Канаты изготовляют из стальных проволок диаметром 0,4 - 2 мм с расчетным пределом прочности 1500-1800 МПа. Диаметр канатов от 11 до 25 мм. Исходным условием при расчете канатов является усилие в ходовом конце, так как оно является максимальным при подъеме груза.

Элеваторы предназначены для захвата под муфту колонны НКТ и удержания ее на весу в эксплуатационных скважинах при спуско-подъемных операциях.

Элеваторы выпускают двух типов - одноштропные и двухштропные.

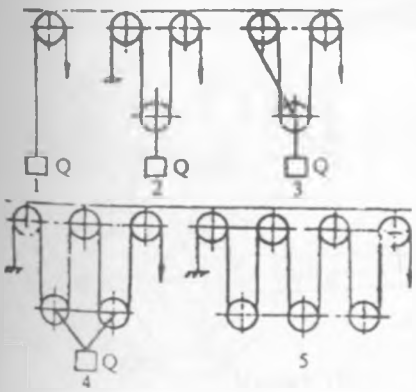


Рис. 11.19. Схемы оснастки талевой системы:
1 – однострунная, 2 – двухструнная, 3 – трехструнная, 4 – четырехструнная; 5 – шестиструнная; Q – поднимаемый груз.

Двухштропный элеватор (рис. 11.20) состоит из корпус 2, предохранителя 1, проушин. Открывается путем открытия затвора. Штропа вставляются в проушины и фиксируются собачкой от выпадания.

В одноштропных элеваторах штроп является деталью элеватора (рис. 11.21).

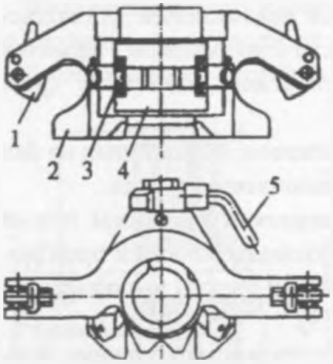


Рис. 11.20. Элеватор типа ЭТАД:
1 – предохранитель, 2 – корпус; 3 – упор; 4 – захват; 5 – рукоятка

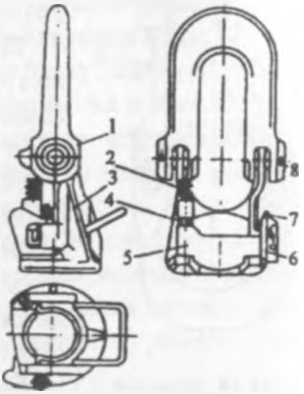


Рис. 11.21. Элеватор типа ЭГ:
1 – серьга, 2 – пружина; 3 – корпус; 4 – ось; 5 – створка; 6 – подпружиненная защелка, 7 – фиксатор; 8 – палец

Применяют штанговые элеваторы грузоодъемностью 50-200 кН (рис. 11.22) и хомуты-элеваторы для подвески УЭЦН (рис 11.23)

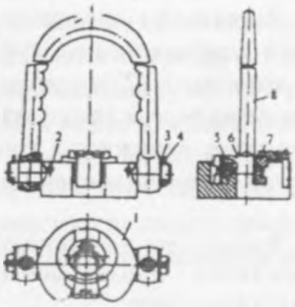


Рис. 11.22. Штанговый элеватор типа ЭШН:
1 – шайба; 2, 5 – винт; 3 – щека; 4 – шплинт; 6 – вкладка; 7 – втулка; 8 – штроп.

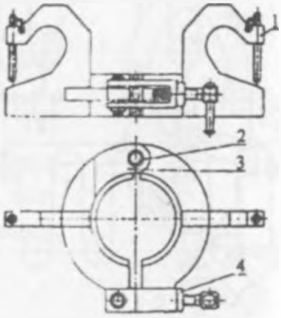


Рис. 11.23. Хомут-элеватор для УЭЦН:
1 – крюк, 2 – палец; 3 – створка; 4 – замок.

Спайдер применяется для удержания колонны труб при работе с одним элеватором (рис.11.24). Основными деталями являются клиновой захват 5, состоящий из 3-х клиньев, связанных между собой и помещенных в корпус 2. Монтируется на колонном фланце обсадной колонны. Клиновая подвеска освобождается рукояткой 4. Универсальность обеспечивается за счет сменных клиновых рассчитанных на определенный диаметр труб. Подвеска самоцентрирующая.

Промышленность выпускает грузоподъемностью до 750 кН.

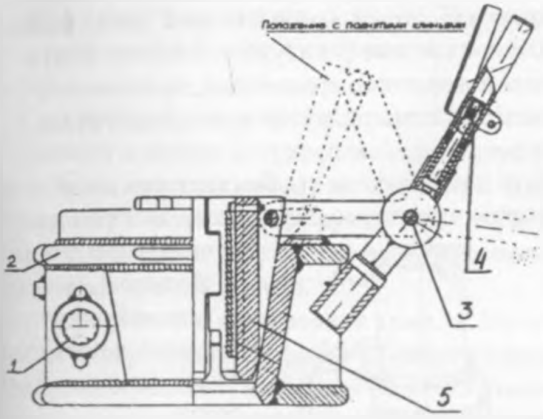


Рис. 11.24. Спайдер:
1 – стяжной болт; 2 – корпус, 3 – ось, 4 – рукоятка, 5 – клиновый захват

Трубные и штанговые ключи применяются для свинчивания и развинчивания труб и штанг (рис.11.25, 11.26)

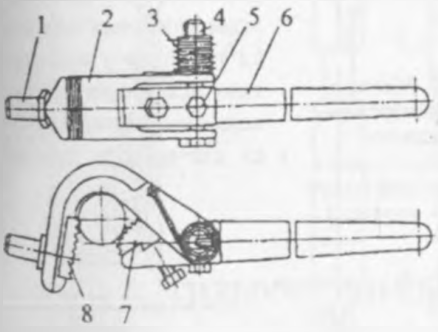


Рис. 11.25. Ключ КТН:
1 – ручка; 2 – челюсть; 3 – пружина; 4 – ось; 5 – [illegible], 6 – рукоятка, 7 – сухарь, 8 – планка

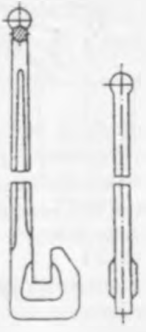


Рис. 11.26. Штанговый ключ типа КШ:
1 – ось, 2 – рукоятка.

Надежность резьбовых соединений штанг и НКТ определяется величиной момента затяжки. Момент, прикладываемый к резьбовому соединению, в процессе свинчивания штанг диаметром 25 мм может достигать 1230 Нм.

Применяют ключи различных конструкций.

К достоинствам ключей следует отнести простоту и универсальность, к недостаткам – слабая надежность.

Промышленность выпускает ***механический универсальный ключ*** типа КМУ. Ключ состоит из двухступенчатого редуктора, выполненного в виде поворотного кронштейна, связанного со спайдером. Приводом механизма является электродвигатель (рис. 11.27).

Ключ при работе надвигают на трубы, висящие на клиновом захвате 3 через прорезь в шестерне. Устанавливают ключ на трубу и включают двигатель 2. Водило 8, связанное с ведомой шестерней, вращает ключ, отвинчивая или развинчивая трубу.

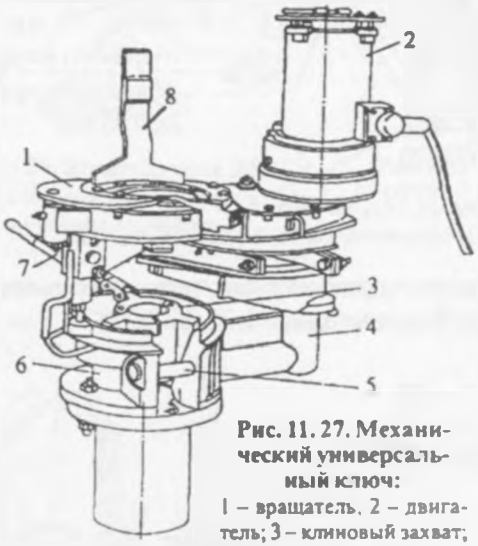


Рис. 11. 27. Механический универсальный ключ:
1 – вращатель, 2 – двигатель; 3 – клиновый захват; 4 – консоль, 5 – стяжной болт; 6 – корпус; 7 – приводная рукоятка, 8 – водило

Разрезная конструкция механизма позволяет осуществлять ремонт скважин, оборудованных УЭЦН. При этом клиновая подвеска позволяет полностью освободить проходное сечение корпуса для выхода кабеля.

ЛОВИЛЬНЫЙ ИНСТРУМЕНТ

Конструкции ловильного инструмента весьма многообразны. Однако по принципу захвата их можно подразделить на три основные группы:

а) плашечные ловильные инструменты, работающие на принципе заклинивания предмета снаружи или внутри ловителя;

б) нарезные ловильные инструменты, работающие на принципе нарезания резьбы на предмете с одновременным наворачиванием на него ловителя;

в) других типов.

Рассмотрим некоторые конструкции ловильного инструмента.

Наружная трубрловка (рис. 11.28) предназначена для захвата труб, штанг или других предметов в скважине за тело или за муфту.

Она представляет собой разрезной гребенчатый захват 1, помещенный в корпус 2 и укрепляемый на трубах 3.Ловимый предмет накрывается захватом, который при ходе вниз увеличивает диаметр отверстия, пропуская предмет в ловитель. При натяжке шлипс идет вверх и его зубья врезаются в тело предмета заклинивая его в ловителе.

Внутренняя труболовка (рис.11.29) предназначена для спуска внутрь ловимой трубы. Состоит из стержня 3, на котором укреплена плашка 4, связанная со механизмом освобождения 2. Стержень вводится внутрь ловимой трубы, при этом плашка поднимается вверх, уменьшая диаметр ловителя и создавая условия для входа. При натяжке плашка уходит вниз, увеличивая диаметр корпуса ловителя и заклинивая трубу.

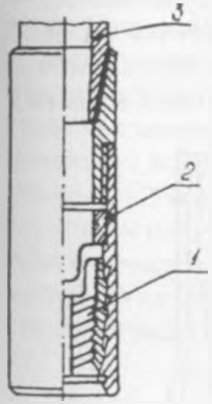


Рис. 11.28. Наружная труболовка:
1 – захват; 2 – корпус. 3 – труба.

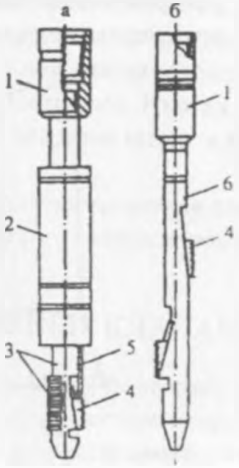


Рис. 11.29. Внутренняя труболовка освобождающаяся типа ТВМ(а) и неосвобождающаяся типа ТВ (б):
1 – переводник; 2 – механизм освобождения, 3 – стержень с насечкой, 4 – плашка; 5 – поводок. 6 – стержень.

Овершот эксплуатационный (рис. 11.30) предназначен для ловли труб или штанг за муфту при помощи плоских пружин 1, укрепленных на внутренней поверхности корпуса 2. При надвигании на предмет пружины расходятся, пропуская его внутрь ловителя, а затем сходятся.

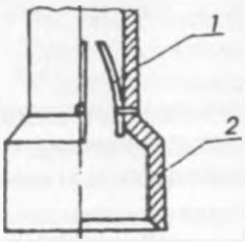


Рис. 11.30. Овершот:
1 – пружины, 2 – корпус.

Клапан для ловли штанг (рис. 11.31.)применяется для ловли штанг за муфту. Состоит из корпуса 1, в котором укреплены раскрывающиеся подпружинные плашки 2, раскрывающиеся при надвиге на ловимый предмет, а затем сходящиеся.

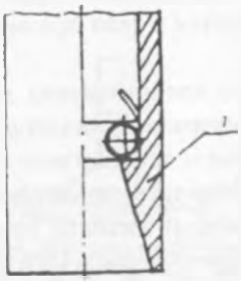


Рис. 11.31. Клапан для штанг:
1 – корпус; 2 – плашки.

Магнитный фрезер (рис. 11.32) состоит из корпуса 1, на котором выполнена фреза 2 из твердого материала.

Внутри корпуса укреплен магнит 3, удерживающий отфрезерованные предметы.

Метчик эксплуатационный (рис. 11.33) предназначен для ловли труб или муфт за внутреннюю поверхность.

Он состоит из корпуса 1 с резьбой 2, которая может быть нарезана на ловимом предмете и направляющей воронки 3.

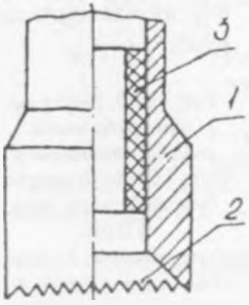


Рис. 11.32. Магнитный фрезер:
1 – корпус; 2 – фрезы; 3 – магнит.

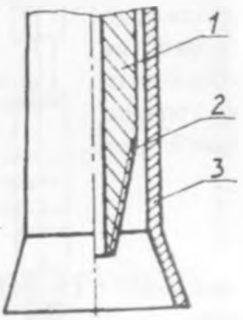


Рис. 11.33. Метчик:
1 – корпус; 2 – специальная резьба; 3 – направляющая воронка.

11.4. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНИКИ ПОДЗЕМНОГО РЕМОНТА

КОНСТРУКЦИИ УСТРОЙСТВ ДЛЯ ВЫПУСКА ЖИДКОСТИ ИЗ НКТ ПЕРЕД ИХ ПОДЪЕМОМ ИЗ СКВАЖИНЫ

В настоящее время созданы и получили применение несколько конструкций уст
ройств для выпуска жидкости из насосно-компрессорных труб перед их подъемом.

Отметим их положительные и отрицательные качества.

ЗАЛАВЛИВАНИЕ КОНУСА ВСАСЫВАЮЩЕГО КЛАПАНА

Серийные невставные штанговые насосы снабжаются специальным байонетным устройством, с помощью которого перед подъемом НКТ производят операцию по залавливанию всасывающего клапана. Тем самым создается канал для выпуска из НКТ жидкости и подъема оборудования без жидкости.

Залавливание клапана производится путем посадки плунжера, конец которого имеет байонетный захват, на крестовину клапанной клетки и поворотом колонны штанг для зацепления.

Вследствие значительной длины колонны штанг эту операцию осуществить не всегда возможно. Иногда производят несколько безуспешных подъемов колонны штанг и приходится поднимать трубы с жидкостью.

Кроме того, на практике часты случаи самопроизвольного захвата клетки плунжером при установлении длины хода плунжера или в процессе работы.

СБИВНЫЕ КЛАПАНЫ

Эта конструкция (рис 11 34) повторяет применяемый в установках электроцентробежных насосов сливной клапан, монтируемый на выкиде насоса и разрушаемый бросаемым в НКТ метал-

лическим стержнем. При этом разрушается полый цилиндр, ввинчиваемый в НКТ, образуя канал для перетока жидкости из полости труб в затрубное пространство.

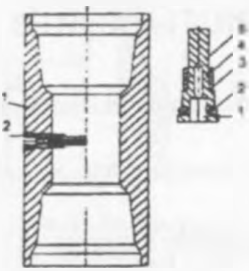


Рис. 11.34. Клапан сбивной:
А: 1 – муфта; 2 – клапан; Б: 1 – полость; 2 – уплотнение; 3 – кольцо; 4 – резьба; 5 – стержень

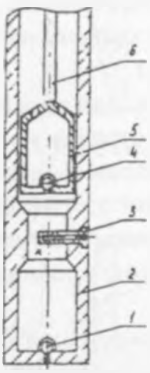


Рис. 11.35. Сбивной клапан ШГН:
1 – всасывающий клапан, 2 – цилиндр; 3 – сбивной клапан, 4 – нагнетательный клапан; 5 – плунжер; 6 – шток; К – камера для сбивного клапана.

Однако сливной клапан в скважинах, эксплуатируемых штанговыми насосами, конструктивно не может быть расположен над насосом: из-за перемещающейся колонны штанг он вынесен под насос. Для предотвращения возможного разрушения при посадке плунжера в цилиндр, клапан помещен в меньшую по диаметру часть цилиндра (рис. 11.35).

Недостатки описанных клапанов состоят в следующем:

1) низкая вероятность разрушения при наличии в НКТ различных по характеру отложений, замедляющих скорость движения бросаемого стержня;

2) недостаточная для разрушения сила, приобретаемая стержнем в наклонных скважинах;

3) размещение клапана ниже насоса в отдельной камере создает дополнительное мертвое пространство,что снижает коэффициент наполнения насоса;

4) живое сечение камеры меньше, чем сечение цилиндра, что создает дополнительные гидравлические потери и уменьшается коэффициент наполнения цилиндра

ДИАФРАГМЕННЫЙ КЛАПАН

Диафрагменный клапан (рис. 11.36) представляет собой калиброванную металлическую пластину-диафрагму 3, помещаемую в корпус и ввинчиваемую в муфту 1, устанавливаемую над насосом.

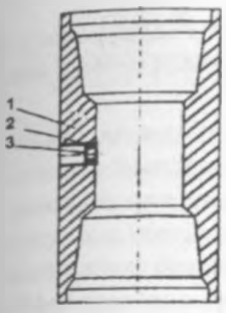


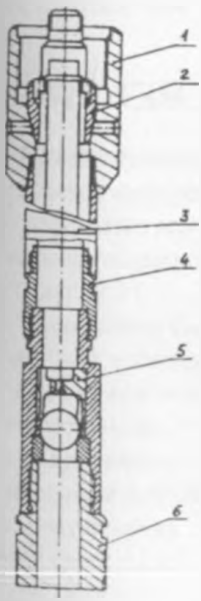
Рис. 11.34. Клапан сливной мембранный:
1 – муфта; 2 – корпус клапана; 3 – диафрагма.

Пластина рассчитывается на определенную разрушающуюся нагрузку. Перед подъемом в НКТ создают насосным агрегатом давление, при котором пластина разрушается, и образуется канал для выпуска жидкости.

Несмотря на кажущуюся простоту метод имеет существенные недостатки, заключающиеся в следующем: необходимо применять дополнительную технику – насосный агрегат, автоцистерну;

Из-за сложности контроля за величиной предельного давления возможны обрывы НКТ и их «полеты».

Выбор «разрушающего» давления на агрегате требует учета давления «разрыва» диафрагмы в воздухе, а также учета давления на нее, как со стороны НКТ, так и со стороны затрубного пространства.



ПРИНУДИТЕЛЬНОЕ СЛИВНОЕ УСТРОЙСТВО

В ОФ УГНТУ создана конструкция клапана, которая позволяет осуществить принудительный слив жидкости перед подъемом НКТ, исключив трудоемкую и надежную операцию по заливанию всасывающего клапана [26].

Устройство (рис. 11.36) включает в себя два узла: муфту 1 и втулку. Внутри муфты выполняется конусное посадочное седло с радиальными отверстиями. Втулка имеет конусность, идентичную конусности муфты.

Рис. 11.36. Принудительное сливное устройство:
1 – муфта; 2 – конус; 3 – насос; 4 – переходник; 5 – клапан; 6 – переходник.

Последняя снабжена трубной резьбой, что обеспечивает ее присоединение вверху – к насосно-компрессорным трубам, внизу – к цилиндру насоса.

Втулка одевается на шток плунжера при сборке насоса застревает в ней, закрывая при этом сливные отверстия.

при подъеме плунжера происходит упор его верхней части в конус и выталкивание последнего из седла. при этом открываются отверстия в муфте, и затрубное пространство скважины сообщается с полостью НКТ: происходит выброс жидкости из НКТ.

12. СБОР, ПОДГОТОВКА И ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ И ГАЗА

Внутрипромысловый сбор и первичная очистка нефти от примесей включает в себя систему выкидных нефтепроводов от скважин, групповые установки для замера дебита, сборные нефтепроводы, дожимные насосные станции с установками предварительного сброса воды, газопроводы, установки комплексной подготовки нефти.

Установка комплексной подготовки нефти (УКПН) производит окончательное отделение нефти от сопутствующих компонентов воды, газа, мехпримесей, солей и передает ее заводам для переработки.

УКПН укомплектовано специальным оборудованием для сбора и очистки пластовой воды с целью ее последующего возврата в пласт в системе ППД.

Кроме того, в настоящее время в различных нефтяных регионах в состав УКПН входят узлы для переработки нефтяных шламов и установки для улавливания легких фракций нефтяных газов.

12.1. СИСТЕМЫ СБОРА НЕФТИ И ГАЗА

Индивидуальная схема сбора и подготовки нефти и газа – система, предусматривающая оборудование каждой скважины устройствами для сепарации газа, накопления и замера жидкости и откачки жидкости по раздельным трубопроводам на пункт сбора (рис. 12.1).

Такая схема была распространена на месторождениях Урало-Поволжья в пятидесятые годы. [21]

Групповая технологическая схема сбора нефти и газа – транспортировка добываемой газожидкостной смеси от скважины до групповых установок, где производились сепарация, замер, накопление добываемой жидкости и принудительная ее откачка, а также откачка газа по раздельным трубопроводам на пункт сбора (рис. 12.2)

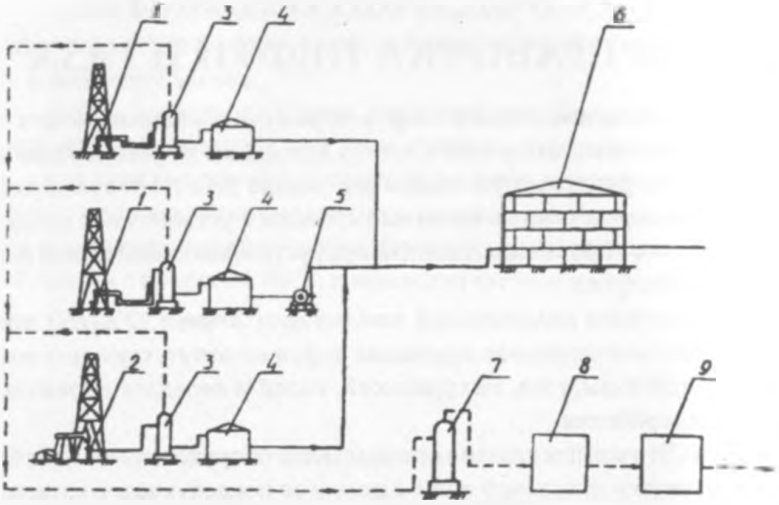


Рис. 12.1. Схема сбора нефти и газа, применяемая на восточных промыслах:

1, 2 – скважины эксплуатируемые фонтаном, УЭЦН, УШГН; 3 – трап, 4 – мерник, 5 – насос откачки, 6 – промежуточный сборный пункт; 7 – сепаратор, 8 – компрессорная станция, 9 – газобензиновый завод.

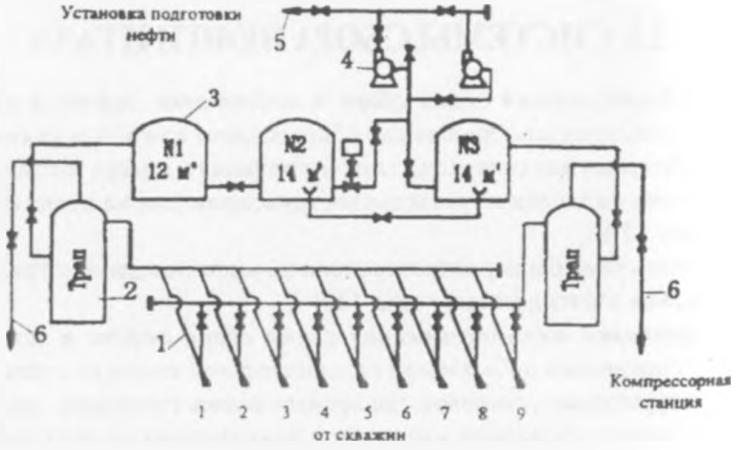


Рис. 12.2. Схема групповой установки скважин:

1 – нефтепровод от скважины; 2 – трап; 3 – емкость для сбора и замера нефти, 4 – насос откачки; 5 – сборный нефтепровод; 6 – сборный газопровод.

Схемы обладали следующими недостатками:

а) металлоемкость и капиталоемкость;

б) потеря нефти и газа в процессе транспортировки;

в) экологическая и пожарная опасность;

г) громздкость и низкая монтажеспособность.

Однотрубная система сбора нефти – технология, предусматривающая совместную транспортировку продукции скважины до групповой замерной установки (ГЗУ) для замера и дальше до пункта подготовки (рис. 12.3).

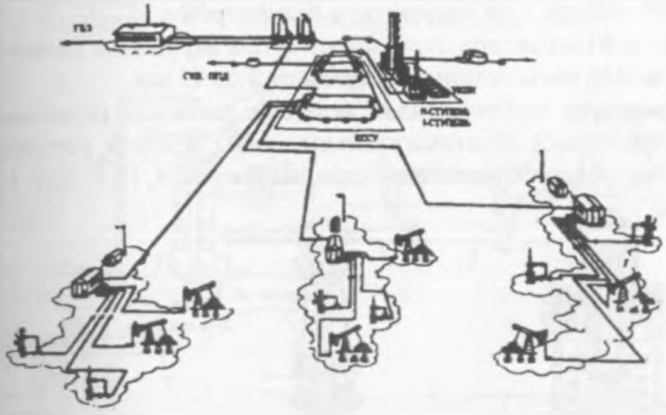


Рис. 12.3. Скважины эксплуатируемые:

1 – фонтаном; 2 – УЭЦН; 3 – УШГН, 4 – ГЗУ; 5 – блок автоматики.

Система лишена недостатков, присущих первым двум схемам, однако требует поддержания на устьях нефтяных скважин повышенных давлений, обеспечивающих транспортировку ГЖС на значительные расстояния.

Автоматизированная групповая замерная установка – устройство для замера дебита нефти и газа каждой из подключенных скважин по определенной программе, а также отбор проб с передачей информации на диспетчерский пункт.

Разработаны и освоены промышленностью установки различных типов.

12.2. НЕФТЕПРОВОДЫ

Выкидные трубопроводы – трубопроводы, по которым откачивается продукция скважин до групповой установки.

Сборные трубопроводы откачивают смесь нефти, газа и воды нескольких скважин от групповой установки до установки комплексной подготовки нефти (УКПН).

Простые трубопроводы – трубопроводы, не имеющие ответвлений, ***сложные*** – с ответвлениями.

Трубопроводы подразделяют:

а) по рабочему давлению на трубопроводы ***высокого*** (6,4 МПа), ***среднего*** (1,6 МПа) и ***низкого*** (0,6 МПа) давления;

б) по способу прокладки – ***подземные, наземные, подводные***;

в) по напору – ***на напорные и безнапорные.***

Для нефтепроводов используют трубы наружным диаметром от 57 до 426 мм и толщиной стенки от 3 до 11 мм.

Арматуры трубопроводов включает задвижки (клиновые и двухплашечные), обратные клапаны, краны, вентили, регуляторы давления, предохранительные клапаны (рис. 12.4, 12.5, 12.6, 12.7).

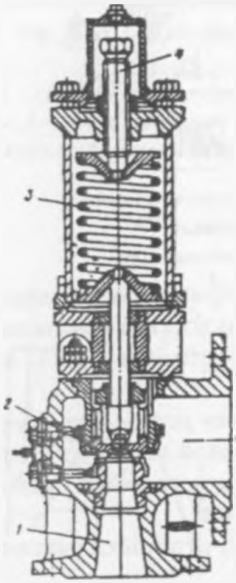


Рис. 12.4. Предохранительный клапан:

1 – выходной патрубок; 2 – дисковый клапан; 3 – пружина; 4 – регулировочный винт.

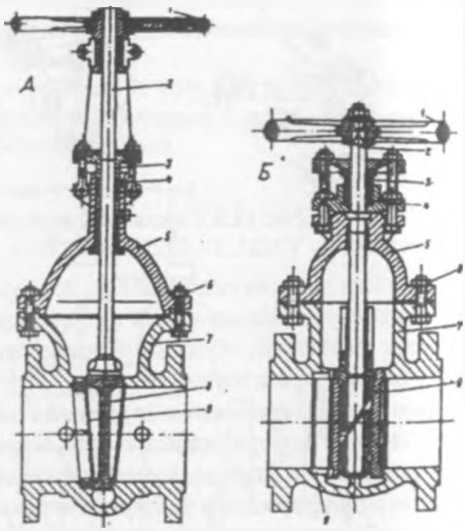


Рис. 12.5. Задвижки:

А – клиновая, Б – двухплашечная; 1 – штурвал, 2 – шпиндель; 3 – нажимная втулка; 4 – сальник; 5 – крышка; 5 – болты; 7 – корпус; 8 – плашки; 9 – седло.

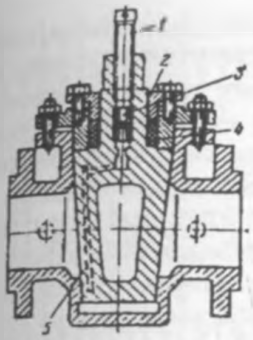


Рис. 12.6. Кран:
1 – винт; 2 – нажимная букса; 3 – обратный клапан; 4 – сальник; 5 – канал для смазки.

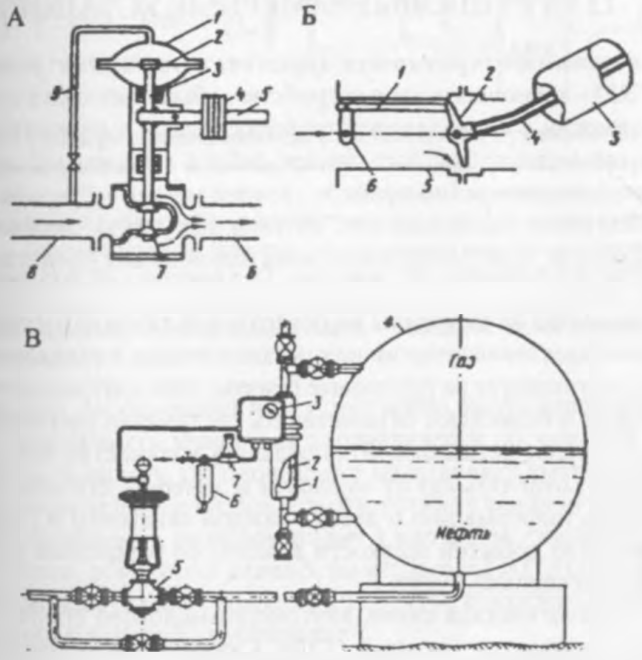


Рис. 12.7. Регуляторы:
А – регулятор давления прямого действия; 1 – камера давления; 2 – диафрагма; 3 – шток; 4 – противогруз; 5 – рычаг; 6 – газоотводящая труба; 7 – клапан, 8 – газовый трубопровод; 9 – питательная трубка.
Б – регулятор уровня: 1 – тяга; 2 – заслонка; 3 – поплавок; 4 – рычаг, 5 – патрубок, 6 – ось; В – регулятор уровня камерный: 1 – камера; 2 – поплавок, 3 – [illegible], 4 – сепаратор, 5 – мембранный клапан, 6 – [illegible], 7 – регулятор давления.

При правильном выборе характеристики трубопровода, соответствующей объему и давлению перекачимваемой смеси, их эксплуатация сводится к систематическому, согласно регламента, контролю за утечками в соединениях и давлением. Наличие коррозионно-активной пластовой воды в смеси требует контроля за изменяющейся толщиной стенок трубопровода во времени.

Расчет трубопровода производится по известным формулам гидравлики. Однако, учитывая, что 70% промысловых трубопроводов перекачивают нефтегазовые смеси с неполным заполнением, расчет следует вести для таких условий эксплуатации.

12.3. ГРУППОВЫЕ ЗАМЕРНЫЕ УСТАНОВКИ

Автоматизированная групповая замерная установка (АГЗУ) – технологическое устройство, объединяющее в себе группу скважин с подводящими трубопроводами и предназначенное для автоматизированного замера дебита с передачей информации на диспетчерский пункт.

Получили применение АГЗУ типа «Спутник» различных модификаций, принципиальная схема одной из них представлена на рис. 12.8.

Поднятая из скважины на поверхность газожидкостная смесь за счет пластовой энергии или установленных в скважинах насосов, доставляется на групповые пункты. Они контролируют до 14 скважин и позволяют осуществлять следующие операции: а) замерять дебит скважины; б) определять количество воды в жидкости; в) отделять газ от жидкости и замерять его объем; г) передавать информацию о дебите каждой скважины и суммарное количество добытой жидкости в целом по групповой установке на диспетчерский пункт.

Технологическая схема внутрипромыслового сбора нефти и газа описывается так. (рис. 12.8). Скважинная газожидкостная смесь (ГЖС) поступает в распределительную батарею групповой установки. По заданной программе поочередно каждая из подключаемых скважин специальным вращающимися устройством переключается на замер.

Переключатель 3 представляет собой два вставленных один в другой цилиндра. Наружный цилиндр соединен со всеми сква

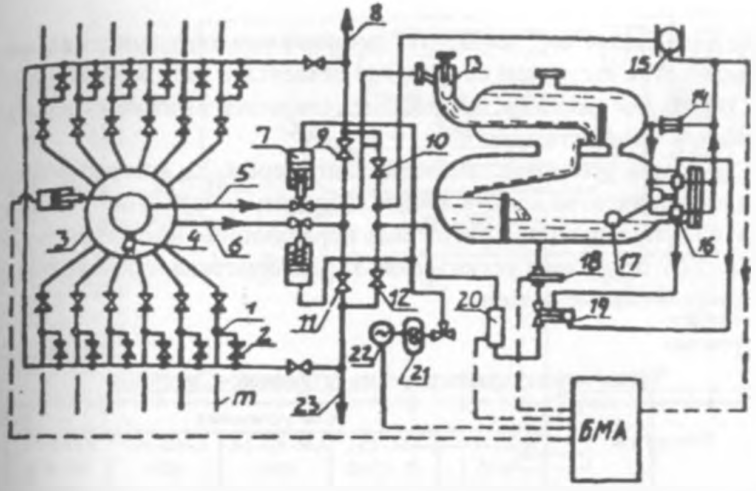


Рис. 12.8. Принципиальная схема установки «Спутник-Б-40»:
1 – обратные клапаны, 2 – задвижки; 3 – переключатель; 4 – роторный переключатель скважин, 5 – замерная линия; 6 – общая линия, 7 – отсекатели, 8 – коллектор обводненной нефти, 9, 12 – задвижки (закрыты); 10, 11 – задвижки (открыты); 13 – гидроциклонный сепаратор, 14 – регулятор перепада давления, 15 – расходомер газа; 16 – золотники; 17 – поплавок, 18 – расходомер жидкости, 19 – поршневой клапан, 20 – влагомер; 21 –гидропривод; 22 – электродвигатель; 23 – выкидной коллектор местной автоматики, m – выкидные линии от скважины; БМА – блок

жинами «m», работающими на эту групповую. Внутренний цилиндр имеет возможность вращаться автоматически по заданной программе и, вращаясь, он поочередно подставляет имеющиеся на его цилиндрической поверхности отверстие к каждому скважинному трубопроводу, подключенному к наружному цилиндру. Таким образом, образуется канал 5, по которому ГЖС из отдельной скважины поступает в сепаратор 13. Другие скважины в это время работают в общий трубопровод 6.

Из переключателя ГЖС направляется в сепаратор, где происходит отделение газа и прошедшая замер жидкость сбрасываются в общий трубопровод.

Сепаратор групповой установки выполнен в виде двух горизонтальных цилиндров, снабженных гидроциклонами. В гидроциклоне за счет центробежной силы, возникающей при винтообраз-

ном движении ГЖС, жидкость, как наиболее тяжелый агент, отбрасывается к стенкам сосуда, газ остается в центральной части. В верхнем цилиндре происходит сепарация, в нижнем – накапливается жидкость.

Замерная установка снабжена влагомером 20, который определяет количество воды в нефти и блоком местной автоматики (БМА), управляющим работой и передающим информацию. В табл. 12.1 приведена техническая характеристика применяемых установок типа «Спутник».

Таблица 12.1

Техническая характеристика установок «Спутник»

Параметры	Типы установок				
	А-16-14-400	АМ-25-10-1500	АМ-40-14-400	Б-40-14-500	ВРМ-14-40-400
Число подключаемых скважин	14	10	14	14	14
Рабочее давление, МПа	1,6	2,5	4,0	4,0	4,0
Пределы измерения по жидкости, м³/сут	10-400	10-1500	10-400	5-500	25-400
Пропускная способность м³/сут	4000	10000	4000	4000	4000
Погрешность измерения по жидкости, %	±2	±2,5	±2,5	±2,5	±2,5

Рассмотрим технологические схемы еще нескольких установок.

Установка автоматизированная групповая «Спутник АМ-40-8-400 КМ-0,4.1»

Установка предназначена для периодического измерения дебита скважин и включает в себе два блока – технологический и аппаратурный. Метод измерения объемный и массовый.

Принципиальная схема установки приведена на рис. 12.9.

