ББК 26.325.31
В 19
УДК 622.276.031.011.43

Васильевский В. Н., Петров А. И.

В 19 Техника и технология определения параметров скважин и пластов: Справочник рабочего. М.: Недра, 1989.—271 с.: ил.

ISBN 5—247—00486—8

Определены цели и задачи промыслового контроля за разработкой нефтяных и газовых месторождений и эксплуатацией скважин. Приведены общие сведения по технологии добычи нефти, физическим свойствам коллекторов, пластовых жидкостей и газов. Рассмотрены методы и технологии гидродинамических исследований пластов и скважин, способы обработки их результатов. Даны основные метрологические определения, описаны приборы для измерения давления, температуры, расхода, уровня, пористости и проницаемости, приведены их технические характеристики. Изложены правила эксплуатации и поверки приборов.

Для операторов по исследованию скважин и добыче нефти.

В $\frac{2503010400—136}{043(01)—89}$ 300—89 **ББК 26.325.31**

СПРАВОЧНОЕ ИЗДАНИЕ

Васильевский Владимир Николаевич
Петров Андрей Иванович

ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ СКВАЖИН И ПЛАСТОВ. СПРАВОЧНИК РАБОЧЕГО

Заведующий редакцией *Н. Е. Игнатьева*
Редактор издательства *Т. К. Лазарева*
Технический редактор *Л. Г. Лаврентьева*
Корректор *Н. А. Громова*

ИБ № 6891

Сдано в набор 10.11.88. Подписано в печать 17.02.89. Т-06410. Формат 60×90¹/₁₆. Бумага типографская № 1. Гарнитура Литературная. Печать высокая. Усл. печ. л. 17. Усл. кр.-отт. 17. Уч.-изд. л. 18,45. Тираж 6780 экз. Заказ № 2520/1166—5. Цена 1 р. 30 к.

Ордена «Знак Почета» издательство «Недра», 125047,
Москва, пл. Белорусского вокзала, 3

Ленинградская типография № 4 ордена Трудового Красного Знамени Ленинградского объединения «Техническая книга» им. Евгении Соколовой Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли. 191126, Ленинград, Социалистическая ул., 14.

ISBN 5—247—00486—8

© Издательство «Недра», 1989

...ая библиотека ...ТСКОГО университета

Аб... геологического факультета

ЧАСТЬ I

ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

1. ЗАЛЕЖИ НЕФТИ И ПРИРОДНОГО ГАЗА

Состав земной коры

Земная кора сложена из горных пород, которые по происхождению подразделяются на два основных вида — изверженные и осадочные.

Изверженные горные породы — породы, образовавшиеся при застывании магмы в толще земной коры (граниты) или вулканических лав на поверхности земли (базальты).

Осадочные породы — породы, образованные путем осаждения минеральных и органических веществ (главным образом в водной среде) и последующего их уплотнения. Это могут быть продукты выветривания или размыва горных пород суши, или продукты химических реакций между грунтовыми водами и породами, с которыми они контактируют, остатки живых и растительных организмов и т. п. Преобладают глинистые, песчаные и карбонатные породы, в которых как правило и содержатся скопления нефти и газа.

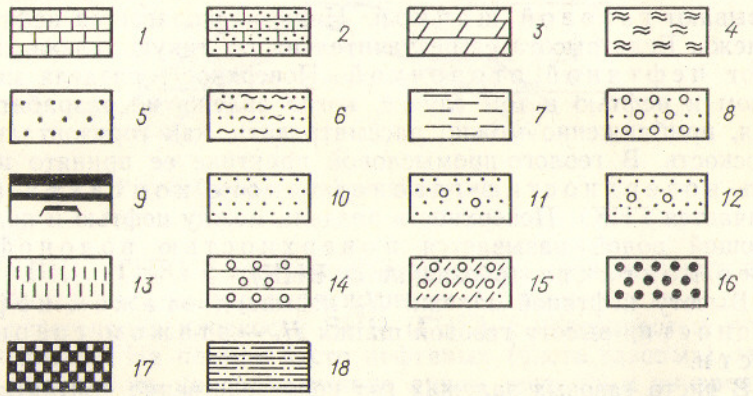


Рис. 1. Условные обозначения некоторых горных пород:

1 — известняк; *2* — мел; *3* — доломиты; *4* — глина; *5* — песок; *6* — глинистый песок; *7* — песчаник; *8* — галечник; *9* — уголь; *10* — нефтеносный песок; *11* — газоносный песок; *12* — водоносный песок; *13* — гипс; *14* — соль; *15* — лавы и пемза; *16* — гнейсы; *17* — мрамор; *18* — кварцит

Осадочные породы обычно залегают слоями — пластами, верхняя граница которых называется кровлей, а нижняя — подошвой.

Пласты, обладающие системой пор, трещин и каверн, по которым может перемещаться жидкость или газ, называют пластами-коллекторами (пески, песчаники, кавернозные известняки). Обычно они переслаиваются с непроницаемыми пластами (глины, плотные известняки и др.), по которым жидкость и газ перемещаться не могут. Типовые условные обозначения горных пород приведены на рис. 1.

Залежи и месторождения нефти и газа

Нефть и природный газ скапливаются в пластах-коллекторах в так называемых ловушках, образовавшихся в результате изгиба *а* в залегании пласта, выклинивания *б* или запечатывания *в* его другими непроницаемыми породами (рис. 2).

Залежь — скопление нефти и газа в ловушке одного или нескольких гидродинамически связанных пластов-коллекторов.

Месторождение — одна или группа залежей, расположенных на одной территории.

Различают нефтяные, нефтегазовые и газовые залежи. Наряду с чисто газовыми встречаются газоконденсатные — залежи, когда часть углеводородов находится в жидком состоянии или залежи, в которых эти углеводороды со снижением давления и температуры могут сконденсироваться.

На рис. 3 схематично показана газонефтяная залежь в разрезе и плане. Свободный газ, как наиболее легкий компонент, занимает самую высокую часть ловушки. Такое скопление газа называют газовой шапкой. Ниже располагается нефтяная залежь. Если высота ее незначительна, то такую залежь называют нефтяной оторочкой. Поверхность раздела между газом и нефтью в том случае, когда залежь не разрабатывается, приближенно можно рассматривать, как горизонтальную плоскость. В геолого-промысловой практике ее принято называть поверхностью газонефтяного контакта (обозначается ГНК). Поверхность раздела между нефтью и подстилающей водой называется поверхностью водонефтяного контакта (обозначается ВНК).

Высоту нефтяной залежи $H_н$ называют этажом нефтеносности, высоту газовой шапки $H_г$ — этажом газоносности.

В чисто газовых залежах газ непосредственно контактирует с водой. Поверхность раздела между ними называют поверхностью газоводяного контакта (обозначается ГВК).

В залежах различают (рис. 3): внешний контур нефтеносности *1* (газоносности *2*) — линия пересечения плос-

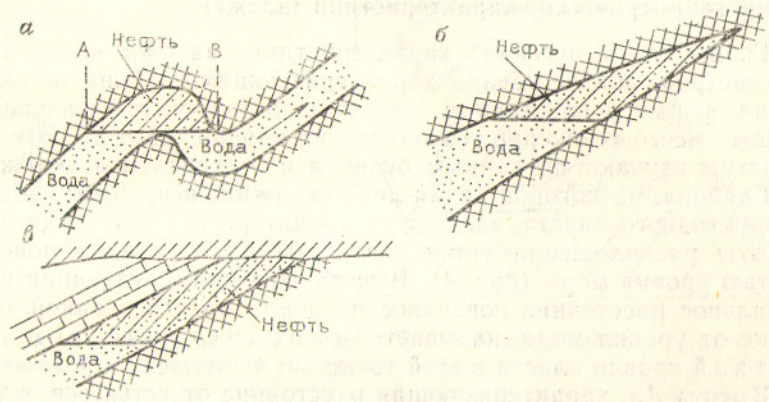


Рис. 2. Схемы ловушек для нефти

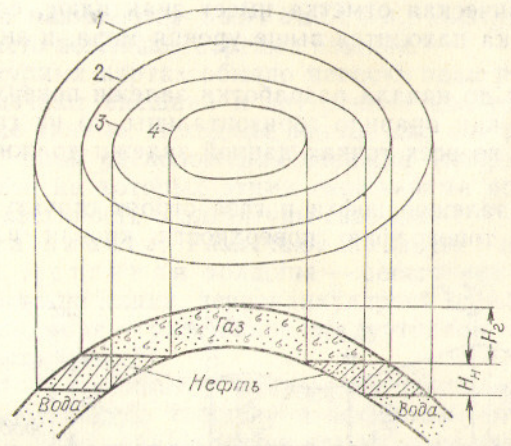


Рис. 3. Схема газонефтяной залежи

кости ВНК (ГНК) с поверхностью подошвы продуктивного пласта; внутренний контур нефтеносности *3* (газоносности *4*) — линия пересечения плоскости ВНК (ГНК) с поверхностью подошвы пласта. На планах чисто нефтяных (чисто газовых) залежей могут быть нанесены только линии внешних и внутренних контуров нефтеносности (газоносности). Для таких залежей площадь на плане, ограниченная внешним контуром нефтеносности (газоносности), называется площадью нефтеносности (газоносности).

Горно-геометрические характеристики залежей

Горно-геометрическая характеристика залежи — комплекс параметров, количественно характеризующих глубину ее залегания, форму и площадные размеры, толщину продуктивного пласта, местоположение тектонических нарушений и др. Эти параметры изучают по данным бурения и исследования скважин.

Глубина, на которой какая-либо скважина вскрывает кровлю продуктивного пласта, зависит от характера его залегания и от высоты расположения устья скважины над условной поверхностью уровня моря (рис. 4). Высота H, характеризующая вертикальное расстояние поверхности кровли пласта в какой-либо точке от уровня моря, называется гипсометрической отметкой кровли пласта в этой точке.

Высота $Ал$, характеризующая расстояние от устья скважины до уровня моря, называется альтитудой скважины.

Глубина залегания кровли пласта в любой точке

$$L = Ал \pm H.$$

Гипсометрическая отметка имеет знак плюс, если рассматриваемая точка находится выше уровня моря, и знак минус, — если ниже.

Поскольку до начала разработки залежи поверхности ВНК, ГНК и ГВК, как правило горизонтальны, то их гипсометрические отметки во всех точках данной залежи должны быть одинаковыми.

Для всех залежей нефти и газа строят структурные карты, отражающие топографию поверхности кровли или подошвы

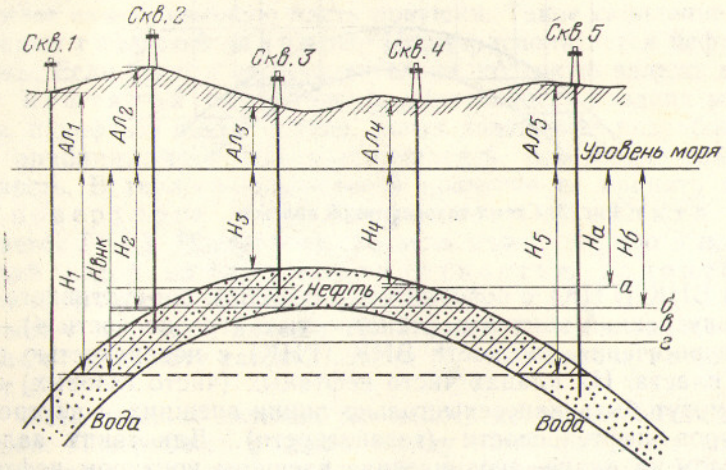


Рис. 4. К объяснению горно-геометрической характеристики залежи

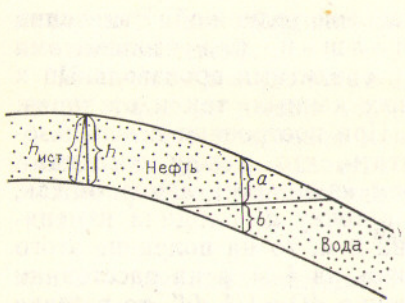


Рис. 5. К объяснению понятий истинной, видимой и эффективной толщин

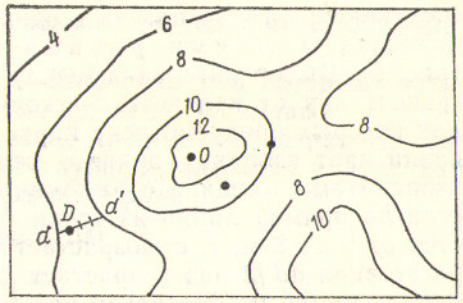


Рис. 6. Карта изопахит

продуктивного пласта. Форма поверхностей изображается с помощью горизонталей ($а$, $б$, $в$, $г$ на рис. 4) — линий, соединяющих на плане точки, равно отстоящие от условной поверхности уровня моря (Мирового океана).

Эти линии называются изогипсами. Поэтому структурные карты часто называют картами изогипс.

На структурных картах обычно наносят план расположения скважин, отмечают внешний и внутренний контуры нефтеносности и другие данные. Исходные данные для построения структурных карт: план расположения скважин (координаты скважин); глубины, на которых этими скважинами встречена изображаемая поверхность и альтитуды скважин.

Толщина пласта. Различают истинную и видимую толщины пласта. Истинная толщина — расстояние от кровли до подошвы пласта по линии, перпендикулярной одной из этих поверхностей, видимая — расстояние по вертикали от кровли до подошвы пласта (рис. 5).

Для пластов, имеющих в разрезе непроницаемые пропластки, различают общую толщину и эффективную. Общая толщина в этих случаях определяется как указано выше, а эффективная ($h_{эф}$) как разность между общей и суммарной толщинами всех непроницаемых пропластков.

При определении запасов часто используют понятие нефтенасыщенной или газонасыщенной толщины пласта. Видимая толщина пласта в зоне ВНК $h = a + b$, а эффективная нефтенасыщенная толщина равна a — расстоянию по вертикали от кровли пласта до плоскости ВНК. Для пласта, полностью насыщенного нефтью (газом), эффективная и нефтенасыщенная (газонасыщенная) толщины по величине совпадают.