Установка работает так: при помощи переключателя ПСМ продукция одной скважины направляется через паровой кран 1 в

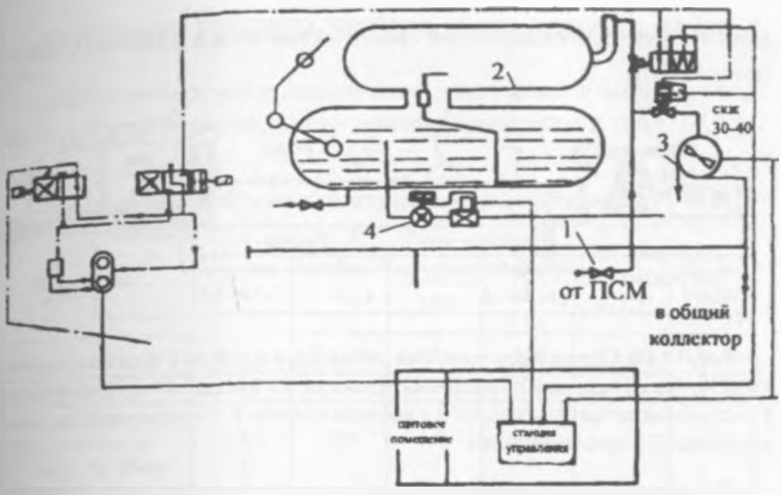


Рис. 12.9. Схема установки АМ-40-8-400:

1 – шаровой кран; 2 – сепарационная емкость, 3 – счетчик жидкости СКЖ, 4 – счетчик ТОР 1-50

сепарационную емкость 2 или в счетчик жидкости СКЖ 3, а продукция остальных скважин направляется через шаровой кран 1 сепарационную емкость 2 или в счетчик жидкости СКЖ 3, а продукция остальных скважин направляется в общий трубопровод. В сепарационной емкости происходит отделение газа от жидкости. Накопившаяся жидкость через счетчик 4 (ТОР1-50-4) направляется в общий трубопровод. Счетчик выдает импульсы на станцию управления, где суммируется результат измерения.

В счетчике 3 (СКЖ) измерение происходит с помощью двух попеременно опрокидывающихся камер, посылающих импульсы на станцию, где происходит преобразование количества импульсов в единицу массы – килограмм.

Установка массоизмерительная для малодебитных скважин, транспортабельная АСМА-Т

Предназначена для измерения массы нефтегазовой смеси и состоит из технологического и аппаратурного отсеков, смонтированных на автомобиле повышенной проходимости.

Принцип действия установки основан на прямом взвеши-

вании нефтегазожидкостной смеси скважины в единицах массы (рис. 12.10).

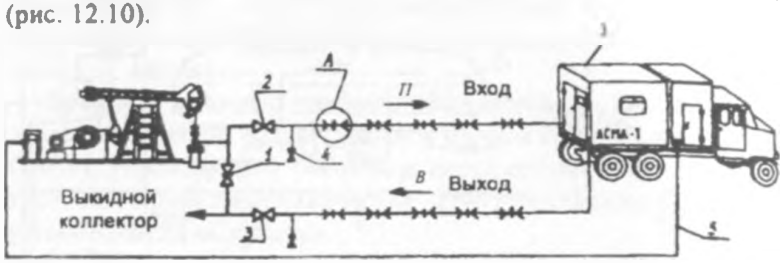


Рис. 12.10. Схема подключения установки АСМА-Т к скважине:
1 – перепускной клапан; 2 – выкидная задвижка; 3 – клапан; 4 – пробоотборник; 5 – кабельная линия; А – фильтр, В – выкидная линия; 3 – замерная передвижная установка; П – приемная линия

Порядок работы установки следующий: нефтегазожидкостная смесь от скважины по приемному трубопроводу «П» через фильтр «А» поступает в измерительную емкость, смонтированную в автомобиле «З», в которой происходит сепарация нефтяного газа и накопление жидкости.

Газ отбирается из верхней части измерительной емкости и направляется по газовой линии в выкидной коллектор «В» и далее к групповой установке.

Масса измерительной емкости с жидкостью через подвеску создает давление в полости измерительной панели, которое преобразуется в унифицированный токовый сигнал.

Токовый сигнал в блоке контроля и управления в свою очередь, преобразуется в единицы массы. При достижении жидкостью верхнего фиксированного уровня по команде станции управления открывается гидравлический клапан, и жидкость из емкости откачивается насосом в выкидной коллектор «В».

Для местного контроля скважины предусмотрен указатель текущего значения массы. Кроме того, установка выполняет следующие функции:

– управление технологическим процессом измерения дебита в автоматическом и ручном режимах;

– вычисление массы за каждый цикл измерения;

– вычисление среднесуточного дебита жидкости, нефти и воды;

– индексацию текущего значения массы жидкости, нефти и воды;

– измерение времени заполнения жидкостью измерительной емкости. Типы установок и их данные приведены в табл. 12.2.

Таблица 12.2

Техническая характеристика замерных установок

Параметры	Типы установок					
	АСМА-Т	АСМА-СП 40-8-20	ГМ-40-8-500	КМ-40-8-400КМ-0,4	АКМ-40-8-7,5	Квант-УНДС-40-8-200
Дебит, т/сут	0,1-10	0,1-20	500	400	0,1-15	0,4-200
Давление, МПа	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Характеристика среды: вязкость, м²/с·10⁻⁶ вода, % объем сера, % масс	500 6 2	500	120 7 0,3	120 7 0,3		120
Количество подключенных скважин	1	8	8	8	8	8
Мощность, кВт	6		10	10	10	
Предельная погрешность по жидкости, %	2,0	3,0				
Габариты, мм длина ширина высота	7137 2540 3235					
Габариты, м технологического блока аппаратурного блока			5x3,2x2,6 3,2x2,2x2,5		5,1x3,2x2,7 3,3x2,0x2,5	
Масса, кг технологического блока аппаратурного блока	3500		5000 1020		1200	

12.4. ДОЖИМНЫЕ НАСОСНЫЕ СТАНЦИИ

Дожимные насосные станции (ДНС) – промежуточные сооружения, предназначенные для перекачки добываемой жидкости и монтируемые между групповыми замерными установками и установками подготовки нефти.

Технологические схемы ДНС в разных нефтяных районах принципиально не отличаются, но может использоваться разное по конструкции оборудование (рис. 12.11).

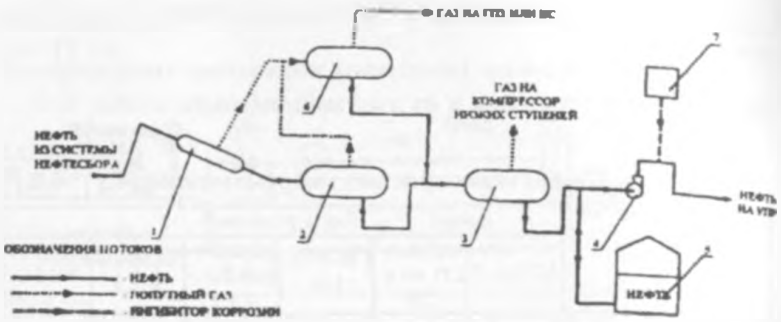


Рис. 12.11. Схема дожимной насосной станции:

1 – сепаратор 1 ступени; 2 – сепаратор 2 ступени; 3 – сепаратор-буфер; 4 – насосная; 5 – резервуар аварийного сброса; 6 – сепаратор газа; 7 – реагентный блок.

Иногда в схему ДНС включают установки для предварительного сброса воды с последующей ее подачей на КНС и закачки в пласт.

Установки этого типа оснащаются водоотделителями, сепараторами, насосами различного назначения, печами для подогрева, жидкости, резервуарами, отстойниками. Одна из технологических схем установки предварительного сброса воды, совмещенной с дожимной насосной станцией приведена на рис. 12 12.

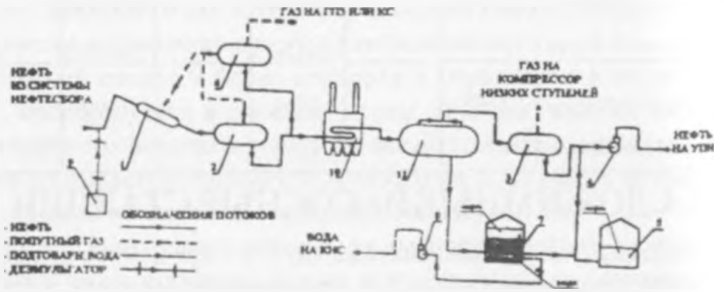


Рис. 12.12. Схема дожимной станции с установкой предварительного сброса воды:

1 – сепаратор 1 ступени; 2 – сепаратор 2 ступени; 3 – сепаратор-буфер; 4 – насосная нефтяная; 5 – резервуар аварийный; 6 – сепаратор газа; 7 – резервуар-отстойник; 8 – насосная водяная; 9 - реагентный блок; 10 – печь трубчатая; 11 – отстойник горизонтальный.

Нефтегазовый сепаратор – сосуд для разделения газожидкостной смеси на компоненты путем многоступенчатого перехода жидкости из одного отсека в другой и снижения в них давления. В каждой ступени может одновременно сбрасываться газ и вода. Одна из конструкций нетегазового сепаратора НГС приведена на рис. 12.13.

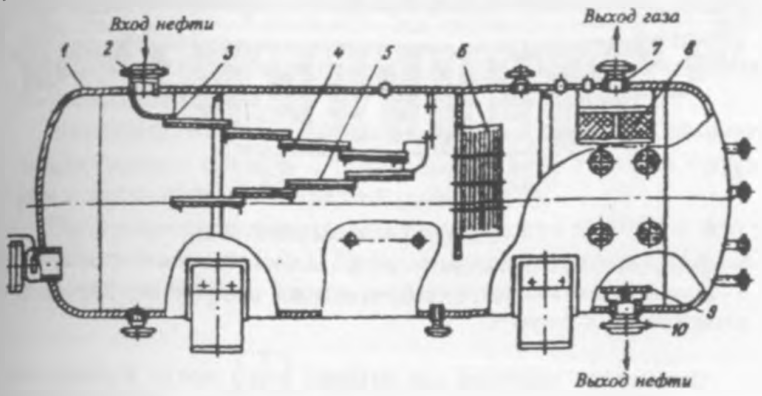


Рис. 12.13. Нефтегазовый сепаратор:
1 – емкость, 2 – входной патрубок, 3 – распределитель; 4, 5 – дефлекторы (наклонные желоба); 6 – вертикальный отбойник, 7 – выброс газа, 8 – горизонтальный отбойник; 9 – диск против воронкообразования, 10 – выброс нефти.

Он представляет собой горизантальную емкость 1 с распределителем 3, горизантальным 8 и вертикальным 6 отбойниками, создающими эффект турбулизации и лучшей сепарации. Сепаратор оснащается комплектом приборов, контролирующих уровень смеси, давление и сигнализирующих об аварийном режиме.

Промышленность выпускает НГС на давления 0,6; 1,6; 2,5; 4,0; 6,4 МПа и пропускную способность 2000, 5000, 10000. 20000, 30000 т/сут нефти.

Для откачки нефти и жидкости с ДНС используется насосы модификации ЦНС, ЦНСГ с рабочей характеристикой, определяемой требуемыми параметрами откачки.

Насосы ЦНС имеют широкий диапозон производительностей и напоров. Промышленность выпускает насосы с производительностью 38, 60, 105, 180, 300, 500 м³/сут, напором от 44 до 1040 м ст. ж. (рис. 12.14).

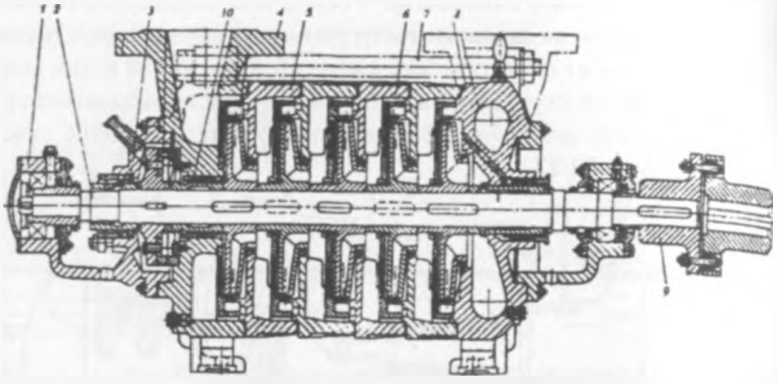


Рис. 12.14. Насос ЦНС-300:

1 – кронштейн с подшипником; 2 – вал; 3 – сальник; 4 – нагнетательный патрубок; 5 – направляющий аппарат; 6 – рабочее колесо; 7 – стяжные шпильки; 8 – входной патрубок; 9 – полумуфта

В качестве насосов для откачки воды могут использоваться насосы ЦНС, одноступенчатые консольные центробежные насосы типов К и КМ, а также вертикальные насосы типа УЭЦН, УНС-300, смонтированные в вертикальных скважинах – шурфах

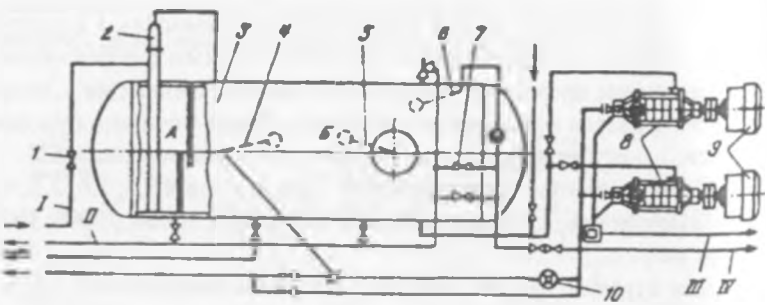


Рис. 12.15. Принципиальная схема установки БН:

1, 7 – отсекающие клапаны; 2 – гидроциклон; 3 – емкость; 4 – регулятор подачи; 5 – автомат откачки; 6 – регулятор уровня; 8 – насосы; 9 – электродвигатели; 10 – счетчик; I – сборный коллектор; II – факельная линия; III – система канализации; IV – газосборный коллектор; А – малый отсек; Б – большой отсек

Разработаны блочные насосные станции типа БН на 500, 1000, 2000, м3/сут, комплектуемые технологическим, щитовым, канализационным блоками. Технологический блок кроме насосов снабжается емкостью с гидроциклонами для эффективного газоотделения (рис. 12.15).

Подогреватели повышают температуру высоковязкой эмульсии и значительно ускоряют процесс ее разделения на нефть и воду.

Получили применение печи ПТТ-2, ПП, ПТ, выполняемые в блочном исполнении.

Например, ***печь ПТТ-0,2*** представляет собой наклонную цилиндрическую емкость с теплообменником, газовым сепаратором и топки с газовой тарелкой (рис. 12.16).

Пропуская способность печи по жидкости до 100т/ат при тепловой мощности до 840 МДж/ч, давлении в сосуде до 1,6 МПа и температуре нагрева жидкости до 70°С.

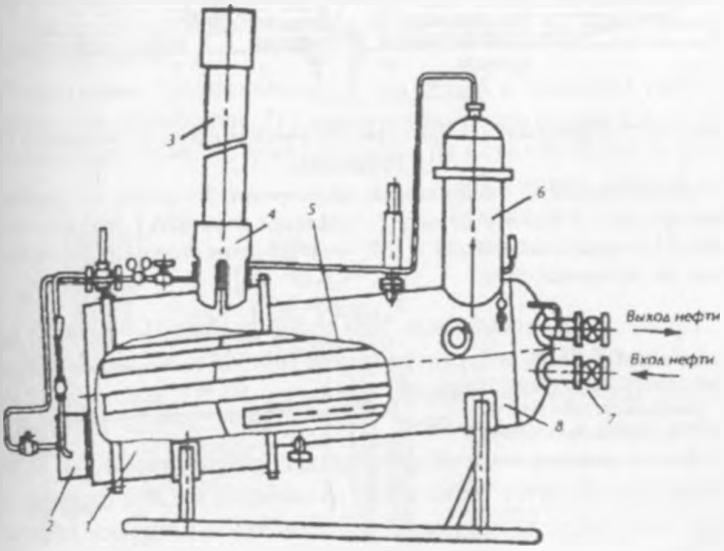


Рис. 12.16. Подогреватель нефти ПТТ-0,2:

1 – топка; 2 – горелка; 3 – дымовая труба; 4 — кожух; 5 – теплообменник; 6 – газовый сепаратор; 7 – патрубок ввода нефти; 8 – емкость

Установка сепарационная с предварительным сбросом воды УПС-10000-6М выполнена в виде отдельного моноблока и совмещает в себе технологическую емкость с перегородками и каплеотбойниками, и газосепаратор (рис. 12.17). Технологическая характеристика установки приведена в табл. 12.5.

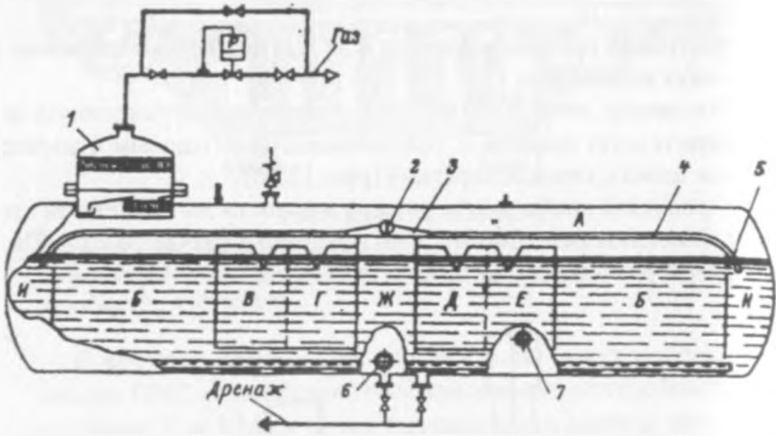


Рис. 12.17. Принципиальная технологическая схема установки УПС-10000-6М:

1 – каплеотбойник; 2 – вертикальная перегородка, 3 – ребра, 4 – полки, 5 – перегородки; 6 – водяной штуцер; 7 – нефтяной штуцер; А – технологическая емкость, Б – отстойный отсек; В, Г, Д, Е – нефтесборные отсеки, Ж – водосборный отсек; И – приемный отсек

Пропускная способность УПС по сырью до 10000 м³/сут при давлении 0,6 МПа, плотности нефти 780-920 кг/м³, вязкости до 80 МПа·с, температуре рабочей среды до 50 °С, массовом содержании воды в сырье до 90%.

Блоки реагентные обеспечивают приготовление и дозирование химреагентов различного назначения в любую точку технологической цепи «скважина – установка подготовки нефти».

Промышленность выпускает установки типа БР-2,5; БР-10; БР-25. Они выполнены в виде термоизолированных будок, в которых размещены емкость для реагентов, электронагреватель, шестеренчатый и дозировочный насосы и регулирующая аппаратура.

Общий вид блока приведен на рис. 12.18.

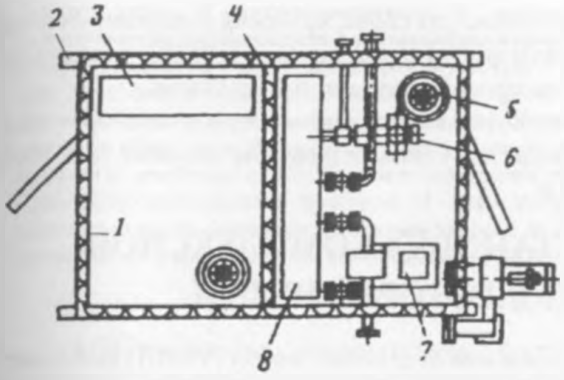


Рис. 12.18. Блоки дозирования химреагентов БР-2,5 и БР-10:
1 – будка; 2 – санирама; 3 – система управления. 4 – герметичная перегородка; 5 – электронагреватель; 6 – дозировочный насос; 7 – шестеренчатый насос; 8 – емкость.

Промышленность освоила три типа реагентных блоков БР-2,5, БР-10, БР-25 с подачами дозировочных насосов 2,5, 10 и 25 л/ч и давлением нагнетания соответственно 10,10 и 4 МПа. Вязкость дозируемой среды до 1000 МПа с, температура от 20 до 60 °С при температуре среды от минус 40 до плюс 50 °С. Запас реагента от 10-30 м/сут.

Резервуары предназначаются для сбора и хранения нефти в процессе ее обработки. По назначению подразделяются на сырьевые и товарные, по конструкции – на металлические и железобетонные. Общий вид товарного резервуара приведен на рис. 12.19.

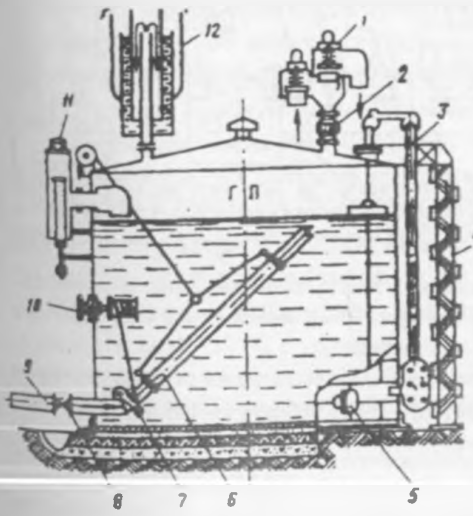


Рис. 12.19. Товарный резервуар и расположение на нем оборудования:
1 – дыхательный клапан; 2 – огневой предохранитель; 3 – уровномер дистанционный универсальный (УДУ-5), 4 – маршевая лестница; 5 – люклаз; 6 – шарнирная подъемная труба; 7 – хлопушка, 8 – задвижка; 9 – приемо-раздаточный нефтепровод; 10 – управление хлопушкой; 11 – пенокамера; 12 – предохранительный клапан

Получили применение для сбора, хранения и технологических операций резервуары вертикальные стальные (РВС) объемом от 100 до 15000 м³ и высотой корпуса от 6,0 до 12.0 м.

Преимущественное использование на установках сбора и подготовки нефти и воды получили резервуары объемом 700, 1000, 2000, 3000 и 5000 м³.

12.5. УСТАНОВКА КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

Установка комплексной подготовки нефти (УКПН) выполняет следующие функции: а) отделяет газ от нефти; б) отделяет воду от нефти; в) очищает нефть от солей; г) очищает нефть от механических примесей, д) производит отбор бензиновых фракций из газа (стабилизация нефти); е) производит откачку нефти товарно-транспортному управлению (ТТУ); ж) производит откачку бензина газоперерабатывающему промыслу; и) подготавливает воду для закачки в пласт (рис. 12.20).

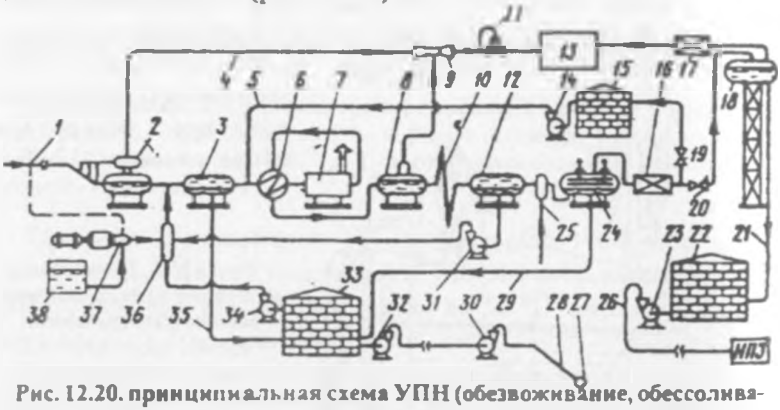


Рис. 12.20. принципиальная схема УПН (обезвоживание, обессоливание и сепарация), применяемая при герметизированной системе сбора нефти:

1 – промысловый сборный коллектор; 2 – сепаратор первой ступени с предварительным отбором газа, 3 – отстойник предварительного сбора воды (ПСВ); 4 – газопровод; 5 – линия возврата некондиционной нефти; 6 – теплообменник; 7 – дегазатор (печь); 8 – сепаратор второй ступени; 9 – эжектор; 10 – каплеобразователь, 11 – регулятор давления «до себя»; 12 – отстойник по обезвоживанию нефти; 13 – газоперерабатывающий завод (ГПЗ); 14 – насос качества и количества

товарной нефти; 17 – вакуум-компрессор; 18 _ концевой сепаратор; 19 и 20 – автоматические закрывающиеся и открывающиеся краны; 21 – самотечная линия товарной нефти; 22 – парк товарных резервуаров; 23 – головная насосная станция; 24 – электродегидратор; 25 – линия подачи пресной воды; 26 – магистральный нефтепровод; 27 – нагнетательная скважина; 28 – водовод высокого давления; 29 – сброс воды; 30 – насос высокого давления на КНС; 31 – насос для возврата горячей воды с ПАВ; 32 – насос для откачки сточной воды на КНС; 33 – резервуар с гидрофильным фильтром; 34 – насос для возврата нефти, отделившийся от воды; 35 – линия предварительноо сброса; 36 – смеситель; 37 – дозировочный насос для подачи ПАВ; 38 – емкость для ПАВ.

УКПН выполняют заключительные операции с добываемой нефтью и формируют качественные и количественные показатели работы нефтегазодобывающих промыслов.

В зависимости от принципа очистки нефти от воды получили применение термохимические (ТХУ) и электрообезвоживающие установки (ЭЛОУ)

Газожидкостная смесь из групповой установки поступает в сепаратор первой степени 2, где происходит частичное отделение газа от жидкости. Затем ГЖС поступает в сепараторы второй ступени 8 – концевые сепарационные установки. Здесь происходит окончательное отделение газа, и жидкость через теплообменник 6 направляется в трубчатую печь 7. По пути движения в жидкость вводят деэмульгатор, который при нагреве жидкости ускоряет процесс разрушения эмульсии. Для очистки от солей в нефть вводят пресную воду, которая, отмывает соли.

Стабилизация нефти – процесс отделения легких фракций Он осуществляется путем направления нефти, прошедшей обезвоживание и обессоливание после нагревания, в ректификационную колонну. Здесь происходит испарение легких фракций, подъем их вверх и последующая конденсация.

Термохимический способ – подготовка нефти путем нагрева жидкости до 45-50 °С с дозированием в нее деэмульгатора и последующим отстоем.

Применяют несколько технологических схем установок подготовки нефти в зависимости от задач и регламента на качество товарной нефти (табл. 12.3).

Таблица 12.3

Качество подготовленной нефти

Показатели	Норма для групп		
	I	II	III
Содержание			
воды, мас. доля	0,5	1,0	1,0
хлористых солей, мг/л	100	300	1800
механических примесей, мас. доля	0,05	0,05	0,05

Нестабильный бензин, получаемый на УКПН, имеет следующую характеристику: метан + этан – 3%, пропан и бутан – не менее 57%, пентан и высшие – не менее 40%.

Нефть после УКПН содержит: солей – до 40 мг/л, воды – до 0,1%, мехпримесей – до 0,005%.

Концевая совмещенная сепарационная установка (КССУ) обеспечивает отделение газа и более 30% воды (рис. 12.21).

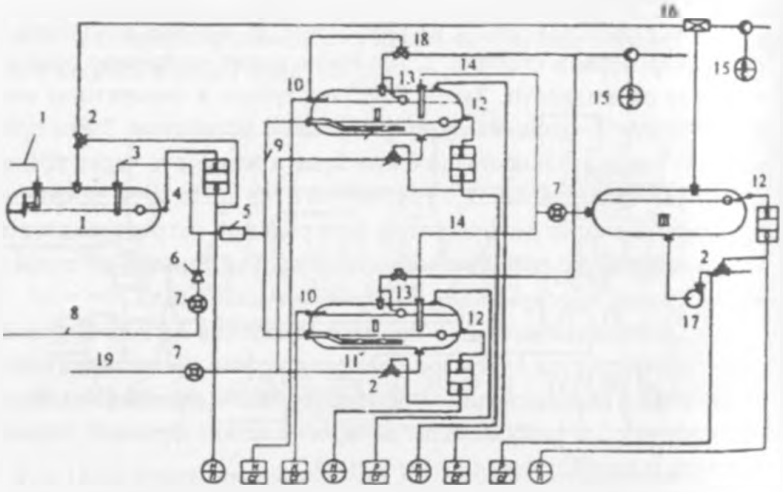


Рис. 12.21. Принципиальная схема КССУ:

I – емкость первой ступени; II – емкость второй ступени; III – буферная емкость; 1 – нефть с промысла; 2 – мембранно-исполнительный механизм; 3, 9 – нефть с первой ступени сепарации; 4 – регулятор уровня нефти; 5 – смеситель; 6 – обратный клапан; 7 – счетчик жидкости; 8 – горячая вода; 10 – сигнализатор уровня; 11 – перфорированная труба; 12 – регулятор уровня механический; 13 – регулятор уровня воды; 14 – нефть со второй ступени сепарации; 15 – расходомер газа; 16 – эжектор; 17 – насос центробежный; 18 – сигнализатор; 19 – дренажная вода

Печь для подогрева эмульсии ПТБ-10 обеспечивает нагрев эмульсии с целью ускорения ее разрушения и оборудована змеевиками, горелками, камерой сгорания (рис. 12.22).

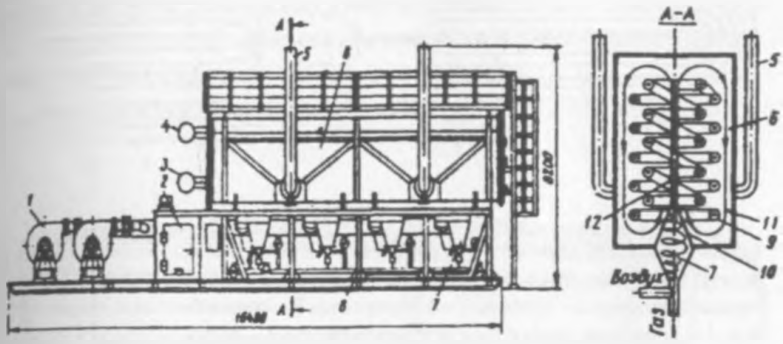


Рис. 12.22. Общий вид печи ПТБ-10:

1 – вентиляторы подачи воздуха, 2 – станция регулирования подачи газа; 3 – входной коллектор; 4 – выходной коллектор, 5 – дымовые трубы; 6 – теплообменная камера; 7 – камеры сгорания; 8 – основание печи; 9 – оребренные трубы; 10 – конус; 11 – поток горячих газов, 12 – плоская горячая струя газов.

Тепловая мощность печи ПТБ-10 до 11,6 МВт, производительность по сырью до 1000 т/сут. Максимальная температура нагрева среды до 90 °С при рабочем давлении до 6,28 МПа.

В качестве топлива используют природный или нефтяной газ в количестве до 1600 м^3/час.

Теплообменники осуществляют передачу тепла от жидкости с высокой температурой, протекающей по одному каналу, жидкости с низкой температурой, движущейся по другому каналу. Передача тепла производится через стенку труб (рис 12.23) Теплообменники по конструкции подразделяются на кожухотрубные и «труба в трубе».

Блочный автоматизированный деэмульсатор УДО-2М (рис. 12.24) предназначен для нагрева и отстоя эмульсии, для чего он оборудован двумя *нагревателями* с жаропрочными трубами и перегородками, разделяющими емкость на отсеки. В емкость подается вода для обессоливания нефти

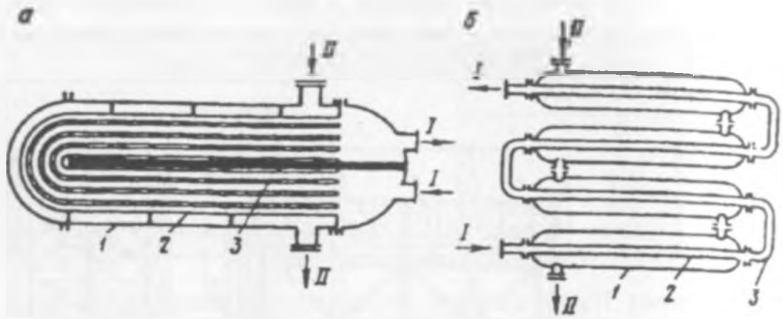


Рис. 12.23. Теплообменники:

I – теплоноситель движется по трубам; II – нагреваемое вещество движется по межтрубному пространству; а – кожухотрубчатый теплообменник: 1 – корпус теплообменника; 2 – трубки; 3 – перегородка; б – теплообменник «труба в трубе»: 1 – наружные трубы; 2 – внутренние трубы; 3 – калач.

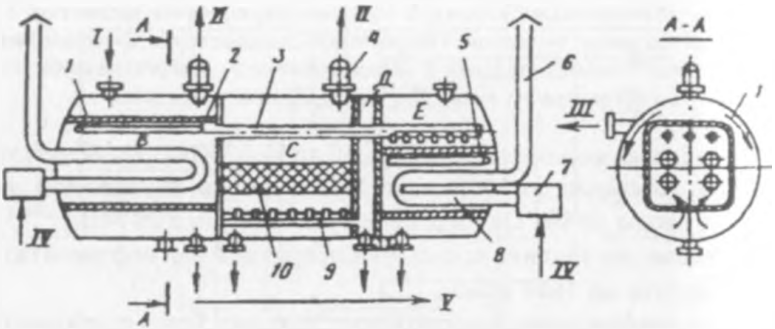


Рис. 12.24. Установка УДО-2М:

1 – перегородка, 2 – змеевик, 3 – перепускная труба, 4 – сепаратор; 5 – коллектор, 6 – дымовая труба; 7 – нагреватель, 8 – жаровая труба, 9 – раздаточная труба; 10 – коалесцирующий фильтр;

I – вход эмульсии; II – выход газа; III – выход нефти; IV – топливный газ; В, Е – нагревательный отсек; С – отстойный отсек; Д – вертикальный отсек.

УДО-2М снабжен сепараторами для отделения газа. Промышленность выпускает деэмульсаторы типов УДО-2М, УДО-3, УД-1500/6 с пропускной способностью соответственно 1600, 3000, 1500 м³/сут, рабочим давлением 0,6 МПа, на температуру нагрева до 60 °С, объемом 100, 200, 160 м³.

Расход топливного газа 400-456 м³/ч при обводненности эмульсии до 30% и остаточной обводненности нефти 0,5-1,0%.

Отстойники – горизонтальные емкости, предназначенные для отстоя нефтяных эмульсий после нагрева или при одновременном воздействии на них химреагентами, теплом. В них производится дополнительное, остаточное разделение эмульсии на компоненты и их выброс.

Приведем конструкцию отстойников ОВД-200 (рис. 12.25).

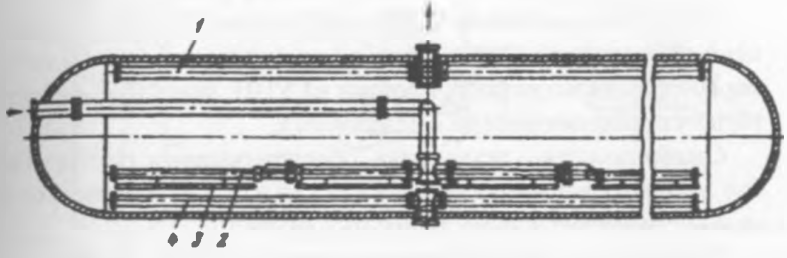


Рис. 12.25. Отстойник ОВД-200:
1 – сборник нефти, 2 – распределитель эмульсии, 3 – отбойник; 4 – сборник воды.

Пропускная способность отстойника по сырью (нефть, нефтепродукты, вода) от 400 до 8000 м3/сут при давлении 0,6 МПа, температуре среды до 100 °С, обводненности нефти до 30%, вязкости до 100 МПа·с.

На выходе обводненность нефти составляет 0,2-0,5%.

Снижение потерь нефти в резервуарах достигается внедрением следующих мероприятий:

– герметичность резервуара;

– стабилизация нефти в процессе подготовки с целью максимального отделения легких фракций до поступления в резервуары;

– сбор продуктов испарения, непосредственно из резервуаров.

По данным источников [39] количественная оценка потерь нефти на объектах выглядит следующим образом (табл. 12.4).

Таблица 12.4

Источник потерь	Потери нефти, вес %
Мерники	0,340
Факелы на скважинах	0,122
Факелы на компрессорных	0,566
Продувка конденсатосборников	0,073
Сырьевые резервуары	0,207
Товарные резервуары	0,520
Дренажные устройства	0,03
Уплотнения	0,004

Многие из указанных источников потерь к настоящему времени ликвидированы вследствие внедрения однотрубной системы сбора. Однако остаются потери на УПН, основную долю которых составляют потери в резервуарах.

Стабилизация – технология, обеспечивающая глубокий отбор легких (бензиновых) фракций нефти в процессе ее подготовки и превращения их в нестабильный бензин.

Одна из схем этой технологии приведена на рис. 12.26.

Ректификационная колонна – конструкция для сбора продуктов испарения нефтяного газа путем нагрева и последующего охлаждения. Принцип отделения – температура испарения газов. Отобранный конденсат откачивается на газобензиновый завод, а нефть – в резервуар стабильной нефти (рис. 12.27).

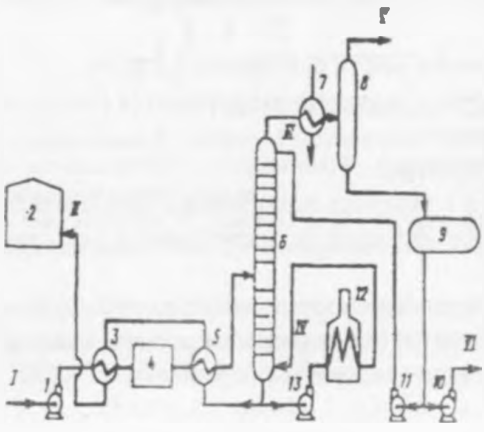


Рис. 12.26. Технологическая схема стабилизации нефти ректификацией:

1 – насос сырьевой, 2 – резервуар стабильной нефти, 3, 5 – теплообменники; 4 – блок обезвоживания и обессоливания; 6 – ректификационная колонна; 7 – холодильник; 8 – сепаратор; 9 – конденсатсборник; 10 – бензонасос; 11 – насос для конденсата; 12 – трубчатая печь; 13 – насос для нефти. I – сырая нефть; II – стабильная нефть; III – конденсат; IV – паровое орошение; V – газ; VI – бензин.

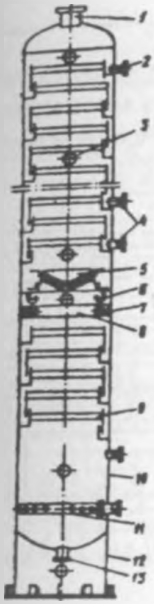


Рис. 12.27. Схема реактификационной колонны:

1 – отвод паров; 2 – ввод орошения; 3, 4 – отбор боковых погонов; 5 – отбойники; 6 – гидрозатвор; 7 – ввод сырья; 8 – улитка; 9 – ректификационные тарелки; 10 – корпус колоны; 11 – паровый маточник; 12 – опора; 13 – выход стабильной нефти

Получила применение технология улавливания легких фракций (УЛФ), состоящая в откачке компрессором продуктов испарения нефти из резервуаров по схеме, приведенной на рис. 12.28.

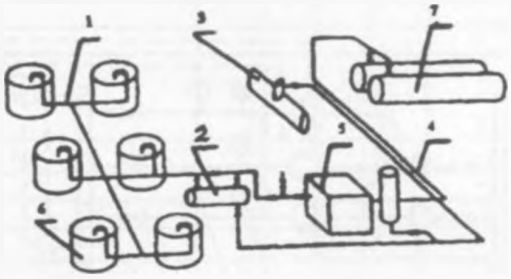


Рис. 12.28. Система УЛФ:

1 – газоуравнительная система; 2 – емкость буферная; 3 – емкость подземная; 4 – трубопровод выкидной; 5 – блок компрессорный; 6 – резервуар; 7 – отстойник КССУ.

Товарная нефть – продукция нефтегазодобывающего предприятия готовая к продаже, т.е. соответствующая требованиям государственного стандарта и накопленная в товарных резервуарах.

В настоящее время разработаны технологии сдачи нефти с помощью узлов учета, автоматизирующих трудоемкий процесс оценки количества и качества.

Схема одной из таких технологий приведена на рис. 12.29.

Узел учета состоит из двух блоков

– блока измерительных линий, предназначенного для измерения объемного расхода нефти;

– блока качества, предназначенного для определения параметров продукции (влажность, плотность, расход). Блок качества оснащен пробоотборником отбора проб нефти периодических ла-

бораторных исследований.

Узлы учета по требованию заказчика могут комплектоваться системой «НАДРА», позволяющей производить автоматизированный пересчет объема или массы брутто нефти в объем или масу нетто нефти.

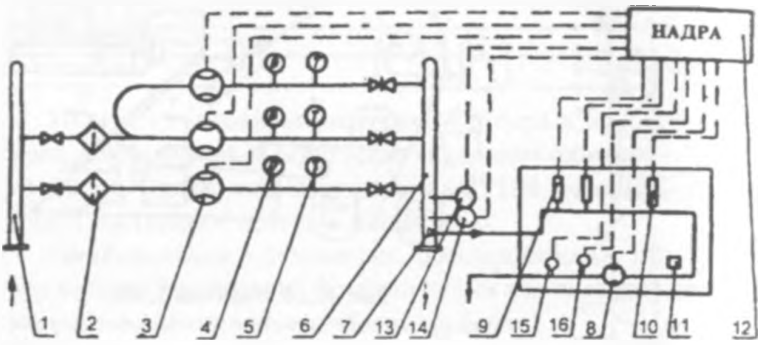


Рис. 12.29. Схема узла учета нефти:
1 – входной коллектор, 2 – фильтры, 3 – счетчики, 4 – манометры, 5 – термометры; 6 – выходной коллектор; 7 – пробоотборник; 8 – счетчик; 9 плотномер, 10 – влагомер; 11 – пробоотборник; 12 – расчетный блок; 13, 15 – преобразователи давления; 14, 16 – термопреобразователи

12.6. ПОДГОТОВКА ВОДЫ ДЛЯ ЗАВОДНЕНИЯ

В настоящее время для закачки в пласт используют в основном сточные воды.

Сточная вода – смесь пластовой воды, отделенной от нефти в процессе деэмульсации, с пресной (технологической), отделенной при обессоливании, и промышленных стоков нефтедобычи.

Вода для закачки в пласт должна соответствовать требованиям, установленным исследованиями для конкретного месторождения.

По нормативам БашНИПИнефть, ее качество должно соответствовать данным табл. 12.5

Таблица 12.5

Месторождение, пласт	Допустимые содержания примесей в воде, мг/л		
	твердых частиц	нефтепродуктов	железа
Туймазинское Д$_1$, Д$_2$	15	25	1
Шкаповское Д$_1$, Д$_2$	20	30	1
Арланское С$_1$, С$_2$	25	40	-
Серафимовское Д	15	25	1
Ромашкинское, пласты проницаемостью, мкм^2: 0,3-0,5	15	10-20	1
и выше 0,5	25	15-40	2
Западно-Сургутское Б$_1$, Б$_{1а}$	50	70	-
Самотлорское Б$_8$	70	100	-
Мухановское С$_1$, С$_2$	10	10	1
Покровское Б$_1$	30	25	2

Подготовка воды осуществляется по закрытой (рис. 12.30) схеме. Характеристика воды, например, для Туймазинского месторождения, приведена в табл. 12.6.

Таблица 12.6

Характеристика воды, используемой для закачки в пласт Туймазинского месторождения

Характеристика воды	Пластовая вода		Сточная вода	Подрусловая вода
	полученная на устье скважины	поступающая вместе с нефтью на УПН		
Плотность, кг/м^3	1191	1160	1120	1000
Показатель кислотности среды – pH	6,5	6,5	5,50	7,40
Содержание железа, мг/л: окисного			0,80	
закисного	200,0	95,0	49,20	0,50
Содержание катионов, мгюэкв/500г				
CA^{++}	114,90	97,21	65,30	0,68
Mg^{++}	33,70	20,18	22,52	0,36
$K^{+}+Na^{+}$	259,10	236,75	159,07	9,35
Содержание анионов, мг.экв/100г				
C		353,75	244,58	0,34
SO_4	407,60	0,32	1,79	0,50
HCO_3	0,04 004	0,07	0,23	0,55
Содержание нефти, мг/л	–	–	30000	–
Содержание взвешенных частиц, мг/л	–	600	1000	1,0

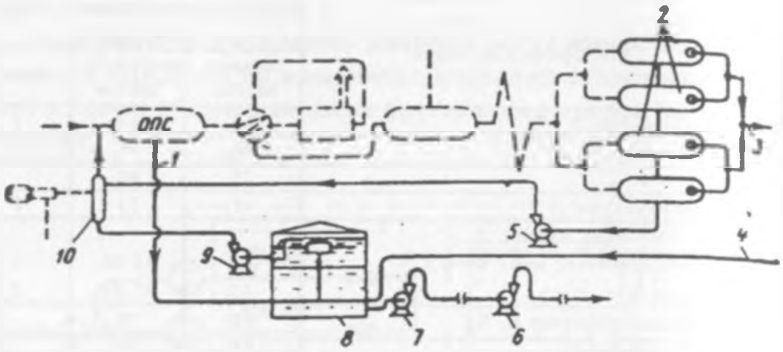


Рис. 12.30. Установка очистки пластовых сточных вод закрытого типа: 1 – линия сброса воды из отстойника, 2 – теплоизолированные отстойники для обезвоживания; 3 – коллектор для обезвоженной нефти, 4 – линия подачи сточной воды из электродегидратора, 5 – насос для подачи горячей пластовой воды, содержащей ПАВ, в смеситель 10; 6 – насосы высокого давления, установленные на БКНС; 7 – насос для подачи воды на БКНС; 8 – резервуар-отстойник с гидрофобным фильтром; 9 – насос для подачи отстоявшейся нефти на повторную деэмульсацию, 10 – смеситель.

В качестве фильтров на конечной стадии очистки могут применяться резервуары-отстойники с гидрофобным или песчано-гравийным наполнителем. Разработаны различные конструкции фильтров (рис. 12.31, 12.32).

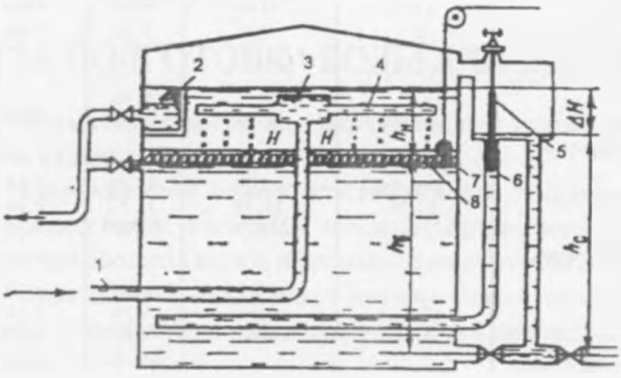


Рис. 12.31. Схема резервуара-отстойника с гидрофобным жидкостным фильтром: 1 – вводной коллектор; 2 – карман для нефти; 3 – емкость; 4 – распределитель; 5 – плунжер, 6 – отводная труба, 7 – поплавок, 8 – слой эмульгированной нефти, выполняющий роль фильтра

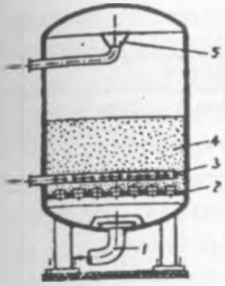


Рис. 12.32. Напорный фильтр:
1 – дренажная труба, 2 – дырчатое дно с колпачками, 3 – коллектор промывки, 4 – песок; 5 – распределительная воронка.

Фильтры могут быть смонтированы в виде блока по схеме, приведенной на рис. 12.33.

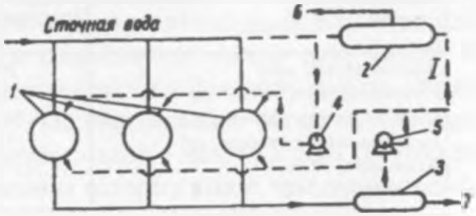


Рис. 12.33. Технологическая схема блока напорных фильтров:
1 – напорные фильтры; 2 – отстойник воды; 3 – промежуточный отстойник; 4 – промывочный насос; 5 – технологический насос; 6 – сброс на илонакопитель; 7 – сброс в систему заводнения; I – промывочная вода.

Промышленность выпускает напорные фильтры с наполнителем в виде кварцевого песка с крупностью зерна 0,5-2,0 мм, скоростью фильтрации 5 м/час и фильтроциклом 10-18 часов (табл. 12.7).

Таблица 12.7

Тип фильтра	Характеристика			
	диаметр, мм	высота, мм	длина, мм	масса, кг
Вертикальный	2000	3620	–	2120
	2600	4000		3755
	3000	4370		4780
	3400	4530		6255
Горизонтальный	3000	4420	6680	8320
	3000	4420	11085	14220

Механический метод очистки сточных вод, применяемый на большинстве месторождений с использованием описанных устройств в той или иной технологической схеме, позволяет добиться необходимой глубины очистки.

По данным НГДУ «Туймазанефть», качество очистки соответствует показателям приведенным в табл. 12.8

Таблица 12.8

Качество сточных вод после очистки

Показатели	Поступающая сточная вода	Обработанная сточная вода
Железо общее, мг/л	29-67,5	0,0-5,0
Нефтепродукты, мг/л	100-700	0,0-10,0
Количество взвешенных частиц, мг/л	10-148,0	0,0-10,0
Водородный потенциал, pH	5,2-5,7	7,9-8,6
Плотность, кг/м3	1133-1152	1130-1150
Температура, °С	30-42	30-42

12.7. ОСНОВЫ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ И ГАЗА

ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ

Хотя нефть в своем первозданном виде и может быть использована в качестве топлива, однако такой способ ее применения является неэкономичным. Наиболее эффективно применение продуктов переработки нефти – бензина, керосина, масел, мазута.

Процессы переработки нефти разработаны русскими учеными – Д. И. Менделеевым, В. В. Морковниковым и инженером Г. Шуховым.

Но задолго до этого народные умельцы разработали свои технологии и оборудование для переработки нефти.

По распоряжению Петра I Василий Шилов работал над перегонкой нефти и получил желтоватую жидкость, которая использовалась для фармацевтических целей.

В 1745 г. в г. Ухте Федор Прядунов получил осветительную жидкость.

В 1754 г. вблизи г. Сергиевска Уфимского уезда старшина Надыр Уразметов соорудил два завода по переработке нефти.

В 1823 г. в г. Моздоке (Кавказ) крепостные братья Дубинины построили завод, который явился предком современных гигантов по переработке нефте.

Технология переработки, или, как тогда называли, «передваивания» нефти, состояла в разделении ее составляющих компонентов согласно температуре испарения. Этот процесс, получивший впоследствии название прямой перегонки нефти, позволял отделять друг от друга низко кипящие фракции: бензин, лигроин,

керосин, дизельное топливо и мазут. Разделение производилось путем нагрева нефти, движущейся по трубам в печи, испарения и последующей конденсации фракций. Этот процесс происходит в ректификационной колонне – вертикальной трубе диаметром до 4 м, высотой до 40 м и разделенной на отсеки (рис. 12.34). В каждом из них отделяется определенная фракции: сверху – низко кипящая – бензин, снизу – высоко кипящая – соляровое масло. На дне колоны накапливается осадок – мазут. Осадок состоит из фракций, температура кипения которых выше, чем применяемая при прямой перегонке (300-325 °С). Переработку мазута ведут несколькими способами. Один из них – уменьшение давления в колонне и зи счет этого снижение температуры кипения фракций, составляющих мазут. Для этой цели используют вакуумколонны. В результаты переработки, которая ведется по технологии ***прямой перегонки***, получают дистилляты солярового, веретенного, машинного, цилиндрового масел. В остатке получают гудрон, который может быть подвергнут дальнейшей переработке.

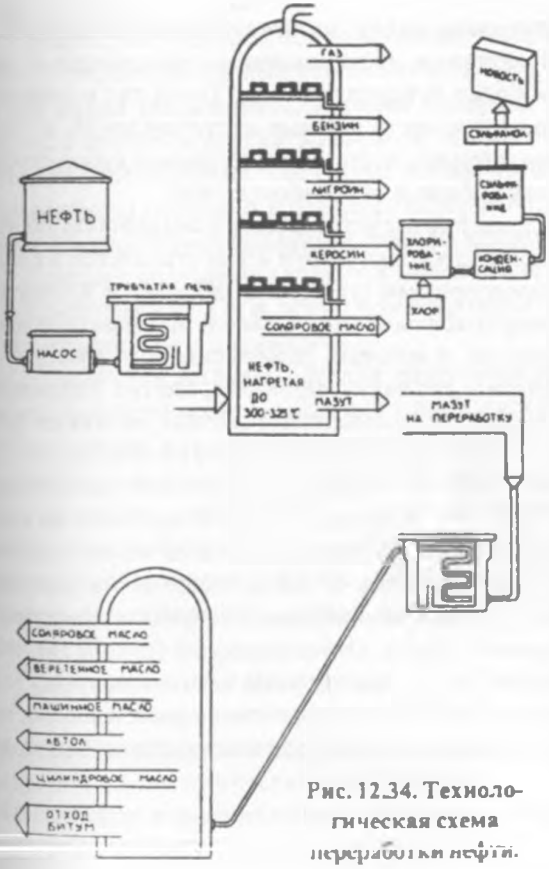


Рис. 12.34. Технологическая схема переработки нефти.

Другой метод – применение ***крекинг-процесса*** для превращения крупных углеводородных молекул мазута в мелкие и получение бензина, дизельного топлива и других легких углеводородов. Осуществляется процесс при температуре до 530 °С и давлении до 7 МПа при применении катализаторов.

Применение крекинг-процесса позволило увеличить выход бензина: так на 1 т нефти получали в 1910 году 100 кг бензина, а в настоящее время 500-600 кг.

ПЕРЕРАБОТКА ГАЗА

Газ является спутником нефти: на каждую тонну добытой нефти на различных нефтяных месторождениях приходится от десятков до тысяч и более кубометров газа. Такой газ называют попутным. Но имеются и чисто газовые месторождения, суточный дебит скважин которых составляет миллионы кубометров. Какова же технология сбора и переработки газа?

Попутный газ транспортируется вместе с жидкостью до установок комплексной подготовки нефти и там отделяется в сепараторе. Затем компрессорными станциями забирается и перекачивается на газоперерабатывающий завод. ***Компрессорные станции*** – сооружения, в которых размещены компрессоры – специальные механизмы для вакуумирования, сжатия и перекачки газа. По конструкции они напоминают насосы, но имеют ряд отличий, вызванных характеристикой перекачиваемого агента.

На газоперерабатывающих заводах продолжают разделение газа, начатое на УКПН: там отделяли от нефти наиболее легкие, так называемые бензиновые фракции газа. Здесь же от газа отделяют наиболее тяжелую часть и превращают его в жидкий продукт – газолин, представляющий смесь летучих углеводородов – пентана, гексана и других. Отбензиненный (сухой) газ, используется как топливо для промышленных и бытовых нужд. Так в металлургии используется 14% газа от всего применяемого, на тепловых электростанциях – до 24%, для коммунально-бытовых нужд – до 12%.

Другая часть газа используется как сырье для нефтехимии. Из него получают аммиак, спирты, сажу, пластмассы, синтетический каучук, волокна.

НЕФТЕХИМИЧЕСКОЕ ПРОИЗВОДСТВО

В настоящее время нефть и газ приобретают все большее значение в качестве сырья для производства различных синтетических материалов.

Еще Д. Менделеев говорил, что использовать нефть в качестве топлива – это все равно, что топить ассигнациями. И, действительно, сегодня из нефти и газа получают десятки тысяч различных продуктов. правда, для этого используется лишь 8% всего нефтяного сырья.

Какие же химические процессы лежат в основе нефтехимического производства?

Нефть, как указывалось нами ранее, содержит в своем составе группы непредельных углеводородов C_nH_{2n-m} в которых валентные связи ненасыщены, и атомы водорода в них могут замещаться атомами других элементов. К ним относятся ароматические углеводороды (бензолы). Кроме того непредельные углеводороды получают в процессе переработки нефти для производства топливных продуктов (толуол, ксилол, бензол).

Процесс соединения простых молекул в сложные называется полимеризацией. Он и лежит в основе образования синтетических материалов – полимеров.

Трудно представить сегодня нашу жизнь без пластических масс, полученных из ***полимеров*** – полиэтилена, полипропилена, полистирола, или смеси полимера с наполнителем – связующим веществом. В качестве наполнителей применяют древесные опилки, стеклянную вату, асбест, хлопчатобумажные ткани придают пластмассам прочность, твердость, тепло- и огнестойкость. Среди пластмасс наиболее широкое применение получили винипласт, пенопласт, полиэтилен, тефлон, капролактан, полиуретан, фторпласт.

Синтетические ткани – капрон, нитрон, анид, жирозаменители и моющие вещества, лекарства. Сегодня, пожалуй, нет ни одной области промышленности и быта, где бы не применялись изделия из синтетических материалов.

Разговор о синтетических материалах будет неполным, если не вспомнить о создании синтетического каучука – материала,

без которо немыслимо сегодня развитие транспорта. Честь создания промышленного производства синтетического каучука принадлежит русскому академику С. В. Лебедеву: в 1928 году он успешно опробовал этот процесс.

До этого времени каучук получали из сока дерева чевен, растущего в Бразилии («кау» – дерево, «учу» – течь, плакать). Одно дерево в год давало каучука для производства 2-3 кг резины.

Можно легко себе представить, сколько нужно было бы деревьев и каковы должны быть плантации каучуконосов, если на один автомобиль расходуется около 240 кг резины, на самолет – 600, танк – 800, морское судно – до 70 тонн.

С. В. Лебедев получил каучук из этилового спирта с применением каталитической полимеризации. Этиловый же спирт получали из натуральных сельскохозяйственных продуктов – картофеля, сахарной свеклы и других.

Чтобы получит 400-450 кг каучука требуется 1 т этилового спирта (около 4 т ржи). Для изготовления 1 автомобильной шины требуется 50 л спирта, а пары колош – 1 л.

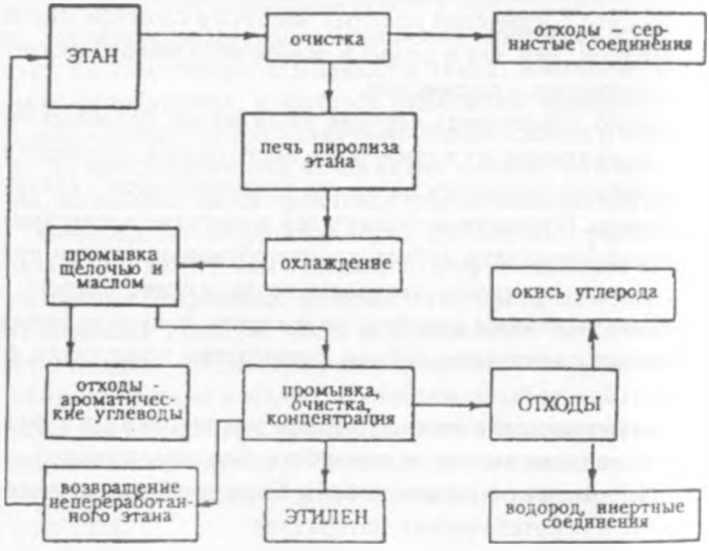


Рис. 12.35. Технологическая схема переработки этана в этилен.

Каковы должны быть ресурсы сырья в настоящее время, чтобы удовлетворить потребности промышленности. Только в 1957 г. на спирт было переработано 120 млн.т товарного зерна.

В семидесятых годах XVIII в. русский химик А. М. Бутлеров разработал недорогую технологию получения этилового спирта из газа – этилена. Затем она была усовершенствована. В настоящее время промышленость выпускает более 50 видов синтетического каучука (рис. 12.35, 12.36).

Рис. 12.36. Технологическая схема производства синтетического каучука.

13. КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ, СРЕДСТВА АВТОМАТИКИ И ТЕЛЕМЕХАНИКИ В НЕФТЕДОБЫЧЕ

13.1. СВЕДЕНИЯ О МЕТРОЛОГИИ

Метрология – наука о единицах, средствах и методах измерения. ***Единицы измерения*** – значение физической величины, принятой за сравнение при измерении. В Российской Федерации принята Международная система единиц – «СИ», основными значениями которой являются метр, килограмм, секунда, ампер, градус Кельвина, свеча, а дополнительными – радиан и стерадиан.

Измерение – получение численного значения заданной величины в определеных синицах: давления – в Па, глубины скважины – в м.

Прямые измерения – получение искомой величины по показаниям прибора.

Косвенные измерения – получение искомой величины расчетом с учетом данных, полученных при измерении.

Абсолютная погрешность прибора – разность его показания и показания полученного по образцовому прибору.

Если манометр на скважине показывает значения 5 МПа, а образцовый манометр, установленный вместо него – 4,9 МПа, то погрешность «П» составит:

$$\boxed{П=5-4,9=0,1} \qquad (13.1)$$

Значение 0,1 следует вносить как поправку при измерении давления техническим манометром: в данном случае ее следует отнимать от его показания.

Относительная погрешность «$П_в$» – отношение абсолютной погрешности «П» к пределу измерения шкалы «А», выраженное в процентах.

$$\boxed{П_в=\frac{П}{А}\cdot 100=\frac{0,1}{10}\cdot 100=1\%} \qquad (13.2)$$

Класс точности прибора – величина погрешности в %, определенная в нормальных условиях работы.

Например, класс точности 0,2 манометра со шкалой 100 кг/см^2 имеет погрешность ±2,0%, что составит:

$$100 \text{ кг/см}^2 \times 0{,}02 = \pm 2 \text{ кг/см}^2$$

Проверка измерительного прибора – периодическое испытание путем сравнения его показаний с показаниями лабораторных образцовых приборов.

13.2. КЛАССИФИКАЦИЯ СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Чем более полной и достоверной информацией мы будем располагать о технологическом процессе или объекте, тем квалифицированнее будут приниматься технические решения.

В настоящее время промышленность для целей контроля исследования и управления выпускает большое количество приборов. Некоторые из них объединены в комплексы и позволяют получать одновременно не один, а несколько параметров.

Рассмотрим классификацию наиболее употребительных устройств.

1) ***Аналоговые приборы:*** их показания выражаются в виде непрерывной функции измеряемой величины.

2) ***Цифровые:*** показания даются в цифровой форме преобразованных информационных сигналов.

3) ***Показывающие:*** выдают информацию о состоянии системы в момент ее считывания.

4) ***Регистрирующие:*** показания могут регистрироваться во времени в виде записи кривой или печатания в цифровой форме.

5) ***Интегрирующие:*** показания суммируются во времени

По способу получения информации устройства подразделяются на ***приборы с местной регистрацией и дистанционные.***

На вооружении нефтяников сегодня имеются все виды перечисленных выше приборов.

Следует отметить также тенденцию к автоматическому по-

лучению и обработке информации на электронно-вычислительных машинах, характеризирующую сегодняшний этап в области измерений и управления.

Учитывая, что приборы для исследования скважин приведены в разделе 7, в настоящей главе будут рассмотрены наземные измерительные устройства и средства.

13.3. ИЗМЕРЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ

Давление – это действие силы на поверхность тела.

Различают абсолютное давление (или полное) и избыточное (или относительное). Абсолютное давление ($P_{абс}$) – сумма атмосферного ($P_{атм}$) и избыточного ($P_{изб}$). В технике замеряют избыточное давление и его показывают приборы, если они не изолированы от атмосферы.

$$P_{абс}=P_{изб}+P_{атм} \qquad (13.3)$$

Манометр – наиболее широко применяемый прибор для замера давления.

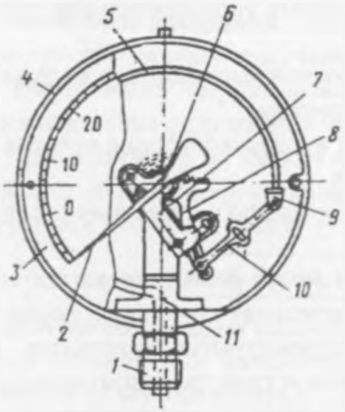


Рис. 13.1. Трубчато-пружинный манометр:

1 – штуцер; 2 – стрелка; 3 – шкала; 4 – корпус; 5 – трубка; 6 – волосок; 7 – механизм; 8 – сектор; 9 – пробка; 10 – поводок; 11 – держатель.

Устьевое оборудование скважин оснащается трубчатопружинными показывающими манометрами (рис 13.1), состоящими из согнутой по кругу полой трубки эллиптического сечения, связанной одним концом с держателем, вторым (заглушенным) через шарнирный механизм со стрелкой.

Манометры по точности измерения подразделяются на образцовые (погрешность 0,2-0,33%), контрольные (±1,0%), технические.

Для подчи сигнала на пульт или отключающее устройство при достижении предельного значения измеряемой величины применяют контактные манометры. Они снабжены двумя электрическими контактами (один – на шкале, второй – на стрелке), которые, замыкаясь, подают сигнал.

Скважинные манометры представлены группой ***геликсных, пружинно-поршневых, пневматических, деформационных компенсационных.***

Геликсные манометры в качестве первичного датчика имеют пружину (геликс), одним концом соединенную через капилляр с сильфоном, другим – со стрелкой. последняя производит запись давления во времени на диаграммном бланке, укрепленном на вращающемся часовым механизмом цилиндре-каретке. Все узлы манометра помещены в металлический корпус, сообщающийся со скважиной через отверстие и спускаемый на стальной проволоке. А в нижней части корпуса размещен ртутный термометр. Описанный манометр относится к типу МГН-2, который имеет следующие характеристики:

- Пределы измерения: 10, 16, 40, 60, 80, 100МПа;
- Погрешность 0,25 и 0,5%;
- Верхний предел измерения температуры 160 °С;
- Наружный диаметр 32-36 мм;
- Длина 1500-1800 мм,
- Масса 10 кг.

13.4. ИЗМЕРЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ

Температура – один из параметров, характеризирующих состояние пластовых агентов, поэтому изучать их следует, зная величину температуры. Температура зависит от глубины скважины и от географического района их расположения. Так, в Башкирии и Татарии температура на забое скважин (на глубине до 2000 м) составляет 40 °С, в районах Азердбайжана, Грозного на глубине 3000-4000 метров – 150-170 °С. Для измерения глубинных температур используют термометры с пределом измерения 60, 100, 150, 200, 250 °С (рис. 13.2).

По принципу действия термометры делятся на *дистанционные* и с *местной регистрацией*. Термометры с местной регистрацией фиксируют температуру в данном месте на специаль-

ном бланке, расшифровку которого можно произвести лишь после измерения.

Если термометр спускается со скважинным оборудованием, то подъем его производят вместе с ним, т.е. через сотни дней работы в скважине. поэтому получили применение дистанционные термометры, передающие информацию по кабелю

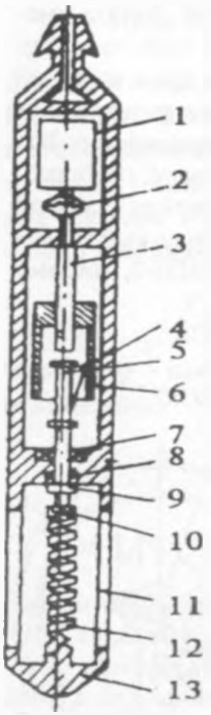


Рис. 13.2. Глубинный термометр:
1 – часовой механизм, 2 – муфта; 3 – винт, 4 – перо; 5 – ось; 6 – каретка; 7, 8 – сальники; 9, 10 – втулки; 11 – прорезь; 12 – пластина термобиметаллическая, 13 – корпус.

Для наземных измерений получили применение ***жидкостные стеклянные термометры*** – капиллярные трубки, заполненные спиртом или ртутью. Они работают в пределах температуры от –50 до +500 °С.

Биметаллические термометры – спаенные друг с другом пластины собой, с другой – контактирующие с устройством, в котором замеряют температуру.

Термопары – две проволоки, с одной стороны соединенные между собой, с другой – контактирующие с устройством, в котором замеряют температуру.

Для контроля за работой оборудования получили применение ***электрические термометры*** сопротивления, основанные на свойстве некоторых материалов (медь, платина) изменять сопротивление при нагреве. Такими термометрами оснащают, в частности, подшипниковые узлы насосных станций, резервуары (рис. 13.3).

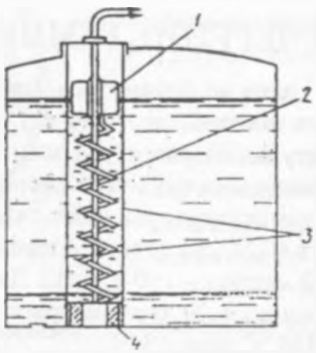


Рис. 13.3. Электрический термометр сопротивления для измерения температуры в резервуарах:
1 – поплавок; 2 – чувствительный элемент; 3 – направляющие струны; 4 – груз.

13.5. ИЗМЕРЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА И РАСХОДА ЖИДКОСТИ, ГАЗА, ПАРА

Количество – объем или вес вещества, проходящий через трубопровод за определенный промежуток времени – час, сутки, месяц

Расход – количество вещества, проходящее через трубопровод в данный момент – кг/ч, т/час, м³/ч, м³/мин.

Счетчик – прибор для измерения количества.

Расходомеры – приборы для замера расхода.

Счетчики подразделяют на скоростные, замеряющие количество по скорости движения потока, и объемные – по объему.

Ротационный жидкостный счетчик СВШ (рис. 13.4) работает по принципу вытеснения объемов жидкости из измерительных камер вращающимися шестернями. Частота вращения шестерней передается на счетный механизм. Применяются для замера вязких и маловязких жидкостей: мазута, масел, керосина, бензина и т. д. предел измерения от 0,001 до 250 и м³/ч, погрешность от ±0,5 до ±1%.

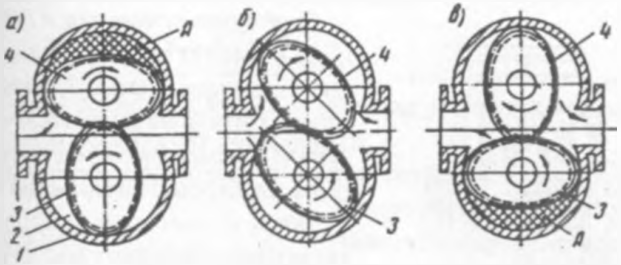


Рис. 13.4. Схема работы счетчика количества жидкости с овальными шестернями:

а – первое положение (исходное), б – второе положение (через 1/8 оборота); в – третье положение (через 1/4 оборота); 1 – корпус; 2 – измерительная камера; 3, 4 – овальные шестерни; А – отделяемый объем жидкости

В ротационном газовом счетчике – вместо шестерней расположены гладкие овальные роторы (рис. 13.5). Предел измерения до 600 м3/ч, погрешность до ±2% от измеряемой величины.

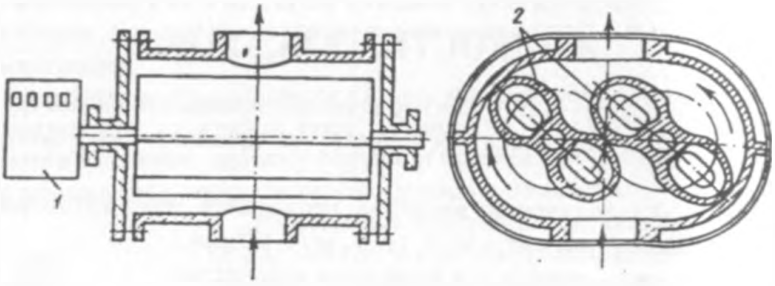


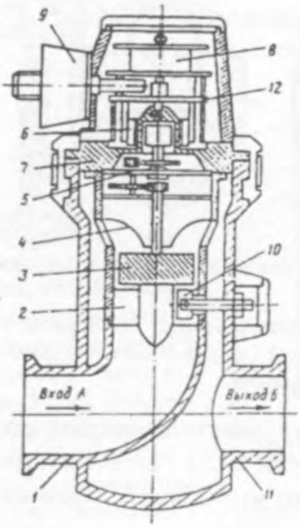
Рис. 13.5. Ротационный газовый счетчик:
1 – счетный механизм; 2 – овальные роторы.

Тахометрические расходомеры определяют объем Q по скорости вращения турбины (крылчатки, шарика) V, вращаемой потоком жидкости или газа, на основе зависимости:

$$Q=VF \qquad (13.4)$$

где F – поперечное сечение потока, м^2.

Такие счетчики устанавливают в автоматизированных групповых установках или на кустовых насосных станциях.



Турбинный счетчик «ТОР» (рис. 13.6) измеряет расход жидкости, посредством крыльчатки 3, частота вращения которой фиксируется через редуктор 5 механизмом местного отсчета 8 и электромагнитным датчиком 9.

Затем с помощью преобразователя сигналы передаются на диспетчерский пульт.

Рис. 13.6. Турбинный счетчик:
1 – входной патрубок; 2 – обтекатель; 3 – крыльчатка; 4 – экран; 5 – редуктор; 6 – магнитная муфта; 7 – фланец, 8 – механизм счета; 9 – электромагнитный датчик; 10 – корректор; 11 – входной патрубок; 12 – диск.

По такому же принципу работает расходомер «Норд» (рис. 13.7).

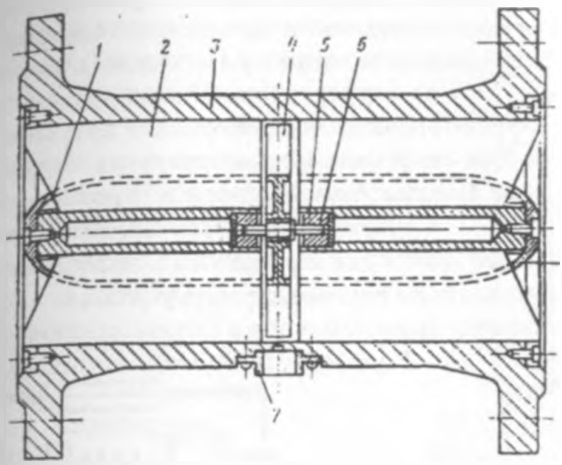


Рис. 13.7. Турбинный преобразователь расхода НОРД:
1 – обтекатель; 2 – пластины; 3 – корпус; 4 – крыльчатка; 5 – подшипники; 6 – ось; 7 – втулка для магнитоиндукционного преобразователя.