Толщина пласта-коллектора (общая и эффективная), как правило, изменяется по площади его распространения. Для количественной характеристики ее изменения используют карту толщин (изопахит) — систему плавных линий на плане залежи,

соединяющих точки пласта с одинаковой толщиной. Эти линии называют линиями равных толщин, или изопахитами (рис. 6). Выбор интервала между изопахитами произвольный и зависит как от количества исходных данных, так и от задач, для которых предусмотрена карта. При построении и использовании карт изопахит принято считать, что между соседними изопахитами толщина с расстоянием изменяется линейно. Так, если по прямой линии из точки d в точку d' толщина изменяется от 6 до 8 м, т. е. возрастает на 2 м, то на половине этого расстояния $dd'/2$ она возрастает лишь на 1 м, а на расстоянии $dd'/4$ — на 0,5 м. Поскольку расстояние $dD = 1/4\ dd'$, то в точке D толщина, очевидно, равна 6,5 м.

По описанному принципу строят карты общих, эффективных, нефтенасыщенных и газонасыщенных толщин. Характерная особенность карт нефтенасыщенной толщины—совпадение в плане внешнего контура нефтеносности с нулевой изопахитой, а для карт газонасыщенной толщины — совпадение с этой изопахитой внешнего контура газоносности.

Система графического изображения тех или иных закономерностей с помощью карт в нефтепромысловом деле распространена широко. Строят карты давлений, температур и др.

Источники пластовой энергии

Все продуктивные пласты обладают тем или иным естественным запасом энергии, благодаря которой жидкости и газы могут продвигаться по пластам, подниматься по стволу скважин на определенную высоту или непосредственно подаваться на поверхность. Запас естественной энергии в пласте определяется главным образом его размерами, давлением, под которым находятся в нем жидкости и газы, и частично температурой. Чем выше давление и температура, тем большим запасом естественной энергии при прочих равных условиях обладает продуктивный пласт.

В процессе вскрытия продуктивного пласта скважиной, предназначенной для извлечения нефти или газа на поверхность, и создании на забое скважины давления меньшего, чем в окружающих точках пласта, жидкость или газ под действием возникшего перепада начнет притекать в скважину. Интенсивность притока и его продолжительность зависят от: значения давления на забое скважины по сравнению с начальным пластовым, запаса пластовой энергии и сопротивлений, которые пористая среда пласта создает на пути движения жидкостей и газов. Эти сопротивления определяются: вязкостью жидкости или газа (чем больше вязкость, тем больше сопротивление), проницаемостью пласта (чем больше проницаемость, тем меньше сопротивление) и его толщиной (с увеличением толщины сопротивление уменьшается).

Пластовое давление. Давление, под которым находятся жидкости и газы в пласте, называют пластовым.

Начальное пластовое давление (до начала разработки залежи) как правило зависит от глубины залегания пласта. Его можно приближенно определить по формуле:

$$p_{пл} = L/100, \qquad (I.1)$$

где L — глубина точки пласта, м.

Пласты, для которых приближенно соблюдается это равенство, называют пластами с нормальным (гидростатическим) давлением. Они так или иначе связаны с поверхностью земли.

Однако существуют пласты с давлением аномальным, обычно превышающим гидростатическое давление (Западный Казахстан, Туркмения, Западная Сибирь). Такие пласты не связаны или очень слабо связаны с дневной поверхностью и чаще всего встречаются в складчатых районах.

При вскрытии продуктивного пласта скважиной в том случае, когда ее ствол заполнен жидкостью до устья, начальное пластовое давление на забое можно более точно определить по формуле

$$p_{пл\,н} = H\rho_{ж}g + p_{у}. \qquad (I.2)$$

Здесь H — расстояние от устья до середины толщины пласта;

$\rho_{ж}$ — плотность нефти; g — ускорение свободного падения; $p_{у}$ — давление на устье скважины.

Если уровень жидкости поднялся на некоторую высоту H ($p_{у} = 0$), то пластовое давление

$$p_{пл} = H\rho_{ж}g.$$

Установленные по формулам (I.1) и (I.2) пластовые давления одинаковы для всех точек пласта, расположенных на одной горизонтальной плоскости, поскольку движение жидкости в пласте отсутствует.

В других точках пласта, не лежащих на этой плоскости, пластовое давление будет отличаться от найденного значения.

Расчет приведенного пластового давления. Для удобства анализа изменения пластового давления в процессе эксплуатации залежи пластовое давление обычно относят к какой-либо одной условной плоскости, например, плоскости ВНК.

Давление, отнесенное к этой плоскости, называется приведенным пластовым давлением. Его определяют по формуле

$$p_{пр} = p_{пл} \pm 0{,}00981\Delta H\rho_{н},$$

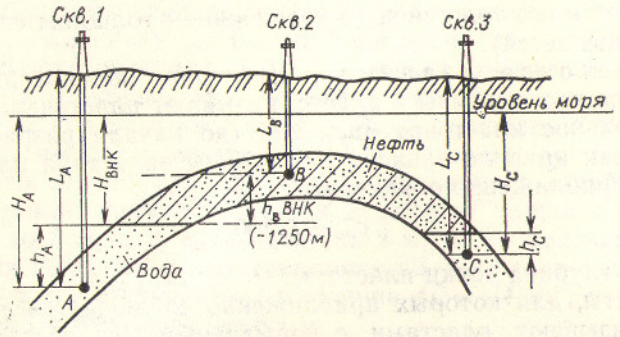


Рис. 7. К примеру расчета приведенных давлений

где $p_{пл}$ — измеренное пластовое давление в скважине; ΔH — расстояние точки измерения от условной плоскости (приведения) по вертикали.

Знак плюс соответствует случаю, когда точка измерения расположена ниже плоскости приведения, знак минус — когда эта точка находится выше плоскости приведения.

Пример. Определить приведенные давления на отметке ВНК, равной 1250 м, в скважинах 1, 2 и 3 (рис. 7). Давление замерено в точках A, B и C соответственно на глубинах: $L_A=1756$ м, $L_B=1451$ м и $L_C=1535$ м. Результаты замеров давлений: $p_A=17{,}9$ МПа; $p_B=16{,}5$ МПа, $p_C=17{,}2$ МПа. Плотность нефти в пластовых условиях $\rho_н=0{,}76$ т/м³, воды — $\rho_в=1{,}1$ т/м³. Известны альтитуды скважин: $Ал_1=427$ м; $Ал_2=272$ м; $Ал_3=276$ м.

Решение. 1. Определим $p_{внк}$ по данным замера давления в точке A. Предварительно находим h_A (разницу между отметками точки A и ВНК).

Гипсометрическая отметка точки A будет равна $H_A=L_A-Ал_1=1756-427=1329$ м. Далее из рисунка видим, что $h_A=H_A-H_{внк}=1329-1250=79$ м. Замечая, что в интервале между точкой A и ВНК пласт насыщен водой ($\rho_в=1{,}1$), определяем $p_{внк}=p_B-0{,}00981h_A\rho_в=17{,}0-0{,}00981\cdot 79\cdot 1{,}1=17{,}05$ МПа.

2. Определим $p_{внк}$ по данным замера давления в точке B. Рассуждая аналогично, найдем $H_B=L_B-Ал_2=1451-272=1179$ м. Тогда $h_в=H_{внк}-H_B=1250-1179=71$ м. Замечая, что между точкой B и ВНК пласт насыщен нефтью, определим $p_{внк}=p_B-0{,}00981h_B\rho_н=16{,}5+0{,}00981\cdot 71\cdot 0{,}76=17{,}03$ МПа.

3. Аналогично определим $p_{внк}$ по данным замера давления в точке C. $H_C=1535-267=1268$ м, $h_C=1268-1250=18$ м, $p_{внк}=17{,}2-0{,}00981\cdot 18\cdot 1{,}1=17{,}01$ МПа.

Таким образом, значения рассчитанных приведенных давлений по всем трем точкам совпали достаточно точно. Определим среднеарифметическое значение $p_{внк}$:

$$p_{внк}=\frac{17{,}05+17{,}03+17{,}01}{3}=17{,}03 \text{ МПа}.$$

Как известно, жидкость в пласте движется из области с более высоким приведенным давлением к области с пониженным его значением. Поэтому равенство приведенных давлений в разных скважинах свидетельствует об отсутствии движения жидкости в пласте (залежь не разрабатывается).

В газовых залежах начальное пластовое давление обычно равно гидростатическому на забое скважины ($p_{пл}=H\rho g$). В стволе закрытой газовой скважины давление можно приближенно определить по формуле

$$p=p_у e^S,$$

где $p_у$ — давление на устье остановленной скважины, e — основание натуральных логарифмов (2,7183); S — показатель, зависящий от глубины, относительной плотности, средней температуры и коэффициента сжимаемости газа.

Пластовая температура. У самой поверхности земли температура пород подвержена сезонным и суточным колебаниям и зависит от климатических условий, но уже на глубине от 20 до 30 м она становится постоянной. Эта глубина называется верхней границей пояса постоянной температуры. В каждой точке, находящейся глубже указанной границы, температура пород в естественных условиях во времени остается постоянной, но с глубиной возрастает. Характер этого возрастания в разных районах различный. Для количественной оценки быстроты возрастания температуры пород с глубиной используют понятия геотермической ступени и геотермического градиента.

Геотермическая ступень — расстояние по вертикали в земной коре (ниже границы пояса постоянной температуры, на котором температура горных пород повышается на 1 °С). Среднее значение геотермической ступени 33 м.

В общем случае геотермическая ступень с глубиной изменяется (вследствие различной теплопроводности пород, залегающих на различных глубинах). Среднее значение этой ступени в интервале глубин $L—l_п$, где $l_п$ — глубина верхней границы пояса постоянных температур, определяют по формуле:

$$\overline{G}=(L-l_п)/(t_L-t_п),$$

где $\overline{G}$ — среднее значение геотермической ступени, м/°С; t_L — температура на глубине L, °С; $t_п$ — температура на верхней границе пояса постоянных температур, °С.

Геотермический градиент — прирост температуры горных пород на каждые 100 м углубления от зоны постоянной температуры. В среднем геотермический градиент равен 3 °С.

Геотермический градиент Γ и геотермическая ступень связаны следующим соотношением:

$$\Gamma=\frac{100}{\overline{G}} \text{ °С/100 м}.$$

Запасы нефти и газа

Запасы содержащихся в продуктивных пластах нефти, газа и сопутствующих компонентов зависят от размеров залежи, объема и коллекторских свойств горных пород, заполненных нефтью и газом, пластовых давлений и температур и ряда других факторов.

По народнохозяйственному значению эти запасы подразделяются на две группы, подлежащие отдельному подсчету и учету:

1) балансовые (геологические), разработка которых при современной технологии экономически целесообразна;

2) забалансовые, выработка которых нерентабельна из-за небольшого их количества, сложности условий эксплуатации, невысокого качества нефти и др.

По балансовым запасам на основе детальных исследований свойств нефти, газа и продуктивных пластов рассчитывают извлекаемые (промышленные) запасы, т. е. те, которые при современных уровне техники и технологии можно поднять на поверхность земли.

В зависимости от степени достоверности информации о строении и свойствах продуктивных пластов и насыщающих их жидкостей и газов различают несколько категорий геологических запасов. На стадиях поиска и разведки месторождений, когда объем информации сравнительно небольшой, подсчитанные запасы относят к категориям D, C_2 и C_1. К категориям D и C_2 относятся прогнозные запасы и запасы, подсчитанные по данным сейсмической разведки и данным исследования отдельных поисково-разведочных скважин. К более высокой категории C_1 относятся запасы залежей, нефтегазоносность которых установлена на основе получения промышленных притоков нефти или газа в отдельных скважинах и благоприятных промыслово-геофизических данных в ряде других разведочных скважин. По мере дальнейшего разбуривания и изучения залежей подсчитанные запасы переводят в более высокие категории.

К категории В относятся запасы, подсчитанные по площади, промышленная нефтегазоносность которой доказана при бурении разведочных скважин, вскрывших продуктивный пласт на разных гипсометрических отметках и получивших промышленные притоки нефти и газа. При подсчете запасов этой категории учитывается информация о геолого-промысловой характеристике пласта, его продуктивности и контурах нефтегазоносности, а также о свойствах нефтей и газов в объеме, достаточном для проектирования разработки залежи.

При разработке месторождений нефти и газа определяют запасы, относимые к высшей категории А. Для подсчета запасов этой категории используется детальная информация о границах залежи, строении и свойствах продуктивных пластов на всей оконтуренной скважинами площади, а также о свойствах нефти, газа и сопутствующих компонентов. Эту информацию получают по результатам пробной и промышленной эксплуатации многих скважин.

Отнесение запасов к той или другой категории (в том числе перевод в более высокие категории) утверждается государственной комиссией по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР. Для категорий А, В и C_1 составляют проекты разработки нефтегазовых месторождений и выделяются капитальные вложения на строительство технологических объектов и промышленных сооружений нефтегазодобывающих предприятий.

2. РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Режимы разработки залежей

В зависимости от преобладающего вида энергии, обеспечивающего перемещение жидкости и газа к скважинам, различают следующие режимы разработки нефтяных залежей:

1) упругий, при котором в качестве единственного источника энергии используется энергия упругого расширения воды, нефти и горных пород;

2) водонапорный, при котором используется только энергия гидростатического напора краевых вод;

3) газонапорный, при котором используется энергия сжатого газа, заключенного в газовой шапке (режим газовой шапки);

4) режим растворенного газа, при котором основным источником энергии является энергия выделяющегося и расширяющегося газа;

5) гравитационный режим — нефть из пласта стекает на забой под действием гравитационных сил (сил тяжести).

Основные режимы разработки газовых залежей:

1) газовый — приток газа к скважинам осуществляется за счет давления сжатого газа,

2) водонапорный.

На разрабатываемых залежах какой-либо из указанных режимов разработки в чистом виде наблюдается относительно редко. Обычно режимы сосуществуют в тех или иных комбинациях. Например, нефтяная залежь может одновременно разрабатываться под действием давления газа в газовой шапке и напора краевых вод. Режим растворенного газа может сочетаться с газонапорным или упругим (упругое расширение воды и

пластов в законтурной области). Режим, при котором одновременно проявляется несколько сил, называется смешанным.