Расходомеры переменного давления измеряют расход по разности давления до диафрагмы (рис. 13.8), монтируемой в трубопроводе, и после нее. Расход фиксируется дифференциальным манометром на основании соотношения:

$$Q=c\sqrt{\Delta P}$$

где Q – расход, м3/ч, ΔP – перепад давления в диафрагме, МПа, с – коэффициент расходомера.

Здесь диафрагма играет роль искусственного сопротивления, на преодоление которого затрачивается определенное давление. Этот перепад и служит мерой скорости потока, а значит и расхода.

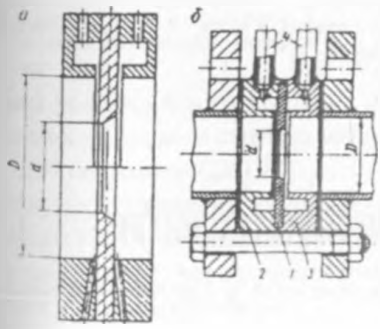


Рис. 13.8. Расходомер диафрагменный:
а – диафрагма; б – схема установки диафрагмы; 1 – диск; 2 – входная камера; 3 – выходная камера; 4 – импульсные трубки.

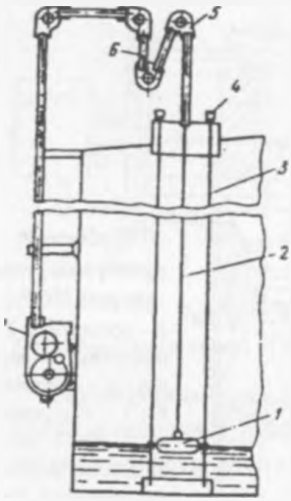


Рис. 13.9. Схема уравномера УДУ-10:
1 – поплавок; 2 – лента мерная, 3 – направляющие струны, 4 – гайки; 5 – ролики; 6 – гидрозатвор, 7 – мерный шкив

Поплавковые уровнемеры (рис. 13..9) основаны на действии перемещающего датчика, плавающего на поверхности жидкости. Поплавок 1 подвешен на перфорированной ленте 2, которая вращает мерный шкив 7 и механизм счетчика. Промышленность выпускает несколько модификаций уровнемеров с диапазоном измерения 0-20 м и типа УДУ для вертикальных, заглубленных или подземных резервуаров.

Пневматический буйковый уровнемер (рис. 13.10) снабжен рычажной системой, связанной с чувствительным элементом в виде плавающего буйка 3.

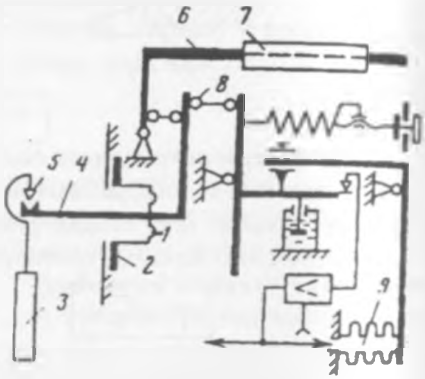


Рис. 13.10.Буйковый уравномер с пневмопреобразователем:
1 – мембрана, 2 основание; 3 – буек; 4 – рычаг; 5 – призма; 6 рычаг; 7 – груз; 8 – тяга, 9 – сильфон.

Принцип действия основан на пневматической силовой компенсации усилия на буек 3 давлением сжатого воздуха в сильфоне 9.

13.6. ИЗМЕРЕНИЕ ПЛОТНОСТИ

Плотность – масса тела, заключенная в единице его объема, измеряемая в кг/м³ (г/см³).

Измерение плотности ведется несколькими методами: ***ареометрическим, пьезометрическим, радиоактивным.***

Ареометр – стеклянная трубка со шкалой и насыпанной в нее дробью. Измерение плотности ареометром ведется путем погружения в жидкость, величина погружения укажет на шкале плотность жидкости.

На рис. 13.11 приведена схема плотномера, действие которого основано на принципе ареометра. Здесь жидкость воздействует на погруженный в нее поплавок 2, который через рычажную систему связан со вторичным прибором 3.

На рис. 13.12 изображен плотномер, показания которого строятся на разнице перемещения двух поплавков – измерительного 6 и сравнительного 5 в индукационных катушках 2. Отсюда сигнал передается на вторичный прибор 1.

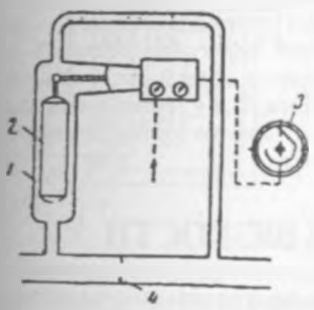


Рис. 13.11. Схема измерителя плотности жидкости с уравномером:
1 – уравномер; 2 – поплавок, 3 – вторичный прибор; 4 – диафрагма

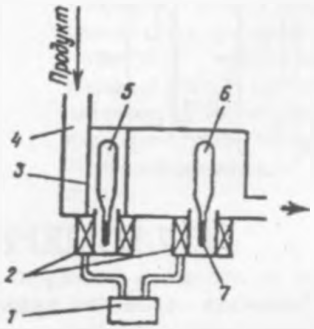
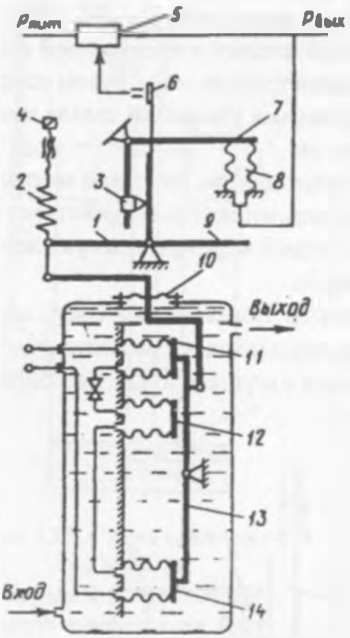


Рис. 13.12. Принципиальная схема поплавкового плотномера с частичным погружением:
1 – вторичный прибор; 2 – индукционные катушки; 3 – стакан, 4 – рабочий сосуд; 5 – сравнительный поплавок, 6 – измерительный поплавок; 7 – сердечник.

Плотномер ПЖС-П (рис. 13.13) оценивает плотность жидкости, протекающей в измерительной камере и заполняющей сильфоны 11, 14. Последние соединены между собой подвижным коромыслом 13, передающим импульс на пневмоусилитель 5, который и формирует сигнал



Сильфон 12 предназначен для компенсации погрешности, вызываемой изменением температуры.

Датчик ПЖС-П измеряет плотность в диапазоне 500-2500 кг/м^3.

Радиоактивные плотномеры фиксируют интенсивность измерения, проходящего через движущиеся жидкости.

Рис. 13.13. Схема плотномера ПЖС-П: а – схема устройства; б – общий вид и схема подключения; 1 – рычаг; 2 – пружина корректирующая; 3 – сухарик; 4 – винт коррекции; 5 – пневмоусилитель; 6 – сопло и заслонка; 7 – рычаг обратной связи; 8 – сильфон обратной связи; 9 – угловой рычаг; 10 – мембрана; 11, 14 – измерительные сильфоны; 12 – сильфон компенсационный; 13 – коромысло.

13.7. ИЗМЕРЕНИЕ ВЯЗКОСТИ

Вязкость – свойство жидкости сопротивляться перемещению (течению). Чем больше вязкость, тем больше гидравлические сопротивления при перекачке и тем выше должна быть мощность насосов, перекачивающих эту жидкость.

Динамическая вязкость – сила межмолекулярного взаимодействия в жидкости.

Кинематическая вязкость – отношение динамической вязкости жидкости к ее плотности.

Текучесть – параметр, обратный динамической вязкости, т.е. чем выше вязкость, тем меньше текучесть. Размерность Па·с.

Условная вязкость – отношение времени истечения 200 мл испытуемой жидкости через калиброванную трубку при температуре испытания ($\tau_ж$) ко времени истечения 200 мл дистиллированной воды ($\tau_в$) при температуре 20 °С.

Размерность – градусы условной вязкости –

$$°ВУ=\frac{(\tau_ж)}{(\tau_в)} \qquad (13.6)$$

Измерение вязкости проводят вискозиметрами.

Капиллярные вискозиметры определяют время истечения жидкости из капилляра.

Вискозиметры с падающим шариком (рис. 13.14) оценивают скорость падения калиброванного шара в той или иной жидкости.

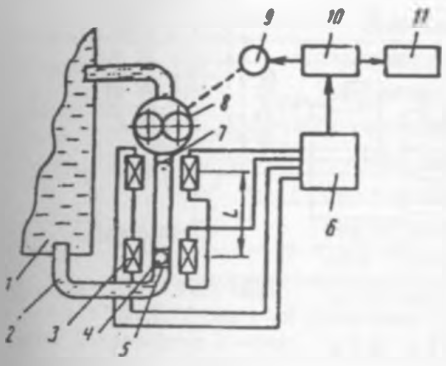


Рис. 13.14. Принципиальная схема вискозиметра с падающим шариком:
1 – резервуар; 2 – мерная трубка; 3 – индукционная катушка; 4 – шарик; 5 – нижняя ограничивающая сетка; 6 – электронный усилитель; 7 – верхняя ограничивающая сетка; 8 – шестеренчатый насос; 9 – электродвигатель привода шестеренчатого насоса; 10 – блок управления; 11 – регистратор.

Зависимость скорости падения шарика в жидкости от ее вязкости определяется формулой Стокса:

$$\eta=K\frac{(\rho-\rho_0)gr^2}{v} \qquad (13.8)$$

где К – коэффициент пропорциональности; ρ – плотность материала шарика, кг/м³; ρ_0 – плотность исследуемой жидкости, кг/м³, r – радиус шарика, м; v – скорость падения шарика, м/с; g – ускорение свободного падения, м/с².

Шар проходит расстояние от верхней сетки 7 до нижней 5, которое фиксируется индукционными катушками 3 и регистратором 11.

Ротационные вискозиметры – измеряют сопротивление, которое оказывает жидкость вращающемуся в ней телу. Крутящий

момент при этом определяют по формуле:

$$M = K\eta\nu \qquad (13.9)$$

где К – постоянная прибора, η – вязкость жидкости, $см^2/с$, ν – угловая скорость, радиан.

Ротационный вискозиметр, схема которого приведена на рис. 13.15, измеряет вязкость по силе тока, возникающей в катушке $Т_у$. Вместе с конденсатором «С» она составляет одно из плеч мостовой схемы.

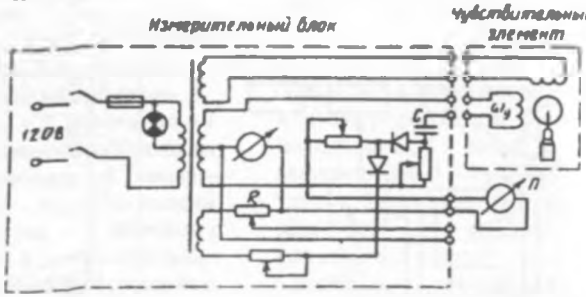


Рис. 13.15. Схема ротационного вискозиметра:

$Т_у$ – катушка, С – конденсатор, П – амперметр; R – сопротивление

Чувствительный элемент фиксирует изменение силы тока при вращении тела в вязкой жидкости по сравнению с силой тока при вращении его же в воде.

13.8. ИЗМЕРЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ ВОДЫ В НЕФТИ

Содержание воды в нефти измеряют влагомерами. Действие одного из них основано на оценке разницы диэлектрической проницаемости нефти и воды.

Влагомер УВН (рис. 13.16) включает корпус 4, в котором размещена стеклянная трубка 3 со штоком 1 и укрепленном на нем электродом 2.

При движении водонефтяной смеси от приема к выкиду электрод фиксирует содержание в ней чистой нефти. Температура учитывается электрическим термометром «Т»

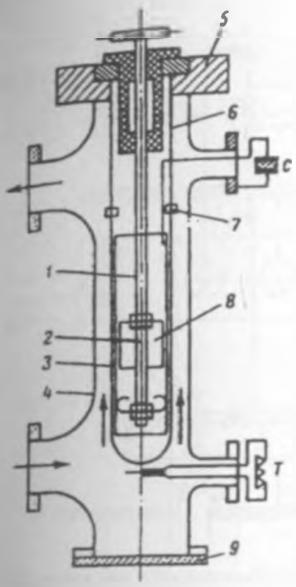


Рис. 13.16. Влагомер типа УВН:
1 – шток; 2 – электрод; 3 – стеклянная трубка; 4 – корпус; 5 – фланец; 6 – патрубок; 7 – кольцо; 8 – цилиндр; 9 – основание; Т – термометр; С – конденсатор.

13.8. ИЗМЕРЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ ВОДЫ В НЕФТИ

Содержание воды в нефти измеряют влагомерами. Действие одного их них основано на оценке разницы диэлектрической проницаемости нефти и воды.

Влагомер УВН (рис. 13.16) включает корпус 4, в котором размещена стеклянная трубка 3 со штоком 1 и укрепленном на нем электродом 2.

При движении водонефтяной смеси от приема к выкиду электрод фиксирует содержание в ней чистой нефти. Температура учитывается электрическим термометром «Т».

13.9. АНАЛИЗАТОРЫ СОДЕРЖАНИЯ СОЛЕЙ В НЕФТИ

Анализаторы типа АСН – 2ИО основаны на измерении электропроводности водной вытяжки, полученной при тщательной промывке пробы нефти паровым конденсатором.

Анализатор «Ион» оценивает величину электропроводности нефти в смеси полярных и неполярных растворителей.

13.10. ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИЯ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ОБЪЕКТОВ

Современные нефтедобывающие предприятия представляют собой замкнутый технологический комплекс, осуществляющий добычу, транспортировку и первичную подготовку нефти, газа и воды, используемой для поддержания пластового давления (рис. 13.17).

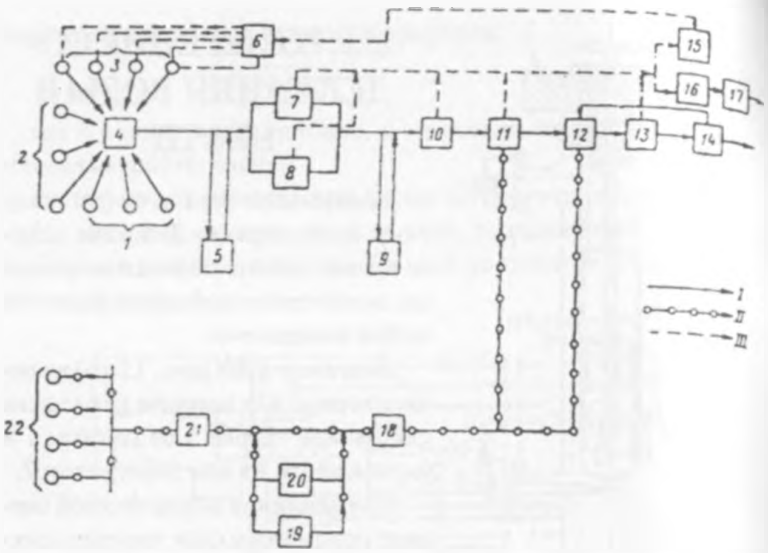


Рис. 13.17. Технологическая схема нефтедобывающего предприятия:
I – нефть, II – вода, III – газ.
1 – насосные скважины; 2 – фонтанные скважины, 3 – газлифтные скважины, 4 – ГЗУ; 5 – подогреватель, 6 – газораспределительный пункт; 7, 8, 10 – сепарационные установки, 9 – ДНС; 11, 12 – обезвоживающие установки, 13 – стабилизационная установка, 14 – замерная установка; 15, 16 – компрессорные станции; 17 – газоперерабатывающий завод, 18 – установка очистки пластовых вод, 19 – водозабор; 20 – очистные сооружения, 21 – КНС; 22 – нагнетательные скважины

Непрерывность функционирования, тесная взаимосвязь, разнотипность, значительная разбросанность и удаленность объектов друг от друга и от баз управления требует большой надежности, как технологических устройств, так и системы телемеханизации, которой они оснащены.

Существующие на многих предприятиях проводные линии связи принимают информацию от скважин, эксплуатируемых различными способами, по схемам, приведенных на рис. 13.18, 13.19, 13.20.

Система поддержания пластового давления подключалась к системе телемеханизации напрямую, включая кустовые насосные скважины и водозаборные скважины.

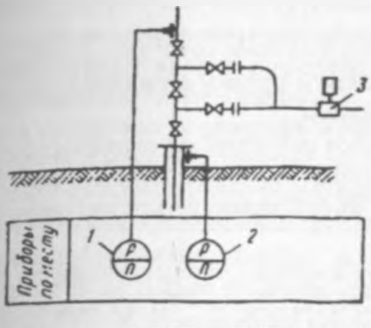


Рис. 13.18. Схема оснащения устья фонтанной скважины средствами автоматики:
1, 2 – манометры; 3 – отсекатель; Р/П – манометр показывающий.

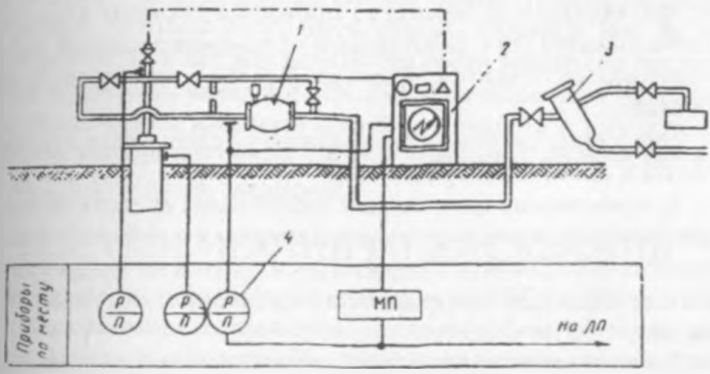


Рис. 13.19. Схема автоматизации нефтяной скважины, оборудованной погружным электронасосом:
1 – отсекатель; 2 – станция управления, 3 – ловушка скребков, 4 – манометры

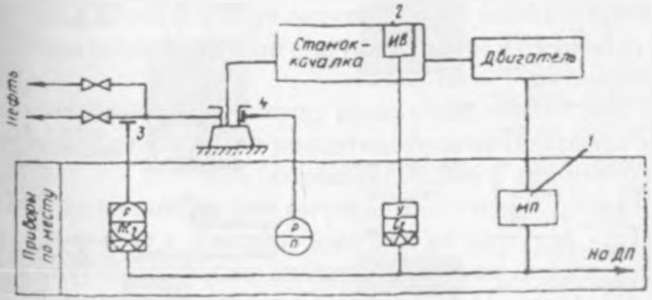


Рис. 13.20. Схема автоматизации нефтяной скважины, оборудованной станком-качалкой:
1 – блок управления; 2 – инерционный магнитный выключатель; 3 – электроконтактный манометр; 4 – затрубный манометр; ДП – диспетчерский пункт.

В настоящее время появились комбинированные системы радиоуправления.

Наиболее прогрессивные системы сочетают в себе функции телематерии, голосовой связи и охраны с индивидуальным доступом к охраняемым объектам.

Получение информации от работающих скважин обеспечивается комплектом стационарных приборов: динамографом, эхолотом, датчиками давления, числа качаний, ваттметрами и другими.

Покажем эксплуатацию системы телемеханики на примере одного из предприятий ОАО «Татнефть» – НГДУ «Прикамнефть», осуществляющего переход от проводной системы «Атлас» к системе «КамИнТел», работающей по комбинированной схеме: использование объектов, проводной связи – непосредственно на объекте.

Внедрение системы базировалось на следующих организационных и технических решениях:

1) применение однотипных технических средств автоматизации (контроллеров, первичных датчиков и приборов) позволили существенно снизить издержки предприятия на внедрение системы и ее эксплуатацию, ремонт и подготовку технических специалистов;

2) унификация программных средств существенно снизила затраты на разработку новых, их развитие и тиражирование;

3) однородный для всех систем интерфейс уменьшил время обучения персонала,

4) однотипные средства легко интегрируются в горизонтальную (цеховую) и вертикальную (управленческую) информационную структуру;

5) ориентация системы на сопровождение собственными силами предприятия дополнительно повышает надежность и снижает стоимость функционирования.

Отличительной особенностью информационных систем «КамИнТел» является то, что они сочетают в себе функции телеметрии, охраны с индивидуальным контролем доступа к охраняемым объектам и голосовой связи персонала цеха с диспетчером. Каналом получения информации с диспетчерских пунктов на верхний уровень предприятия может быть либо разветвленная ком-

пьютерная сеть, а при ее отсутствии – радиоканал.

В случае использования для сбора информации с диспетчерских пунктов радиоканала, информационные системы строятся по многоуровневой схеме. Например, удаленная информационная система установки подготовки нефти становится системой первого уровня, а информационная система нефтепромысла, собирающая с нее информацию по радиоканалу – системой второго уровня. При этом информационная система нефтепромысла, включенная в сеть предприятия, отвечает за передачу информации на верхний уровень не только со своих «родных» объектов, но и с подчиненных ей информационных систем первого уровня. Варианты построения системы могут быть разные. Общее в них то, что для их реализации нет необходимости нести затраты на построение компьютерных каналов связи. Все перечисленные выше факторы обеспечивает широкую функциональность и высокую надежность информационных систем семейства «КаИнТел» при низких затратах на их внедрение.

13.11. ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИЯ СКВАЖИН

Получение полной информации скважин обеспечивается комплектом стационарных приборов – динамографом, эхолотом, датчиками давления, ваттметрами, датчиками числа качаний и другими (рис. 13.21).

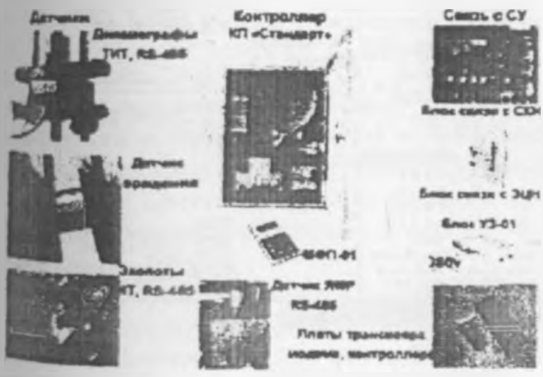


Рис. 13.21. Комплекс датчиков, снимающих информацию со скважин.

Полученная информация со станций управления СКН и ЭЦН через установленный на скважине контроллер и радиоканал передается на диспетчерский пункт, а также в технологическую и геологическую службы нефтепромысла (рис. 13.22, 13.23).

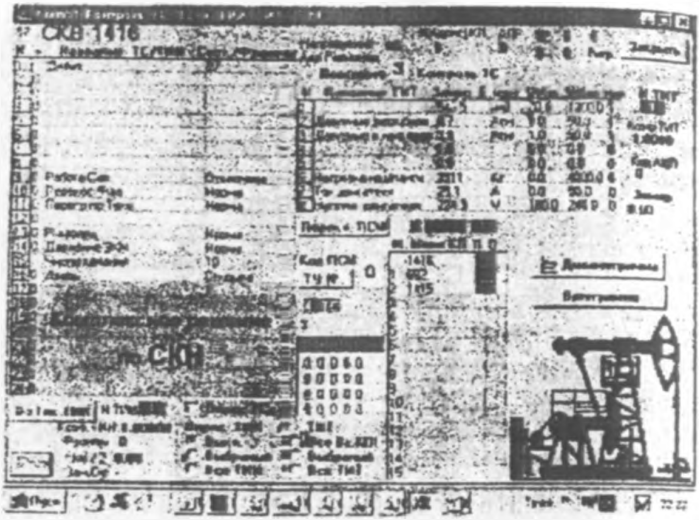


Рис. 13.22. Объем информации по скважинам, эксплуатируемым УШГН.

Рис. 13.23. Объем информации по скважинам, эксплуатируемым УЭЦН.

Информацию со скважин обрабатывают с помощью программы диспетчера, которая измеряет, сравнивает, запоминает все, что происходит на объектах, индицирует и выдает голосовые сообщения только о наиболее важных и критических событиях. Весьма важным решением является получение по требованию от скважин, эксплуатируемых УШГН, динамограмм (рис. 13.24). При настройке контроля динамограмм эталонная динамограмма выбирается технологом цеха из ранее снятых динамограмм, сохраняется в компьютере и, кроме этого, записывается в память контроллера на скважине. Контроллеры, записывая динамограмму, сравнивают ее в автоматическом режиме с эталонной. Если работа скважинного оборудования отклоняется от нормы, это зафиксируют контроллер и сообщит об этом диспетчеру. Далее диспетчер дистанционно остановит скважину, либо сам контроллер выполнит эту работу при наличии у него таких полномочий.

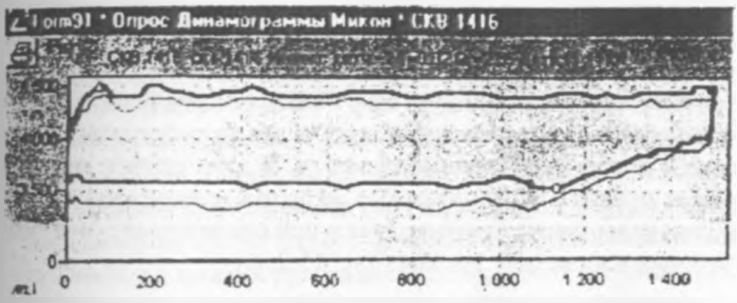


Рис. 13.24. Автоматизированный съем, запись и передача динамограмм

Алгоритм снятия и контроля ваттметрограммы со станка-качалки аналогичен описанному выше. Ваттметрограммы позволяют вести автоматический контроль за уравновешенностью станка-качалки, оценить энергопотребление и износ как наземного, так и подземного оборудования, спрогнозировать аварийную ситуацию (рис. 13.25).

Для контроля параметров и управления режимом работы скважины, эксплуатируемой УЭЦН, в программно-техническом комплексе применяется блок связи, являющийся аппаратным мостом между станцией управления скважины с УЭЦН и контроллером. С помощью него можно измерять с диспетчерского пункта

сопротивление изоляции кабеля, напряжение электрического тока по фазам, величину нагрузки, дистанционно получать сигналы о состоянии скважины и управлять непосредственно с диспетчерского пункта.

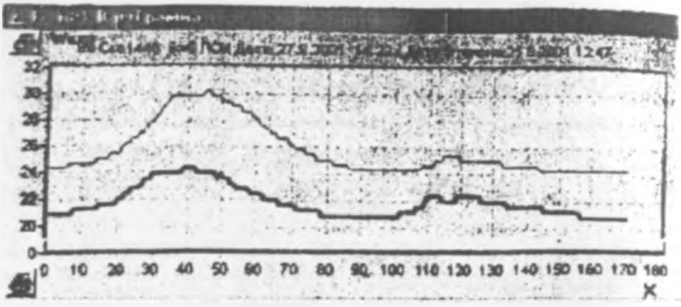


Рис. 13.25. Автоматизированный съем, запись и передача ваттметрограммы.

Датчики давления, установленные на ГЗУ, скважинах и на особо опасных местах нефтепроводов и подключенные к радиоконтроллерам системы «КамИнТел», позволяют реализовать постоянный контроль состояния нефтепроводов на диспетчерском пункте на высоком уровне безопасности. В этом случае диспетчер сможет принять своевременные меры по устранению проблем как при повышении давления, так и при снижении его ниже установленного в системе уровня (рис. 13.26).

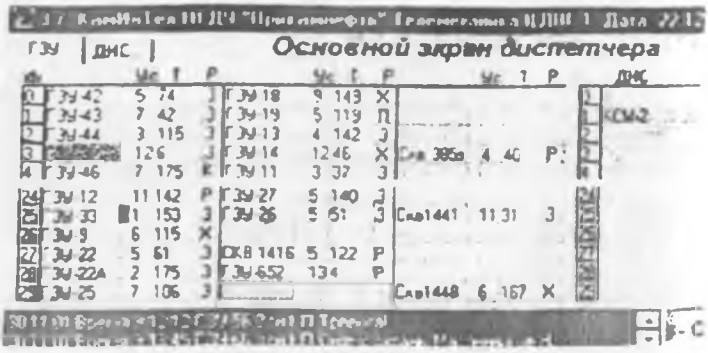


Рис. 13.26. Информация о состоянии скважин и ГЗУ.

Установлено, что благодаря оперативной информации, приходящей по системе телеметрии, принятым мерам по снижению простоев скважин и предотвращению аварийных ситуаций на нефтепроводах наблюдается существенное снижение потерь в добыче нефти в 8-11 раз и уменьшение остановок скважин в 2-3 раза. Теперь диспетчер цеха может своевременно среагировать на отключение, выяснить причину и, при необходимости, дать указания соответствующему подразделению.

13.12. ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ ЦЕХА ППН

С помощью контроллеров и компьютеров на установках подготовки нефти получают информацию по сотне параметрам телесигнализации, 50 параметрам телеизмерения, 25 выходам сигнализации и управления, 100 значениям уровня и системе уровнемеров «Корвол».

Передача информации на верхний уровень обеспечивается радиоканалом и средствами компьютерной сети. Информационные системы построены по типу «Система – советчик»: не умаляя важности человеческого фактора, они отслеживают все подключенное к ним оборудование, индицируют состояние технологического процесса подготовки и перекачки нефти, архивируют необходимую информацию и передают ее на верхний уровень, сигнализируют об аварийных состояниях установки

Применяя технологию распределенной обработки и передачи информации посредством компьютерных сетей, удалось не только собирать всю информацию с цеховых информационных систем, но и распределять ее между цехами по функциональному назначению. Например, несколько лет цехи добычи используют в автоматическом режиме информацию о наличии и перекачке нефти и соленой воды непосредственно с информационных систем установок подготовки нефти. Это помогает наладить взаимодействие между цехом добычи нефти и цехом подготовки, что способствует снижению непроизводительных простоев скважин

13.13. ОХРАННАЯ ФУНКЦИЯ СИСТЕМЫ «КАМИНТЕЛ»

Система позволяет реализовать полноценную охрану нефтепромыслового оборудования и линий электропередач. Установка на скважины контроллеров, имеющих профессиональные охранные функции, дает возможность предотвратить хищения. Из опыта эксплуатации системы «КамИнТел» в НГДУ «Прикамнефть» в 2001 году получено, что при оснащении 10% объектов нефтедобычи (включая ГЗУ и скважины) охранными контроллерами, благодаря прямым сработкам системы предотвращено более 8% хищений. Опыт показал, что сигнал о хищении приходит в момент его проведения.

13.14. ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС КОНТРОЛЯ РАБОТЫ И ПОДСЧЕТА ДЕБИТА

Программно-технический комплекс контроля работы и подсчета дебита нефтедобывающих скважин охватывает телеметрическим контролем и управлением скважины, оборудованные СК и УЭЦН.

Скважины со станками-качалками оснащены следующим оборудованием:

– контролер системы «КамИнТел» типа «Стандарт» (ООО Смарт+, г. Казань);

– стационарный динамограф (Маркетинг-Сервис и Микон);

– стационарный эхолот фирмы «Микон»;

– датчик давления типа «Метран-55»;

– датчик положения груза СК типа «Геркон».

Скважины с УЭЦН оснащены следующим оборудованием:

– контроллер системы «КамИнТел» типа «Стандарт» (ООО Смарт+, г. Казань);

– блок связи станции управления ШГС 5805 с контроллером;

– стационарный эхолот фирмы «Микон»;

– датчик давления типа «Метран-55».

С помощью указанных выше приборов контролируются следующие основные параметры работы скважин:

– состояние «работа-остановка»;

– контроль электропитающего напряжения;

– контроль величины тока электродвигателя;

– состояние электроконтактного манометра;

– давление жидкости в магистрали;

– сопротивление изоляции кабеля и электродвигателя;

– динамограмма скважины с СК;

– подсчет дебита жидкости;

динамический уровень;

– затрубное давление;

– ваттметрограмма СК;

– число качаний СК;

– телеуправление «включение-выключение» скважины;

– голосовая связь с диспетчером ЦДНГ.

Применение комплекса позволяет достичь следующих положительных результатов:

– значительно уменьшить внутрисуточные простои;

– снизить количество сложных ремонтов,

– увеличить межремонтный период работы;

– уменьшить затраты на ремонт наземного и подземного оборудования,

– снизить затраты электроэнергии путем автоматизированного контроля ваттметрограммы и уравновешивания СК при необходимости;

– снизить транспортные расходы;

– сократить потери от хищений оборудования скважин;

– улучшить контроль работы производственного и ремонтного персонала.

14. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

14.1. ОБЩИЕ ВОПРОСЫ

Охрана недр – комплекс технологических мероприятий, обеспечивающих наиболее полное извлечение природных запасов нефти из пласта при соблюдении требовании геологического, технического и экологического порядка.

Эти требования формулируются в виде следующих основных положений:

– систематическое исследование скважин и пластов;

– рациональное использование пластовой энергии;

– контроль за величиной пластового давления и поддержания его на проектном уровне;

– контроль дебита по отдельным скважинам и по залежи в целом.

– при работах по интенсификации не допускать излишних давлений на обсадную колонну и цементное кольцо, могущих вызвать их разрушение,

– в установленные сроки проверять герметичность обсадной колонны и цементного кольца;

– при форсировании отборов не допускать преждевременного обводнения скважин;

– осуществлять мероприятия по вводу новых скважин из бурения согласно проекта, пуску из бездействия и консервации, проводить своевременный текущий и капитальный подземный ремонт;

– разрабатывать и использовать новые технологии воздействия на пласт, обладающие более высокими вытесняющими свойствами;

– контролировать возможные перетоки пластовых жидкостей в вышележащие пласты через дефекты в цементном кольце или обсадной колонне геофизическими и другими методами;

– выполнить все экологические требования

Охрана окружающей среды – совокупность научных правовых и технических мероприятий, направленных на рациональное использование, воспроизводство и сохранение природных ресурсов, на обеспечение биологического равновесия в природе, на улучшение качества окружающей среды путем ее планового преобразования.

Экология – наука о взаимоотношениях между живыми организмами и средой их обитания.

Влияние нефтегазодобывающего предприятия на окружающую среду и людей, проживающих в зоне его производственно-хозяйственной деятельности, весьма осязаемо по многим направлениям, некоторые из которых будут рассмотрены ниже.

Нефтедобывающие предприятия разрабатывают одно или несколько месторождений, занимающих значительную площадь. В пределах горного отвода могут находиться сельскохозяйственные предприятия, производящие различные виды продукции, города, населенные пункты со значительной плотностью населения.

Водный режим региона, занимаемого месторождениями, может определяться реками, родниками, озерами, водохранилищами, имеющими иногда промысловое назначение.

Для нужд водопотребления могут использоваться питьевые скважины и водозаборы.

Описанные выше природные факторы предъявляют особые экологические требования к размещению и функционированию объектов различного назначения, включающих в себя нефтяные скважины, кустовые насосные станции, установки предварительного сброса воды и установки комплексной подготовки нефти. Все это объединено в единую систему трубопроводами, общая протяженность которых может составлять свыше тысячи, а иногда и десятки тысяч километров.

Для эксплуатации такого сложного нефтепромыслового хозяйства с соблюдением природоохранного законодательства разрабатывается порядок контроля за состоянием окружающей среды, планируются текущие и перспективные природоохранные мероприятия.

Для руководства этими работами создаются комиссии, в которые входят ведущие специалисты, вводится должность замес-

тителя главного инженера по охране окружающей среды.

Работы ведутся в соответствии с комплексными программами охраны окружающей среды и рационального использования природных ресурсов, рассчитанными на длительный период и годовыми мероприятиями аналогичного назначения.

Контроль за состоянием окружающей среды осуществляется группой специалистов цеха производственных работ, которые ежедневно обследуют водоемы в пунктах, согласованных с зональным комитетом охраны природы и санитарно-эпидемиологической станцией. Кроме того, осуществляется ежемесячный полный химический анализ воды по утвержденным точкам водопунктов.

Выявленные неблагополучные участки дополнительно обследуются специалистами, которые выявляют причины, разрабатывают и осуществляют соответствующие мероприятия по их устранению.

Контроль за состоянием земельных угодий осуществляется методом обхода на промыслах и в цехах подготовки нефти, а также выездом аварийных бригад.

В настоящее время широко применяется технология закачки воды в пласт с целью поддержания пластового давления и повышения нефтеотдачи.

Прогрессирующие обводнение месторождений является следствием использования этой технологии. Возникает проблема утилизации пластовых вод, объемы которых возрастают по мере вовлечения в разработку новых площадей и скважин.

Опыт разработки нефтяных месторождений (Туймазинское в Башкортостане) показал, что пластовую воду можно возвращать в пласт, предварительно очистив от механических примесей и нефти.

14.2.ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМЫ СБОРА НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ

Принципиальным технологическим решением, напрямую связанным с улучшением экологической обстановки в регионе, является внедрение герметизированной однотрубной системы внутрипромыслового сбора. Ее внедрение, по опыту производственного «АНК

Башнефть», «ОАО Татнефть», позволило погасить сотни факелов, высвободить из эксплуатации трапы, мерники, насосы откачки, газопроводы, а главное исключить множество узлов, через которые газ и нефть выбрасывались в атмосферу.

С целью сокращения разрушений трубопроводов следует использовать ингибиторы коррозии. Создана система дозирования химреагентов, охватывающая трубопроводы внутрипромыслового сбора, поддержания пластового давления и подготовки нефти.