Коэффициенты нефте- и газоотдачи пластов при естественных режимах

В результате эксплуатации скважин из недр извлекаются не все запасы содержащихся в залежах углеводородов, а только часть их.

Отношение извлеченного из залежи количества нефти (газа) к их первоначальным (геологическим) запасам называется коэффициент нефтеотдачи (газоотдачи) пласта. Значение этого коэффициента зависит от многих факторов, и в первую очередь, от режима разработки.

Режим	Нефтеотдача	Газоотдача
Упругий	—	—
Водонапорный	0,5—0,8	—
Газонапорный	0,4—0,7	—
Растворенного газа	0,15—0,3	—
Гравитационный	0,5—0,7	—
Газовый	—	0,85—0,95
Водонапорный	—	0,5—0,6

При разработке нефтяных залежей наиболее эффективны упругий и водонапорный режимы, часто называемые режимами вытеснения нефти водой. Коэффициент нефтеотдачи при газонапорном режиме и режиме растворенного газа наименьший, так как в первом случае вода, имеющая большую вязкость, лучше вытесняет нефть, а во втором — лишь часть энергии расширяющегося газа расходуется на полезную работу по вытеснению нефти. Большая часть газа непроизводительно проскальзывает по направлению к скважинам. При гравитационном режиме с низким темпом отбора нефти можно получить высокий коэффициент нефтеотдачи. Однако увеличение длительности разработки залежи может оказаться экономически невыгодным.

Газоотдача, как правило, выше нефтеотдачи пластов вследствие сравнительно небольшой вязкости газов и слабого взаимодействия их с пористой средой горных пород. Наибольшую газоотдачу можно достигнуть снижением пластового давления до атмосферного.

Исходя из технико-экономических критериев, разработку газовых залежей прекращают при давлении на устье скважин несколько большем атмосферного. В расчетах конечный коэффициент газоотдачи обычно принимают равным 0,7—0,8.

Системы разработки залежей

Режим эксплуатации залежи можно искусственно изменить путем, например, закачки газа в ее наиболее высокую часть для создания газовой шапки или путем закачки воды в скважины, пробуренные вокруг залежи на продуктивный пласт. В первом случае залежь переводится с режима растворенного газа или гравитационного на газонапорный. Во втором случае искусственно создается водонапорный режим разработки.

Для более полного и быстрого извлечения нефти или газа из залежи скважины могут располагаться на площади залежи и за ее пределами различным образом и с разной плотностью, оборудоваться насосами и т. д.

Совокупность мероприятий, при помощи которых можно воздействовать на процесс разработки залежи и управлять этим процессом, называют системой разработки залежи.

На одной и той же залежи можно применять различные системы, но наиболее рациональной будет такая, которая обеспечивает выполнение намечаемых планов добычи нефти (газа) и достижение возможно более полного извлечения ее (его) из недр с минимальными затратами. Эта задача решается методами проектирования систем, базирующихся на всестороннем изучении геологического строения и физических свойств залежей, гидродинамических расчетах, позволяющих прогнозировать процесс эксплуатации при любой системе разработки, и экономическом анализе возможных систем. В СССР для каждой вводящейся в эксплуатацию залежи предварительно составляют проекты (технологические схемы) разработки, в которых обосновывается система разработки залежи и прогнозируются технико-экономические показатели этого процесса: динамика добычи нефти, газа, попутной воды и объема закачиваемых в пласт рабочих агентов; изменение во времени себестоимости добываемой нефти и др.

Система разработки залежи, предусмотренная проектом, может изменяться по мере ее выработки и получения дополнительной информации о свойствах и строении продуктивных пластов. Под регулированием системы разработки эксплуатируемой залежи понимается комплекс оперативных мероприятий, улучшающих эту систему. К таким мероприятиям могут относиться: бурение новых скважин (добывающих и нагнетательных), изменение условий работы скважин (например, перевод их с фонтанного на механизированный способ эксплуатации) и др.

Наиболее существенными факторами, характеризующими систему разработки залежи, являются схема расположения скважин и метод воздействия на продуктивный пласт.

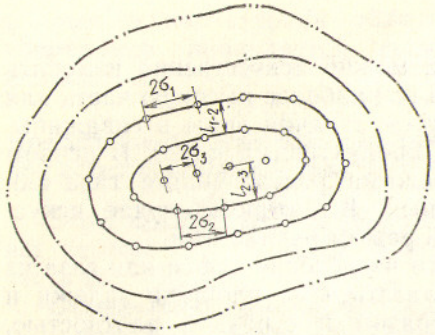


Рис. 8. Схема батарейного размещения скважин

Схемы размещения скважин. При разработке месторождений скважины обычно располагаются или рядами (батареями), или равномерно (по какой-либо правильной геометрической схеме), или бессистемно (с геометрической точки зрения). Наиболее широко распространены схемы батарейного их размещения, когда ряды распределены обычно параллельно начальным контурам нефтеносности или газоносности. Пример такой схемы для чисто нефтяной залежи приведен на рис. 8, где показаны 3 ряда скважин — два замкнутых (кольцевых) и один центральный (не замкнутый). Ряд, ближайший к контуру нефтеносности, называется внешним, центральный — внутренним. Когда рядов несколько, они обычно нумеруются, причем, 1-й номер присваивается внешнему ряду и последний внутреннему.

К основным геометрическим характеристикам батарейных (рядных) систем расположения скважин относятся расстояния между скважинами в рядах — 2σ (буквой σ обычно обозначается половина расстояния между двумя соседними скважинами) и расстояния между рядами l. Рядные схемы обычно применяют в случаях, когда выработка запасов нефти осуществляется за счет ее вытеснения водой или газом.

Правильные геометрические сетки скважин (например, квадратная, треугольная и др.) применяются для разработки так называемых массивных залежей, подстилаемых подошвенной водой по всей площади, или залежей, подстилаемых водой снизу и контактирующих с газовой шапкой сверху.

Геометрически неправильные схемы расположения скважин получаются в результате различных мероприятий по регулированию (бурение новых скважин, выключение старых — нерентабельных и др.). Такие схемы размещения скважин часто используются при разработке газовых залежей.

Система размещения скважин при разработке газовых залежей мало влияет на газоотдачу пласта. Число же газовых скважин определяется потенциальными возможностями (предельно допустимым дебитом) каждой из них и общей потребностью в газе. Обычно газовые скважины размещаются относительно равномерно в наиболее высоких участках залежи. Поддержание давления при разработке газовых залежей практически не применяется.

Методы поддержания пластового давления. В процессе разработки нефтяных залежей при естественных режимах происходит истощение пластовой энергии и падение пластовых давлений. При снижении пластового давления ниже давления насыщения из нефти начинает выделяться газ и напорный режим работы залежи переходит в режим растворенного газа, а дебиты скважин существенно уменьшаются.

Дальнейшее истощение упругой энергии и энергии выделяющегося из нефти газа приводит к появлению гравитационного режима разработки и к необходимости использования дополнительных источников энергии для подъема нефти из скважины.

Таким образом, разработка нефтяных месторождений при естественных режимах в большинстве случаев не обеспечивает высоких темпов добычи нефти и достаточно высоких коэффициентов нефтеотдачи пласта: в недрах остаются огромные количества нефти, особенно при режиме растворенного газа. В результате разработка залежей затягивается на многие годы, а затраты резко возрастают за счет использования дополнительных источников энергии. Для обеспечения высоких темпов отбора нефти из залежи и достижения коэффициентов нефтеотдачи, близких к нефтеотдаче при водонапорных режимах, необходимо в процессе разработки искусственно поддерживать пластовое давление путем закачки в залежь воды или газа (воздуха).

При этом создаются условия, предотвращающие выделение газа в пласте и способствующие вытеснению нефти из участков с низкой проницаемостью, что позволяет существенно сократить сроки разработки месторождений и повысить технико-экономические показатели. Закачка воды в пласт (заводнение) — самый распространенный в мире метод поддержания пластового давления. В СССР свыше 90 % всей нефти добывают из заводненных месторождений.

Нагнетание газа (воздуха) в продуктивные пласты применяют на практике с целью повышения давления в имеющейся газовой шапке или искусственного ее создания в пластах с углом падения (наклона) более 10—15°.

Площадное нагнетание газа (воздуха) используют в случае полого залегающих пластов и только в качестве вторичного метода. На новых месторождениях такой метод воздействия не применяют.

Виды заводнения и схемы размещения нагнетательных скважин

В зависимости от расположения добывающих и нагнетательных скважин различают следующие виды заводнения: 1) законтурное, 2) приконтурное, 3) внутриконтурное, 4) барьерное.

Законтурное заводнение. Обычно применяют для разработки нефтяных залежей сравнительно небольших размеров (месторождения Башкирии, Куйбышевской области, Краснодарского края и др.). Нагнетательные скважины располагаются за пределами внешнего контура нефтеносности вдоль линии, примерно параллельной ему. По мере выработки нефти в приконтурных участках линию нагнетания можно переносить ближе к центральным участкам залежи (переводя обводнившиеся добывающие скважины в нагнетательные).

Законтурное заводнение с переносом фронта нагнетания применяется и при разработке месторождений относительно крупных.

Приконтурное заводнение. В ряде случаев проницаемость пласта в зоне водонефтяного контакта (ВНК) по тем или иным причинам (например вследствие окислительных процессов) оказывается очень низкой, так что между законтурной областью и залежью создается труднопреодолимый барьер Тогда, законтурное заводнение оказывается малоэффективным. Нагнетательные скважины располагаются в зоне ВНК перед барьером.

Внутриконтурное заводнение. Применение законтурного и приконтурного заводнений для залежей нефти, имеющих большие площадные размеры, в большинстве случаев оказывается малоэффективным. Для обеспечения требуемых темпов выработки запасов нефти на таких залежах обычно используют различные варианты внутриконтурного заводнения.

Общий признак для всех вариантов внутриконтурного заводнения заключается в расположении нагнетательных скважин в зонах пласта, первоначально занятых нефтью. Наиболее распространен вариант внутриконтурного заводнения, предусматривающий разрезание залежей рядами нагнетательных скважин на отдельные площади самостоятельной разработки. Схема разрезания определяется главным образом размерами залежи и экономическими соображениями. Широко применяется разрезание залежей на полосы (рис. 9, *а*). Чем у́же полосы, тем интенсивнее система разработки, тем быстрее вырабатываются запасы нефти.

В практике применяют и такие виды внутриконтурного заводнения, как осевое, обычно сочетающееся с законтурным (рис. 9, *б*) и очаговое заводнение, которое может сочетаться с законтурным (рис. 10) или разрезанием на полосы. Очаговое заводнение целесообразно на средних и поздних стадиях эксплуатации скважин, когда решаются вопросы довыработки запасов нефти из не охваченных основным процессом разработки пропластков, целиков и тупиковых зон.

Среди вариантов внутриконтурного заводнения особое место занимают площадные системы — одно из наиболее простых и

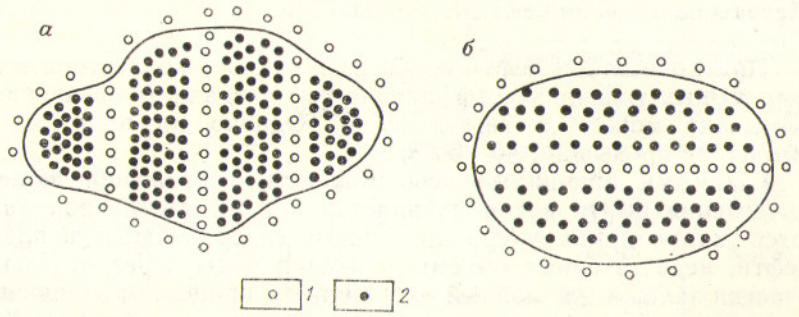


Рис. 9. Схемы внутриконтурного заводнения.
Скважины: *1* — нагнетательные; *2* — добывающие

относительно недорогих средств, позволяющих сократить сроки разработки залежей.

Площадное заводнение может осуществляться по нескольким схемам. Наиболее распространены из них линейная, четырехточечная, семиточечная, пятиточечная и девятиточечная.

В линейной схеме (рис. 11) чередуются ряды эксплуатационных и нагнетательных скважин.

Барьерное заводнение. Этот вид заводнения применяют для разработки относительно пологих залежей, имеющих газовую шапку. В ряды нагнетательных скважин, размещаемые в зоне газонефтяного контакта (ГНК), закачивают воду, что позволяет как бы отрезать газовую шапку от нефтяной залежи водяным барьером и предотвратить тем самым прорывы свободного газа к добывающим скважинам.

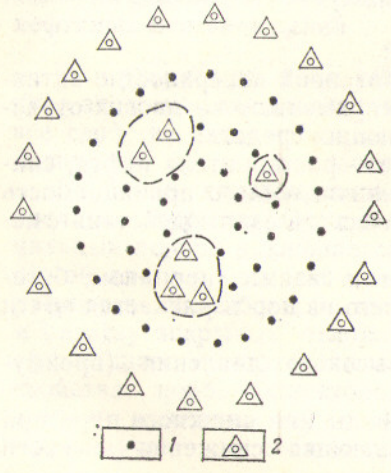
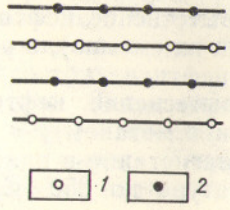


Рис. 10. Схема очагового заводнения в сочетании с законтурным.
Скважины: *1* — добывающие; *2* — нагнетательные

Рис. 11. Схема линейной системы заводнения залежей.
Скважины: *1* — добывающие; *2* — нагнетательные



Методы повышения нефтеотдачи пластов

При вытеснении нефти водой из песчаного коллектора в лабораторных условиях коэффициент нефтеотдачи (конечная нефтеотдача) может достигать 80 %. Однако на практике он обычно не превышает 40—60 %.

Главными причинами невозможности достижения полного вытеснения нефти водой из пластов при их заводнении являются: капиллярное удержание части содержащейся в пласте нефти, недостаточные объемы прокачки воды через отдельные участки залежи и неполный охват пласта процессом заводнения (вытеснения) вследствие его неоднородности по проницаемости. Для увеличения конечной нефтеотдачи при заводнении продуктивных пластов применяют различные способы, например, форсированный отбор жидкости из сильно обводненных пластов на поздних стадиях эксплуатации. В этом случае за счет повышения градиентов давления и скорости фильтрации вовлекается в движение и нефть, находящаяся в каналах пород-коллекторов, по которым при меньших градиентах давления она не двигалась. Способствует увеличению нефтеотдачи также регулирование режима эксплуатации нагнетательных и добывающих скважин с целью создания такого распределения направлений фильтрационных потоков в пласте, при котором охват вытеснением и степень вытеснения возрастают. Однако само заводнение оказывается недостаточно эффективным средством обеспечения высоких темпов добычи и повышения нефтеотдачи в процессе разработки залежей высоковязких нефтей.

Поэтому в последнее время используют методы повышения нефтеотдачи пластов, основанные на закачке в пласт рабочих агентов, растворяющих нефть или понижающих ее вязкость за счет увеличения температуры пласта в зоне добывающих скважин.

К числу этих методов относятся:

1) закачка в пласт воды, обработанной поверхностно-активными веществами (ПАВ), которые применяют во многих отраслях промышленности в качестве моющих средств;

2) закачка в пласт углекислоты — растворителя нефти, снижающего ее вязкость, а также увеличивающего проницаемость коллектора за счет активного химического взаимодействия с некоторыми горными породами;

3) вытеснение нефти сжиженными газами (пропаном, бутаном или их смесью), в результате чего из пор извлекается почти 100 % нефти;

4) вытеснение нефти газом высокого давления (преимущественно метаном);

5) нагнетание в пласт горячей воды или влажного пара при температуре до 350 °С, обеспечивающее снижение вязкости

Таблица 1

Метод увеличения нефтеотдачи	Вязкость пластовой нефти, мПа·с	Параметр продуктивных пластов		
		температура, °С	толщина пласта, м	коэффициент проницаемости, мкм²
Водными растворами ПАВ	до 50	до 90	2—15	0,015
Двуокисью углерода	до 50	—	до 15	0,005
Жидкими растворителями	до 100	до 40	до 40	—
Сухим газом высокого давления	до 10	—	до 15	0,005
Горячей водой	более 15	до 50	более 15	0,1
Влажным паром	более 50	до 50	более 6	0,1
Внутрипластовое горение	более 10	—	3—30	0,1

нефти и тепловое расширение пор коллектора, в результате чего увеличивается подвижность нефти и проницаемость пород;

6) внутрипластовое горение — создание в пласте передвижного очага горения за счет постоянного нагнетания с поверхности воздуха или смеси воздуха с природным газом.

В последнем случае для создания очага горения применяют глубинные нагревательные устройства (электрические или газовые). После нагрева призабойной зоны в скважину подается воздух для воспламенения нефти. Вязкость нефти, находящейся перед фронтом горения, понижается, а давление нагнетаемого воздуха заставляет ее двигаться к добывающим скважинам. Температура фронта горения составляет 350—650 °С.

Условия эффективного применения перечисленных методов повышения нефтеотдачи приведены в таблице 1.

Цели и задачи контроля разработки нефтяных месторождений

Для разработки эксплуатационного объекта с высокими технико-экономическими показателями требуется детально знать все свойства этого объекта, которые могут повлиять на технологический процесс извлечения нефти или газа.

Изучение характеристики залежей начинается сразу же после их открытия. Одна из главных целей исследований в начальный период заключается в получении информации, необходимой для подсчета запасов нефти и газа. Для этого в первую очередь ведут работы по выявлению границ пласта по площади и разрезу вскрытых отложений и распространения его общей эффективности нефтенасыщенной толщины. Далее определяют свойства пород-коллекторов и их нефтегазонасыщенность, а также изменение этих свойств по объему пласта. Такие сведения получают в основном путем исследования большого количе-

ства образцов пород (кернов), отбираемых на разведочных скважинах. По полученным данным устанавливают общий объем нефти и газа, заключенных в коллекторе или, так называемые, геологические запасы.

Для оценки извлекаемых запасов залежи, т. е. тех запасов, которые при современной технологии нефтегазодобычи можно извлечь из пласта, необходимо провести исследования по определению коэффициента нефтеотдачи пласта.

Для оценки промышленного значения залежи, кроме геологических и извлекаемых запасов важно еще знать товарные качества нефти и газа, а также свойства залежей, определяющие производительность скважин, толщину и проницаемость пласта, вязкость жидкости в пластовых условиях и др.

После того, как установлены промышленные запасы нефти или газа и принято решение о вводе залежи в промышленную эксплуатацию, приступают к составлению технологической схемы или проекта разработки залежи.

Для этой цели, кроме той информации, которая уже имеется и использована в подсчете запасов, необходим комплекс данных об изменении гидродинамических характеристик пласта по площади залежи и в законтурной области, о продуктивности пласта в целом и отдельных его интервалов в различных частях залежи, об эффективности применяемых способов вскрытия пласта и перфорации скважин, об условиях работы скважин и др.

В процессе промышленной эксплуатации скважин их исследуют главным образом с целью уточнения гидродинамических характеристик пластов, выявления действительной технологической эффективности отдельных элементов принятой системы разработки (система поддержания давления, схема расположения скважин, принятый способ вскрытия пластов, способ эксплуатации скважин и др.) и определения эффективности проводимых мероприятий по повышению или восстановлению производительности скважин.

Системы контроля разработки конкретного объекта зависят от его геолого-физических особенностей и от принятой системы разработки и во всех случаях должны обеспечить решение следующих задач.

1. Контроль выработки запасов нефти путем учета продукции добывающих скважин (нефть, нефтяной газ, вода) и объема закачиваемых рабочих агентов (вода, пар, углекислота и др.) в нагнетательные скважины; определение положения границ внедрения вытесняющего агента, изменения ВНК и ГНК; изучение текущей и остаточной нефтенасыщенности пластов.

Полученные данные используют для определения охвата залежей нагнетанием рабочих агентов и обводнением, для оценки полноты вытеснения нефти из пластов.

2. Контроль эксплуатационных характеристик пластов и энергетического состояния залежи путем исследования профиля притока (поглощение) для определения работающих интервалов продуктивных пластов (охвата разработкой), определения пластового давления по вскрытому разрезу, забойного и устьевого давлений (буферного и в затрубном пространстве), установления пластовой температуры и физико-химических свойств добываемых жидкостей и газов в пластовых и поверхностных условиях.

Полученные данные позволяют:

выявить текущее распределение коэффициентов продуктивности (приемистости) и степень гидродинамического совершенства скважин для всего вскрытого разреза и отдельных его интервалов;

изучать распределение текущей гидропроводности пластов;

производить количественную оценку утечек нагнетаемого рабочего агента в законтурную область или в другие пласты;

изучать взаимодействие эксплуатируемого продуктивного пласта с соседними по разрезу, выявлять наличие и интенсивность перетоков жидкости и газа между пластами разрабатываемого объекта.

3. Контроль технического состояния скважин и работы технологического оборудования. В ряде случаев системы контроля должны предусматривать и решение задач по выявлению условий выпадения парафина и солей в пластах в призабойной зоне и в скважине; определение характеристик трещиноватости пластов и др.

Методы исследования, применяемые при разведке и разработке месторождений нефти и газа

Информацию, необходимую для подсчета запасов, проектирования и эффективного контроля процессов разработки, получают путем измерения на поверхности дебитов скважин по нефти, воде и газу, контроля расходов и количества рабочего агента, закачиваемого в продуктивные пласты, а также путем исследования скважин и изучения изменения свойств горных пород и насыщающих их жидкостей и газов в процессе разведки и разработки залежи.

Изучение продуктивных пластов на всех стадиях промышленной разведки и разработки залежей осуществляют в основном лабораторными, промыслово-геофизическими и гидродинамическими методами.

К л а б о р а т о р н ы м относят методы, основанные на прямых измерениях физико-химических, механических, электрических и других свойств образцов горных пород и проб пластовых

жидкостей (газов), отбираемых в процессе бурения и эксплуатации скважин.

Эти методы имеют большое практическое значение, особенно при подсчете запасов нефти и газа и составлении проектов разработки месторождений нефти и газа.

К промыслово-геофизическим относят методы, основанные на изучении электрических, радиоактивных и других свойств горных пород с помощью приборов, спускаемых в скважину на кабеле.

По результатам геофизических исследований можно определить толщину пласта, пористость, проницаемость, нефтенасыщенность и др. Для этого данные промысловых измерений сопоставляют с результатами лабораторных испытаний образцов горных пород и проб пластовых жидкостей (газов). Поэтому такие методы исследования относят к косвенным методам изучения свойств продуктивных пластов. Их широко используют в процессе разведки и начальных стадий разработки месторождений.

С помощью лабораторных и промыслово-геофизических методов можно изучать свойства пластов только в зоне, прилегающей к стенкам скважины. Поэтому получаемая с их помощью информация не достаточно точно характеризует свойства пласта в целом или те свойства, которые могут резко изменяться по площади его распространения (например, проницаемость).

Степень достоверности данных о свойствах пластов зависит от числа пробуренных скважин и количества отобранных образцов горных пород.

К гидродинамическим относят методы, основанные на косвенном определении некоторых важных свойств продуктивных пластов по данным прямых измерений дебитов скважин и забойных давлений при установившихся и неустановившихся процессах фильтрации жидкостей и газов в пласте.

В основу этих методов положены формулы гидродинамики, описывающие связь между дебитами, давлениями и характеристиками продуктивных пластов (проницаемость, гидропроводность и др.).

Гидродинамические исследования осуществляют с помощью глубинных манометров и расходомеров, спускаемых в скважину на кабеле (проволоке), а также с помощью приборов, установленных на устье скважины.

В отличие от лабораторных и промыслово-геофизических методов при гидродинамических исследованиях определяют средние значения свойств продуктивных пластов на значительном расстоянии от стенок скважин или между ними.

В нефтепромысловой практике применяют следующие основные методы гидродинамических исследований:

установившихся отборов,

восстановления давления,

взаимодействия скважин (гидропрослушивание).

Исследование газовых скважин также проводят при стационарных (установившихся) и нестационарных режимах фильтрации газов. В последнем случае используют следующие методы:

восстановления забойного давления после остановки скважины;

стабилизации забойного давления и дебита при пуске скважин.

По данным, полученным в результате исследования газовых скважин, оценивают изменение параметров пласта в процессе эксплуатации скважин.

При исследовании газовых скважин широко применяют различные методы определения газоконденсатности залежей с помощью передвижных установок, снабженных специальными сепараторами. Цель исследования — определение количества сырого конденсата, выделяющегося в процессе сепарации газа при различных давлениях и температурах, количества твердых примесей и жидкой фазы, выделяющейся на забое и по стволу скважины в результате снижения давления и температуры от пластовых условий до значений, при которых газ поступает на устье скважины и др. Для получения полного комплекса исходных данных применяют передвижные лаборатории, состоящие из промысловой сепарационной установки, рассчитанной на промышленные дебиты газа, и термостатируемой сепарационной установки с небольшой производительностью.

Комплексы исследований при разведке и разработке нефтяных месторождений

На разных стадиях разработки нефтяных и газовых месторождений для получения сведений о свойствах и строении продуктивных пластов, свойствах насыщающих их жидкостей и газов и процессах фильтрации проводят определенные комплексы исследований и измерений, обеспечивающих получение информации, необходимой для подсчета запасов, проектирования, контроля регулирования разработки месторождений нефти и газа.

В соответствии с задачами изучения продуктивных пластов на стадии промышленной разведки месторождений по всем нефтяным и законтурным скважинам, вскрывающим залежь, измеряют начальные пластовые давления и температуру, отбирают пробы скважинной жидкости и газа, а также проводят гидродинамические и специальные исследования, предусмотренные проектом разведки.

Методом установившихся отборов скважины исследуют не менее чем на трех режимах. По результатам строят индикатор-

ные диаграммы и определяют коэффициенты продуктивности по каждому разрабатываемому пласту (пропластку). Кроме того, по формулам гидродинамики оценивают коэффициенты гидропроводности. Полученные коэффициенты уточняют путем исследования скважин методом восстановления давления и гидропрослушивания. При этом определяют также приведенный радиус скважины и коэффициент ее гидродинамического совершенства.

По отобранным пробам скважинной жидкости находят давление насыщения, содержание растворенного газа в нефти, ее плотность, вязкость в пластовых условиях, объемный коэффициент и другие данные. На стадии пробной эксплуатации объекта после освоения новых скважин на них осуществляют указанный комплекс исследований. Одновременно по всем скважинам периодически проводят специальные исследования, направленные на уточнение информации о свойствах продуктивных пластов и насыщающих их жидкостей.

На стадии промышленной разработки месторождения нефти или газа отраслевые территориальные научно-исследовательские институты составляют для каждого объекта обязательные комплексы исследований скважин, которые утверждаются руководством производственных объединений. В этих документах на основе утвержденного проекта (технологической схемы) разработки объекта с учетом опыта предварительных исследований скважин, а также геологического строения объекта и применяемой технологии разработки, указывают виды проводимых промыслово-геофизических и гидродинамических исследований, их объемы и периодичность.

В зависимости от технологии разработки месторождения в обязательный комплекс могут быть включены дополнительно ряд специальных исследований. Например, по определению предельного безводного или безгазового дебита[1], установлению значения дебита с учетом возможного разрушения пород-коллекторов в призабойной зоне и т. д. Кроме того, в обязательном комплексе предусматривают специальные исследования по контролю текущей нефтенасыщенности пластов только гидродинамическими методами или в сочетании их с геофизическими и лабораторными методами.

Составной частью обязательного комплекса является утвержденный Миннефтепромом СССР принципиальный комплекс гидродинамических исследований, характеризующий минимальный объем работ, связанный с наблюдением за изменением давлений, дебитов скважин и расходов закачиваемой в пласт воды (см. приложение 1).