Учитывая, что применение ингибитора коррозии связано с постоянными затратами на его приобретение, нефтяники параллельно стали использовать метод борьбы с коррозией посредством антикоррозионных покрытий поверхностей оборудования и сооружений.

Все вновь построенные трубопроводы или резервуары, а также вводимые в работу после ремонта, следует защищать от коррозии слоем покрытия.

В низконапорных системах подготовки нефти нашли применение полиэтиленовые трубы.

В качестве выкидных трубопроводов от скважин стали применяться трубы, футерованные полиэтиленом или гибкие полимерно- металлические трубы.

В системе поддержания пластового давления высоконапорные водоводы так же стали сооружаться из труб, футерованных полиэтиленом.

С целью разгрузки трубопроводных систем, уменьшения их протяженности и вывода из эксплуатации экологически опасных объектов практикуется отключение нагнетательных и высокообводненных нефтяных скважин, находящихся в водоохранных зонах.

Отключение скважин на определенном этапе разработки месторождения является экологически оправданной мерой, но не всегда рациональной, так как может уменьшится объем добычи нефти.

Надежность водоводов является одним из главных условий экологической безопасности системы ППД. Разрушения водоводов возникают не на всем протяжении, а кон-

центрируются на определенных участках. Именно эти участки следует заменять.

Одним из технических решений является прокладка высоконапорных водоводов вблизи кустовых насосных станций не в грунте, а на поверхности. Это позволило сократить их аварийность из-за блуждающих токов.

Перечисленные выше мероприятия, проведенные в НГДУ «Туймазанефть», позволили сократить аварийность на объектах нефтепромыслового хозяйства. Количество порывов нефтепроводов за период с 1981 по 1997 гг. уменьшилось с 1587 до 502, напорных водоводов – с 1842 до 180 (почти в 10 раз), магистральных водоводов – с 2191 до 183 (в 12 раз). Удельная частота порывов также снизилась: по нефтепроводам – с 0,61 до 0,245 (в 2,5 раза), по напорным водоводам – с 2,5 до 0,38 (в 6,6 раза), по магистральным водоводам – с 5,51 до 1,86 (в 2,9 раза). Все это вместе взятое дало положительный экологический эффект [6].

Площадь загрязненных земель уменьшилась по сравнению с 1993 годом в 5 раз.

Содержание хлоридов по контрольным точкам рек из года в год снижается и в настоящее время в два раза ниже предельно допустимых концентраций.

14.3. СОКРАЩЕНИЕ ПОТЕРЬ УГЛЕВОДОРОДОВ В РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКАХ

Значительными источниками загрязнения атмосферы в нефтепромысловом хозяйстве являются испарения, обусловленные негерметичностью оборудования и сооружений.

На начальной стадии разработки месторождения вплоть до 1972 г. определяющим фактором негерметичности на многих месторождениях была индивидуальная технологическая схема внутрипромыслового сбора нефти и газа.

С переходом на герметизированную систему сбора основной объем потерь углеводородов переместился в резервуарные нефтепарки.

В технологической схеме внутрипромыслового сбора эти по-

тери, загрязняющие атмосферу, стали носить эпизодический характер, так как происходят только в случае аварийной разгерметизации устьевого оборудования скважин или при порывах на трубопроводах. Меры по повышению надежности последних были описаны выше.

Рассмотрим мероприятия, которые были осуществлены с целью сокращения и предотвращения загрязнения атмосферы в резервуарных парках.

Известно, что при изменении уровня жидкости, температуры или дегазации в транзитных процессах подготовки нефти выделяющиеся газы и пары выходят из резервуаров через специальные дыхательные устройства в атмосферу.

Дыхание резервуаров является причиной потерь от испарения нефти и загрязнения окружающей среды. Расчеты и измерения, выполненные различными исследователями, показали, что выбросы паров нефти из резервуаров весьма значительны.

Некоторое сокращение потерь достигалось применением плавающих крыш, покраской резервуаров белой краской, но эти способы не являлись кардинальными

Последние технологические решения базируются на внедрении системы откачки из резервуаров легких фракций газа (см. раздел 12).

14.4. ЗАЩИТА ОТ ПОВЕРХНОСТНЫХ ЗАГРЯЗНЕНИЙ

Попадание нефти в водоемы нарушает естественный обмен влагой, теплом и газами между атмосферой и водоемами. Под влиянием волн и ветра нефтяная пленка прибивается к берегам, загрязняя их и прибрежную растительность.

Нефть и нефтепродукты при окислении, становясь тяжелее воды, оседают на дно водоемов, накапливаются в придонном слое и длительное время являются источниками вторичного загрязнения отдельных участков водоема

В связи с этим при попадании нефтепродуктов в водоемы чрезвычайно важно принять срочные меры по уменьшению послед-

ствий загрязнения. Для этой цели на основных ручьях, проходящих по территории месторождений, сооружают нефтеловушки, которые представляют собой плотины с подъемными шиберами. В случае попадания нефти в ручьи шибера опускаются и останавливают сток. В результате уровень воды перед плотиной поднимается.

Действуя шиберами добиваются такого положения уровня, при котором нефть с поверхности ловушки начинает поступать по обводному каналу в специальный накопитель, откуда откачивается или вывозится.

Кроме того, на ручьях через определенные расстояния предусматриваются устройства, позволяющие за короткий период соорудить временные запруды. С этой целью поперек ручья забиваются несколько опорных металлических стоек. В случае попадания нефти в ручей к стойкам, расположенным ниже места попадания закрепляются металлические сетчатые секции, перед которыми на поверхность воды набрасывается солома. Это сооружение позволяет надежно задержать нефть в том случае, если заграждение выполнено правильно.

Основное требование, которое необходимо соблюдать, состоит в том, чтобы заграждение сооружалось в местах, имеющих спокойное течение. Таких запруд сооружается несколько. Это позволяет осуществлять замену нефтеудерживающего материала без пропуска нефти вниз по течению.

Сбор нефти, накопившейся перед запрудой, осуществляется вручную черпаками в специальные емкости, имеющие в нижней части вентиль для спуска отстоявшейся воды.

Для задержания нефти в реках, пересекающих территорию месторождения, используют специальные плавучие бонные устройства, представляющие собой надувные рукава из прорезиненной ткани, закрепленные к канату и имеющие в нижней части продольный заградительный лист. Бонное устройство наполняется воздухом и устанавливается на поверхности воды ниже места попадания нефти под углом 45° относительно берегов. Задержанная на поверхности воды нефть течением сбивается к берегу и удаляется черпаками в емкости. В случае большого количества

попавшей в реку нефти, около берега сооружается приямок, в который с поверхности воды нефть сливается и откачивается насосным агрегатом.

Используются для задержания нефти, также и существующие мосты. С этой целью так же, так и на ручьях, здесь сооружаются сетчатые заграждения с соломой.

В первые моменты после попадания нефти в воду, на ее поверхности удерживается от 80 до 90% общего количества. Одновременно с образованием поверхностного слоя начинается испарение легких углеводородов. В дальнейшем количество нефтепродуктов в воде уменьшается за счет процессов химического и биохимического окисления.

Интенсивность самоочищения вод от поступившей в них нефти в значительной степени зависит от метеорологических условий. При температуре 20-25 °С за 20 суток окисляется 50-80% от общего количества поступившей нефти, тогда как при 5°С лишь 10-20%. Максимальная скорость очищения пресных вод от пленки нефти отмечается во время дождя, когда большая часть нефти потопляется и захватывается донными осадками. При изменении метеорологических условий потопленная нефть способна циркулировать между дном и поверхностью водоема до полного ее разложения.

На самоочищение воды от нефти оказывает влияние водная растительность, которая в 2-3 раза ускоряет разрушение нефтяной пленки.

Гораздо сложнее обстоят дела при попадании в водоемы пластовых вод. Если нефть способна, в основном, удерживаться на поверхности воды и ее можно описанными выше способами собрать и утилизировать, то при попадании высокоминерализованной воды в пресноводные бассейны происходит быстрое ее перемешивание с повышением общей минерализации.

В связи с этим единственным надежным способом является исключение попадания высокоминерализованных вод в пресноводные бассейны.

Важной проблемой является предотвращение загрязнения земельных угодий и восстановление почвы, ранее подвергнутой

загрязнению.

Известно, что загрязнение почвы нефтепродуктами вызывает серьезные экологические последствия, так как приводит к значительным изменениям физико-химических свойств почвы, а именно снижается ее водонепроницаемость, ухудшается азотный режим, уменьшается количество микроорганизмов и бактерий, ухудшается воздушный режим, приводящий к недостатку кислорода и избытку органических веществ.

Все это приводит к снижению плодородия почвы. Следует отметить, что основным загрязнителем являются тяжелые фракции сырой нефти, трудно подвергающиеся деструктивным изменениям.

Устранение вредного влияния нефти на земельные угодия осуществляется путем биологического окисления микроорганизмами и химического окисления.

Эта проблема решается путем вывоза на загрязненные участки навоза из расчета 300 тонн на гектар. Положительную роль играет известкование почвы. Значительно ускоряют процесс очищения почвы дождевые осадки, которые вымывают соли и тем самым снижают концентрацию их в верхних слоях почвы.

Это явление может быть использовано путем создания искусственного дождевания через специальную систему трубопроводов.

Практика показывает, что влияние нефтепромысловых сточных вод на агрохимические свойства почв усиливается в пониженных участках рельефа и в поймах рек.

Распределение солей по профилю почв обуславливается характером засолонения. Преобладающим в большинстве случаев является поверхностное засолонение, по мере углубления количество солей резко снижается. В составе солей преобладают хлориды. Засоленные почвы страдают от недостатка одних и избытка других элементов.

Из опыта Туймазинского месторождения установлено, что при разливе высокоминерализованных сточных вод плодородный слой земли восстанавливается около 20 лет, но этот срок может быть сокращен за счет применения агротехнических приемов, о кото-

рых было рассказано выше. [21].

В заключение следует отметить, что наиболее эффективными при решении экологических проблем являются технологические и технические решения в добыче нефти. Именно сюда должны быть направлены основные усилия инженеров и ученых.

Проектирование, обустройство и разработку нефтяных месторождений следует производить в соответствии с земельным и водным законодательством РФ и правилами санитарной охраны водоемов и водоисточников.

Природоохранная деятельность на месторождении должна проводиться инженерными и геологическим службами нефтедобывающего предприятия, а контролироваться отделом охраны окружающей среды, местными органами территориального бассейнового управления, СЭС и Госгортехнадзора.

В районе месторождения должен производиться контроль загрязнения поверхностных и подземных вод путем регулярного отбора проб на химический анализ.

Для ликвидации загрязнений и их предотвращения разрабатываются и внедряются специальные мероприятия

15. КОРРОЗИЯ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ И МЕТОДЫ ЕЕ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ

15.1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О КОРРОЗИИ

Одной из актуальных проблем нефтяной промышленности является защита машин, оборудования и сооружений от коррозии.

Коррозия – это разрушение металлов, вследствие химического и электрохимического взаимодействия со средой. Среда, в которой происходит коррозия, называется ***коррозионной или агрессивной.***

Различают химическую и электрохимическую коррозию.

Химическая коррозия – реакция металла с окружающей средой: окисление металла кислородом или другим газом (коррозия насосов, образование окалины при нагреве металла)

Электрохимическая коррозия – окисление металла в электропроводных средах (коррозия трубопроводов в сточной воде).

Протекание процессов разрушения металлов проходит в случае химической коррозии при взаимодействии металла с кислородом и образовании окислов рыхлых, непрочных, постепенно разрушающихся, освобождающих доступ кислороду к новым частям металла и, таким образом, уменьшающих его толщину (прочность). При электрохимической коррозии возникает электрический потенциал между металлом (катод) и другим металлом (анод) через проводящую среду (электролит). Разновидность металла может быть образована наличием в конструкции различных по свойствам металлов или образованием металлических соединений. При этом возникает электрический ток, приводящий к разрушению металла (вынос электронов) и переносу частиц металла через электролит на анод (в почву, на другой металл).

Оборудование систем заводнения, сбора нефти и газа, устано-

вок подготовки нефти, эксплуатируется в среде представляющей собой смесь пластовых и пресных вод, нефти и механических примесей. Эти смеси могут содержать кислород, сероводород, двуокись углерода, различные нефтяные газы, поверхностно-активные вещества. Пластовые воды содержат в большом количестве соли различного типа.

Таким образом мы имеем дело с гетерогенной средой, которую можно отнести к электролитам.

Каждый из компонентов, входящих в сточную воду, в той или иной степени влияет на коррозионный процесс.

Приведем данные о действии различных агентов на процесс коррозии, полученные различными исследователями [46].

Содержание кислорода ускоряет коррозионный процесс. С увеличением содержания кислорода в сточной воде до 2,7 мг/л скорость коррозии увеличивается до 15 раз и превышает 1,0 г/(м^2·ч).

Минерализация среды ведет к увеличению скорости коррозии и достигает максимума при максимуме минерализации. Так, в растворе, содержащем 0,25% хлористого натрия, скорость коррозии увеличивается в два раза по сравнению с пресной водой.

Влияние механических примесей зависит от количественного и качественного состава их в смеси, но в целом усиливает коррозионный процесс.

Ученые отмечают активную роль при этом эрозионной характеристики механических примесей, среди которых следует выделить кварц (продукт разрушения пласта) Он разрушает защитные окисные пленки, образующиеся на металлических поверхностях и делают ее более восприимчивой для контакта с агрессивной жидкостью.

Сероводород – наиболее активный из компонентов смеси стимулятор коррозии.

Скорость коррозии при наличии сероводорода усиливается присутствием в растворе кислорода.

При адсорбии ионов HS – ослабляется связь между поверхностными атомами, что облегчает проникновение водорода в металл. Это приводит к росту механических напряжений в металле, появлению трещин, возникновению водородной хрупкости

металла и в конечном счете – к его разрушению.

Двуокись углерода является весьма активным коррозионным агентом. Образуя в растворе угольную кислоту, двуокись углерода снижает pH среды, превращая ее из щелочной или нейтральной в кислую.

Скорость коррозии в присутствии CO_2 возрастает с увеличением минерализации, температуры, химического состава стали.

Поверхностно-активные вещества находящиеся в сточной воде, не стимулируют коррозию. Есть некоторые утверждения, что водорастворимые деэмульгаторы способствуют гидрофилизации поверхности металла и отмыва с нее пленок нефти, парафина и смол. Это может подготовить поверхность к коррозионному воздействию на нее активных компонентов раствора.

Влияние «pH» среды является обратно пропорциональным: чем меньше значение «pH», тем интенсивнее процесс, и наоборот.

Поэтому с целью повышения «pH» на некоторых месторождениях рекомендуется применять нейтрализующие агенты, например, аммиак. Это повышает pH до 8,5-9,0. Одновременно, происходит интенсивное осаждение на металлической поверхности хлопьевидного осадка из карбоната кальция ($CaCO_3$), гидроокиси железа ($Fe(OH)_3$) и других компонентов. Это может привести к уменьшению пропускной способности трубопроводов или полному их закупориванию.

Поэтому метод подщелачивания аммиаком не считается радикальным средством.

Температура среды оказывает решающее влияние на процесс коррозии: при повышение температуры скорость коррозии непрерывно возрастает. Получено, что, если при +20 °С скорость коррозии равна 1,60 г/(м²·ч), то при +83 °С она возрастает до 1,730 г/(м²·ч)

Скорость перемещения среды увеличивает скорость коррозии. По данным экспериментов при перемешивании сточной воды мешалками, имеющими различные частоты вращения, скорость коррозии изменялась от 0,066 г/(м²·ч) в состоянии покоя до 1,008 г/(м²·ч) при 400 об/мин мешалки.

Увеличение площади контакта металла со сточными водами ведет к увеличению коррозионного износа, который ускоряется в процессе движения вод.

Приведенные выше экспериментальные данные получены в результате лабораторных экспериментов отдельно по каждому виду воздействия. На практике мы имеем дело с комплексом параметров, а иногда со всеми указанными выше одновременно.

Поэтому коррозионные процессы приобретают прогрессирующий характер.

15.2. ХАРАКТЕР КОРРОЗИИ ОБОРУДОВАНИЯ

Водоводы представляют весьма значительную часть оборудования системы заводнения и подразделяются на ***питательные и нагнетательные.***

Первые представляют собой трубы большого диаметра (до 350 мм), предназначенные для подачи воды от водоисточников к кустовым насосным станциям с давлением до 4,0-6,0 МПа.

Вторые – обеспечивают подачу воды в нагнетательные скважины по трубам диаметром 100-168 мм с давлением до 20 МПа.

Все перечисленные выше факторы, стимулирующие коррозию, имеют место при движении сточных вод в водоводах. Результат – нарушение целостности трубы в виде сквозных отверстий диаметром до 60 мм, уменьшение толщины трубы на 2-3 мм с последующим их разрушением. Увеличение числа аварий при перекачке сточных вод в 6-8 раз превышает количество аварий на пресной воде. Около 90% аварий приурочено к сварным соединениям, связанным с дефектами сварки: трещинами, подрезами, непроварами в корне шва и между слоями шва, пустотами, порами, шлаковыми включениями, а также несоосностью свариваемых труб.

Средний срок эксплуатации водоводов кислородосодержащих сточных вод – 3-5 года, смеси этих вод – до 2 лет.

НАСОСЫ

Продолжительность эксплуатации насосов при перекачке сточных вод составляет в среднем 2500-3000 часов, в то время, как

на пресной воде они работают до 8000 часов.

Наиболее сильному коррозионному износу подвергаются рабочие колеса, направляющие аппараты, разгрузочные устройства, уплотнительные кольца.

Факторами, усиливающими износ деталей насоса, являются высокие скорости движения жидкости, наличие взвешенных частиц, использование некачественных материалов, кавитация.

ОБСАДНЫЕ КОЛОННЫ СКВАЖИН

Обсадные колонны испытывают действие коррозионно-активных агентов, как изнутри, так и снаружи.

Изнутри действует высокоминерализованная сточная вода, содержащая кислород, сероводород, двуокись углерода, мехпримеси.

Наружная поверхность обсадной колонны контактирует с породами, простирающимися на глубину нескольких тысяч метров и содержащими самые различные жидкие и газообразные агенты.

Если присовокупить к сказанному еще и различные технологии, связанные с воздействием на призабойную зону пласта, такие, как кислотные обработки, закачка различных растворителей, карбонизированной воды, поверхностно-активных веществ, гидравлический разрыв пласта, гидро-пескоструйная перфорация, то станут понятнее весьма напряженные условия работы обсадной колонны.

Эти условия осложняются высокими температурой и давлением.

Процесс коррозии колонн можно определить как электрохимический, ввиду возникновения микрогальванических пар на гетерогенной поверхности металла.

Не исключено и действие блуждающих токов.

Отмечено, что скорость коррозии внутренней поверхности колонны составляет 15-20% от скорости коррозии наружной поверхности.

РЕЗЕРВУАРЫ

В системе сбора и подготовки нефти и воды используют вертикальные металлические резервуары объемом 2000-5000 м³.

По коррозионному воздействию в резервуаре выделяют три основных зоны – нижнюю, включая днище, среднюю и верхнюю, включая кровлю.

Резервуары для отстоя сточной воды монтируют на узлах промканализации и в зависимости от технологии количество их может быть различным. Поэтому содержание коррозионных агентов в воде меняется по мере перемещения воды из резервуара в резервуар. Так, в первом будет значительное содержание нефтепродуктов, газов, мехпримесей, в последнем их содержание сводится до минимума. Но так или иначе, наибольшей коррозии подвергается днище, которое во всех резервуарах постоянно контактирует с минерализованной сточной водой, содержащей H_2S, O_2, CO_2 и различные осадки.

Кровля резервуара подвергается воздействию газовой среды, в которой присутствуют весьма активные коррозионные агенты.

Буферные резервуары при современной технологии заводнения заполняются сточной водой, содержащей почти все коррозионно-активные агенты, находящиеся в резервуарах узлов канализации. Более того, при недостаточной герметичности системы транспортировки вода может обогатиться значительным количеством кислорода.

Время безаварийной эксплуатации резервуаров в присутствии H_2S составляет 2-3 года, без H_2S – до 10 лет.

15.3. ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ КОРРОЗИИ

МЕТОДЫ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ КОНТАКТА МЕТАЛЛА С АГРЕССИВНОЙ ЖИДКОСТЬЮ

Одним из условий, предотвращающим коррозию, является создание надежной изоляции металла от воздействия агента, вызы-

вающего его разрушение.

Для этих целей существует ряд способов. Наибольшее распространение получили:

а) окрашивание поверхности;

б) гуммирование;

в) футерование, подача ингибиторов коррозии, изоляция, катодная защита.

Окрашивание заключается в нанесении различных, устойчивых к воздействию среды материалов на защищаемый металл.

Процесс включает в себя следующие операции:

а) подготовка поверхности металла для нанесения покрытия;

б) подготовка материала;

в) нанесение покрытия.

Подготовка поверхности заключается в удалении ржавчины, масляных пятен, следов старой краски. Это обеспечит лучшую адгезию (сцепление) краски с металлом. Общепринятая технология включает механическую, химическую и термическую виды очистки.

Механическая очистка состоит в воздействии на поверхность скребками и щетками различной конструкции, металлическим песком и дробью. Применение пескоструйной обработки с использованием кварцевого песка допускается в исключительных случаях при надежной защите персонала от пыли, вьщеляемои при воздействии песка на металл.

Дробеструйный способ (рис.15.1) очистки поверхности состоит в создании дробе-воздушной смеси и подаче ее на очищаемую поверхность под давлением. Обладая абразивным воздействием, дробь хорошо и быстро очищает поверхность.

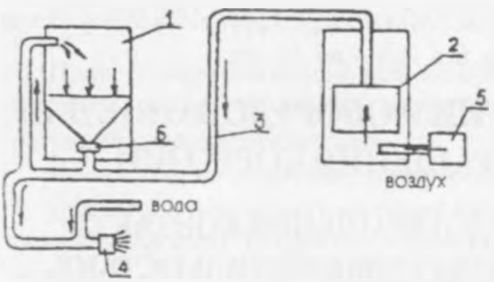


Рис. 15.1 Схема дробеструйной установки:

1 – резервуар; 2 – маслоотделитель; 3 – шланги; 4 – сопло; 5 – компрессор; 6 – распылительное сопло

Пыль, образуемая при этом, вредна для здоровья, поэтому необходимо обеспечить надежную вентиляцию или применять гидродробеструйную обработку. При этом вместе с воздухом по шлангу подается вода.

Перед нанесением наружной изоляции на поверхность трубопровода наносится грунтовка – праймер, изготавливаемая из битума, растворенного в бензине в соотношении 1:2 по массе. Затем наносят оберточные материалы – крафтбумагу или нетканый стеклохолст.

Внутреннюю поверхность трубопроводов промывают водой, затем прогоняют металлические ерши и щетки. Перемещение последних производится сжатым воздухом. Если возникает необходимость, прогоняют моющий раствор (при покрытии трубопроводов, бывших в эксплуатации).

Битумные покрытия могут выполняться непосредственно на трассе строящегося трубопровода или, что более прогрессивно трубы с покрытием заготовливаются в виде плетей на базе предприятия и доставляются на место сварки. Покрытие производят специальные машины.

Одна из технологий нанесения покрытия на внутреннюю поверхность трубопроводов, уложенных в землю, состоит в следующем (рис. 15.2). После очистки трубопровода от окалины, ржавчины и его продувки в заправочную камеру вставляют пробки, пространство между которыми заполняют эпоксидным компаундом. Создавая давление компрессором (до 6,0 МПа), добиваются перемещения пробок по трубам, в процессе которого компаунд размазывается по поверхности труб, оставляя на них пленку. После нанесения пленки в один слой, покрытие сушат, подавая в трубы воздух. Затем может быть нанесен второй слой покрытия.

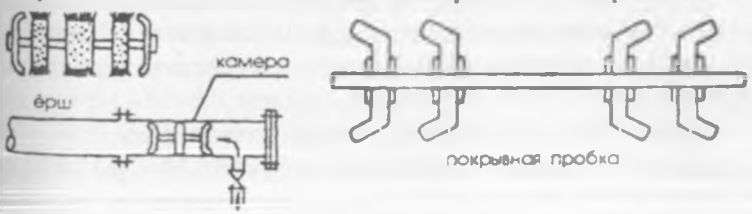


Рис. 15.2. Детали для устройств покрытия трубопроводов.

Недостатками такого вида покрытия является отсутствие визуального способа контроля за качеством и то, что покрытие можно производить только при плюсовой температуре.

Применение металло-пластмассовых труб. В «ТатНИПИнефть» разработан способ образования футерованного слоя из пластмассовых труб в обычных металлических трубах, включающий несколько операций (рис. 15.3).

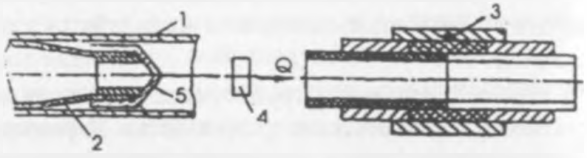


Рис. 15.3. Схема футерования пластмассовыми трубами:
1 – металлическая труба; 2 – пластмасовая труба; 3 – муфта; 4 – лебедка; 5 – патрон.

Вначале производится затяжка пластмассовой трубы 2 внутрь металлической 1 лебедкой 4. Для этого конец пластмассовой трубы зажимается в патрон 5. При этом пластмассовая труба должна выступать из металлической на 200-250 мм. Диаметр пластмассовой трубы на 2-4 мм больше диаметра металлической трубы. Натяжка создает надежный контакт труб.

После этого производят соединение концов пластмассовых труб, для чего вначале их нагревают до плавления, затем склеивают под давлением.

Зазор между металлическими трубами заполняют смолой и изолируют его металлической муфтой. Последнюю обжимают до диаметра металлической трубы с усилием до 2000 кН.

Нанесение защитных красок производится кистями или краскопультами (пистолеты – распылители серии 045).

По устройству они просты (рис.15.4) и включают в себя головку – 1, к которой подводится воздух – 2 и краска – 3, и краснонагнетательной бачок – 4, где разводится краска и подается воздух.

Воздух может подаваться из общей системы или от индивидуального компрессора на рабочее давление 0,30,—р,35 МПа.

Воздух должен подаваться через

ляющий собой камеру, заполненную влагопоглотителем (коксом), и подводящего или отводящего трубопровода.

Краскопультами можно наносить жидкие краски и лаки в местах, доступных для его доставки.

Рис. 15.4. Оборудование для окраски:
1 – головка; 2 – воздух; 3 – краска; 4 – бачок.

ПРИМЕНЕНИЕ ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ

Физический смысл подачи ингибиторов состоит в образовании ими на поверхности труб или оборудования пленки, препятствующей контакту с агрессивной жидкостью, т. е. создается своеобразный изолирующий слой из ингибитора. Не всегда он надежен, но поскольку эффективность ингибиторов на практике доказана, в целом можно считать, что ингибиторы уменьшают скорость коррозии и замедляют коррозионные процессы.

Следует учесть и качество ингибиторов, а также условия их применения.

Выбор ингибитора должен основываться на характеристике среды, в которую он дозируется.

Поэтому для различных технологических процессов разработаны и рекомендуются свои химреагенты.

В частности, для защиты оборудования и коммуникаций системы заводнения рекомендуются:

а) для сточных вод, содержащих растворенного кислорода до 5 мг/л, нефтепродуктов до 25 мг/л, мехпримесей – не более 50 мг/л, при pH – 5,5-8,0, минерализации 25-250 мг/л, температуре не более 80°С, эффективны сульфит натрия, бисульфит аммония, гидразин, ИКБ-4В, ИКАР-1, ИКН-7, ИКБ-4В и т. д.;

б) [illegible]

А, КИ-1, ИКБ2-2, Серво, СК-378, корексит 7798, Тал - 2, И-1-А;

в) для сточных вод, содержащих сульфовосстанавливающие бактерии и сероводород – АНП-2, ДОН-2, ДОН-52, коррексит 7670, Серво-701, БАКТИРАМ-607;

г) для сточных вод, содержащих микроорганизмы – хлорная известь, бура, фенолят Na, БАКТИРАМ-607, ИК-5, ИК-40.

Кроме перечисленных марок ингибиторов отечественного производства в настоящее время используется целая гамма импортных химреагентов.

Подача ингибитора в систему осуществляется различными способами, но наибольшее распространение получило постоянное дозирование в сточную воду. Можно периодически увеличивать дозу ингибитора (ударная доза), что по опыту повышаст защитный эффект.

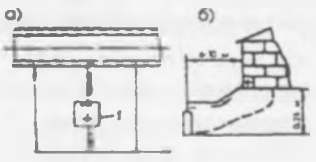
Рабочая доза ингибитора устанавливается исследованием и составляет 25-50 г/м^3, ударная доза – до 200 г/м^3.

Периодичность проведения подачи ударных доз составляет до 2 мес.

КАТОДНАЯ ЗАЩИТА

Метод основан на искусственном образовании электрической цепи «разрушаемый металл – электролит – защищаемый металл», в которой разрушаемый металл выбран как менее устойчивый к разрушению.

На защищаемом металле создают отрицательный потенциал с помощью источника тока – 1 (рис. 15.5 «а») и анодов-заземлителей, заглубляемых в землю. Таким образом возникает движение электронов от источника через заземлители к защищаемому металлу. В этом случае удается путем искусственно наведенного электрического потенциала заставлять двигаться ионы металла в заданном направлении и избежать разрушения металла.



а) Схема катодной защиты трубопровода.
б) Протекторная защита резервуара.

Недостатком этой схемы при защите трубопроводов является необходимость устройства заземлителей

на больших расстояниях и подвода напряжения (глубина заложения анодов 1400 мм, диаметр 40-50 мм, расстояние от трубопровода – 300-400 м). Кроме того, внутренняя поверхность трубопровода остается без защиты.

Протекторная защита основана на создании самопроизвольного, электрического потенциала между заземлителем-анодом и защищаемым металлом вследствие применения в качестве анода легко разрушаемых металлов. Для повышения эффективности анод погружается в активатор – смесь солей. На рис. 15.5 «б» приведена схема протекторной защиты резервуаров.

Катодная защита обсадных колонн скважин заключается в установке анодного заземлителя – 1 (рис.15.6) в специально пробуриваемой скважине глубиной 20 м и обсаживаемой колонной диаметром 100-200 мм.

Ферросилидовые аноды соединяют кабелем – 3 со станцией – 2 и обсадной колонной скважины – 4. Длина анода до 50м, диаметр – 60мм. Мощность станции катодной защиты – 840 Вт, сопротивление заземлителя 0,9 Ом, удаление анода от обсадной колонны до 82 м.

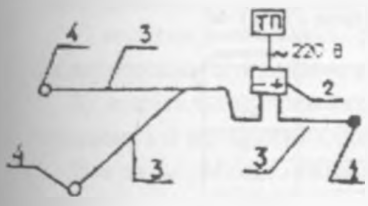


Рис. 15.6. Схема катодной защиты обсадных колонн:
1 – анодный заземлитель; 2 – станция; 3 – кабель; 4 – обсадные колонны.

ГИБКИЕ ПОЛИМЕРНО-МЕТАЛЛИЧЕСКИЕ ТРУБЫ

Гибкие полимернометаллические трубы (ГПМТ-60) широко применяются в нефтяной промышленности, успешно работают в сложных климатических условиях во всех нефтегазодобывающих управлениях Акционерной нефтяной компании «Башнефть».

В условиях высокоагрессивных нефтепромысловых сред, содержащих сероводород до 600 мг/л, углекислый газ до 1200 мг/л, свободный кислород, активные ионы хлора, растворы минеральных солей, механические примеси и др., гибкие трубы ГПМТ-60 эксплуатируются уже более 5 лет, в то время, как стальные трубопроводы

требуют замены через 6 месяцев.

Гибкие трубы имеют многоцелевое назначение и могут быть использованы в качестве технологических трубопроводов и коллекторов для транспорта продуктов нефтепереработки и химических производств, пульпы, сыпучих продуктов, морской и пресной воды, в т. ч. питьевой.

Высокая степень заводской готовности и простота монтажа позволяет использовать их в качестве временных трубопроводов в труднодоступных районов, для осуществления переходов через водные преграды и т. д.

Рабочий диапазон температуры окружающего воздуха – от 45°С до +45°С.

Гибкие трубы рассчитаны на траншейную прокладку и на прокладку по поверхности земли. Тип соединения – фланцевый. Вид поставки: в бухтах или на барабанах.

Техническая характеристика ГПМТ приведена в табл. 15.1.

Таблица 15.1.

Техническая характеристика ГПМТ-60

Параметры	Значение
Рабочее давление, МПа	4
Внутренний диаметр, мм	60
Наружный диаметр, мм	90
Масса 1 погонного метра, кг, не более	4,3
Длина секции, м, не более	300
Радиус изгиба, м, не менее	0,6

Срок службы гибких полимерометаллических труб ГПМТ-60 – более 20 лет. Гибкие полимерометаллические трубы отличаются следующими качествами:

– химическая стойкость;

– высокая механическая прочность;

– стабильная во времени гидравлическая характеристика;

– улучшенная теплоизоляция;

– высокая монтажеспособность и транспортабельность;

– высокая степень адаптации к рельефу местности и состоянию грунта;

– высокая степень устойчивости к природным условиям;

– высокая сейсмостойкость.

16. ОБСЛУЖИВАНИЕ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН, УСТАНОВОК И ТРУБОПРОВОДОВ

16.1. СИСТЕМА ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ

Система технического обслуживания – комплекс мероприятий, обеспечивающий бесперебойную работу скважин и находящегося в ней оборудования.

Система технического обслуживания включает три вида работ:

1) профилактический осмотр, во время которого выявляются и устраняются отдельные нарушения в работе скважины и оборудования, не приведшие к остановке;

2) восстановительный ремонт, во время которого устраняются нарушения, приведшие к остановке скважины;

3) капитальный ремонт, требующий длительной остановки скважины и проведения большого объема работ.

Все виды работ должны планироваться и выполняться по графикам.

Однако вследствие ряда причин ремонты часто приобретают аварийный характер, т.е. требует немедленного проведения.

В должностные обязанности оператора входит проведение осмотра оборудования и устранения некоторых нарушений.

16.2. ОБСЛУЖИВАНИЕ ФОНТАННЫХ СКВАЖИН

Обслуживание фонтанных скважин включает следующий перечень работ:

– осмотр фланцевых соединений на устьевой арматуре, рабочих манифольдах и подтяжка гаек;

– контроль за давлением в затрубном пространстве, на луб-

рикаторе и выкидном трубопроводе;

– осмотр задвижек и устранение течи в сальниках, уборка территории скважины;

– очистка насосно-компрессорных труб от парафина с помощью скребков;

– выпуск газа из затрубного пространства в выкидной трубопровод;

– участие в операциях по промывке, депарафинизации и других технологических операциях, связанных со скважиной,

– проведение исследования скважин: замер динамического уровня жидкости в затрубном пространстве;

– отбор пробы;

– замер дебита жидкости.

Некоторые виды работ требуют привлечения соответствующей техники: промывочного или депарафинизационного агрегата. Поэтому в задачу оператора входит установить необходимость в его заказе и сообщить через диспетчера руководству цеха.

Оператор должен принять участие в проводимой работе, а иногда и возглавить ее.

Работы по замене штуцера, замене прокладок, смене задвижек выполняются ремонтной группой, а если таковой в структуре цеха не имеется, то не менее, чем двумя операторами.

16.3. ОБСЛУЖИВАНИЕ ГАЗЛИФТНЫХ СКВАЖИН

Профилактический осмотр устьевого оборудования газлифтной скважины аналогичен по цели и исполнению работе на фонтанной скважине. Кроме того необходимо:

– осмотреть газопровод, по которому газ подается к скважине;

– осмотреть оборудование газораспределительной батареи,

– проконтролировать давление газа на входе в скважину и при отклонении этой величины от нормальной, установить причину,

– по графику производить замер дебита скважины;

– проконтролировать работу газлифтных клапанов.

Необходимо иметь в виду, что в газлифтных скважинах часто образуются гидратные пробки, представляющие собой смесь воды, конденсата, парафина, мехпримесей. Способствуют гидратообразованию различные дросселирующие устройства, а в скважинах – интервалы вечной мерзлоты.

Гидратообразование вызывает:

– повышение давления до пробки;

– снижение дебита скважины;

– снижение давления выше пробки.

Оператор должен сообщить о своих подозрениях руководству цеха и после его разрешения попытаться устранить пробку, вводом в предполагаемый интервал скважины ударной дозы химреагента.

При необходимости осуществить переключение скважины в распределительном пункте на давление, установленное регламентом

Обслуживание скважин, оборудованных плунжер-лифтом требуют соблюдения следующих требований:

– не реже одного раза в неделю проверять работу плунжера;

– не реже одного раза в месяц извлекать плунжер для профилактического осмотра;

– контролировать состояние электропитания нагревательной ленты и состояние щелочных батарей;

– ежедневно стравливать конденсат из газосепаратора.

16.4. ОБСЛУЖИВАНИЕ СКВАЖИН, ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ УШГН

Скважины, эксплуатируемые штанговыми насосами, требуют от обслуживающего персонала, и в первую очередь – от оператора, повышенного внимания вследствие наличия движущегося и вращающегося оборудования.