[1] Предельный дебит определяется для условий эксплуатации скважин, когда могут образоваться водяные или газовые конуса.

Использование данных исследования скважин для регулирования разработки

Все многочисленные мероприятия по рациональному регулированию процесса разработки в конечном итоге сводятся к изменению отборов жидкости и темпов нагнетания вытесняющего рабочего агента на разных участках пласта путем изменения режима эксплуатации скважин и различной их расстановки на площади разрабатываемого объекта.

По результатам проведенных измерений и гидродинамических исследований путем построения карт изменения различных физических величин и характеристик продуктивного пласта по площади и построения профилей притока и обводненности, а также приемистости скважин по разрезу устанавливают общую картину процесса выработки эксплуатационного объекта, которая служит основой для принятия решений по регулированию процесса разработки.

По данным измерения давлений в скважинах строят карту изобар, которая представляет собой нанесенную на план залежи систему линий, соединяющих точки пласта с одинаковыми значениями давлений, приведенных к какой-либо определенной поверхности. Такие карты позволяют контролировать изменение давления на отдельных участках и в среднем по всему пласту. С их помощью можно проанализировать равномерность вытеснения нефти водой, а также наметить мероприятия по регулированию разработки: изменению отборов жидкости из пласта по добывающим скважинам и объемов воды, закачиваемой в нагнетательные скважины. Кроме того, с помощью карт изобар можно контролировать баланс объемов закачиваемой и отбираемой жидкости, определять параметры пластов и оценивать скорость движения жидкости на отдельных крупных участках продуктивного пласта.

По результатам гидродинамических исследований скважин строят карты гидропроводности и пьезопроводности пластов, продуктивности и приемистости скважин, которые также используют при регулировании процесса разработки месторождений. Одновременно строят графики, характеризующие динамику изменения основных показателей разработки месторождения во времени. Для установления режима работы добывающих и нагнетательных скважин используют также карты пористости и проницаемости пласта. Все эти данные позволяют осуществить рациональное регулирование процесса разработки, цель которого заключается в достижении запланированных отборов нефти (газа) и возможно более высокой нефтеотдачи (газоотдачи) при минимальных затратах.

3. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ И ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН

Технология проводки скважин

Проводка скважин осуществляется путем их бурения механическим способом, т. е. за счет разрушения горных пород специальным инструментом — долотом. По характеру движения породоразрушающего инструмента различают способы бурения: ударный (долбление), вращательный и ударно-вращательный.

Нефтяные и газовые скважины бурят вращательным способом. Углубление их происходит за счет вращения долота, укрепляемого в нижней части колонны специальных бурильных труб, и нагрузки, создаваемой частью веса бурильной колонны.

Частички выбуренной породы (шлам) выносятся на поверхность потоком бурового раствора, который прокачивается сверху через колонну бурильных труб, проходит через отверстия в долоте (при этом его струи размывают породу на забое) и далее на поверхность через затрубное пространство.

Вращательное бурение может осуществляться роторным способом (долото вращается вместе с колонной бурильных труб, приводимой в движение от специального механизма — ротора, устанавливаемого на устье скважины) и с помощью турбобура или электробура (вращается только долото). Турбобур — многоступенчатая турбина, устанавливаемая в нижней части колонны бурильных труб и приводимая в движение потоком бурового раствора. На ее выходном валу закрепляется долото. Электробур — забойная машина, работающая от электродвигателя, устанавливаемая внизу колонны с долотом на выходном валу. Энергия к нему поступает по специальному кабелю, проходящему внутри колонны бурильных труб. Колонна состоит из отдельных труб длиной 6, 12 или 18 м.

Процесс вращательного бурения состоит из следующих основных операций: 1) спуска бурильной колонны в скважину, 2) работы долота на забое (с одновременной прокачкой бурового раствора), 3) наращивания колонны по мере углубления скважины (сверху навинчиваются новые трубы), 4) подъема колонны для замены изношенного долота, 5) вспомогательных операций (приготовление раствора и др.).

Буровые установки. Для бурения скважин различной глубины в разнообразных геологических условиях применяют буровые установки (рис. 12).

Основные параметры установок: предельная нагрузка на крюке (от веса бурильной или обсадной колонны), условная глубина бурения и др. В зависимости от этих параметров буровые установки разделены на 11 классов (табл. 2).

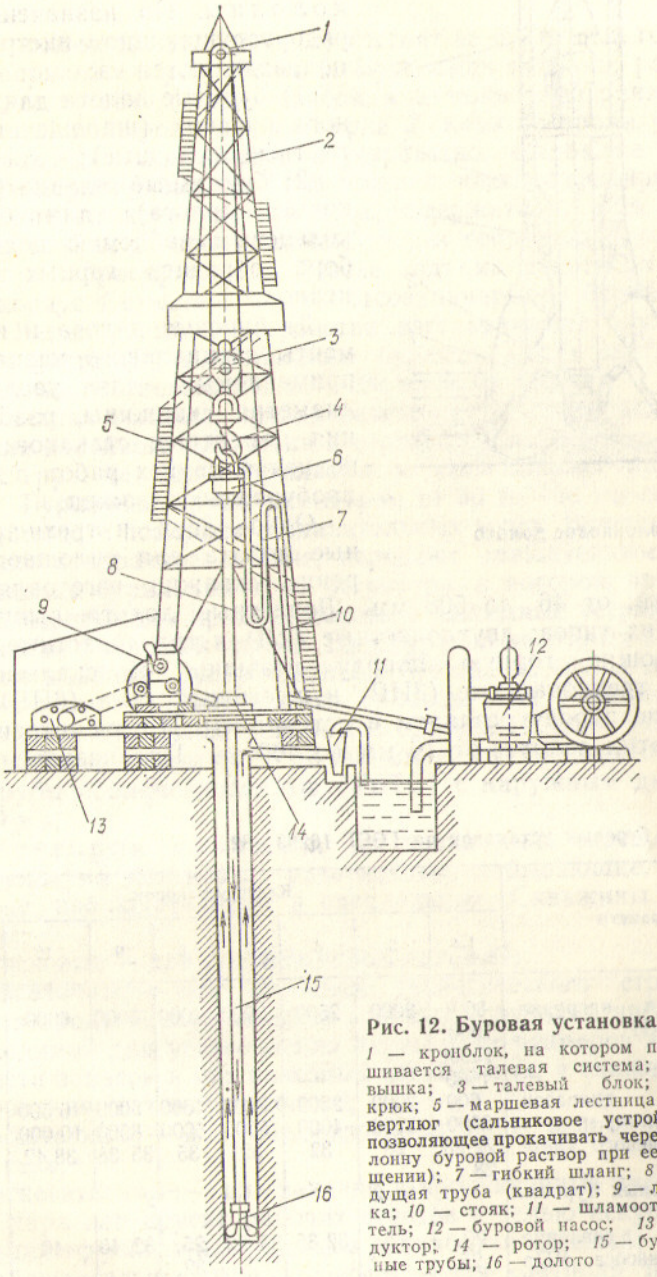


Рис. 12. Буровая установка:

1 — кронблок, на котором подвешивается талевая система; *2* — вышка; *3* — талевый блок; *4* — крюк; *5* — маршевая лестница; *6* — вертлюг (сальниковое устройство, позволяющее прокачивать через колонну буровой раствор при ее вращении); *7* — гибкий шланг; *8* — ведущая труба (квадрат); *9* — лебедка; *10* — стояк; *11* — шламоотделитель; *12* — буровой насос; *13* — редуктор; *14* — ротор; *15* — бурильные трубы; *16* — долото

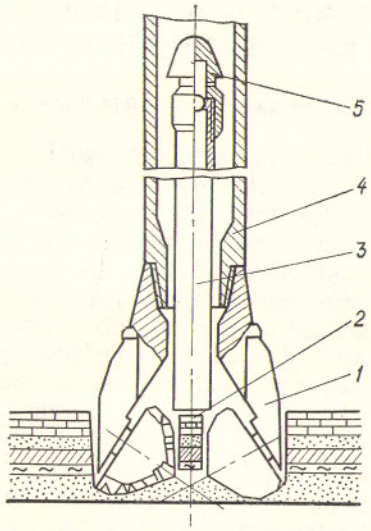


Рис. 13. Колонковое долото

Долота и бурильные колонны. По назначению породоразрушающие инструменты подразделяются на:

1) буровые долота для сплошного бурения (шарошечные, лопастные, алмазные);

2) бурильные головки (колонковые долота) для бурения кольцевым забоем с целью отбора образцов горных пород-кернов;

3) буровые долота и инструменты специального назначения, применяемые для увеличения диаметра скважины, разбуривания цементных стаканов и выполнения других работ в стволе пробуренных скважин.

Одно-, двух- и трехшарошечные долота для сплошного бурения скважин изготовляют 39 диаметров: от 46 до 508 мм. Лопастные долота выпускают следующих типов: двухлопастные (2Л) и трехлопастные (3Л), разрушающие горную породу резанием и скалыванием, а также трехлопастные (3ИР) и шестилопастные (6ИР), разрушающие породу резанием и истиранием. Предусмотрены диаметры этих долот — от 76 мм до 469 мм. Предназначены они

Таблица 2

Параметры буровых установок по ГОСТ 16293—82

Параметр	Класс установок							
	1-4	5	6	7	8	9	10	11
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	800; 1000; 1250; 1600	2000	2500	3200	4000	5000	6000	8000
Условный диапазон глубин бурения, м	600 2500	2000 3200	2500 4000	3200 5000	4000 6000	5000 8000	6 500 10 000	8 000 12 500
Диаметр талевого каната, мм	22,25 28	28	32	32	35	35 38	38,42	42,44
Число основных буровых насосов		1—2				2		3
Наибольшее давление на выходе насоса, МПа	20, 25	25	32,35	25 32	25, 32, 35	32 40	40	40; 105

для бурения мягких пород с пропластками пород средней твердости.

Колонковые долота (рис. 13) состоят из бурильной головки *1* и керноприемного устройства *3*. Бурильная головка, разрушая породу, не по всей площади забоя, а по кольцу, сохраняет внутреннюю часть породы в виде керна *2*. Керн во время углубления скважины направляется в устройство, состоящее из корпуса *4* и керноприемника *3*. В нижней части керноприемника устанавливают кернорватели и кернодержатели, а в верхней части — клапан *5*, пропускающий через себя жидкость, вытесняемую из керноприемника. После подъема долота на поверхность корпус *4* вместе с керном отсоединяется от бурильной головки. Керноприемные устройства изготавливают двух типов: для роторного (Р) и турбинного бурения (Т) с внутренними диаметрами соответственно 52—100 мм и 40—100 мм.

Бурильная колонна, предназначенная для присоединения долота или забойного двигателя к вертлюгу. Состоит она из свинченных труб: ведущей, бурильных и утяжеленных бурильных (УБТ). Бурильные трубы диаметром от 60 до 168 мм свинчиваются обычно с помощью соединительных муфт. Ведущие трубы, имеющие квадратное сечение, передают вращательное движение колонне бурильных труб от ротора, в котором предусмотрены отверстия для прохода долота и зажимные устройства для соединения с ведущей трубой. При бурении нефтяных и газовых скважин наиболее распространены бурильные трубы типа АБТ, изготовленные из алюминиевых сплавов. Для увеличения веса и жесткости бурильной колонны в ее нижней части устанавливают УБТ диаметром от 95 до 203 мм или утяжеленные бурильные трубы сбалансированные (УБТС) с наружным диаметром до 299 мм.

Категории скважин. По назначению скважины подразделены на поисковые, разведочные, добывающие, нагнетательные, наблюдательные и специальные. Скважины предназначены:

поисковые — для поисков новых залежей;

разведочные — для изучения геологического строения и свойств продуктивных пластов с целью получения информации, необходимой для установления площадных размеров залежей и подсчета запасов в них полезных ископаемых, а также для проектирования систем разработки;

добывающие — для извлечения из недр нефти и природного газа;

нагнетательные — для закачки в продуктивные пласты воды, газа, пара или других рабочих агентов с целью искусственного создания эффективных режимов разработки залежей;

наблюдательные (контрольные) — для контроля пластового давления в залежи и наблюдения за положением водонефтя-

ного, газонефтяного и газоводяного контактов в процессе разработки залежей.

В группу специальных входят скважины: оценочные, водозаборные, поглощающие, зажигательные, а также скважины для других специальных работ (для подземного хранения газа; ликвидации открытых фонтанов и др.). Скважины предназначены:

оценочные — для оценки нефтенасыщенности пластов, уточнения положения контуров нефтеносности и др.;

водозаборные — для водоснабжения буровых установок и для систем нагнетания воды в продуктивные пласты;

поглощающие — для сброса сточных вод в глубоко залегающие пласты, чтобы не загрязнять поверхностные водоемы и источники питьевой воды и др.;

зажигательные — для образования очагов подземного горения нефти при применении тепловых методов разработки.

Заканчивание скважин

Под закачиванием понимают работы, выполняемые после достижения стволом скважины кровли продуктивного пласта и до ввода ее в эксплуатацию, а именно:

1) бурение в продуктивных пластах;
2) исследование скважин геофизическими приборами и с помощью испытателей (опробователей) пластов;
3) спуск и цементирование обсадной колонны;
4) оборудование устья скважины;
5) вскрытие пласта (перфорация) и освоение скважин.

Бурение в продуктивных пластах. При этом необходимо обеспечить возможно большую сохранность естественных коллекторских свойств пласта, не допускать проникновения в пласт бурового раствора и частиц пробуренной породы, закупорки пор и в результате уменьшения проницаемости пласта.

Для такой цели снижают противодавление на пласт и применяют высококачественные буровые растворы, имеющие минимальную водоотдачу или растворы на углеводородной основе. При благоприятных геологических условиях продуктивный пласт разбуривают с продувкой скважины воздухом или газом. В процессе проходки продуктивных пластов в разведочных скважинах используют только колонковые долота при сплошном отборе керна для изучения строения и свойств горных пород-коллекторов.

Исследование скважин. При исследовании продуктивных пластов в разведочных скважинах, проводят полный объем геофизических работ, в том числе по определению толщины, пористости и проницаемости пластов. При исследовании добывающих скважин в процессе бурения ограничиваются изучением шлама и результатами некоторых видов геофизических исследований в целях определения угла наклона и азимута ствола скважины, а также уточнения толщины и интервалов залегания продуктивного пласта, его пористости и проницаемости. В необходимых случаях испытывают (опробывают) пласты в открытом стволе с помощью трубного испытательного инструмента и опробывателей пластов, спускаемых на кабеле, которые обеспечивают вызов притока нефти (газа) под действием резкого перепада давлений. По результатам оценивают добывные возможности скважин и фильтрационные характеристики пласта (проницаемость, гидропроводность).

Спуск и цементирование обсадной колонны. При положительных результатах испытаний в скважину спускают колонну обсадных труб, а пространство между стенками скважины и обсадной колонной заполняют цементом с целью укрепления ствола, а также изоляции водоносных пластов от газоносных и нефтеносных.

Если продуктивный пласт сложен крепкими породами (известняками, доломитами), обсадную колонну спускают до кровли, оставляя открытым забой. Если же он сложен из рыхлых, осыпающихся пород, то обсадную колонну, как правило спускают ниже подошвы продуктивного пласта.

Цементирование скважины производят с помощью специальных агрегатов, закачивающих раствор через заливочную головку в обсадные трубы, в которых предварительно устанавливают деревянную (пластмассовую) пробку с манжетами и центральным отверстием. После закачки объема цементного раствора, необходимого для заполнения затрубного пространства, устанавливают вторую глухую пробку, после чего порция цементного раствора продавливается в заколонное пространство с помощью глинистого раствора.

Оборудование устья скважин производится после определения высоты подъема цементного раствора в заколонном пространстве. Обсадные трубы подвешивают на колонной головке, герметизирующей также затрубное пространство.

Вскрытие пласта в скважинах, на забой которых спущена обсадная колонна или хвостовик, не имеющий отверстий, производят с помощью специальной прострелочной аппаратуры, спускаемой на кабеле через колонную головку. Прострел отверстий в стенках обсадных труб и цементном кольце осуществляется несколькими типами перфораторов: кумулятивными, пулевыми, торпедными. На практике наиболее широко применяют кумулятивные перфораторы, позволяющие создавать каналы диаметром 16—18 мм и длиной 200—250 мм.

Освоение скважин

Для добывающих скважин под освоением понимается вызов притока нефти и газа из пласта; для нагнетательных — вызов притока пластовой жидкости, очистка призабойной зоны и обеспечение других условий, при которых продуктивный пласт начинает принимать рабочий агент (воду или газ) в необходимом объеме.

Вызов притока жидкости обусловлен перепадом давления между пластом и столбом жидкости в скважине. Это гидростатическое противодавление понижают либо путем уменьшения плотности жидкости (замены бурового раствора водой или нефтью), либо уменьшением высоты столба жидкости в скважине.

Для вызова притока путем замены бурового раствора скважину оборудуют по схеме, приведенной на рис. 14. На устье устанавливают специальную арматуру, а в саму скважину, как правило до фильтра, спускают трубы. Эти трубы и арматуру используют в дальнейшем при эксплуатации скважины.

Для замены бурового раствора на воду последнюю с помощью насоса *2* через открытую задвижку *1* нагнетают в затрубное пространство. Раствор, заполняющий ствол скважины, оттесняется водой и по внутренним трубам (которые в данном случае выполняют роль промывочных) поступает на поверхность и через задвижку *3* попадает в приемный чан *5*. Если пластовое давление достаточно велико, то скважина может начать фонтанировать еще до момента полной замены промывочного раствора на воду. Продукция ее (нефть, газ) направляется в верхнюю выкидную линию через задвижку *4*.

Если после замены раствора пласт себя не проявляет, то воду в стволе можно заменить нефтью или водовоздушной смесью. Схема промывки при этом несколько усложняется, но в принципе остается такой же. Во многих случаях используют компрессорный способ вызова притока, при котором промывка водой или осуществляется кратковременно (лишь для разжижения раствора), или вовсе не проводится. В затрубное пространство с помощью компрессора (обычно передвижного) нагнетают воздух или газ, который вытесняет жидкость в центральные трубы. Когда уровень жидкости в затрубном пространстве доходит до нижнего обреза (башмака) центральных труб, газ по ним прорывается на поверхность, газирует находящуюся в них жидкость, что приводит к значительному снижению ее плотности. Жидкость вместе с газом выбрасываются на поверхность, давление на забое понижается (обычно довольно резко), вследствие чего продукция из пласта начинает поступать в скважину. Компрессорный способ обычно применяют в случаях плотно сцементированных коллекторов, так как в рыхлых породах резкое снижение забойного давления может привести к разрушению и выносу их в больших количествах в скважину, что может существенно осложнить ее дальнейшую эксплуатацию. После вызова притока добывающая скважина некоторое время самоочищается от остатков буровой грязи, а затем после комплекса исследований переводится на нормальную эксплуатацию.

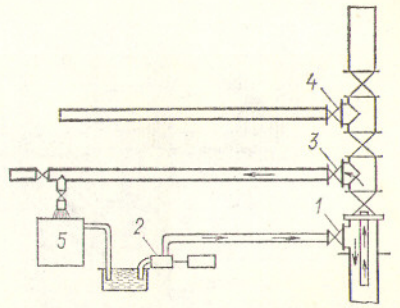


Рис. 14. Схема оборудования скважин для промывки

В нагнетательных скважинах очистка от буровой грязи осуществляется длительным извлечением жидкости из пласта (дренированием пласта) и последующей интенсивной промывкой ствола водой. Наличие грязи в призабойной зоне пласта и стволе нагнетательной скважины может привести к закупорке пор пласта, вследствие чего скважина не будет принимать воду. После очистки ее переводят на пробное нагнетание, в процессе которого проводят цикл исследований. По завершении исследований скважину сдают в эксплуатацию.

Конструкция скважин и призабойной зоны

В зависимости от числа колонн обсадных труб, спущенных на разные глубины, различают одно-, двух- или трехколонную конструкции скважины. Колонна обсадных труб, спущенная до забоя скважины, называется эксплуатационной.

ГОСТ 632—80 «Трубы обсадные и муфты к ним» предусматривает изготовление труб и муфт с короткой и удлиненной треугольной резьбой, с трапецеидальной резьбой (ОТТМ и ОТТГ) и безмуфтовых труб с трапецеидальной резьбой типа ТБО в двух исполнениях Д и Б по точности и качеству. Диаметр обсадных труб: от 114 мм до 508 мм. Для эксплуатационной колонны используют трубы диаметрами от 114 мм до 219 мм. Наиболее широко применяют трубы диаметрами 146 и 168 мм. Для предотвращения повреждения обсадных труб и муфт при спуске их в скважину низ колонны оборудуют башмаком длиной 300—500 мм.

Конструкцию призабойной зоны выбирают в зависимости от геологической характеристики продуктивного пласта, наличия в кровле и подошве водоносных горизонтов и других факторов.

Наиболее распространены следующие конструкции призабойной зоны (рис. 15).

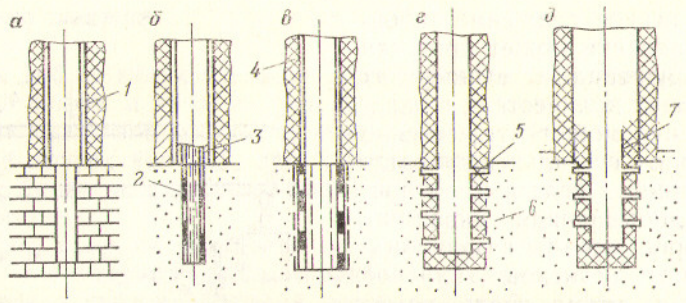


Рис. 15. Конструкции призабойной зоны скважины:
1 — обсадная колонна; *2* — фильтр-хвостовик; *3* — пакер; *4* — цементное кольцо; *5* — перфорационные отверстия; *6* — продуктивный пласт; *7* — хвостовик

1. Скважину бурят до кровли продуктивного пласта, спускают эксплуатационную колонну и цементируют ее с подъемом цементного раствора через башмак. Разбуривают цементировочные пробки и углубляют скважину до подошвы пласта.

Если пласт сложен устойчивыми породами, то ствол оставляют открытым (рис. 15, *а*), если же он сложен рыхлыми породами, то против продуктивного пласта устанавливают фильтр-хвостовик (рис. 15, *б*) либо продуктивный пласт разбуривают долотом такого же диаметра, каким разбуривались вышележащие горизонты, а затем спускают эксплуатационную колонну с оборудованным внизу фильтром (рис. 15, *в*).

2. Скважину бурят ниже подошвы продуктивного пласта, спускают эксплуатационную колонну и после ее цементирования перфорируют стенку трубы и цементное кольцо. Конструкцию призабойной зоны выполняют либо без хвостовика, либо с фильтром, спущенным непосредственно на эксплуатационной колонне (рис. 15, *г* и *д*).

Конструкция призабойной зоны с не закрепленным обсадной колонной забоем обеспечивает наиболее благоприятные условия для притока жидкости (газа) в скважину, так как имеет наибольшую поверхность сообщения с продуктивным пластом. Вместе с тем она не гарантирует надежное разобщение и изоляцию нефтегазоносных и водяных пластов. Поэтому такую конструкцию применяют только в скважинах, пробуренных на однородные продуктивные пласты, не имеющие отдельных пропластов и глинистых перемычек.

В большинстве же практических случаев распространена конструкция призабойной зоны со сплошной цементной заливкой низа скважины и перфорацией стенки обсадной колонны, хотя такая конструкция ухудшает условия притока. Для сохранения прочности обсадной колонны число перфорационных отверстий не может быть сколь угодно большим: обычно их делают не более 40—50 на 1 метр длины.

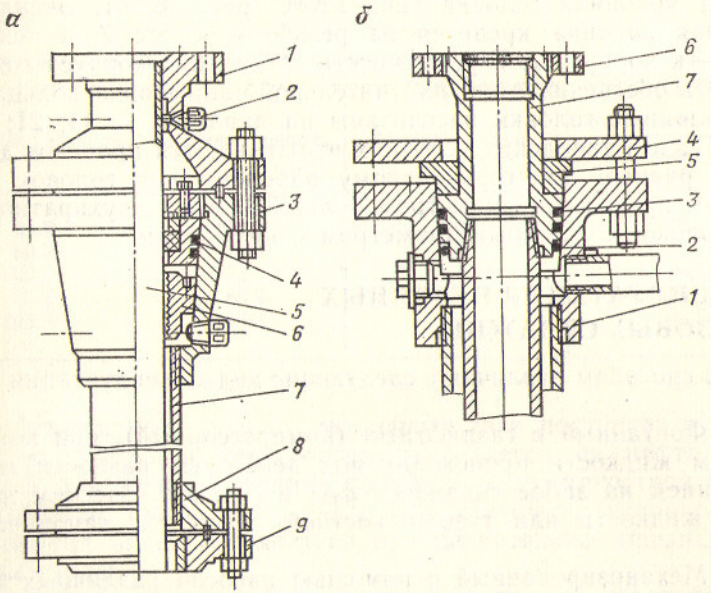


Рис. 16. Колонные головки
а — клиновая ГКК; *1* — катушка; *2* — пробки; *3* — корпус; *4* — пакер; *5* — эксплуатационная колонна; *6* — клинья; *7* — патрубок; *8* — фланец; *9* — фланец технической колонны; *б* — муфтовая ГКМ: *1* — корпус; *2* — металлическая манжета; *3* — уплотнительные кольца; *4* и *6* — фланцы; *5* — полукольцо

Иногда вместо металлических фильтров-хвостовиков забой скважин оборудуют металлокерамическими, песчанопластмассовыми или гравийными фильтрами.

Оборудование устья. После окончания бурения скважины, спуска эксплуатационной колонны и ее цементирования верхние концы обсадных труб скрепляют колонной головкой, предназначенной для герметизации межтрубных пространств, подвески и закрепления обсадных колонн. На верхнем фланце колонной головки устанавливают то или иное оборудование (фонтанную арматуру, устьевой сальник и т. п.). Фланцевые соединения унифицированы и обеспечивают возможность установки на всех типах колонных головок.

Скважины, вскрывающие пласты с высоким давлением, оборудуют головками с клиновой подвеской труб, которые отличаются легкостью монтажа (рис. 16, *а*). Эксплуатационная колонна зажимается клиньями *6* и проходит через пакер *4* с уплотнительными кольцами. Верхний конец колонны после ее подвески на клиньях приваривают к катушке *1*.

Для крепления (обвязки) двух обсадных колонн: технической диаметром 219 или 245 мм и эксплуатационной диаметром 146 или 168 мм предназначена самоустанавливающаяся (муф-

товая) колонная головка типа ГКМ (рис. 16, *б*). Эксплуатационная колонна крепится на резьбе к муфте *7*, а техническая — к корпусу *1*. Герметичность соединения корпуса головки и муфты обеспечивается уплотнительной манжетой и кольцами *2*.

Колонные головки рассчитаны на давление 7; 14; 21; 35 и 70 МПа и в заводских условиях испытываются пробным давлением, равным полуторакратному рабочему для головок с условным проходным диаметром более 350 мм и двухкратному — для головок с условным диаметром менее 350 мм.

4. ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

По способам различают следующие виды эксплуатации скважин.

1. Фонтанный и газлифтный (компрессорный), при которых подъем жидкости происходит под действием разности между давлением на забое скважины $p_{заб}$ и гидростатическим давлением жидкости или газожидкостной смеси $p_{см}$, заполняющей ствол.

2. Механизированный с помощью насосов различных типов (штанговых, электропогружных, гидропоршневых и др.), когда скважина не фонтанирует и забойное давление меньше или равно гидростатическому: $p_{заб} \leqslant p_{см}$.