Оператор самостоятельно в соответствии с графиком профилактического осмотра выполняет следующие виды работ:

– оценивает герметичность устьевой арматуры, задвижек, клапанов и устраняет утечки;

– контролирует давление в затрубном пространстве, в выкидном трубопроводе и при наличии отклонений от нормы устраняет причины;

– оценивает надежность работы отдельных узлов СК, канатной подвески, полированного штока, электродвигателя, противовесов.

Устанавливает:

– нагрев полированного штока,

– наличие масла в редукторе СК;

– перегрев электродвигателя;

– неравномерный гул и вибрацию двигателя СК;

– состояние канатной подвески;

– натяжение клиноременной передачи.

Оператор систематически:

– очищает территорию и устье скважины;

– устанавливает указатели на всех подземных коммуникациях, расположенных на территории скважины;

– принимает участие вместе с мастером добычи в сдаче скважины в ремонт и приемке из ремонта по акту.

При приемке скважины из ремонта необходимо:

– убедиться в наличии стабильной подачи насоса в пределах запланированного дебита;

– провести динамографирование;

– проверить герметичность соединений и устьевого сальника;

– отбить динамический уровень и проследить за его изменением во времени;

– проверить положение полированного штока относительно оси скважины;

– убедиться в чистоте территории, наличии на арматуре и коммуникациях требуемого количества болтов, гаек, клапанов, задвижек, демонтированных в процессе ремонта.

ОСЛОЖНЕНИЯ, ВОЗНИКАЮЩИЕ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН УШГН И ВОЗМОЖНЫЕ ПУТИ ИХ УСТРАНЕНИЯ

Таблица 16.1.

Вид осложнений	Возможная причина	Пути устранения осложнения
1. Снижение величины подачи при запуске после глушения и ремонта скважины	1. Засорение насоса механическими примесями 2. Отсутствие притока жидкости из пласта	1. Оценить темп снижения уровня жидкости в затрубном пространстве: при наличии притока из пласта он почти не уменьшается во времени 2. Засорена призабойная зона пласта, возможно образование песчаной или парафиновой пробки
2. Уровень жидкости в затрубном пространстве снижается до максимально допустимого и продолжает падать. Величина подачи снижается от нормальной (при запуске) до минимума	Отсутствие притока жидкости из пласта	1.Провести исследование скважины: оценить темп снижения уровня, производительность насоса, характеристику откачиваемой жидкости 2. Остановить скважину и провести исследование скважины на приток 3. При отсутствии притока осуществить необходимые мероприятия по его вызову
3. Снижение подачи при одновременном снижении уровня до критического	1. Утечки в НКТ 2. Образование пробки	1. Оценить темп снижения уровня вышеуказанными методами. 2. Опрессовать НКТ 3. Устранить пробку

ОБСЛУЖИВАНИЕ СКВАЖИН УЭЦН

Скважины, эксплуатируемые УЭЦН, на многих месторождениях являются основным способом добычи, как по количеству скважин, так и по объему извлекаемой нефти.

Поэтому весьма важно участие работников ЦДНГ во всех технологических операциях, начиная с подготовки скважины для

внедрения УЭЦН и, заканчивая ее пуском в работу.

Надо иметь в виду тот факт, что в этих операциях задействован большой круг работников разных цехов, и какими бы ни были они высококвалифицированными и ответственными специалистами, никто лучше промысловых работников не знает особенности конкретной скважины. Поэтому контроль должен быть действенным: в любое время исполнителям может понадобиться помощь, и она должна быть оказана.

Оператор добычи нефти:

– поддерживает чистоту и порядок на территории закрепленных скважин;

– обеспечивает подготовку скважины к ремонту;

– контролирует проведение определенных операций, выполнение которых специфично для данной скважины;

– установку дополнительных устройств, исследовательских приборов и т. д.;

– контролирует запуск УЭЦН после ремонта и вывод скважины на режим: следит за подачей, затрубным и буферным давлениями, динамикой уровня жидкости;

– участвует в операциях на очистке скважины от парафина, солей, песка.

В процессе эксплуатации оператор определяет и записывает в журнал сведения о дебите жидкости, обводненности продукции, динамическом уровне, буферном, затрубном и линейном давлении в следующие сроки:

– через 1 сутки после вывода скважины на режиме,

– в течение первых 30 суток – еженедельно;

после первых 30 суток – ежемесячно.

Отмечает содержание в добываемой жидкости механических примесей

– при запуске;

– через 2 суток после вывода на режиме;

– ежемесячно в течение 60 суток;

– 1 раз в квартал после 60 суток

Осложнения, возникающие при выводе скважины на режим, могут быть интерпретированы с помощью материалов, приведенных в таблице 16.2

Таблица 16.2.

Текущее состояние эксплуатации скважины	Вероятная причина снижения подачи	Рекомендуемые меры
При работе на закрытую задвижку насос не создает давления, уровень высокий, снижается очень медленно или не снижается, подача может отсутствовать, ток близок к току холостого хода	Неисправность насосной установки (физический износ, слом вала, расцепление ПЭД с насосом).	Замерить начальные значения: уровня, $P_{заб}$, тока, напряжения, сопротивления изоляции. Проследить за $H_{дин}$ в течение 60 мин.

Тип ЭЦН	Мощность двигателя, кВт	Ток холостого хода $I_{хх}$, А	Ток номинальный $I_{ном}$, А
Э-50.80	32/103	14	27,5
Э-50.80	32/117	8	25,5
Э-50.125	45/103	16	37
Э-50.125	45/117	10	25
Э-160	63/117	15	36
Э-250	90/117	16	37
УЭДН-6,3	2,5	6	7,9
УЭДН-8	3,1	7,1	10
УЭДН-10	10	10	12

Проверить исправность манометра. Если причину низкой производительности выявить не удается, произвести перефазировку жил кабеля.

2. Подача менее 0,8 номинальной производительности УЭЦН. При работе установки уровень высокий, понижается незначительно или вообще не понижается, давление на закрытую задвижку не создается, на закрытую задвижку ток не изменяется($I_{хх}<I_{раб}<I_{ном}$).	Негерметичны НКТ, патрубок насоса или подпьедестальный патрубок: трещина в теле НКТ, наличие пусковых отверстий, брак резьбы.	Замерить начальные: уровень, $P_{заб}$, силу тока, напряжение, сопротивление системы. Проследить за $h_{дин}$ в течение 60 мин. Проверить исправность манометра. Если причину низкой производительности выявить не удается – произвести перефазировку.
3. Подача 0,7 номинальной производительности. Понижение уровня очень медленное, скважина может переливать через затрубье, при закрытой задвижке давление на буфере растет медленно, но достаточно высоко вплоть до теоретического напора данного типоразмера насоса	Насосно-компрессорные трубы забиты песком, парафином, солями и т.д.	Замерить начальные: уровень, $P_{заб}$, ток, напряжение, проследить за $H_{дин}$ в течение 60 мин. Провести промывку НКТ.

Продолжение таблицы 16.2

Текущее состояние эксплуатации скважины	Вероятная причина снижения подачи	Рекомендуемые меры
4. Подача очень слабая, уровень не снижается, при работе на закрытую задвижку давление на буфере растет очень медленно. Возможны колебания потребляемого тока.	Насос забит парафином или отложениями солей, шламом.	Замерить начальные: уровень, $P_{заг}$, ток, напряжение, сопротивление изоляции. Проследить за $H_{дин}$ в течение 60 мин. Проверить исправность манометра. Если причину низкой производительности выявить не удается, произвести перефазировку.
5. Подача менее 0,7 номинальной производительности, давление на буфере поднимается	Неправильное вращение вала насоса из-за неверной фазировки	Замерить начальные: уровень, $P_{заг}$, ток, напряжение, сопротивление. Проследить за $h_{дин}$ в течение 60 мин. Проверить исправность манометра. Если причину низкой производительности выявить не удается, произвести перефазировку.
6. Уровень у приема насоса. Возможен срыв по подачи, резкое колебание потребляемого тока	Установка не соответствует добывным возможностям скважины	Передать скважину для исследования. Заменить установку
7. Уровень жидкости в затрубном пространстве	Незначительный приток жидкости пласта	Откачать жидкость из ствола скважины до допустимой величины погружения насоса. Остановить установку на 1,5 часа для охлаждения ПЭД. Вновь запустить установку при контроле за динамикой уровня в затрубном пространстве. Повторение обстоятельств требует исследования скважины на приток.

Примечания: $I_{хх}$ – ток холостого хода, А, $I_{ном}$ – ток при номинальной производительности, А, $P_{заг}$ – затрубное давление, МПа, $I_{ф}$ – фактическое значение тока работающего ПЭД, А.

17. ИСТОЧНИКИ ОПАСНОСТИ В ДОБЫЧЕ НЕФТИ

Опасностями считают факторы, влияющие отрицательно на здоровье человека, создающие аварийные ситуации, следствием которых могут быть профессиональные заболевания или несчастные случаи.

Нефтедобывающая промышленность в этой части обладает определенной спецификой: нефть и ее спутники – газ, минерализованная пластовая вода содержат в себе набор химических элементов, обращение с которыми требует осторожности.

Кроме того, технологии и техника, с помощью которых осуществляется добыча нефти, применяются в условиях повышенного давления, знакопеременных нагрузок, низких или высоких температур воздействия коррозионно-активной жидкости. Это приводит к преждевременным отказам системы, которые часто трудно прогнозируемы.

Перечисленные обстоятельства требуют от исполнителя высокой ответственности и глубоких знаний при планировании и выполнении того или иного производственного процесса.

17.1. НЕФТЬ

Нефть является целью технологического процесса добычи, конечным продуктом нефтедобывающего предприятия.

Нефть – природный минерал представляющий собой маслянистую жидкость от темно-коричневого до белого цвета со специфическим запахом.

В чистом виде в природе почти не встречается и на практике приходится иметь дело с нефтью, содержащей различные примеси – газ, воду, соли, механические примеси.

Физико-химические свойства нефти изложены в разделе 1.

Вследствие своей текучести в процессе подъема на поверхность, а также при ремонтных и аварийных работах и транспортировке, нефть может вытекать из скважины и трубопроводов. Таким образом, контакт человека с нефтью в той или иной

степени бывает неизбежным.

Насколько опасен такой контакт? Нефть содержит ряд химических компонентов, вызывающих раздражающее, прижигающее, отравляющее, мутагенное и канцерогенное действие при попадании на кожу или в органы дыхания и пищеварения. Действие их строго-индивидуально, как и реакция человека на контакт с нефтью.

Но независимо от этого, контакт должен быть непродолжителен, и ослаблен применением различных защитных средств.

К ним относятся спецодежда, различные химические нейтрализаторы, позволяющие смыть попавшую на тело нефть.

При длительном контакте возможно отравление нефтепродуктами, симптомами которого является головокружение, быстрая утомляемость, головная боль, рвота, учащение пульса.

Кожа начинает растрескиваться, образуются экземы, дерматиты.

Нефть, попавшая на почву, нарушает ее естественный влаго- и теплообмен. В водных бассейнах вследствие способности нефти удерживаться на поверхности в течение длительного времени, могут оказаться пораженными огромные площади. Нарушается нормальная жизнедеятельность растительного и животного мира, загрязняются берега, пляжи.

Окисление нефти делает ее тяжелее воды и приводит к осаждению на дно водоема, накапливанию в природном слое, вызывая вторичное заражение водоема.

Интенсивность самоочищения воды от нефти зависит от метеорологических условий: при температуре 20-25°С за 20 суток окисляется 50-80% общего объема нефти, тогда как при 5°С лишь 10-20%. Ускоряют очищение водоема ветер, дождь, водная растительность.

Главным направлением работ в таких случаях должны стать мероприятия по скорейшей очистке водоема или почвы от нефти.

Нефть является пожароопасной жидкостью, условия и скорость воспламенения которой зависит от ее химического состава и наличия в ней газообразных компонентов.

17.2. НЕФТЯНОЙ ГАЗ

Нефтяной газ, являющийся спутником нефти, представляет собой смесь многих компонентов, количество и наименование которых специфично для каждого месторождения и зависит от возраста и состава нефтесодержащих пород.

Физические свойства газов также различны и приведены в разделе 1. С точки зрения опасности следует отметить их летучесть и токсичность.

Поскольку нефтяной газ тяжелее воздуха, он может заполнять пониженные участки земной поверхности - долины, ямы, траншеи, колодцы. Это весьма опасно, так как достаточно одной искры, для взрыва накопившегося газа.

Кроме того, нахождение в этой зоне может привести к отравлениям различной степени тяжести (табл. 17.1).

Таблица 17.1

СВОЙСТВА ТОКСИЧНЫХ ВЕЩЕСТВ НА ОБЪЕКТАХ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Вещество	Класс опасности	Санитарно-гигиенические концентрации, мг/м³			Относительная опасность	Запах	Время существования в воздухе
		в населенных пунктах	в раб зоне	смертельно опасные			
Сероводород	2	0,008	10	1100	1,19	тухлых яиц	2 сут
Серный ангидрит	2	0,1	1	1000	1,53	острый	несколько суток
Двуокись азота	2	0,085	5	1200	1,53	неприятный	5 сут
Этилмеркаптан	2	9·10-6	1	2000	2,03	нетерпимый	–
Сернистый ангидрид	3	0,05	10	1460	2,14	острый	4 сут
Окись углерода	4	1	20	12500	0,97	нет	3 года
Сернистость	4	–	6	300	1,61	раздражающий	–
Аммиак	4	0,2	2	700	1,1	острый	7 сут.
Углекислый газ	–	9800	78500	410000	–	слабокислый	2-4 г.
Метан	4	200	300	235000	0,65	нет	16 лет
Этан	4	200	300	125000	1,05	нет	16 лет
Пропан	4	200	300	8600	1,56	нет	16 лет
Бутан	4	200	300	62000	2,07	нет	16 лет
Газовый конденсат	4	200	300	50000	2,52	ощутимый	16 лет

17.3. ПЛАСТОВЫЕ И СТОЧНЫЕ ВОДЫ

Пластовая вода – вода, добываемая с нефтью и очищенная от нее в процессе подготовки.

Сточная вода – пластовая вода, с которой смешиваются промышленные стоки промыслов, и вода, отделенная от нефти при ее подготовке вместе с химическими реагентами.

Сточные воды вследствие более низкой, чем нефть, вязкости обладают и более высокой способностью перемещаться по порам пласта, а также трещинам, образованным в цементном кольце или обсадной колонне.

При этом возникают случаи проникновения пластовых вод в горизонты питьевого водоснабжения, в водоемы и почву.

При попадании в почву сточных вод нарушается ее микроэлементный состав. По данным «ВНИИСПТнефть» период Восстановления засоленных почв составляет до 20 лет [39].

Критерием загрязнения поверхностных и подземных пресных вод является повышенное содержание в них ионов хлора Начальная стадия загрязнения хлоридами 60-200 мг/л.

При употреблении воды, насыщенной различными химическими элементами, может развиться или обостриться мочекаменная болезнь, гипертония, атеросклероз, болезни органов пищеварения.

Попадание воды на почву ведет к снижению ее водопроницаемости (засолонению), уменьшению численности микроорганизмов,торможению окислительно-восстановительных ферментных реакций, ухудшению азотного режима и корневого питания растений.

Перечисленные негативные последствия усиливаются при воздействии на человека и почву сточных вод.

17.4. ДАВЛЕНИЕ

Указанные выше агенты – нефть, вода, газ находятся в нефтяном пласте под давлением, величина которого может превышать давление гидростатического столба жидкости в стволе скважины. Это приводит к [illegible]

Фонтан, заключенный в трубы, опасности не представляет. Опасно неожиданное, так называемое, открытое фонтанирование, возникающее из-за разгерметизации системы вследствие аварий, технических или технологических ошибок персонала.

При превышении давления, движущейся жидкости или газа по трубам внутри скважины или на поверхности допустимой прочностной характеристики труб возникает разрушение последних.

Разрушение обсадной колонны вызывает потерю герметичности ствола скважины и утечки скважинных агентов в заколонное пространство. При этом не исключено их попадание в горизонты питьевого водоснабжения, что особенно опасно.

Следствием разрыва труб на поверхности является загрязнение почв, водоемов, лесных массивов пластовой жидкостью, негативные последствия таких аварий рассмотрены выше.

Во избежание фонтанирования перед проведением работ, связанных с разгерметизацией устья скважины (подземные текущие и капитальные ремонты), следует скважину «заглушить», т.е. заполнить жидкостью, плотность которой обеспечит превышение давления гидростатического столба над пластовым давлением.

При технологических операциях, связанных с подачей различных агентов в скважину под давлением, необходимо строго придерживаться регламентированных опрессовочных давлений для обсадной колонны, учитывать срок эксплуатации скважины (раздел 11 «Подземный ремонт нефтяных скважин»).

В случае необходимости превысить указанные значения, необходимо закачку агента вести по НКТ с установкой пакера и якоря.

17.5. ЭЛЕКТРИЧЕСТВО

Электрический ток получил широкое применение на объектах нефтедобычи в качестве энергии для освещения, для привода механизмов наземного и скважинного типа, для технологических процессов.

Опасность электричества проявляется в воздействии на орга-
[illegible]
ванием, находящимся под напряжением, а также при возникнове-

нии искры или чрезмерного нагрева отдельных элементов, способных вызвать возгорание нефти или взрыв газа.

Невозможность постоянного визуального контроля за наличием напряжения на тех или иных элементах оборудования, делает его особенно опасным, так как создается иллюзия безопасности работы и возможность прикосновения к ним.

Действие электрического тока на организм человека проявляется в виде следующих осложнений:

а) механическое поражение – разрыв тканей и отдельных внутренних органов при воздействии напряжения свыше 1000 В;

б) ожог – покраснение кожи (первая степень), образование пузырей (вторая степень), обугливание и омертвление ткани (третья степень) при воздействии электрической дуги;

в) электрический удар – поражение центральной и периферической нервной системы с расстройством сердечной деятельности и дыхания при прохождении тока через весь ооганизм;

г) металлизация кожи – пропитывание кожи частицами расплавленного металла с ожогами различной степени.

В табл. 17.2. приведены данные о реакции организма человека на воздействие тока.

Таблица 17.2

Сила тока, мА	Ощущения	
	при переменном токе	при постоянном токе
до 0,5	не ощущается	не ощущается
0,6- 1,5	легкое дрожание пальцев	не ощущается
5-10	судороги в руках	зуд, ощущение нагрева
20-25	паралич рук, сильные боли	нагрев, сокращение мышц
50-80	паралич дыхания, начало сердцебиения	судороги, затруднение дыхания
90-110	паралич сердца (через 3 с)	паралич дыхания

Мероприятиями, исключающими возникновение опасных ситуаций на нефтяных скважинах, являются:

а) ограждение токоведущих частей оборудования;

б) устройство защитного заземления и зануления электроустановок – станций управления, станков качалок, трансформаторов;

в) запрещение работы на элементах оборудования без отключения напряжения;

г) предупреждение персонала о подаче напряжения на электроустановки;

д) периодическая проверка сопротивления изоляции, состояния заземления и зануления;

е) заземление и зануление корпусов ручных электроинструментов;

ж) применение блокирующих устройств в электроустановках, исключающих проникновение в них без отключения напряжения.

Заземление – это преднамеренное соединение с землей и металлических корпусов электроустановок (электроприборов, электроаппаратов и др.), которые могут оказаться под напряжением в аварийных случаях. Учитывая, что сопротивление системы заземления является значительно меньшей величиной (4 0м), чем сопротивление тела человека (до 100000 Ом), электрический ток устремляется в систему заземления, не поражая человека.

В нефтедобывающих предприятиях, учитывая специфику размещения оборудования, различия в типоразмерах и типах скважинных насосов, отличиях схем электроснабжения, применяются свои виды заземления.

Но большинство из них базируются на схеме, в которой в качестве заземлителя используется обсадная колонна скважины

Может выполняться контур заземления из отдельных забиваемых в землю труб диаметром 50 мм через каждые 3 м друг от друга на глубину до 3 м. Но всегда сопротивление системы заземления должно быть не менее 4 Ом для электроустановок напряжением до 1000 В и 0,5 Ом – на установках свыше 1000 В.

В качестве заземлителя для электрооборудования нефтяной скважины используется обсадная колонна, которая соединяется не менее чем двумя стальными проводниками, приваренными к ней в двух разных местах, с рамой станка качалки и электроустановками. Проводником служит конструкция из полосовой стали или стержней сечением не менее 48 мм^2, заглубленная в землю на глубину не менее 0,5 м

Зануление – присоединение металлических частей электрооборудования к заземленному нулевому проводу питающей сети. Его выполняют в трехфазных четырех проводных сетях ниже 1000 В.

Если корпус электроустановки оказывается под напряжением, возникает короткое замыкание и аварийный участок отключается.

По величине напряжения установки подразделяются на два класса: I – до 1000 В, II – свыше 1000 В.

По виду доступа к ним делятся на 4 класса: I – кратковременное обслуживание высококвалифицированным персоналом, II – только для квалифицированного персонала при длительном обслуживании; III – для квалифицированного персонала и рабочих; IV – бытовые помещения, доступные для всех.

Статическое электричество – накопление электрического заряда на поверхности двух трущихся диэлектриков. Форма проявления электрического заряда – образование искры, могущее привести к взрыву и пожару.

Нефть, являясь диэлектриком, во время движения по трубам, емкостям, подъемной колонне в скважине, накапливает заряд. Если он своевременно не отводится с помощью надежного заземления, возможно воспламенение нефти и нефтепродуктов.

Кроме заземления используют и другие способы защиты, например, добавление в электризующуюся среду электропроводящих материалов – графита, оленовокислого магния, заполняют емкости инертным газом (азотом), увеличивают влажность.

Электромагнитное излучение – излучение возникающее при разрядах атмосферного и статического электрического, при пробое изоляции, при работе электроустановок повышенной частоты, в проводах, передающих ток высокого напряжения; оно негативно воздействует на человека, проявляясь в следующих симптомах: головная боль, изменение биохимического состава крови, ухудшение зрения.

Напряженность электромагнитного поля на рабочих местах не должна превышать следующих величин:

а) по электрической составляющей:

50 в/м при 60 кГц – 3 МГц;
20 в/м при 3 кГц – 30 МГц;
10 в/м при 30 кГц – 50 МГц;
5 в/м при 50 кГц – 300 МГц;
б) по магнитной составляющей:
5 а/м при 60 кГц – 1,5 МГц;
0,3 а/м при 30 кГц – 50 МГц.

17.6. ВРАЩАЮЩИЕСЯ И ДВИЖУЩИЕСЯ МЕХАНИЗМЫ

Нефтяные скважины оборудуются механизмами для добычи и транспортировки нефти, в которых в качестве привода используются электродвигатели. Последние передают крутящий момент на вал различных устройств через клиноременные передачи, или фланцевые муфты.

Обслуживание таких механизмов опасно с точки зрения травмирования персонала из-за непосредственного попадания в зону движущегося механизма или захвата отдельных частей одежды.

Вращающиеся механизмы должны ограждаться таким образом, чтобы исключить возможность соприкосновения с ними.

Применяются следующие типы ограждений:

а) перильные;

б) сетчатые;

в) сплошные;

г) кожухи (щиты).

Перильные ограждения устанавливают тогда, когда расстояние до движущегося объекта составляет более 0,35 м, его высота должна составлять не менее 1,25 м, высота нижнего пояса – 0,15 м, промежутки между поясами – не более 0,40 м. Перильные ограждения для приводных ремней (клиноременных передач) должны иметь высоту не менее 1,5 м.

Сетчатые и сплошные ограждения применяют для вращающихся и движущихся механизмов, если расстояние до них составляет не менее 0,35 м. Высота его – не менее 1,8 м и выполняется оно в металлической оправе.

Кожухами ограждают зубчатые и цепные передачи, выступающие части валов, станков, шквивов по всей окружности вращения.

Ограждаться также должны нагревательные устройства, токоведущие части машин и механизмов, прикосновение к которым может вызвать ожог или поражение током.

На скважине, эксплуатируемой УШГН, необходимо оградить кривошипно-шатунный механизм СК, площадку для обслуживания электропривода, пускового устройства и тормоза.

17.7. ПОДЪЕМНО-ТРАНСПОРТНЫЕ ОПЕРАЦИИ

Основными грузоподъемными устройствами, обеспечивающими подземный текущий и капитальный ремонт скважин, являются агрегаты подземного и капитального ремонта, монтируемые на шасси тракторов и автомобилей. Учитывая значительную массу поднимаемого ими оборудования, а также специфику их применения, состоящую в том, что в области действия агрегата нельзя полностью исключить нахождение обслуживающего персонала, функциональная надежность агрегата должна быть абсолютной.

Достижение этой цели обеспечивается комплектом специального оборудования и выполнением комплекса требований, устанавливаемых правилами безопасности. Перечислим главные из них:

1) вышки и мачты агрегатов укрепляются оттяжками по схеме, указанной в паспорте агрегатов;

2) применение ограничителя подъема талевого блока с блокировкой барабана лебедки;

3) наличие устройств дистанционного управления;

4) аварийное отключение двигателя, контроль за горизонтальным положением шасси при монтаже, фиксация талевого блока и вышки при транспортировке, звуковая и визуальная сигнализация выдвижения и посадки второй секции мачты, искрогасители двигателя внутреннего сгорания.

5) лестница для подъема верхового рабочего и устройства для его аварийной эвакуации на агрегатах с установкой труб в вертикальном положении;

6) гидравлические домкраты с механическими замками и балками под них;

7) индикатор веса;

8) устройство для монтажа ролика кабеля ЭЦН;

9) комплект инструмента для свинчивания-развинчивания насосно-компрессорных труб и штанг, применяемых в данном районе диаметров,

10) укрытие рабочей площадки;

11) укрытие площадки верхового рабочего;

12) мачта агрегата должна иметь табличку с записью следующих данных:

– дата изготовления;

– завод изготовитель;

– заводской номер установки,

– грузоподъемность;

– срок следующего технического испытания.

Подъемные устройства должны иметь следующие предохранительные устройства:

– ограничители массы поднимаемого груза и скорости его перемещения;

– защиту от опрокидывания;средство контроля прочности несущих канатов

17.8. ВОЗДЕЙСТВИЕ ПРИРОДНЫХ ФАКТОРОВ

Специфика технологических процессов, связанных непосредственно с обслуживанием устьевого и скважинного оборудования, а также с проведением ремонтных работ, как на устье скважины, так и в самой скважине такова, что исполнителям приходится выполнять работы на открытом воздухе в любое время года и суток. Они требуют особого внимания. Однако изменение метеорологических условий ведет к нарушению функциональных особенностей организма человека. Например, высокая температура воздуха понижает внимание и скорость восприятия, вызыва-

ет торопливость и неосмотрительность. Низкая температура вызывает интенсивную теплоотдачу организма, уменьшает подвижность конечностей.

При этом воздействие природных факторов – температуры, ветра оказывает влияние и на оборудование.

С целью ослабления негативных природных факторов правилами безопасности вводится ряд ограничений.

1) Запрещаются монтажно-демонтажные работы на высоте в ночное время, при скорости ветра свыше 8 м/с, во время грозы, ливня, снегопада, тумана с горизонтальной видимостью менее 100 м.

2) Запрещается проведение спуско-подъемных операций при скорости ветра 15 м/с и более, во время грозы, ливня, снегопада, гололедице и тумана с видимостью менее 50 м.

Для работы на открытом воздухе вводится понятие «жесткость» погоды, которое оценивается величиной эффективной температуры.

Увеличение скорости ветра на 1 м/с соответствует снижению температуры воздуха на 2°С.

Максимальная эффективная температура, при которой разрешается вести работу на открытом воздухе регламентируется для различных районов. В частности, для Тюменской области она составляет минус 40°С. В летнее время работы должны быть прекращены при температуре выше плюс 33°С.

Обязательным условием при организации работы на открытом воздухе является устройство помещений для обогрева рабочих, прогрева и быстрого просушивания обуви и одежды, приготовления горячих напитков. Расстояние пункта обогрева до рабочего места не должно превышать 75 м.

В северных районах, куда в настоящее время переместились предприятия нефтедобычи, важное значение приобретают вопросы калорийного питания работающих, восполнения ультрафиолетовой недостаточности.

Важными средствами индивидуальной защиты персонала от воздействия природных факторов является спецодежда и спецобувь: костюмы климатические, сапоги резиновые, кирзовые, ва-

ленки, калоши, полушубки, плащи, шапки, защитные каски с подшлемниками, рукавицы, защитные очки, которыми должны снабжаться работники.

Одним из явлений природы, представляющих серьезную опасность для объектов нефтедобычи, является молния.

Молния – это искровой электрический разряд между наэлектризованными облаками или между облаком и землей. Сила тока в голове молнии достигает 200 кА, а температура – до 30000°С.

Поражающий эффект молнии проявляется в виде теплового, механического и электромагнитного воздействия.

Молниеотводы – устройства, отводящие ток молнии в землю. Они представляют собой конструкцию из опоры, приемника грозового разряда и заземления.

Защитное действие молниеотводов основано на избирательном свойстве грозового разряда поражать возвышающиеся над поверхностью земли объекты с очень высокой электропроводимостью.

Ввиду значительных по величине зарядов, проходящих по молниеотводу, их рекомендуют устанавливать не ближе 5 м от входов в здания, проезжих дорог и в редко посещаемых местах.

Устья нефтяных скважин и другие нефтяные объекты должны быть защищены от прямых ударов молний отдельно стоящими молниеотводами.

17.9. ОСВЕЩЕННОСТЬ

Нормальная освещенность объектов, на которые в данный момент направлено действие человека, обеспечивает его безопасность. Рабочие места, объекты, подъезды к ним, проходы и переходы в темное время суток должны быть освещены.

В практике нефтедобычи приходится работать в условиях естественного, искусственного и комбинированного освещения.

Естественное освещение оценивают коэффициентом естественной освещенности, величина которого нормируется в зависимости точности выполняемой работы, размеров деталей и системы освещения.

Искусственное освещение не должно давать теней. После-

днее искажает истинное восприятие предмета и должно быть исправлено применением дополнительных местных источников света (комбинированное освещение).

Освещенность измеряется *в люксах (лк).*

Аварийное освещение устраивают в помещениях или на объектах, где отключение электроэнергии может привести к аварии. На открытых площадках предусматривают аварийное или ***эвакуационное освещение*** от независимых источников. Освещенность рабочих мест проверяют *люксметром*, в основе устройства которого лежит влияние света на элемент.

В качестве источников света используют ***лампы накаливания и люминесцентные, лампы.*** Замеры уровня освещенности проводятся перед вводом объекта в эксплуатацию и после реконструкции систем освещения.

Лампы размещают во взрывозащищенном корпусе. При ремонтных работах на некоторых предприятиях применяют ***прожекторные установки,*** монтируемые на инструментальных тележках.

В табл. 17.3 приведены рекомендуемые нормы освещенности для некоторых объектов.

Таблица 17.3

Объект	Минимальная освещенность, лк
Устье нефтяной скважины	13
Станции управления СК и УЭЦН	13
Рабочие места при текущем и капитальном подземном ремонте скважины	
устье	26
лебедка	15
подъемная мачта	2
люлька верхового рабочего	15
приемные мостки	15
шкалы КИП	50
нефтяные краны, газовые сепараторы	20

17.10. ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ШУМ

Работающие механизмы создают шум различного уровня: насосы дожимных станций создают шум с уровнем 80 дБ, приводы, редукторы и талевые системы – до 95 дБ, оборудование фоторном и турбинном бурение – до 115 дБ, тракторы-подъемники, электродвигатели, цементировочные агрегаты – до 115 дБ.

Непрерывно действующий шум рассеивает внимание человека, ухудшает память, снижает эффективность мышления, замедляет реакцию на важные сигналы.

Источники шума являются и ***источниками вибраций***, одновременное воздействие этих двух факторов повышает порог слуховой и вибрационной чувствительности соответственно в 1,8 и 1,2 раза.

Ультразвук относится к диапазону частот 20 - 100 кГц. Его воздействие на организм проявляется в виде учащенного пульса, затрудненного дыхания, понижения температуры тела.

Кроме чисто физиологического воздействия на человека, ухудшающего его здоровье, повышенные значения шума, вибрации, ультразвука ведут к снижению технологических и технических показателей оборудования, являются предвестниками аварий.

Именно оборудование, являющееся дефектным, зачастую и характеризуется большим шумом и повышенной вибрацией.

Следует также иметь ввиду, что персонал, находящийся в среде повышенного шума, теряет надежный контроль за работой оборудования и может просмотреть критический момент аварии.

Борьба с шумом должна включать в себя решение следующих организационных и технических задач.

1) Уменьшение величины шума до минимальных значений путем балансировки вращающих деталей, их качественного исполнения, отказа от металлических деталей и замена их пластмассовыми, улучшение конструкции отдельных деталей и режима их работы, применение демпфирующих устройств

2) Вынос шумопроизводящего оборудования за пределы рабочей зоны и дистанционное управление им.

3) Строительство отдельных помещений для персонала с

переносом в них щитов управления и КИП.

Санитарными нормами устанавливаются предельные значения величины шума в зависимости от его характеристики, измеренной в восьми октавах спектра:

а) для постоянного шума;

б) для изменяющегося во времени шума;

в) для дискретного, импульсного шума

В производственных помещениях, на территории предприятий установлены следующие допустимые уровни звукового давления в децибелах (табл. 17.4).

Таблица 17.4

Среднегеометрическая частота октавных полос, Гц	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Уровень звукового давления, дБ (децибил)	103	96	91	88	85	83	81	80

17.11. РАДИОАКТИВНОСТЬ

Радиоактивность – свойство некоторых химических элементов испускать лучи, которые, взаимодействуя со средой, вызывают ее ионизацию. Благодаря этому свойству, в настоящее время в нефтедобыче получили применение некоторые радиоактивные элементы. В частности, при исследовании скважин, при оценке выработки отдельных пластов и пропластков, при оценке качества цементирования колонн применяют: йод – 131, цинк – 65, цирконий – 95, железо – 59 и т.д.

Воздействуя на среду радиоактивными элементами, вызывают ее ионизацию, величину которой фиксируют различными приборами, и получают обстоятельную информацию о скважинных процессах.

На предприятиях нефтедобычи радиоактивные вещества (РАВ) используют в твердом, жидком и газообразном состояниях. Они способны проникать в организм при вдыхании, приеме пищи, воды

Радиационный поток нарушает функции кровотворных органов, ухудшает свертываемость крови, резко снижает иммунитет, а при больших дозах – смертельно опасен.

Доза облучения всего тела до 20 Р (рентген) вызывает изменения проходящего характера.

Дозы в 100 Р вызывают острую лучевую болезнь, выше 700 Р – смертельны.

Комплекс мероприятий, направленных на защиту персонала от воздействия РАВ, состоит в следующем:

1) оснащение всех работников, которые могут оказаться в зоне действия РАВ, индикаторами;

2) ограничение количества работников, занятых операциями с РАВ;

3) хранить и транспортировать РАВ в специально оборудованных сейфах;

4) применять индивидуальные средства защиты для глаз, кожи, рук, ног, органов дыхания – фартуки из пленочного полихлорвинила или полиэтилена, резиновые перчатки, ботинки из искусственной кожи или лавсановой ткани.

Наиболее вероятный контакт персонала нефтедобывающего предприятия с РАВ возможен во время геофизических операций или в результате их. Его следует предусмотреть и по возможности исключить. Геофизики оснащены необходимыми устройствами и защитными приспособлениями, имеют соответствующую квалификацию, поэтому работы, связанные с применением РАВ, в скважине должны выполнять они. Там, где контакт неизбежен, например, в результате промывки скважины, при гидроразрыве, необходимо принять все меры предосторожности.

17.12. ХИМИЧЕСКИЕ РЕАГЕНТЫ

В современных технологиях добычи нефти применяются сотни различных химических веществ, назначение которых, несмотря на функциональное разнообразие, преследует одну цель – интенсифицировать тот или иной технологический процесс.

Применение этих агентов требует определенной осторожности, основанной на знании их физико-химических свойств, как в

однородном виде, так и в смесях со скважинными флюидами.

По каждому из допущенных к применению веществ выдается специальный паспорт и инструкция по их безопасному применению. Следует иметь в виду, что многие из применяемых химреагентов являются огнеопасными, взрывоопасными, токсичными, т.е. их использование сопряжено с соблюдением соответствующих правил и требований.

Комплекс этих требований должен включать в себя несколько основных положений:

– подготовка реагента для использования: получение требуемой концентрации, ввод соответствующих добавок, приготовление необходимого объема;

– транспортировка до места использования: выбор тары, транспорта, обеспечение защиты в процессе транспортировки транспортного средства и сопровождающего персонала, исключение возможных дорожных аварий;

– расположение на месте применения: размещение насосных агрегатов и автоцистерн, их обвязка со скважиной, опрессовка трубопроводов, инструктаж персонала на рабочем месте, экипировка персонала в соответствии с характеристикой агента.

Химреагенты не должны:

– осложнять технологические схемы добычи, транспорта и подготовки нефти;

– ухудшать качество нефти и нефтепродуктов;

– осложнять процесс добычи и ухудшать ее технико-экономические показатели;

Химреагенты должны:

– быть безопасными для персонала, безвредными для окружающей среды;

– быть дешевыми, технологическими по применению.

По назначению химреагенты можно объединить в следующие группы.

Ингибиторы – вещества, замедляющие или полностью предотвращающие то или иное осложнение.