Фонтанный способ эксплуатации применяют в основном на ранних станциях разработки нефтяных месторождений. В Советском Союзе на долю фонтанной эксплуатации приходится примерно 40—50 % добычи нефти. Доля нефти, добываемой механизированными способами, в последние годы непрерывно увеличивается, а число скважин, оборудованных насосами, по прогнозам к 1990—2000 г. составит почти 90—95 % общего фонда добывающих скважин.

Фонтанная эксплуатация нефтяных скважин

Условие фонтанирования скважин

$$p_{заб} > H\bar{\rho}g,$$

где H — глубина скважины, м; $\bar{\rho}$ — средняя по стволу скважины плотность газожидкостной смеси, кг/м^3; g — ускорение свободного падения, м/с^2.

Если давление на устье больше давления насыщения нефти газом, т. е. если ее ствол заполнен только жидкостью, фонтанирование происходит под действием гидростатического напора и может прекратиться при увеличении средней плотности жидкости за счет поступления в скважину попутно добываемой воды или снижения пластового давления в процессе разработки залежи. Чем больше свободного газа поступает в скважину из пласта и чем больше выделяется из нефти газа в стволе, тем меньше средняя плотность газожидкостной смеси и тем больше разность $p_{заб} - p_{см}$. Следовательно, условие фонтанирования будет сохраняться при значительно меньшем забойном давлении.

Таблица 3

Основные размеры насосно-компрессорных труб в мм

Внутренний диаметр	Наружный диаметр	Толщина стенки	Наружный диаметр соединительной нефти
40,3	48,3	4,0	55
50,3	60,3	5,0	73
62,0	73	5,5	89,5
75,9	88,9	6,5	107
103,3	114,3	7,0	132,5

В процессе фонтанной эксплуатации подъем газонефтяной смеси от забоя до устья осуществляется по колонне насосно-компрессорных труб, спускаемых в скважину обычно до верхних отверстий фильтра или перфорационных отверстий. Колонна составляется путем свинчивания отдельных труб длиной от 6 до 9 м с помощью соединительных муфт.

При фонтанировании по насосно-компрессорным (лифтовым или подъемным) трубам повышается эффективность использования газа для подъема нефти. Чем меньше площадь сечения труб, тем меньше возможность у газа непроизводительно проскальзывать через столб нефти, не оказывая на него выталкивающего действия. Вместе с тем уменьшение диаметра подъемных труб приводит к увеличению сопротивления потоку жидкости за счет трения.

Поэтому для разных условий (дебит, газовый фактор, вязкость нефти и др.) подбирают оптимальные размеры труб, обеспечивающие более продолжительное время фонтанирования скважины.

Основные размеры насосно-компрессорных труб, выпускаемых отечественными заводами приведены в табл. 3.

Использование подъемных труб позволяет также облегчить борьбу с отложением парафина, предотвратить образование песчаных пробок на забое и др.

Фонтанная арматура. Для подвески подъемных труб и герметизации затрубного пространства на устье скважины монтируют фонтанную арматуру, один из вариантов которой (так называемая тройниковая арматура) показан на рис. 17.

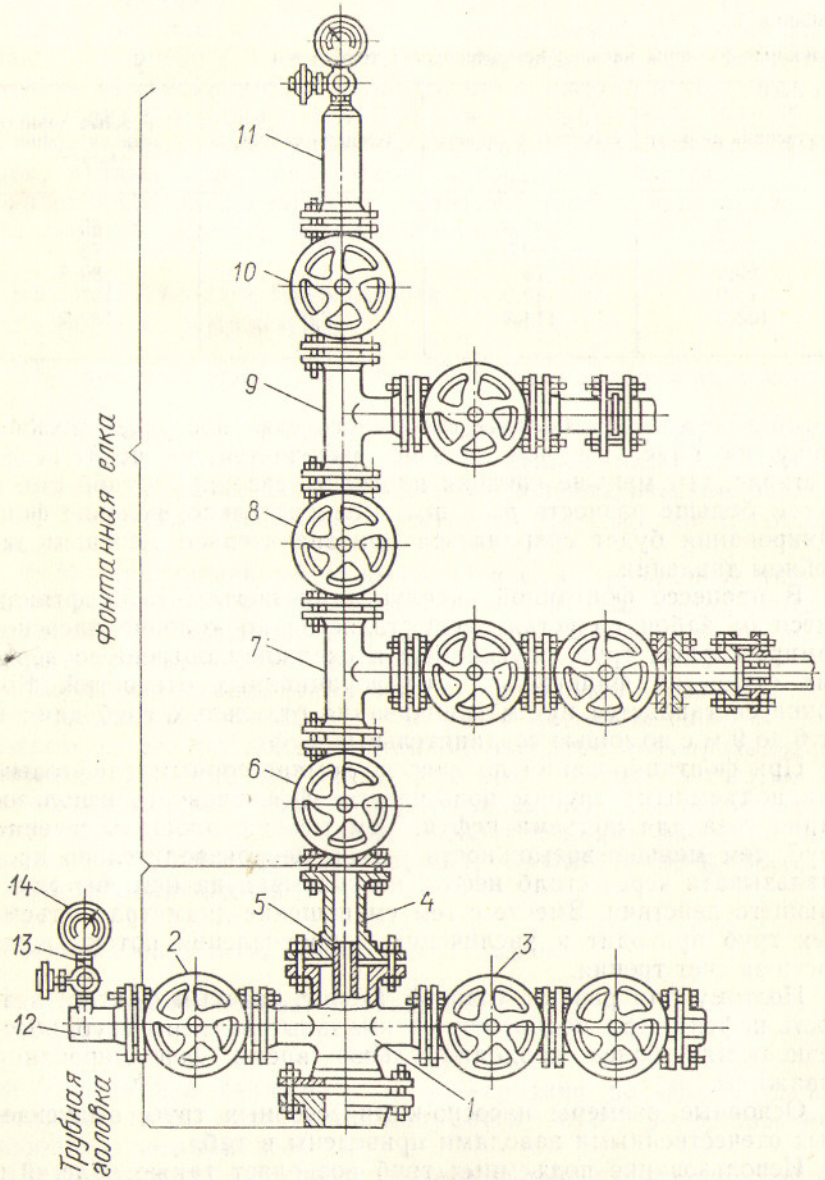


Рис. 17. Тройниковая однорядная фонтанная арматура

В ее основании находится крестовина *1*, к боковым отводам которой подсоединены задвижки *2* и *3*. Сверху на крестовину *1* устанавливают катушку *4*, на которой подвешена колонна подъемных труб *5*. Вся эта часть арматуры называется

трубной головкой. Над катушкой располагаются задвижка *6*, называемая коренной, тройник *7*, от которого отводится нижняя выкидная линия, задвижка *8* (межструнная), над ней тройник *9* (от него идет верхняя выкидная линия). Над тройником *9* ставится задвижка *10* (буферная), выше которой устанавливается или так называемая головка (которую часто называют буфером) или лубрикатор *11*. К задвижке *2* присоединяется глухой патрубок *12* с вентилем *13*, для установки манометра *14*, предназначенного для измерения давления в затрубном пространстве. Если манометр снять, то через вентиль *13* можно удалять скопившийся в затрубном пространстве газ или нефть. К задвижке *3* в период освоения скважины подсоединяется водяная, нефтяная или газовая линия. Этот отвод от затрубного пространства используется также при промывках скважины от песка и при других ремонтных работах. Из двух выкидных линий, подсоединяемых к боковым отводам тройников *7* и *9*, одна запасная (обычно нижняя) и используется лишь для кратковременной эксплуатации на период ремонта основной линии. В практике используют фонтанные арматуры, рассчитанные на рабочее давление 4; 7,5; 12,5; 20; 30 и 50 МПа.

По типу соединений арматуры подразделены на фланцевые и резьбовые; по числу спускаемых рядов труб — на однорядные и двухрядные; по конструкции — на тройниковые и крестовые (в последних выкидные линии отводятся не от тройников, а от крестовин); по размерам проходного сечения — на 100 и 63-миллиметровые.

Задвижки и штуцеры. Одним из основных элементов арматуры являются задвижки, изготавливаемые на те же рабочие давления, что и арматура в целом. От их бесперебойного действия зависит надежность всего устьевого оборудования.

На рис. 18 показана конструкция фланцевой задвижки в закрытом состоянии. Чтобы ее открыть, маховик *6* следует вращать против часовой стрелки. При этом клин-плашка *1* будет подниматься вверх, как бы навинчиваясь на шпиндель *5*, и открывать проходное сечение (в верхней части клина имеется внутренняя резьба). Герметичность задвижки зависит от того, насколько точно клин притерт к своему гнезду.

Для регулирования режима эксплуатации скважины на выкидных линиях после задвижек устанавливают так называемые штуцеры, которые представляют собой насадку с относительно небольшим проходным сечением (обычно круглым). Штуцеры для удлинения срока их службы изготовляют из износостойких материалов. На рис. 19, *а* показана схема установки дискового штуцера, который представляет собой диск *1*, толщиной 8—12 м с круглым отверстием в центре. Диск зажимается между фланцами труб *2* выкидной линии. При содержании в про-

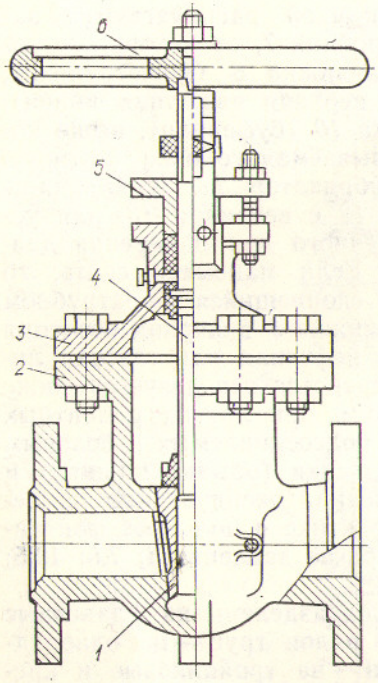
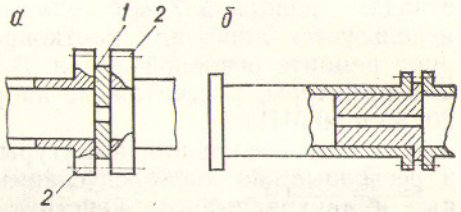


Рис. 18. Фланцевая задвижка:
1 — клин-плашка; *2* — корпус; *3* — крышка; *4* — корпус сальника; *5* — шпиндель; *6* — маховик

Рис. 19. Штуцеры



дукции скважины песка дисковый штуцер сравнительно быстро изнашивается. Поэтому в таких случаях обычно применяют штуцер патрубкового типа, конструкция и схема установки которого показаны на рис. 19, *б*.

Известны конструкции штуцеров с регулируемым сечением. В некоторых случаях (при полном отсутствии в продукции скважины механических примесей) для регулирования режима работы скважины вместо штуцеров применяют игольчатые вентили. Изготовляют штуцеры с диаметрами отверстия от 2 до 20 мм и более. Чем меньше отверстие, тем большее сопротивление создает штуцер на пути движения жидкости, тем выше буферное и забойное давление скважины и тем меньше, следовательно, ее дебит.

Газлифтная эксплуатация

Газлифтный способ эксплуатации скважин обеспечивает продолжение фонтанирования за счет искусственного уменьшения средней плотности газонефтяной смеси. Для этого дополнительно к пластовому газу в скважину подводится с поверхности углеводородный газ (воздух), сжатый на компрессорной стан-

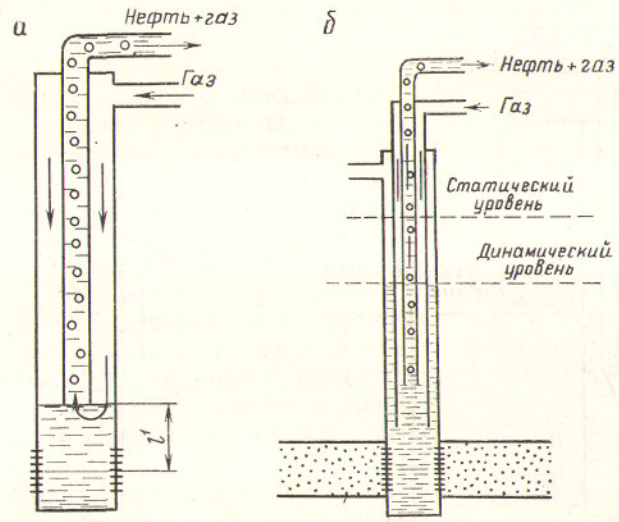


Рис. 20. Схемы газлифтных подъемников

ции. Если подводится воздух, способ эксплуатации называют эрлифтным.

В нефтепромысловой практике часто используется бескомпрессорный газлифт, при котором газ к скважинам подводится из газовых пластов без дополнительного сжатия. Для скважин с незначительной производительностью применяют периодический газлифт. В этом случае подача газа производится периодически (по мере накопления нефти в стволе).

Газожидкостный подъемник (лифт) состоит из двух каналов или трубопроводов: одного для подачи рабочего агента (газа или воздуха) и второго — для подъема газонефтяной смеси.

По числу спускаемых труб и по направлению нагнетания рабочего агента различают следующие виды газлифтных подъемников:

1) однорядный кольцевой, когда газ поступает в скважину через затрубное пространство (рис. 20, *а*);

2) двухрядный кольцевой, когда газ поступает через пространство между внутренней подъемной колонной и наружной колонной (рис. 20, *б*);

3) однорядный центральный, когда рабочий газ подается в лифтовую колонну, а газожидкостная смесь поднимается по затрубному пространству. Используют его при эксплуатации скважин с высокими дебитами.

На практике в большинстве случаев применяют кольцевые двухрядные подъемники.