Деэмульгаторы – химреагенты, разрушающие эмульсии.

Кислоты – вещества, интенсифицирующие технологический процесс, путем взаимодействия с горной породой или скважинными флюидами.

Щелочи – вещества, способствующие образованию стойких эмульсий и осадков.

Бактерициды – вещества, подавляющие жизнедеятельность бактерий.

Гели – реагенты, обладающие структурной вязкостью, способные к физико-химическим превращениям в определенных условиях – осадкообразованию, твердению и т.д.

Смолы – реагенты, вызывающие склеивание и затвердевание агентов, на которые они воздействуют.

Растворители – реагенты, вызывающие полное или частичное растворение вещества, с которым они вступают в контакт, в частности с парафинами, смолами.

Смачиватели – органические и неорганические соединения, образующие защитные гидрофильные пленки, препятствующие упрочению адгезионных связей на твердой поверхности.

Диспергаторы – соли металлов, обеспечивающие образование мелкодисперсной системы с кристаллами различного вида.

Модификаторы – низкомолекулярные полимеры, способствующие удержанию диспергированной системы во взвешенном состоянии длительное время.

Депрессаторы – вещества, тормозящие процесс структурообразования.

Характеристика токсикологических свойств химреагентов приводится в инструкциях по их применению.

При использовании химреагентов, следует иметь в виду следующее.

1) Кислоты являются наиболее опасными веществами: они разрушают поверхностный слой ткани, вызывают ожоги вплоть до обугливания кожи, поражают глаза, воздействуют на органы дыхания.

ПДК в воздухе паров серной кислоты 1мг/м^3.

2) Щелочи вызывают омыление жирового слоя кожи, обезвоживание тканей, растворение белковых веществ.

3) Спецодежда рабочих должна противостоять воздействию химреагентов.

Рабочее место укомплектовать аптечкой, содержащей нейтрализаторы для реагента, с которым придется работать, и запас воды.

Иметь шлем-маску, защитные очки, противогаз марки «А».

Лица, работающие с реагентами должны проходить медицинский осмотр 1 раз в год.

При использовании метилового спирта и продуктов, в состав которых входит метиловый спирт, принимают особые меры предосторожности.

8) Симптомы отравления: головная боль, головокружение, рвота, боль в животе, общая слабость, раздражение слизистых оболочек, мелькание в глазах.

9) При дозировании или сливе химреагентов, персонал должен находиться с наветренной стороны

17.13. ОГОНЬ

Нефть и, особенно, ее спутник газ являются легко загорающимися и взрывоопасными агентами.

Условиями, способствующими возникновению пожароопасных ситуаций, являются, как правило, нарушения технологических процессов эксплуатации нефтяных скважин и их ремонта.

В добываемой газожидкостной смеси газ является наиболее легким и подвижным агентом, поэтому он занимает верхнюю часть ствола скважины, накапливается в ней и создает определенное давление.

Просачиваясь через неплотности устьевой арматуры, газ накапливается в пониженных зонах земной поверхности и создает пожароопасный очаг.

Чем выше давление газа в затрубном пространстве, тем выше вероятность утечки газа и нефти через неплотности

В процессе ремонтных работ на устье скважины, при спускоподъемных операциях в результате трения металла о металл и выносимых частиц породы о металл, а также ударов возможно

искрообразование. Не исключается и самовоспламенение различных веществ.

Следствием воспламенения является ***пожар*** – неконтролируемое горение вне специального очага, наносящее большой материальный ущерб.

Причина пожара в нефтедобыче в большинстве случаев результат неосторожных действий персонала и нарушений трудовой и технологической дисциплины.

Существуют несколько определений степени пожароопасности веществ, могущих привести к пожару.

Вспышка – способность быстро загораться (вспыхивать) от источника зажигания в любых условиях;

Воспламенение – возникновение устойчивого горения от источника зажигания;

Самовоспламенение – появление очага горения без прямого источника зажигания. Этому явлению подвержены пирофорные вещества (торф, уголь, сульфиды железа, сажа, промасленная ветошь). Самовозгорание этих веществ происходит вследствие микробиологических процессов при невысоких температурах.

В химическом отношении пирофорные соединения - это сульфиды железа, представляющие собой смесь продуктов сероводородной коррозии, смолистых веществ, продуктов органического происхождения и механических примесей.

Образуются они на незащищенных поверхностях трубопроводов, арматуры, емкостей и другого нефтяного оборудования в газовой, паровой и жидкой фазе при активном воздействии сероводорода и элементарной серы.

Пористая структура пирофорных соединений способствует их бурному окислению, которое прогрессирует при их пропитке нефтепродуктами и маслами, и приводит к самовозгоранию.

Активность пирофорных соединений возрастает с повышением температуры окружающей среды.

Борьба с пирофорными соединениями предполагает внедрение комплекса мероприятий:

а) удаление сероводорода из нефтей, нефтепродуктов и газов;

б) использование материалов, стойких против сероводородной коррозии;

в) применение покрытий металлических резервуаров, трубопроводов и другого оборудования искусственными неметаллическими материалами;

г) насыщение продуктов очистки резервуаров, трубопроводов водой или складирование их под слой воды до полного их удаления с территории объекта;

д) контроль за состоянием оборудования и отложением на нем пирофорных соединений.

Взрыв – мгновенная химическая реакция, сопровождающаяся выделением энергии и образованием сжатых газов. Давление в момент взрыва газовых смесей достигает 1 МПа, температура – 1500-2000°С.

Пределы взрываемости некоторых веществ приведены в табл. 17.5 (в процентах по объему).

Таблица 17.5

Горючие вещества	Концентрационные пределы воспламенения, %		Температурные пределы воспламенения, °С	
	нижний	верхний	нижний	верхний
Бензин А-74	1,1	5,4	-36	-7
Керосин тракторный	1,1	7	+4	+35
Метан	4,5	15,5	—	—
Аммиак	15,0	27,0	—	—
Водород	4,0	75	—	—
Сероводород	4,3	44,5	—	—
Ацетон	1,31	4,2	-20	+6
Керосин осветительный	—	—	57	87

17.14. РАБОТА НА ВЫСОТЕ

В процессе монтажных работ, а также при обслуживании наземных установок, возникает необходимость подъема и пребывания персонала над поверхностью земли.

Правилами регламентируется обустройство объекта, в котором требуется подъем на высоту до 0,75м, ступенями, а более

0,75 – лестницами с перилами.

Лестницы выполняются с уклоном не более 60°, шириной не менее 65 см, а при переносе тяжестей по ним – не менее 1м.

Расстояние между ступенями по высоте – не более 25 см, уклон ступеней внутрь – 2-3°. Лестницы снабжаются перилами с обеих сторон высотой не менее 15 см.

Борт с площадкой может иметь зазор для стока жидкости не более 1 см.

Площадки такого типа сооружают на стационарных вышках для обслуживания кронблока, для ремонта станков-качалок.
На пожаровзрывоопасных объектах (резервуарные установки подготовки нефти) сооружают только металлические площадки.

При подъеме на высоту с уклоном более 60 монтируют V лестницы тоннельного типа. Они изготавливают из металла и должны иметь ширину не менее 60 см. Лестницы также оснащают предохранительными дугами радиусам 35-40 см, скрепленными продольными полосами. Расстояние между ступенями – не более 35 см.

Через каждые 6м (по вертикали) устраивают промежуточные площадки.

При работе на высоте, сопряженной с возможностью падения, следует применять специальные предохранительные пояса, прошедшие испытания на заданную нагрузку и в регламентированные сроки.

Работа на высоте приводится в специальных механических корзинах, огражденных по вышеописанным правилам и только с применением предохранительного пояса.

18. ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

18.1. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Как было указано ранее, нефть и газ являются пожароопасными, легко воспламеняющимися веществами.

Кроме того, процессы нефтедобычи связаны с применением ряда технологий, прямо или косвенно воздействующих на газожидкостную смесь и увеличивающих опасность ее воспламенения. Это – высокое давление, трение, электровоздействие, удары и т.д.

Поэтому на объектах нефтедобычи следует создать условия, исключающие возникновение пожара или, если он возникает, обеспечивающие его локализацию и полное прекращение.

К числу таких первоочередных действий следует отнести меры пожарной профилактики. Приведем некоторые из них.

1) Не допускается замазученность производственной территории и помещений, загрязнение легковоспламеняющимися и горючими жидкостями, мусором, отходами производства.

2) Не допускается хранение нефти и других легковоспламеняющихся и горючих жидкостей в открытых ямах и амбарах, не предусмотренных проектными решениями по обустройству на территории промыслов

3)Территорию площадок, пожаро- и взрывоопасных объектов и сооружений, расположенных на территории нефтепромысла, периодически очищать от травы в радиусе не менее 5 м.

4) Обвалование групповых и сепарационных установок, групп или отдельно стоящих скважин должно соответствовать проекту и постоянно содержаться в исправности.

Дороги, проезды, подъезды к сооружениям, водоемам, пожарным гидрантам и средствам пожаротушения, а также противопожарные разрывы между установками и хранилищами не загромождать и не использовать для складирования материалов, оборудования. Для временного складирования материалов следует отводить свободные площадки, не

территории, согласовав с пожарной администрацией.

6) У пожарных гидрантов необходимо устанавливать надписи – указатели, позволяющие быстро определять место их расположения.

7) В зимнее время пожарные гидранты и подъезды к ним должны очищаться от снега, а крышки колодцев гидрантов от льда.

8) Дороги и подъезды к пожарным водоемам и гидрантам должны иметь твердое покрытие и уклоны, обеспечивающие отвод ливневых и талых вод.

9) Отключение отдельных участков сети водовода, пожарных гидрантов и кранов и ремонт дорог к ним допускается только после предварительного согласования с пожарной охраной. Во всех случаях надо предусматривать временные или запасные варианты.

10) На территориях объектов запрещается разведение костров и выжигание нефти и травы за исключением мест, согласованных с пожарной охраной.

11) Не применять для освещения эксплуатационных скважин, насосных нефтеналивных пунктов, складов и других пожаро-взрывоопасных установок факелы, спички, свечи, керосиновые фонари, костры и другие источники открытого огня.

12) Следить за герметичностью нефтепромыслового и другого оборудования, особенно фланцевых соединений и сальников. В случае обнаружения утечек нефти немедленно принимать меры к их устранению.

13) Промасленный или пропитанный бензином, керосином и иными горючими веществами обтирочный материал складывать в специальные металлические ящики с плотно закрывающимися крышками. По окончании рабочего дня ящики выносить в безопасное в пожарном отношении место, и в случае невозможности дальнейшего использования содержимое ящиков по указанию начальника объекта и по согласованию с пожарной охраной уничтожать.

Хранение смазочных материалов в производственных помещениях разрешается в количестве не более суточного расхода в несгораемых шкафах, в герметичной таре или ящиках с плотно

закрывающимися крышками. Смазочные материалы более суточного расхода хранить в специально предусмотренных для этого помещениях.

14) Запасные емкости с горюче-смазочным материалом должны быть удалены от места установки двигателей внутреннего сгорания на расстоянии не менее 20 м

15) Проходы, входы, коридоры, тамбуры, стационарные пожарные лестницы, лестничные клетки, чердачные помещения постоянно содержать в исправном состоянии, не загромождать. Чердачные помещения должны быть заперты, а окна закрыты.

Спецодежду хранить в индивидуальных шкафах в специально предназначенных для этих целей помещениях.

Запрещается раскладывать для просушки одежду и другие предметы, пропитанные нефтью на паровых трубах, радиаторах, калориферах, котлах, электродвигателях и других горячих частях оборудования, а также складировать горючие материалы вблизи паропроводов, радиаторов, калориферов.

17) Осматривать нефтяное оборудование и аппараты при естественном освещении или при помощи переносных светильников во взрывозащищенном исполнении напряжением не более 12В.

Включение и отключение светильника внутри аппарата или резервуара.

18) Объекты добычи нефти, сбора, подготовки нефти и производственные помещения должны быть обеспечены средствами пожаротушения по перечню, согласованному с местным органом пожарного надзора, и установлены на специальных пунктах

19) Запрещается использование первичных средств пожаротушения не по назначению. За утерю, порчу или приведение пожарного инвентаря в негодность виновные привлекаются к административной ответственности.

20) При температуре ниже -1°С огнетушитель необходимо перенести в отапливаемое помещение и вывесить надпись: «Здесь находится огнетушитель»

Асбестовое полотно, кошму хранить в металлических . футлярах с крышками, периодически (один раз в квартал) просуши-

вать, очищать от пыли.

Два раза в год давление во внутренних кранах следует проверять с помощью контрольного крана.

Ящики для песка должны быть рассчитаны на хранение 0,5 м³ песка, а на складах горючих жидкостей – до 1 кубического метра, окрашены в красный цвет и иметь плотно закрывающиеся крышки. У каждого ящика должна быть лопата совкового типа.

21) Будки для установки электрооборудования следует изготавливать из несгораемых материалов.

22) В вагон-домиках на видном месте должна быть представлена информация о телефонах пожарной части, скорой помощи, милиции, руководства о боевом расчете на случай возникновения загорания в бригаде и табличка с указанием Ф.И.О. и должности лица, ответственного за пожарную безопасность.

23) Члены бригады наземного и подземного ремонта обязаны хорошо знать правила противопожарной безопасности, расположение противопожарного инвентаря и оборудования, телефонов, уметь пользоваться ими, постоянно следить за их исправностью.

24) Комплект противопожарного инвентаря включает в себя: огнетушитель углекислотный ОУ-2 или порошковый, ведро, топор, лом, лопату совковую, лопату штыковую. При проведении огневых работ иметь кошму или асбестовое полотно 2 х 1,5м или 2 х 2 м.

25) Огнетушители углекислотные и порошковые предназначены для тушения загораний легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, а также электроустановок, находящихся под напряжением.

26) Курить разрешается только в специально предназначенных для этого местах, согласованных с ПЧ. В бригадах ремонта скважин местом для курения является культбудка, оборудованная урнами для окурков и емкостью с водой. В этих местах должна быть вывешена табличка с надписью «Место для курения». В вагон-домике не оставлять без присмотра включенные электроприборы и печи.

27) При ремонте скважин трактор-подъемник, передвижной агрегат, автоцистерны устанавливать на очищенную от нефте-

продуктов площадку.

Агрегаты-подъемники и другая спецтехника должны быть оборудованы глушителями с искрогасителями.

28) Запрещается пользоваться неисправным кабелем для подвода электроэнергии к двигателям КМУ, АПР-2 ВБ для свинчивания и развинчивания труб и штанг, а также прокладывать питающие электрокабели под рабочей площадкой.

29) Посадку элеватора на устье скважины при подъеме и спуске труб и штанг во избежание искрообразования следует производить плавно, без ударов. Разборку устьевой арматуры производить после глушения скважины и снижения давления до атмосферного.

30) При длительных перерывах в работе по подъему и спуску труб устье скважины должно быть надежно загерметезировано.

На скважинах, где возможны газонефтепроявления или газовый выброс, необходимо установить противовыбросовое оборудование.

31) Не допускается производить на устье скважины работы, связанные с искрообразованием (рубка, ковка металла и т.п.), а также огневые работы.

32) Промывку скважин нефтью производить по замкнутому циклу с герметизацией устья, противовыбросовым устройством и отводом жидкости в сборный трубопровод. При промывке применять промывочную жидкость с плотностью, соответствующй плотности пластовой жидкости.

33) При чистке забоя скважины во избежание искрообразования при трении каната, устье скважины оборудовать медной воронкой.

34) Для определения наличия ГСМ в баках применять медную ленту или деревянный пруток.

35) При ремонте не допускать разлива нефти и других горючих жидкостей на земл; в случае разлива своевременно убирать и утилизировать загрязненный грунт, а очищенное место засыпать сухим песком или грунтом.

36) Все виды огневых работ на временных местах проводят-

ся по наряду-допуску, оформленному руководителем объекта. Место проведения огневых работ следует обеспечить первичными средствами пожаротушения, очистить от горючих веществ и материалов в радиусе 5 м; помещения, в которых возможно скопление паров легковоспламеняющихся и горючих жидкостей и газов, перед проведением огневых работ должны быть провентилированы.

Перед началом и во время проведения огневых работ проводить контроль за состоянием парогазовоздушной среды.

37) В случаях повышения количества горючих веществ в опасной зоне до значений предельно допустимых взрывобезопасных концентраций паров (газов) огневые работы прекратить. В случае выброса или открытого фонтанирования нефти или газа:

– потушить имеющиеся вблизи технические и бытовые топки, не курить;

– отключить силовую и осветительные линии, которые могут оказаться в загазованных участках,

– запретить пользоваться инструментом, способным высечь искру;

– вызвать пожарную команду;

– перекрыть движение на прилегающих к фонтану проездных дорогах;

– ограничить время работы у устья фонтанирующей скважины: (не более 15 мин), делать перерывы для отдыха, равные времени пребывания в газовой среде;

– использовать непромокаемую спецодежду, рукавицы и противогазы

При возникновении пожара

– вызвать пожарную часть через диспетчера или по указанным телефонам;

– сообщить точное место нахождения пожара, свои фамилию, имя и отчество;

– сообщить руководителю цеха по телефонам или через диспетчера цеха;

– в случае необходимости удалить из опасной зоны людей, не занятых ликвидацией пожара;

– при необходимости отключить электроэнергию, остановить агрегаты, перекрыть задвижки и выполнить другие мероприятия, способствующие распространению пожара;

– до прибытия пожарной части приступить к тушению пожара имеющимися средствами пожаротушения в соответствии с распределением обязанностей в «Боевом расчете».

После окончания ремонта скважины:

– осмотреть территорию около устья скважины, при необходимости убрать разлитую нефть, другие горючие жидкости, промасленную ветошь;

– загерметизировать устье скважины;

– отключить электрооборудование, электронагревательные приборы, электроосвещение, источники открытого огня загасить и засыпать землей.

18.2. ПРАВИЛА ПРОВЕДЕНИЯ ОГНЕОПАСНЫХ РАБОТ

Одной из причин пожара на нефтепромысле может стать применение открытого огня, искрообразования, нагрев до температур, способных вызвать воспламенение нефтепродуктов и конструкций.

К работам такого типа относятся электросварочные работы. К их проведению допускаются специалисты, прошедшие обучение и имеющие удостоверение и талон на право ведения сварочных работ.

1) При выполнении сварочных и других огневых работ на высоте принять меры, предохраняющие проходящих людей от ожогов падающими искрами и кусками раскаленного металла, а также от падения предметов и инструмента.

2) Огневые работы, не связанные с монтажом и ремонтом оборудования, проводить на расстоянии не менее:

– 20м от отдельно стоящих резервуаров или складов ГСМ;

– 50м от сливо-наливных стояков во время слива или налива нефти;

– 50м от открытых нефтеловушек,

– 20м от канализационных колодцев, стоков и манифольдов.

3) Электросварочные аппараты при ремонте резервуаров располагать не ближе 20м от эксплуатирующихся резервуаров.

4) При возникновении перерывов в работе, перед ее возобновлением произвести контрольный анализ воздушной среды в опасной зоне.

5) Спец. одежда и рукавицы не должны иметь следов масла, нефти, бензина, солярки и других горючих веществ. Исключить попадание масла и нефти на баллоны, шланги, резаки.

6) Баллоны со сжиженными газами устанавливать в помещении на расстоянии не менее 1м от радиаторов отопления, не менее 5м от источников открытого огня.

7) Применять исправное сварочное оборудование соответствующей характеристики с надежной изоляцией проводов и заземления.

18.3. СРЕДСТВА ПОЖАРОТУШЕНИЯ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРИЕМЫ ТУШЕНИЯ ПОЖАРОВ НА СКВАЖИНАХ

Эффективность пожаротушения зависит от наличия и мгновенного включения в работу различных средств, а также правильного их использования.

Наиболее доступным из них является ***вода***, которая должна быть подведена ко всем огнеопасным объектам с помощью системы водоводов, насосов, средств подключения к трубопроводам.

Для тушения легковоспламеняющихся жидкостей широкое применение получили химические и воздушно- химические пены. Их приготовление производится в генераторах с помощью порошков ПГПС и ПГП на основе двууглекислой соды, сернокислого алюминия и пенообразователя.

Примером таких устройств является ручной воздушно-пенный огнетушитель ОВП и ОП-5 (рис. 18.1)

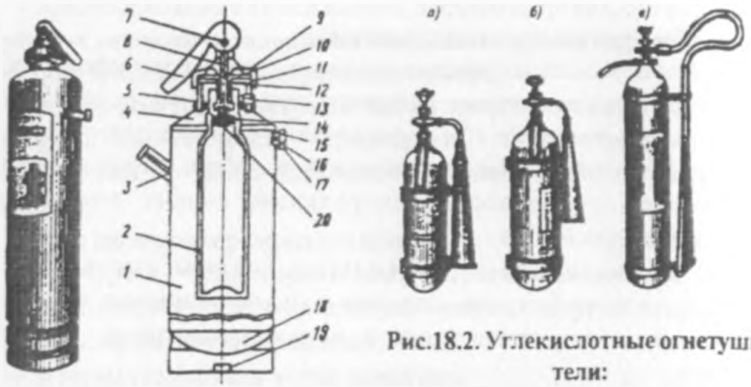


Рис.18.2. Углекислотные огнетушители:
а) ОУ-2, б) ОУ-5; в) ОУ-8.

Рис.18.1. Пенный огнетушитель ОП-5:
1 – корпус, 2 – кислотный стакан; 3 – боковая ручка, 4 – переходник; 5 – горловина, 6 – рукоятка; 7 – штифт, 8 – шток; 9 – крышка; 10 – уплотняющая прокладка штока; 11 – резиновые прокладки (2 шт.); 12 – пружина; 13 – спрыск; 14 – клапан, 15 – накидная гайка, 16 – мембрана; 17 – штуцер предохранителя; 18 – дно, 19 – нижняя ручка; 20 – держатель стакана.

Пенные огнетушители нельзя применять для тушения электроустановок, находящихся под напряжением, и горючих веществ, воспламеняющихся при соприкосновении с водой.

В этом случае следует применять углекислотные огнетушители ОУ, которые можно использовать для тушения всех веществ, окисляющихся кислородом воздуха (рис. 18.2).

В последние годы получают распространение автоматические установки для тушения пожаров, срабатывающие при возникновении и подавляющие его очаг различными средствами (рис 18.3).

Пожарные часто оснащают передвижные агрегаты на шасси высокопроходимых и скоростных автомобилей с установленными на них насосами, цистернами, лестницами и другими средствами.

Особую опасность представляют нефтяные пожары, возникающие в процессе бурения скважин, их освоения, ремонта

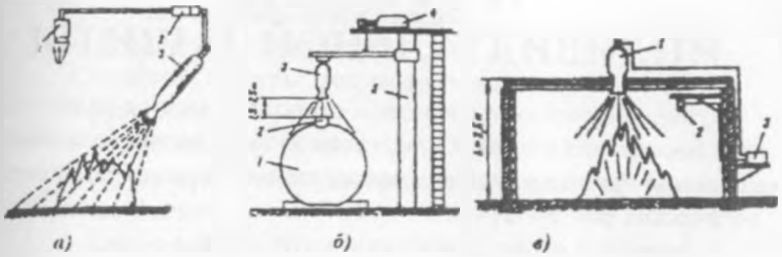


Рис. 18.3. Схема автоматических установок тушения пожара:
а – схема автоматической быстродействующей автоматической системы локального пожаротушения, 1 – малоинерционный датчик, 2 – усилительно-пусковое устройство, 3 – пламеподавительное устройство, б – схема тушения пожара в емкости; 1 – емкость; 2 – горловина; 3 – пламеподавитель ПГП-1; 4 – подъемный механизм; 5 – вертикальная опора; в – схема тушения пожара в помещении; 1 – пламеподавитель ПГП-1; 2 – датчик ДПС-0.38; 3 – усилительная станция.

Подавление пожаров, возникающих при открытом фонтанировании скважин - трудная и длительная по времени работа: здесь и бурение специальных наклонных скважин для сообщения с фонтанирующей и закачка через них жидкостей глушения, и методы направленных взрывов, забрасывание устья мешками с песком подача в очаг пожара инертных жидкостей или газов турбореактивными двигателями. Эффективность тушения зависит от возможностей отрыва пламени от жидкости (рис 18 4).

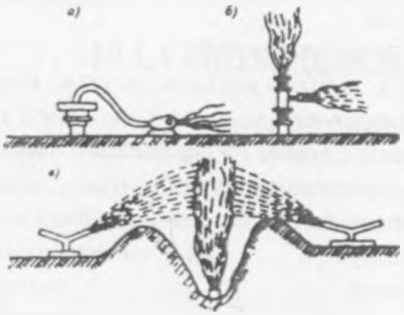


Рис.18.4. Типичные виды горения фонтанирующих скважин:
а – через бурильные трубы и деформированную трубу с вертлюгом; б – через фонтанную арматуру эксплуатируемой скважины; в – через обсадную колонну на дне кратера

19. СРЕДСТВА ИНДИВИДУАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ

К индивидуальным средствам защиты относятся различные приспособления и одежда, предназначенные для защиты работающего от производственных опасностей, вредностей и метеорологических факторов [44].

К средствам защиты работников относятся:

– виды спецодежды;
– различные виды спецобуви;
– защитные средства для рук;
– защитные устройства для слуха,
– средства защиты глаз и лица;
– защитные средства головы;
– средства защиты органов дыхания,
– устройства для защиты от электрического тока.

Спецодежда выбирается исходя из природных или технологических факторов, воздействующих при определенных условиях на человека:

– теплозащитная,
– от повышенных температур;
– от воздействия воды и влаги,
– от механических воздействий,
– пылезащитная,
– от кровососущих насекомых;
– от действия газоконденсата, нефти, нефтепродуктов, метанола, диэтиленгликоля,
– для работников службы по ликвидации открытых фонтанов

Спецобувь подразделяется на:

– взрывобезопасную;
– антистатическую;
– теплозащитную,
– водозащитную,
– защищающую от действия нефти, нефтепродуктов, газоконденсата, метанола и других растворителей;

– от механических повреждений;
– от электрического тока.

Средства защиты рук подразделяются на:
– рукавицы;
– перчатки.

Защита органов слуха производится за счет применения:
– вкладышей,
– наушников;
– шлемов.

Защита глаз и лица осуществляется за счет:
– очков;
– щитков и масок.

Защита головы осуществляется за счет применения:
– шлемов;
– шляп;
– капюшонов;
– касок.

Защита органов дыхания производится следующими устройствами:
– респираторами;
– противогазами.

Дадим краткое пояснение к перечисленным средствам индивидуальной защиты.

19.1. СПЕЦОДЕЖДА

Швейная промышленная, выпускающая спецодежду для нефтяников, в настоящее время обладает большим разнообразием тканей как из натурального волокна, так и из синтетического и комбинированного, в том числе
– хлопчатобумажные ткани;
– асбестовые;
– полиамидные,
– полиэфирные;
– на основе полиакрилонитрильных нитей;
– поливинилхлоридные,

– на основе нитей из стекловолокна,

– углеродные.

Значительная часть тканей имеет ту или иную пропитку, делающую их устойчивыми к воздействию различных факторов

19.2. СПЕЦОБУВЬ

По применяемым материалам обувь подразделяют на кожаную, резиновую и валяную.

Для ее изготовления используют натуральную и искусственную кожу, кожу с заменителем и текстилем.

Обувь выпускают в виде сапог, полусапог, ботинок, туфель.

В зависимости от предназначения используют соответствующий материал.

19.3. РУКАВИЦЫ И ПЕРЧАТКИ

Конструкции рукавиц разнообразны и в зависимости от этого они разделяются на шесть типов: А, Б, В, Г, Д, Е. Для слесарей и операторов добычи рациональнее применять трехпалые рукавицы типа Д. Они изготавливаются утепленными.

Перчатки более удобны для работы. Они также многообразны по назначению, а потому при их изготовлении используются соответствующие материалы – бутилкаучук (защита от воды, щелочей, кислот), резина (защита от электрического тока)

19.4. СРЕДСТВА ЗАЩИТЫ ОРГАНОВ СЛУХА

Вкладыши «Беруши» («берегите уши») – тонкие перхлорвиниловые волокна, выполненные в виде квадратов 4х4см. Их свертывают в виде конуса и вставляют в слуховой проход. Наиболее эффективны при частотах от 2 до 8 тыс.Гц. Вкладыши обладают антисептическими и бактерицидными действиями и имеют одноразовое применение.

Наушники – жесткие чашки с упругой скобой, одеваемые на ушные раковины. Обеспечивают защиту от звукового давления с уровнем до 125 дБ

Шлемы противошумные предохраняют от звуковых коле-

баний, выше 120 дБ, которые передаются не только через уши, но и кости черепа. Они устраняют передачу звуковой энергии в внутреннему уху.

19.5. СРЕДСТВА ЗАЩИТЫ ГЛАЗ И ЛИЦА

Защитные очки предохраняют глаза от механических повреждений, химических растворов, облучении ультрафиолетовой и другой энергией. Их конструкция и маркировка выбирается в зависимости от цели применения.

Защитные щитки и маски применяют при проведении электросварочных работ, для чего снабжены светофильтрами.

19.6. ЗАЩИТА ГОЛОВЫ

Каска предназначена для защиты от механического и электрического воздействия на голову. Величина ее околыша регулируется от 54 до 64 размера. Исправная каска сохраняет свои физические свойства при температуре от - 20 до + 50 °С.

19.7. ЗАЩИТА ОРГАНОВ ДЫХАНИЯ

ФИЛЬТРУЮЩИЕ ПРОТИВОГАЗЫ

Фильтрующие противогазы применяются в тех случаях, когда содержание кислорода в воздухе не ниже 0,5% объемной концентрации, допустимой для противогаза данной марки.

Фильтрующий противогаз состоит из коробки, лицевой части (маски) с гофрированной трубкой и сумки.

Коробки специализированы по назначению, в зависимости от требований они различаются между собой по составу поглотителей, а по внешнему виду – отличительной окраской. На крышке коробки имеется горловина с резьбой для присоединения коробки к лицевой части противогаза.

Для подбора шлем-маски сантиметровой лентой производят два измерения головы. При первом измерении определяют длину круговой линии, подходящей к подбородку, шекам через высшую точку головы. При втором измерении определяется длина полу-

окружности, проходящей от отверстия одного уха к отверстию другого по лбу через надбровные дуги. Результаты двух обмеров суммируют и определяют требуемый размер шлем-маски (табл.19.1)

Таблица 19.1

Сумма измерения, см	Размер шлем-маски
До 93	0
От 93 до 95	1
От 95 до 99	2
От99до 103	3
От 103 и выше	4

Правильность подбора шлем-маски проверяется примеркой. При правильно выбранной маске края ее плотно прилегают к лицу, не давят ни в одной точке. Шлем-маски изготовляют пяти размеров: 0, 1,2, 3, 4

В зависимости от газов применяются следующие марки фильтрующих противогазов (табл. 19.2).

Таблица 19.2

Марка	Отличительная окраска	Вредные вещества, от которых защищает противогаз
А	Коричневая	Органические пары: бензин, керосин, бензол, ацетон, тетраэтилсвинец, спирты и т.д.
В	Желтая	Кислые газы: сернистый газ, сероводород, хлор, окиси азота
КД	Серая	Аммиак и смесь аммиака и сероводорода
СО	Белая	Окись углерода
БКФ	Защитная с белой вертикальной полосой, фосфористый	Кислые газы и органические вещества (с меньшим временем защитного действия, чем противогазовые коробки с фильтром марки В и А соответственно); мышьяковый фосфористый водород, синильная кислота в присутствии пыли, дыма и тумана

ШЛАНГОВЫЕ ПРОТИВОГАЗЫ

Шланговые противогазы полностью изолируют органы дыхания человека от окружающей атмосферы, поэтому они применяются при недостаточном количестве кислорода в воздухе или высоких концентрациях вредных паров и газов.

Существуют 2 типа шланговых противогазов: без принудительной подачи воздуха (самовсасывающие) и с принудительной подачей (нагнетательные).

Шланговый противогаз без принудительной подачи воздуха состоит из лицевой части (маски), шланга и наконечника с фильтром. При использовании свободный конец шланга выводится из помещения или емкости в атмосферу свободную от вредных примесей. Свободный конец шланга закрепляется таким образом, чтобы при случайном движении воронка с фильтром «а попала в лужу нефтепродукта или в канаву. При необходимости применять шланги длиной более 10 метров надо пользоваться шланговым противогазом с принудительной подачей воздуха – ПШ-2.

Достоинством шланговых противогазов с принудительной подачей воздуха является то, что при работе в среде особо опасных газов, имеющееся под маской избыточное давление воздуха препятствует проникновению опасных газов под маску. Кроме того длина шланга в этом случае может доходить до 100 метров. Подача воздуха может производиться вручную(мехами), при помощи воздуходувки или вентилятора. Шланг снабжен приспособлением для регулировки количества подаваемого воздуха.

19.8. ЗАЩИТНЫЕ СРЕДСТВА ДЛЯ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

К защитным средствам, применяемым при эксплуатации электрического оборудования, относятся изолирующие приспособления различного устройства и назначения

Все средства делятся на:

а) основные;

б) дополнительные.

Основные – защитные средства, изоляция которых надежно выдерживает рабочее напряжение электроустановок и при помощи которых допускается касаться токоведущих частей, находящихся под напряжением. К основным средствам в электроустановках напряжением выше 1000 в относятся:

оперативные и измерительные штанги;

– изолирующие и токоизмерительные клещи;
– указатели напряжения;
– изолирующие лестницы,
– изолирующие площадки,
– изолирующие тяги;
– изолирующие штанги;

В электроустановках напряжением до 1000 В применяют основные средства:
– диэлектрические перчатки;
– инструмент с изолированными ручками;
– указатели напряжения;

Дополнительные – это защитные средства, являющиеся дополнительной мерой защиты к основным средствам, так как сами по себе не могут обеспечить надежную безопасность от поражения током.

К дополнительным средствам в установках с напряжением более 1000 в относятся:
– диэлектрические перчатки;
– диэлектрические боты;
– диэлектрические резиновые коврики;
– изолирующие подставки;

К дополнительным средствам в установках с напряжением менее 1000 в относятся
– диэлектрические калоши;
– диэлектрические резиновые коврики;
– изолирующие подставки.

Дадим краткую характеристику изолирующих средств.

Изолирующая штанга предназначена для проверки изоляции, очистки изоляции от пыли, установки разрядников наложения заземления и т.п. Она состоит из трех частей:
а) рабочая;
б) изолирующая.
в) ручка-захват

Изолирующие клещи применяют для операций с предохранителями, надевания и снятия изолирующих колпаков и других аналогичных работ. Изолирующие клещи состоят из трех основ-

ных частей:

а) рабочей части – губки;

б) изолирующей части от губок до упора;

в) ручки захвата.

Токоизмерительные клещи применяют для измерения переменного тока в одиночных проводниках без нарушения их целостности и состоят из трех частей:

а) рабочая;

б) изолирующая,

в) ручка захват.

Диэлектрические перчатки используют для работы в электроустановках и выполняют функцию изолирующего защитного средства.

Диэлектрические боты и калоши являются защитным средством от шагового напряжения.

Диэлектрические коврики имеют размер 50х50см. Их применяют в качестве дополнительного защитного средства лишь в сухом состоянии. Верхняя поверхность выполняется рифленой.

Изолирующие подставки применяют при операциях с предохранителями, пусковыми устройствами электродвигателей, приводами разъединителей. Представляют собой настил, укрепленный на изоляторах.

20. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ЭКОНОМИКЕ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ

20.1. СЕБЕСТОИМОСТЬ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Цель производственного процесса в нефтегазодобыче – нефть и газ, являющиеся носителями энергии и сырьем для нефтехимической промышленности.

Эффективность процесса оценивается разницей между стоимостью реализованных на рынке нефти и газа и затратами на их добычу.

Под понятием «Добыча нефти и газа» понимают всю совокупность организационных, технологических и технических мероприятий, проводимых в нефтегазодобывающем предприятии (НГДП), в том числе:

– обустройство скважин;
– извлечение нефти;
– воздействие на пласт;
– подземный ремонт скважин;
– внутрипромысловая перекачка нефти;
– подготовка нефти.

Выполнение каждого из этих мероприятий требует определенных затрат, образующих в сумме ***себестоимость*** добываемой на данном месторождении нефти.

Структура себестоимости – это перечень затрат, которые могут быть представлены в виде отдельных статей.

– ***Энергия:*** затраты на все виды энергии (электрическая, тепловая), получаемые как со стороны, так и производимые в НГДП.

– ***Воздействие на пласт:*** расходы по поддержанию пластового давления, внедрению новых разновидностей технологий по повышению коэффициента нефтеотдачи.

– ***Заработная плата:*** расходы по оплате труда производственных работников, непосредственно участвующих в добыче нефти.

– ***Отчисления на социальные нужды:*** сюда входят все виды отчислений, установленных государством, на страхование, в пенсионный фонд, на медицинское страхование, в фонд занятости.

– ***Амортизация скважин:*** отчисления на восстановление работоспособности скважин (на капитальный ремонт).

– ***Сбор и транспортировка нефти и газа:*** сюда входят затраты на эксплуатацию нефтегазопроводов и оборудование насосных станций, на зарплату персонала, энергию.

– ***Подготовка нефти:*** содержание установок, зарплата персонала, амортизация оборудования, энергия, стоимость химреагентов.

– ***Содержание и эксплуатация скважин:*** подземный и наземный ремонт, стоимость штанговых насосов, депарафинизация и другие ремонты, расходы по консервации скважин.

– ***Воспроизводство минерально-сырьевой базы:*** затраты на геолого-разведочные работы по установленным нормативам.

– ***Плата за недра:*** плата за пользование недрами по установленному нормативу.

– ***Цеховые расходы:*** сюда входят затраты на административно-управленческий аппарат по цехам НГДП.

– ***Общепромысловые расходы:*** затраты на аппарат управления, материально-техническое снабжение, систему связи, вычислительные устройства, амортизацию зданий, экологические мероприятия, налоги.

– ***Коммерческие расходы:*** затраты на транспортировку нефти и газа от товарного парка до нефтепровода покупателя, затраты по научно-исследовательские работы.

20.2. ФОРМИРОВАНИЕ ПРИБЫЛИ

Добытые нефть и газ реализуются (продаются) потребителю за определенную денежную оплату, или выручку.

Разница между выручкой и затратами, произведенными на производство, составляет финансовый ресурс предприятия, или

прибыль. Часть прибыли уходит на оплату налогов и в конечном счете в распоряжении предприятия остается, так называемая, чистая прибыль.

Кроме прибыли от деятельности (добыча нефти и газа) НГДП получает некоторый доход от реализации излишнего оборудования, материалов, производства и продажи различных изделий и оказания платных услуг. Схема получения прибыли приведена на рис. 20.1.

Рис. 20.1. Схема получения прибыли

Конечная прибыль от всех видов деятельности, называемая чистой прибылью, образует денежный фонд предприятия, который включает следующие составляющие:

а) ***резервный фонд*** – используется на выплату процентов по дивидентам;

б) ***фонд накопления*** – направляется на приобретение новых основных фондов и оборотных средств;

в) ***фонд потребления*** используется на социальные нужды и льготы членам коллектива.

20.3. ПУТИ УВЕЛИЧЕНИЯ ПРИБЫЛИ ПРЕДПРИЯТИЯ

Работник нефтегазодобывающего предприятия может и обязан содействовать получению максимально возможной прибыли путем активной работы по следующим направлениям:

– сокращение простоя скважин путем надежного профилактического ремонта и контроля за эксплуатацией оборудования;

– уменьшение потребления электроэнергии путем рационального ее использования;

– сокращения заказов агрегатов для депарафинизации путем увеличения межочистного периода работы скважин;

– сокращение утечек нефти путем систематического контроля за состоянием арматуры, нефтепроводов, групповых и дожимных насосных установок;

– участие в рационализаторской работе, исправленной на сокращение потребления электроэнергии, воды, пара, внедрение более рациональной схемы размещения трубопроводов различного назначения, замены электродвигателей на меньшие по мощности и т.д.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кострин К.В. Почему нефть называется нефтью. – М.: Недра, 1967.

2. Губкин И.М. Учение о нефти – М. – Л. Гостоптехиздат, 1937.

3. Ломоносов М.В. О слоях земных. – М.: Наука, 1975

4. Тьюгендхет К., Гамильтон А. Нефть. Самый большой бизнес. Пер. с англ. – М.: Прогресс, 1978.

5. Максимов В.П. Экспериментальное исследование работы ступеней погружных электроцентробежных насосов на нефтяных эмульсиях. – Труды ВНИИ № 22. – М.: Недра, 1964.

6. Каплан Л. С. Особенности эксплуатации обводненных скважин погружными центробежными насосами.М.; ВНИИОНГ, 1980.

7. Краснов А.И. Книга о нефти – М.: Молодая гвардия, 1959.

8. Лисичкин С.М. Очерки развития нефтедобывающей промышленности СССР. – М. Изд. АН СССР, 1958.

9. Октябрьский и октябрьцы. – М. Недра, 1976.

9а. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности РД08-200-9811. – М.: ООО «Нефтяник», 1998. 160 с.

10. Трубы нефтяного сортамента. Справочник/Под общей ред. А.Е. Сарояна. – М.: Недра, 1987 – 488 с.

11. Подземный ремонт и бурение скважин с применением гибких труб/С.М.Вайншток, А.Г.Молчанов, В.И.Некрасов, В.И.Чернобровкин. – М.: Изд. Академии горных наук, 1999 – 224с.

12. Нефтепромысловое оборудование: Справочник / Под ред. Е. Ж. Бухаленко. – М.: Недра, 1990. - 559 с.

13. Справочное пособие по газлифтному способу эксплуатации скважин / Ю.В.Зайцев, Р.А.Максутов, О.В.Чурбанов и др. – М.: Недра, 1984 - 360 с.

14. Щуров В.М. Технология и техника добычи нефти. Учебник для ВУЗов – М.: Недра, 1983. - 510 с.

15. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – М.: Недра – «Бизнесцентр», 2000. - 653 с.

16. Каплан Л.С. Новые штанговые насосы и их приводы. – Уфа: Изд. Уфимс. нефт. ин-та, 1983

17. Глубинные штанговые насосы / Руководство по эксплуатации. – Ижевск, АО «Ижнефтемаш», 1995. - 60 с.

18. Установки погружных центробежных насосов для добычи нефти / Под ред. В.Ю.Алекперова и В.Я.Кершенбаума Международный транслятор. – М.: Нефть и газ, 1999. - 618 с.

19. Говберг А.С, Лепеха А.И. Погружной диафрагменный электронасос типа ЭДН5 для добычи нефти из низкодебитных скважин. – М.: Недра, Нефтяное хозяйство, 1944. – с. 58-60

20. Персиянцев М. Н. Добыча нефти в осложненных условиях. - М.: Недра-«Бизнесцентр», 2000. - 653 с.

21. Каплан Л.С., Семенов А.В., Разгоняев Н.Ф. Развитие техники и технологий на Туймазинском нефтяном месторождении. – Уфа: РИЦ АНК «Башнефть», 1998. - 416 с.

22. Каплан Л. С. Установки скважинных бесштанговых насосов для добычи нефти. Уфим. нефт. ин-т, 1990. - 55 с.

23. Справочная книга по добыче нефти / Под ред. д-ра техн. наук Ш.К.Гиматудинова. - М.: Недра, 1974. - 704 с.

24 Технология механизированной добычи нефти / Н.Н.Репин, В.В.Девликамов, О.М.Юсупов, А.Н.Дьячук. - М.: Недра, 1976. - 175 с.

25 Безопасные технологии и техника безопасности в нефтедобыче. - Уфа, УГНТУ, 2002. - 476 с.

26 Каплан Л.С., Минигалимов Р.З. Эксплуатация осложненных скважин штанговыми насосами. - Октябрьская гортипография, 1997. - 194 с.

27. Каплан Л.С., Семенов А.В., Разгоняев Н.Ф. Эксплуатация осложненных скважин центробежными электронасосами. -М.: Недра, 1994. - 190 с.

28. Использование физических полей для предупреждения отложений парафина при добыче нефти / Б.В.Карпов, В.П.Воробьев, В.Т.Казаков - М.: Нефтяное хозяйство, №7. - 1997 г.

29. Антипин Ю.В., Валеев М.Д. Сыртланов А.Ш. Предотвращение осложнений при добыче обводненной нефти. - Уфа: Башкнигоиздат, 1987. - 168 с.

30. Технология механизированной добычи нефти / Н.Н.Ре-

пин, В.В.Девликамов, О,М.Юсупов, АН.Дьячук. - М.: Недра, 1976. - 175 с.

31. Мищенко И.Т. Некоторые вопросы совершенствования механизированных способов добычи нефти. - М.: ВНИИОЭНГ, 1978.- 44 с.

32. Кабиров М.М., Ражетдинов 4.3. Способы скважинной добычи нефти: Конспект лекций. – Уфа: Изд. Уфимс. гос. нефт. техн. ун-та, 1994. - 131 с.

33. Кабиров М.М., Ражетдинов 4.3. Интенсификация добычи нефти и ремонт скважин: Конспект лекций. - Уфа: Изд. Уфимс гос. нефт. техн. ун-та, 1994. - 127 с.

34. Попов А.А. Ударные воздействия на призабойную зону скважин. - М.: Недра, 1990 - 138 с.

35. Кабиров М,М., Персиянцев М.Н., Ленченкова Л.Е. Повышение нефтеотдачи неоднородных пластов. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 198. - 255 с.

36. Каплан Л.С. Каплан А.Л. Технология и техника воздействия на нефтяной пласт. - Октябрьский, 2000. - 180 с.

37. Динамика перераспределения нефти и воды в призабойной зоне пласта / Зейгман Ю.В., Васильев В.И., Облеков Г.И., Демин В.М. - Уфа: Изд-во «Фонд содействия развитию научных исследований», 1998. - 96 с.

38. Девликамов В.В , Кабиров М.М., Фазлутдинов А.Р. Борьба с гидратами при эксплуатации газлнфтных скважин. - Уфа: Изд-во Уфим. нефт. ин-та, 1984. - 83 с.

39. Байков УМ , Галиев М.А. Охрана природы на нефтепромыслах Башкирии - Уфа: Башкнигоиздаг, 1987. - 72 с.

40. Бурдынь ТА., Закс Ю Б. Химия нефти, газа, пластовых вод - М.: Недра, 1978 - 277 с

41. Положение о системе обеспечения производственной безопасности и охраны труда на предприятиях компании «Башнефть». - Уфа, Издательство «Кивц» АНК «Башнефть», 1998 -106 с.

42. Правила устройства электроустановок - М ; Минэнерго, 1986.

43. Правила пожарной безопасности в нефтяной

промышленности ППБО-85 / Сост.: В.ИХоботько, А.С.Агаев, И.С.Марченко и др. - М.: Недра, 1987. - 152 с.

44. Средства индивидуальной защиты для работников газовой и нефтяной промышленности. – М.: Недра, 1984 -156 с.

45. Гордеев О.Г. Состояние и перспективы развития нефтяной и газовой промышленности. - М. Недра: Нефтяное хозяйство, 1, 2003. - с. 4-7.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Наименьшие расстояния объектов обустройства нефтяного месторождения от зданий и сооружений соседних предприятий (м)

Объекты	Жилые здания, общежития, вахтовые поселки	Общественные здания (клубы, здравпункт и др.)	Промышленные и сельскохозяйственные предприятия (РМО, БПО, НПС, ГПЗ, фермы и др.)	Магистральные нефтегазопроводы	Линии электропередач (ВЛ 6 кв и выше)	Электроподстанции (35/6/11 0/35 кВ)
1. Устья нефтяных скважин – фонтанных, газлифтных, оборудованных ЭЦН или ШГН	300	500	100	СНиП	60	100
2. Устья нефтяных скважин со станками-качалками, усть нагнетательных скважин	150	250	50	СНиП	30	50
3. Здания и сооружения по добыче нефти с производством категорий А, Б и Е (ЗУ, СУ, ДНС, КНС, КС, УПН, УПС, ЦИС)	300	500	100	СНиП	ПУЭ	80
4. Факел для сжигания газа	300	500	100	60	60	100
5. Свеча сброса газа	300	500	100	30	30	30

Примечания

1. Расстояние объектов обустройства нефтяных месторождений до магистральных нефтегазопроводов, КС, ГРС и НПС принимается в соответствии со СНиП «Магистральные трубопроводы».
2. Расстояние до отдельно стоящих вахтовых, жилых и общественных зданий (за исключением зданий клубов, школ, детских яслей-садов, больниц) допускается принимать на 50% меньше.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Типовые отраслевые нормы бесплатной выдачи специальной одежды, обуви и других средств индивидуальной защиты (СИЗ)

Профессия, должность	Наименование СИЗ	Срок носки, месяц
1. Оператор по добыче нефти и газа, оператор по исследованию скважин	Костюм брезентовый или хлопчатобумажный с водоотталкивающей пропиткой	12
	Плащ непрокаемый (только для оператора по добыче нефти и газа)	36
	Сапоги кирзовые или резиновые	12
	Рукавицы брезентовые	2
	Зимой дополнительно:	
	куртки хлопчатобумажные на утепляющей прокладке,	24
	брюки хлопчатобумажные на утепляющей прокладке,	36
	валенки	
2. Электрогазосварщик	Костюм брезентовый	12
	Сапоги кирзовые	12
	Рукавицы брезентовые	1
	Зимой дополнительно:	
	куртки хлопчатобумажные на утепляющей прокладке;	24
	брюки хлопчатобумажные на утепляющей прокладке,	36
	валенки	
3. Тракторист	Костюм хлопчатобумажный с водоотталкивающей пропиткой	12
	Сапоги кирзовые	12
	Рукавицы комбинированные	2
	Зимой дополнительно:	
	куртки хлопчатобумажные на утепляющей прокладке;	24
	брюки хлопчатобумажные на утепляющей прокладке;	36
	валенки	
4. Оператор товарный	Костюм хлопчатобумажный	12
	Ботинки кожаные или сапоги кирзовые	12
	Рукавицы комбинированные	2

Профессия, должность	Наименование СИЗ	Срок носки, месяц
На наружных работах зимой дополнительно		
5. Слесарь КИПиА	Куртки хлопчатобумажные на утепляющей прокладке;	24
	Брюки хлопчатобумажные на утепляющей прокладке;	36
	Валенки.	
	Костюм хлопчатобумажный	12
	Сапоги кирзовые	12
	Рукавицы комбинированные	2
На наружных работах зимой дополнительно		
6. Слесарь по ремонту нефтепромыслового оборудования	Куртки хлопчатобумажные на утепляющей прокладке	24
	Брюки хлопчатобумажные на утепляющей прокладке	36
	Валенки	
	Костюм хлопчатобумажный	12
	Сапоги кирзовые	12
	Рукавицы комбинированные	1
На наружных работах зимой дополнительно		
7. Электромонтер по обслуживанию и ремонту электрооборудования в ЦДНГ	Куртки хлопчатобумажные на утепляющей прокладке	24
	Брюки хлопчатобумажные на утепляющей прокладке	36
	Валенки	
	Костюм хлопчатобумажный	12
	Сапоги кирзовые	12
	Рукавицы комбинированные	3

Предупредительные плакаты для электроустановок

№ п-п	Рисунок плаката, размер и исполнение, переносный или постоянный	Место и условия применения
	1. Предохранительные плакаты	
1	Размер не менее 280х210 мм. Черные буквы на белом фоне. Кайма ярко-красная шириной 10 мм, стрела ярко-красная (ГОСТ 6395). Постоянный	Укрепляется на наружной стороне дверей распределительных устройств, камер выключателей и трансформаторных пунктов, а также на сетчатых или сплошных ограждениях токоведущих частей напряжением выше 1000В, расположенных в производственных помещениях, исключая помещения распределительных устройств.
2	Размер не менее 280х210 мм. Черные буквы на белом фоне. Кайма ярко-красная шириной 10 мм, стрела ярко-красная (ГОСТ 6395). Постоянный	Укрепляется на наружной стороне дверей распределительных устройств, щитов, сборок напряжением до 1000 В.
3	Размер не менее 280х210 мм. Черные буквы на белом фоне. Кайма ярко-красная шириной 10 мм, стрела ярко-красная (ГОСТ 6395). Постоянный	В закрытых распределительных устройствах напряжением выше 1000 В на сетчатых или сплошных ограждениях ячеек, соседних с местом работ и противолежащих, на временных ограждениях на переносных щитах, устанавливаемых в проходах, куда не следует ходить, и т.п. На открытых распределительных устройствах – на веревочных ограждениях (при работах на уровне земли) и на конструкциях вокруг рабочего места так, чтобы путь по фермам к соседним токоведущим частям был закрыт. На временных ограждениях у оголенных участков кабеля и разделанных концов его на время испытания высоким напряжением (приложенным).

№ п-п	Рисунок плаката, размер и исполнение, переносный или постоянный	Место и условия применения
	1. Предохранительные плакаты	
4	Размер не менее 280х210 мм. Черные буквы на белом фоне. Кайма ярко-красная шириной 10 мм, стрела ярко-красная (ГОСТ 6395). Переносный	На конструкциях открытого распределительного устройства, соседних с той, которая предназначена для подъема персонала (при работах на конструкциях открытого распределительного устройства, т.е. если рабочее место расположено на высоте)
5	Размер не менее 280х210 мм. Черные буквы на белом фоне. Кайма ярко-красная шириной 10 мм, стрела ярко-красная (ГОСТ 6395). ПЕРЕНОСНЫЙ	На ограждениях и конструкциях. Применяется только в установках напряжением до 1000 В.
6	Размер не менее 280х210 мм. Буквы черные и рамки черные. Стрела ярко-красная (ГОСТ 6395). Размер 210х90 мм. Постоянный	Укрепляется на опорах воздушных линий электропередачи напряжением выше 1000 В на высоте 2,5-3 м от земли, при этом в населенной местности при пролетах менее 100 м укрепляется через опору, в остальных случаях и при переходах через дороги – на каждой опоре. При переходах через дороги плакаты должны быть обращены в сторону дороги, в остальных случаях – сбоку опоры поочередно с правой и левой стороны. Плакат крепится на металлических и деревянных опорах
7	Размер 290х90 мм. Наноситься непосредственно на поверхность бетона несмываемыми красками через	Укрепляется на опорах воздушных линий электропередачи напряжением выше 100 В на высоте 2,5-3 м от земли, при этом в населенной местности при пролетах менее 100 м укрепляется через опору, в остальных случаях и при переходах через дороги – на каждой опоре. При переходах через дороги плакаты должны быть обра-

№ п-п	Рисунок плаката, размер и исполнение, переносный или постоянный	Место и условия применения
	1. Предохранительные плакаты	
	трафарет. Буквы, череп и рамка наноситься черной краской. Стрела ярко-красная (ГОСТ 6395) Постоянный	щены в сторону дороги, в остальных случаях – сбоку опоры поочередно с правой и левой стороны. Наносится только на железобетонные опоры.
	2. Запрещающие плакаты	
8	НЕ ВКЛЮЧАТЬ РАБОТАЮТ ЛЮДИ! Размер не менее 240х130 мм. Красные буквы на белом фоне. Переносный. Размер 30х50 мм. Красные буквы на белом фоне. Переносный.	На ключах управления, а также рукоятках или штурвалах приводов выключателей и разъединителей, при ошибочном включении которых может быть подано напряжение на работающих людей. То же, но для применения на щитах и пультах.
9	НЕ ОТКРЫВАТЬ РАБОТАЮТ ЛЮДИ! Размер 240х130 мм. Красные буквы на белом фоне. Переносный.	На штурвалах задвижек воздушных магистралей выключателей и приводов, при ошибочном открытии которых может быть пущен воздух высокого давления к оборудованию, где работают люди.
10	Размер 240х130 мм. Белые буквы на красном фоне. Переносный. Размер 80х50 мм. Белые буквы на красном фоне	На ключах управления, а также рукоятках или штурвалах приводов выключателей и разъединителей, при ошибочном включении которых может быть подано напряжение на работающих людей. То же, но для применения на щитах и пультах.
	3. Разрешающие плака-	*ты*
11	Размер 250х250 мм.	В закрытых распределительных устройствах на местах работ, а также на открытых распределительных устройствах в том

№ п-п	Рисунок плаката, размер и исполнение, переносный или постоянный	Место и условия применения
	3. Разрешающие плакаты	
	Белый круг диаметром 200 мм на зеленом фоне. Буквы черные в пределах круга. Кайма белая шириной 15 мм. Переносный.	месте, где персонал должен входить в огражденное веревкой пространство, при работах на уровне земли
12	 Размер 250х250 мм. Белый круг диаметром 200 мм на зеленом фоне. Буквы черные в пределах круга. Кайма белая шириной 15 мм. ПЕРЕНОСНЫЙ	На конструкции открытого распределительного устройства, по которой обеспечен безопасный подъем персонала к месту работ (расположенному на высоте – на конструкциях открытого распределительного устройства).
13	 Размер 240х130 мм. Черные буквы на светло-зеленом фоне. Переносный. Размер 80х50 мм. Черные буквы на светло-зеленом фоне. Переносный.	На ключах управления, а также рукоятках или штурвалах разъединителей, при ошибочном включении которых может быть подано напряжение на заземленный участок схемы. То же, но для применения на щитах и пультах.

Некоторые рекомендации при работе с компьютором

Компьютор, как и любой электроприбор, требует соблюдения электрической безопасности при эксплуатации. Кроме того, компьютор представляет определенную опасность для здоровья тех, кто с ним работает. По оценкам специалистов, люди, связанные с этой техникой, чаще всего страдают заболеваниями опорно-двигательного аппарата. Объясняется это в первую очередь тем, что длительное пребывание человека в одной и той же фиксированной позе вредно для его мышц и суставов.

Опасность представляет не только неподвижность, но и другие факторы. В частности, от недостатка кислорода появляется сонливость, снижается внимание и работоспособность, повышаются утомление и раздражительность.

Картинка на мониторе при длительном ее просмотре может оказать негативное влияние на зрение. При этом действующими факторами могут быть, как недостаточная, так и излишняя яркость, а также все виды излучений.

Ученые считают, что длительная работа с монитором может стать причиной боли в глазных яблоках, слезотечения или, наоборот, сухости и покраснения глаз. Часто помимо этих симптомов появляется головная боль и быстрая утомляемость. По каким же характеристикам дисплея можно определить, какое воздействие он окажет на ваши глаза?

Прежде всего это частота регенерации (обновления изображения на экране). Известно, что сознание человека может раздельно воспринимать до 24 кадров в секунду. Поэтому, чем чаще обновляется экран, тем это мелькание незаметнее для глаз, а значит, и утомляемость будет меньше.

Если частота регенерации экрана не превышает 75 Гц, то за таким монитором рекомендуется проводить не более одного часа в день – иначе острота вашего зрения может резко ухудшиться. Для комфортной и безопасной работы с «негативным» изображением достаточно частоты 75-80 Гц с «позитивным» изображением – 85-90 Гц.

Поэтому при приобретении мониторов следует проконтролировать его соответствие общепринятому стандарту качества.

ПРИМЕРЫ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ И ТРАВМАТИЗМА НА ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЕДОБЫЧИ

Приведем некоторые, типичные нарушения техники безопасности и охраны труда, которые заканчивались травматизмом.

1. Открытое фонтанирование

В процессе подъема колонны НКТ начался перелив жидкости и выброс газа. Скважину не смогли своевременно загерметизировать, началось открытое фонтанирование жидкости с газом с последующим возгоранием газа.

Причины:

а) ненадежное «глушение» скважины;

б) отсутствие контроля за изменением столба жидкости в стволе скважины и своевременным ее доливом в процессе ремонта.

2. Воспламенение устьевой площадки

При спуске штанг из-за их значительной загрязненности парафином, было решено их разогревать открытым огнем вблизи устья скважины. В результате произошло загорание площадки и агрегата подземного ремонта:

Причины:

а) незнание правил пожарной безопасноти;

б) скважина не была подготовлена к ремонту.

3. Травматизм при спуско-подъемных операциях

При спуске НКТ диаметром 73 мм с помощью агрегата КОРО верховой рабочий ненадежно закрепил штропы в элеваторе. В результате элеватор выпал из штропов и смертельно травмировал помощника бурильщика.

Причины:

а) неправильные действия верхового рабочего;

б) слабый контроль за работой бригады.

4. Травматизм при падении с высоты

При наполнении автоцистерны жидкостью глушения помощник машиниста поднялся на емкость для определения уровня жидкости и упал оттуда, получив при этом смертельную черепно-мозговую травму.

Причины:

а) нарушение требования безопасности со стороны рабочего;

б) неудовлетворительное содержание рабочего места;

в) отсутствие контроля за работой бригады;

г) нерегулярное проведение инструктажей, особенно перед новой работой.

5. Разрушение нагнетательного трубопровода насоса 9Т агрегата АНЦ-320

При закачке жидкости в скважину произошел разрыв нагнетательного трубопровода, насоса, идущего от насоса ДТ агрегата АНЦ-320. Металлическими осколками был смертельно травмирован моторист, находящийся между мерной емкостью и насосом.

Причины:

а) запуск насоса при перекрытых кранах на нагнетательной линии и линии сброса;

б) в предохранительном клапане установлена шпилька, не соответствующая развиваемому давлению;

в) неудовлетворительная трудовая дисциплина;

г) отсутствие сведений об обученности по рабочей профессии моториста.

6. Травмирование электрическим током

При проведении профилактического ремонта электрощита, питающего СКН-2, электрик попал под напряжение и получил смертельную травму.

Причины:

а) работа без снятия напряжения в цепи;

б) низкая производственная дисциплина.

7. Падение вышки передвижного агрегата А-50М

При выполнении работ по расхаживанию и срыву пакера произошло разрушение ветровой оттяжки и падение вышки агрегата. При опрокидывании вышки на левый бок под нее попал и получил смертельную травму помбур 5 разряда цеха КРС.

Причины:

а) применение в качестве ветровых оттяжек стальных канатов и цепей, не имеющих сертификатов завода-изготовителя;

б) отклонение от плана работ и выполнение операций по срыву пакера персоналом, не прошедшим обучение этому виду работ,

в) отсутствие руководителя работ в момент проведения данной операции (мастер по сложным работам самовольно покинул рабочее место);

г) низкая производственная и трудовая дисциплина.

8. Травматизм при монтажных работах

При опускании трубоукладчиком собранного блока (задвижка с фланцами и патрубком) в котлован вскрытого трубопровода для монтажа произошло раскачивание груза, в результате которого получил смертельную травму головы бригадир, находящийся в котловане.

Причины:

а) пострадавший находился в состоянии алкогольного опьянения;

б) нахождение в опасной зоне под грузом;

в) отсутствие надлежащего контроля за рабочими.

9. Открытый фонтан с пожаром

При бурении скважины произошел выброс газа из кунгурского яруса с последующим взрывом и возгоранием. При этом сгорели буровое укрытие, резиновые шланги, кабели электропроводки. Ожоги получил дизелист.

Причины:

1) в проекте не была отражена зона возможного газопроявления,

2) в технологическую схему скважины не был введен дегазатор,

3) не осуществлялся контроль за газопроявлением и не были приняты меры по закрытию скважины;

4) отсутствие должного руководства работами.

10. Падение талевой системы

Во время спуска НКТ произошел обрыв талевого каната диаметром 22,5 мм и падение системы на устье скважины. При этом был смертельно травмирован оператор.

Причины:

а) отсутствие контроля за состоянием каната, выработавшего

свой ресурс и не имеющего сертификата;

б) неудовлетворительная работа индикатора веса, не прошедшего очередной проверки.

11. Обрыв талевого каната

Во время подъема штангового насоса НН-1Б-44 с трубами диаметром 73 мм произошло затаскивание талевого блока под кронблок подъемного агрегата А-40 с последующим обрывом талевого каната. При падении талевой системы был смертельно травмирован оператор 4 разряда, находящийся на рабочей площадке.

Причины:

а) отключение тумблера ограничителя подъема талевого блока в кабине машиниста;

б) нахождение рабочего под грузом в состоянии алкогольного опьянения;

в) низкая трудовая дисциплина (допуск к работе оператора в состоянии опьянения).

12. Открытие элеватора

Во время выброса НКТ вместе с планшайбой на мостки (угол опускаемой трубы составлял 45°) произошло открытие элеватора ЭТА-50 и падающей трубой был смертельно травмирован оператор 5 разряда.

Причины:

а) элеватор был загрязнен и был закрыт ненадежно (не проконтролирована фиксация защелки);

б) рабочий находился в рабочей зоне;

в) недисциплинированность исполнителей.

13. Разрушение сепаратора на ДНС

По окончании ремонта нефтегазового сепаратора и включения его в работу произошел пропуск газа с последующим возгоранием. ожоги различной степени получили 5 человек.

Причины:

а) отсутствие контроля за ремонтом оборудования, выразившееся в установке на сепараторе заглушки не заводского исполнения;

б) размещение работающего ППУ вблизи пожароопасного

объекта;

в) пуск в работу сепаратора путем резкого открытия входной задвижки и возникновения гидроудара;

г) нарушение квалифицированного руководства работами.

ВЫВОДЫ:

Аварии объясняются следующими причинами:

а) низкая производственная, технологическая и трудовая дисциплина;

б) грубые нарушения требований руководящих документов по безопасному ведению работ, как рабочим персоналом, так и ИТР;

в) недостаточный внутренний контроль за состоянием безопасности на объектах;

г) недостаточная обученность персонала.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение....3
Список сокращений....5
Словарь терминов, примененных в книге....8
Квалификационная характеристика профессии «Оператор по добыче нефти и газа»....17
1. Нефтяное месторождение....22
1.1. Нефтяная промышленность Российской Федерации: прошлое, настоящее, будущее....22
1.2 Нефть как природный продукт....28
1.3. Нефтяное месторождение и характеристика горных пород....32
1.4 Характеристика нефти и ее спутников....39
1.5 Режимы нефтяных залежей....48
1.6 Миграция нефти....51
1.7 Разработка нефтяного месторождения....52
2. Нефтяная скважина....57
2.1 Немного истории....57
2.2 Сооружение нефтяной скважины....59
2.3 Вскрытие и освоение нефтяного пласта....70
2.4 Меры безопасности при вскрытии и освоении скважины....76
3. Фонтанная эксплуатация скважин....79
3.1. Условия фонтанирования....79
3.2. Режим работы фонтанной скважины....83
3.3 Оборудование фонтанной скважины....86
3.4 Одновременно-раздельная фонтанная эксплуатация нескольких пластов....100
3.5 Осложнения в работе фонтанных скважинах, методы их обнаружения и устранения....101
3.6 Безопасная технология и техника при фонтанной эксплуатации скважин....102
4. Газлифтная эксплуатация скважин....105
4.1 Непрерывный газлифт....105
4.2 Периодический газлифт....108
4.3 Безкомпрессорный лифт....109
4.4 Внутрискважинный газлифт....109
4.5 Технологическая схема и оборудование....111
4.6. Установление режима работы....114
4.7 Осложнения в работе....114
4.8 [illegible]....[illegible]

5. Эксплуатация скважин установками штанговых глубинных насосов 119
5.1. Привод штангового насоса 120
5.2. Устьевая арматура 129
5.3. Глубинные штанговые насосы 133
5.4. Специальные штанговые насосы 140
5.5. Зарубежные насосы 142
5.6. Штанги 145
5.7. Режим эксплуатации скважин оборудованных УШГН 148
5.8. Эксплуатация скважин по схеме «насос-фонтан» 153
5.9. Осложнения в работе скважин 154
5.10. Безопасная эксплуатация установки 155
6. Эксплуатация скважин бесштанговыми насосами 159
6.1 Установки электроцентробежных насосов 160
6. 2. Установки электродиафрагменных насосов (УЭДН) 182
6.3. Установки-электровинтовых насосов (УЭВН) 186
6.4. Установки гидравлических поршневых насосов (УГПН 192
6.5. Установка струйных насосов для добычи нефти 198
6.6. Осложнения при работе скважин, эксплуатируемых бесштанговыми насосами 202
6.7. Безопасная эксплуатация скважин бесштанговыми насосами 202
7. Исследование нефтяных скважин 206
7.1. Замер давлений 209
7.2. Замер уровней жидкости в скважинах 211
7.3. Термодинамические исследования 213
7.4. Дебитометрические исследования 215
7.5. Контроль за обводнением скважин 217
7.6. Замер дебита скважин 218
7.7. Измерение глубины забоя, уровней и границы раздела жидкостей 219
7.8. Исследование скважин, эксплуатируемых УШГН 220
7.9. Исследование скважин эксплуатируемых УЭЦН 229
7.10. Агрегаты для исследований скважин 231
7.11. Меры безопасности при исследовании скважин 232
8. Осложнения в стволе скважины и технологии их устранения 235
8.1. Виды осложнений 235
8.2. Очистка забоя и ствола скважины от песчаных пробок 236
8.3. Асфальто-смолистые парафиновые отложения 239
8.4. Водонефтяные эмульсии 263
8.5. Солеобразование в скважинах 268
8.6. Эксплуатация скважин в условиях повышенного газосодержания 275

8.7. Эксплуатация скважин с повышенным содержанием механических примесей ... 280
8.8 Гидратообразование и технологии его предотвращения ... 288
8.9. Предотвращение образования и разрушение гидратных пробок ... 289
8.10. Правила безопасности при проведении технологических операций по борьбе с осложнениями ... 292
9. Интенсификация добычи нефти путем воздействия на призабойную зону пласта ... 297
9.1. Технологии, увеличивающие депрессию в области ПЗП ... 298
9.2. Гидромеханическое воздействие ... 303
9.3. Волновые методы ... 311
9.4. Воздействие химическими реагентами ... 313
9.5. Комплексные методы ... 318
9.6. Тепловые методы ... 320
9.7. Соблюдение безопасности при технологических процессах ... 321
10. Технологии воздействия на нефтяной пласт ... 329
10.1 Заводнение нефтяных пластов ... 329
10.2. Новые технологии воздействия на нефтяной пласт ... 337
10.3. Технологические схемы и оборудование систем заводнения ... 345
11. Подземный ремонт нефтяных скважин ... 361
11.1. Текущий подземный ремонт скважин ... 361
11.2 Технология капитального ремонта скважин ... 370
11.3. Механизмы и оборудование для ремонтных работ ... 379
11.4. Совершенствование технологии и техники подземного ремонта ... 393
12 Сбор, подготовка и переработка нефти и газа ... 397
12.1 Системы сбора и нефти и газа ... 397
12.2. Нефтепроводы ... 399
12.3. Групповые замерные установки ... 402
12.4 Дожимные насосные станции ... 407
12.5. Установка комплексной подготовки нефти ... 414
12.6. Подготовка воды для заводнения ... 422
12.7 Основы переработки нефти и газа переработка нефти ... 426
13. Контрольно-измерительные приборы, средства автоматики и телемеханики в нефтедобыче ... 432
13.1 Сведения о метрологии ... 432
13.2 Классификация средств измерений ... 433
13.3. Измерение давления ... 434
13.4 Измерение температуры ... 435
13.5. Измерение количества и расхода жидкости, газа, пара ... 437
13.6. Измерение плотности ... 440

13.7. Измерение вязкости 442
13.8. Измерение содержания воды в нефти 444
13.9. Анализаторы содержания солей в нефти 445
13.10. Телемеханизация нефтепромысловых объектов 445
13.11. Телемеханизация скважин 449
13.12. Телемеханизация объектов цеха ППН 453
13.13. Охранная функция системы «КамИнТел» 454
13.14. Программно-технический комплекс контроля работы и подсчета дебита 454
14. Охрана недр и окружающей среды 456
14.1. Общие вопросы 456
14.2. Повышение надежности системы сбора нефти, газа и воды 458
14.3. Сокращение потерь углеводородов в резервуарных парках 460
14.4. Защита от поверхностных загрязнений 461
15. Коррозия нефтепромыслового оборудования и методы ее предотвращения 466
15.1 Общие сведения о коррозии 466
15.2. Характер коррозии оборудования 469
15.3. Технологии и оборудование для предотвращения коррозии 471
16. Обслуживание нефтяных скважин, установок и трубопроводов 479
16.1. Система технического обслуживания 479
16.2. Обслуживание фонтанных скважин 479
16.3. Обслуживание газлифтных скважин 480
16.4. Обслуживание скважин, эксплуатируемых УШГН 481
17. Источники опасности в добыче нефти 487
17.1. Нефть 487
17.2. Нефтяной газ 489
17.3. Пластовые и сточные воды 490
17.4. Давление 490
17.5. Электричество 491
17.6. Вращающиеся и движущиеся механизмы 495
17.7. Подъемно-транспортные операции 496
17.8. Воздействие природных факторов 497
17.9. Освещенность 499
17.10. Производственный шум 501
17.11. Радиоактивность 502
17.12. Химические реагенты 503
17.13. Огонь 506
17.14. Работа на высоте 508
18. Пожарная безопасность 510

18.1. Основные требования пожарной безопасности....510
18.2. Правила проведения огнеопасных работ....516
18.3. Средства пожаротушения и технологические приемы тушения пожаров на скважинах....517
19. Средства индивидуальной защиты....520
19.1. Спецодежда....521
19.2. Спецобувь....522
19.3. Рукавицы и перчатки....522
19.4. Средства защиты органов слуха....522
19.5. Средства защиты глаз и лица....523
19.6. Защита головы....523
19.7. Защита органов дыхания....523
19.8. Защитные средства для безопасной эксплуатации электроустановок....525
20. Основные сведения об экономике нефтегазодобывающего предприятия....528
20.1. Себестоимость добычи нефти....528
20.2. Формирование прибыли....529
20.3. Пути увеличения прибыли предприятия....531
Литература....532
Приложения....536
1. Наименьшие расстояния объектов обустройства нефтяного месторождения от зданий и сооружений соседних предприятий....536
2. Типовые отраслевые нормы бесплатной выдачи спецодежды, обуви и других средств индивидуальной защиты рабочих ЦДНГ....537
3. Предупредительные плакаты для электроустановок....539
4. Некоторые рекомендации при работе с компьютором....543
5. Примеры аварийных ситуаций и травматизма на предприятиях нефтедобычи....544
Содержание....549

Сдано в набор 01.03.04. Подписано в печать 25.03.05. Бумага офсетная.
Усл. печ. листов 34,62. Формат 60x84 1/16.
Заказ 554, тираж 335.