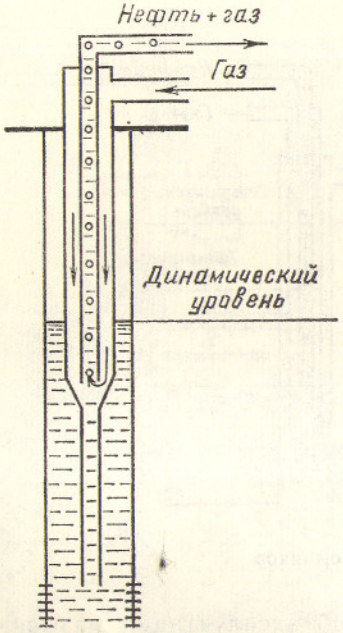


Рис. 21. Схема полуторарядного подъемника

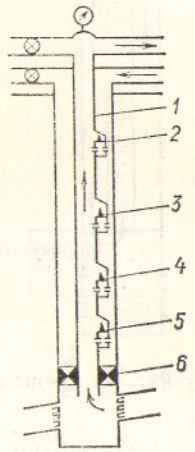


Рис. 22. Газовоздушный подъемник с глубинными клапанами

Разновидность двухрядного подъемника — полуторарядный лифт (рис. 21), обладающий характеристиками двухрядного, но менее металлоемкий.

Пульсация давления, возникающая во время эксплуатации однорядных кольцевых подъемников, может быть уменьшена за счет установки газлифтных клапанов, а также пакеров, разъединяющих призабойную зону скважины от кольцевого затрубного пространства, расположенного выше пакера (рис. 22).

Пусковые клапаны *2—4* и рабочий *5*, расположенные на наружной стенке подъемных труб *1*, работают под действием перепада давления между затрубным пространством и полостью колонны. При подаче газа в затрубное пространство жидкость из него вытесняется в подъемные трубы. После снижения уровня жидкости ниже первого пускового клапана газ из затрубного пространства прорывается через клапан в подъемные трубы и газирует находящуюся в них жидкость. По мере дальнейшего понижения уровня жидкости перепад давления на первом клапане увеличивается и в момент достижения уровнем второго клапана первый закрывается. Так происходит поочередное открытие и закрытие нижележащих пусковых клапанов, что обеспечивает постепенное вовлечение в движение объемов жидкости в подъемных трубах, находящихся выше пусковых клапанов.

Применение пакера *6* способствует плавному запуску скважины, стабилизации количества нагнетаемого газа и нормальной работе клапанов.

Оборудование газлифтных скважин. На устье газлифтных скважин устанавливают арматуру, предназначенную для подвески подъемных и воздушных труб, герметизации межтрубного и затрубного пространства, направления жидкости в выкидную линию и сжатого газа в воздушные трубы, регулирования работы скважины. Часто для этих целей используют фонтанную арматуру, остающуюся на скважине после прекращения фонтанного периода эксплуатации. Однако в большинстве случаев применяют более легкую и удобную компрессорную арматуру.

Арматура для скважин с двухрядным лифтом показана на рис. 23. Она состоит из следующих элементов: тройника *2*, устанавливаемого на фланец обсадной колонны *1*; задвижки *3*, установленной на боковом отводе тройника *2* (эта задвижка и подсоединяемый к ней отвод служат для выпуска газа из затрубного пространства, закачки жидкости при промывке песчаных пробок и других целей); тройника *4* с ввинченной внутри втулкой *5* для подвески колонны воздушных труб (на боковом отводе этого тройника устанавливается задвижка, к которой присоединяется газоподводящая линия); катушки *7*, в которую ввинчена втулка *6*, удерживающая колонну подъемных труб; коренной задвижки *8*; тройника *9*, к которому подсоединяется выкидная линия; буфера *10* с манометром *11*.

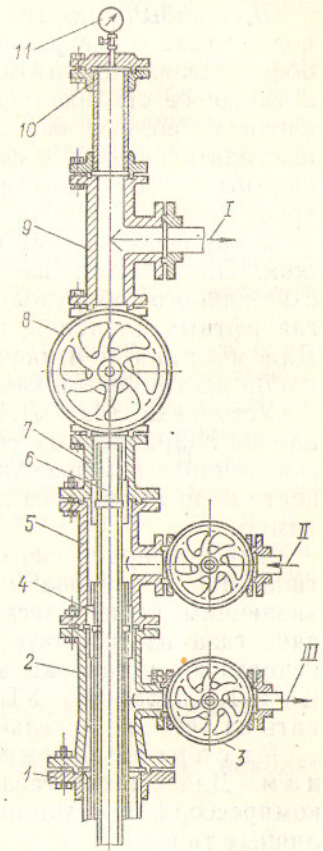


Рис. 23. Компрессорная арматура для двухрядного подъемника.

Линии: *I* — выкидная; *II* — газоподводящая; *III* — для соединения с затрубным пространством

Для обеспечения возможности спуска в скважину глубинных приборов над тройником *9* временно или постоянно устанавливают дополнительную буферную задвижку, а вместо буфера — лубрикатор, аналогичный применяемому при фонтанной эксплуатации.

Для добычи нефти непрерывным газлифтным способом при подаче газа с поверхности выпускают установки типа Л и ЛН, обеспечивающие автоматический пуск и освоение скважины, а также ее стабильную работу в заданном режиме. Эти установки позволяют использовать однорядный подъемник и осуществлять переход с фонтанного способа эксплуатации на газлифтный без подъема колонны насосно-компрессорных труб.

Установка типа Л предусмотрена для вертикальных скважин. Она состоит из фонтанной арматуры АКФ3а-65×210 и скважинного оборудования: скважинных камер для посадки газлифтных клапанов, пусковых и рабочих клапанов и пакера. Для монтажа и извлечения газлифтных клапанов используют набор инструментов канатной техники.

Установка типа ЛН предназначена для оборудования наклонно-направленных скважин. В таких установках применяют скважинные камеры типа КТ. Отклонитель типа ОК обеспечивает надежную посадку клапанов в карманы скважинных камер.

Для периодического газлифта предусмотрена установка типа ЛП, оборудованная регулятором цикла времени, обеспечивающим периодическую подачу газа в скважину. При подаче газа из газового пласта, вскрытого в той же скважине, используют установки внутрискважинного газлифта типа УВЛ и УВЛГ. Установка УВЛГ позволяет часть газа транспортировать на устье по отдельному каналу.

Распределение рабочего агента по скважинам. Для сжатия газа до необходимого давления применяют компрессорные стационарные и передвижные установки различных типов.

Компрессорные установки обычно монтируют в компрессорных станциях, откуда газ поступает на газораспределительные пункты. На этих пунктах устанавливается несколько блочных газораспределительных батарей, рассчитанных на подключение до 14 скважин (ГРБ-14) и предназначенных для контроля и регулирования расходов газа, нагнетаемого в скважины. Кроме того, на газораспределительном пункте устанавливают дозировочные насосы для ввода в рабочий агент ингибиторов — веществ, препятствующих выделению влаги в газе, а также для ввода поверхностно-активных веществ (ПАВ).

Эксплуатация скважин штанговыми насосами

Этот способ механизированной эксплуатации скважин — наиболее давний и широко распространен в СССР и за рубежом. Штанговые насосы предназначены для добычи нефти из скважин глубиной до 3500 м при дебите от нескольких килограмм до 400 тонн нефти в сутки. Схема штангового насоса показана на рис. 24.

В скважину на колонне подъемных труб *2* спускают поршневой насос, состоящий из цилиндрического корпуса *3* (цилиндра), внутри которого имеется пустотелый поршень *5* (его называют также плунжером). В верхней части плунжера установлен нагнетательный (обычно шаровой) клапан *4*. В нижней части неподвижного цилиндра устанавливается всасывающий клапан *6*. Плунжер подвешен на колонне насосных штанг *1*, которые передают ему возвратно-поступательное движение от специального механизма (станка-качалки), установленного на поверхности.

При ходе плунжера вверх (рис. 24, *а*) жидкость из скважины поступает через всасывающий клапан в цилиндр насоса. При ходе плунжера вниз (рис. 24, *б*) всасывающий клапан закрывается и объем жидкости из цилиндра через открытый нагнетательный клапан поступает в подъемные трубы. В процессе непрерывной работы насоса жидкость заполняет объем подъемных труб, а затем направляется на поверхность.

Теоретическую подачу глубинного насоса (V) за один двойной ход плунжера (вверх и вниз) можно определить по формуле

$$V = lS,$$

где l — длина хода плунжера; S — площадь его поперечного сечения.

Минутную теоретическую подачу насоса ($V_{мин}$) находят по формуле

$$V_{мин} = lSn,$$

где n — число качаний балансира в минуту.

Если длина хода плунжера l равна длине хода полированного штока, то, учитывая, что в сутках 1440 мин суточная теоретическая подача насоса

$$V_{сут} = 1440lSn.$$

В действительности фактическая подача насоса всегда меньше теоретической вследствие утечек жидкости в насосе и через подъемные трубы, а также поступления газа в цилиндр насоса.

Отношение фактической и теоретической подач насоса называется коэффициентом подачи α. На практике коэффициент подачи изменяется в процессе эксплуатации насоса в широких пределах — от 1 до 0,1. Обычно насос работает до ремонта с коэффициентом подачи α, равным не менее 0,7.

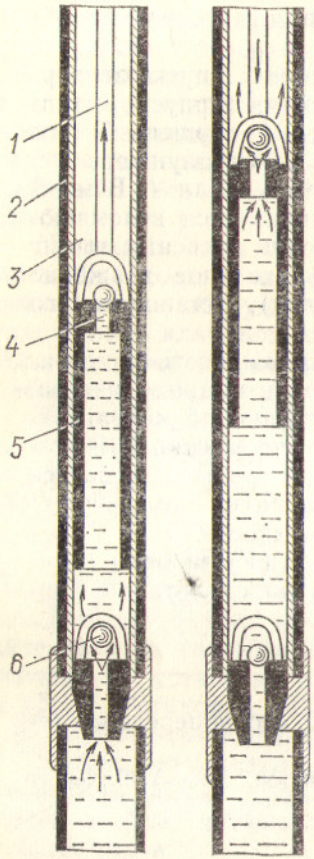


Рис. 24. Схема скважинного штангового насоса

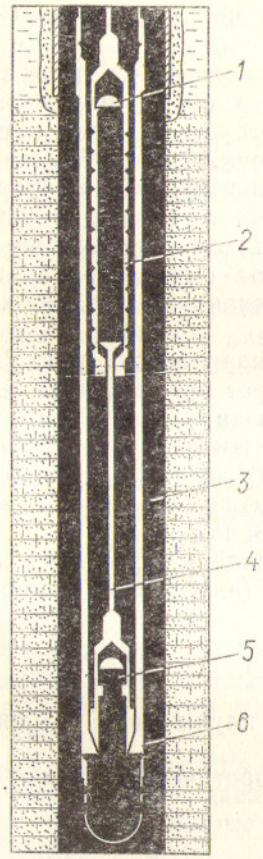


Рис. 25. Схема невставного двухклапанного насоса НГН-1

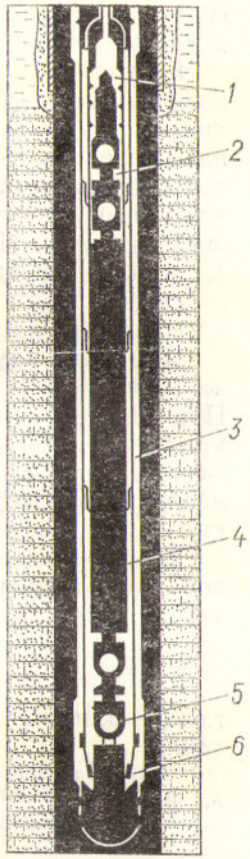


Рис. 26. Схема вставного четырехклапанного насоса типа НСН:

1 — плунжер; *2* — узел нагнетательных клапанов; *3* — кожух цилиндра; *4* — втулка; *5* — узел всасывающих клапанов; *6* — посадочное гнездо

Типы скважинных насосов. Наиболее распространены насосы двух видов: невставные (трубные) и вставные. Изготовляют их различных типов, отличающихся конструктивными особенностями, габаритами, устройством плунжера.

Основные узлы невставных насосов (цилиндр и плунжер) спускают в скважину раздельно: цилиндр — на насосно-компрессорных трубах, а плунжер в сборе с всасывающим и нагнетательным клапанами — на штангах. Поднимают такой насос в два приема: сначала извлекают штанги с плунжером и клапанами, а затем трубы с цилиндром.

Вставной насос спускают в скважину в собранном виде (цилиндр вместе с плунжером) на насосных штангах и извлекают на поверхность также в собранном виде путем подъема штанг. Устанавливают насос и закрепляют при помощи специального замкового приспособления, заранее спускаемого на трубах. В результате для смены насоса (при необходимости замены каких-либо узлов или насоса в целом) поднимают только штанги. Трубы же остаются в скважине. При использовании такого насоса меньше изнашиваются трубы. Кроме того, при подземном ремонте скважин экономится время на спуско-подъемные операции.

Одна из конструкций трубного насоса (насос НГН-1) показана на рис. 25. Цилиндр *3* состоит из кожуха, в котором расположены втулки, обычно изготовляемые длиной по 300 мм. Число втулок определяет длину хода плунжера. Плунжер *2* изготовляют из цельнотянутой трубы. Наружная поверхность его тщательно полируется и пригоняется к втулкам. В верхней части плунжера установлен клапан *1*, состоящий из седла, шарика и клетки, ограничивающей движение шарика. Конус всасывающего клапана *5* плотно входит в конусное седло *6*. К корпусу этого клапана присоединен захватный шток *4*, который служит для подъема всасывающего клапана на поверхность (для ремонта или смены насоса). На рис. 26 показана схема вставного четырехклапанного насоса.

Трубные насосы изготовляют с диаметрами плунжера 28, 32, 43, 56, 68 и 95 мм; с длиной хода от 600 до 3000 м. Вставные насосы имеют диаметр плунжера 28, 32, 43, 56 и 68 мм и длину хода от 900 до 3000 мм. Помимо рассмотренных применяют штанговые насосы и других видов (манжетные, телескопические).

Оборудование устья глубиннонасосных скважин. Одна из распространенных схем оборудования устья насосной скважины показана на рис. 27. На колонный фланец *1* устанавливается планшайба *2*, на которой подвешивается колонна подъемных труб *3*. В планшайбе имеется отверстие для отвода газа из затрубного пространства. Сверху на планшайбу с помощью соединительной муфты *4* крепится тройник *5*, через боковой отвод которого нефть из скважины подается в нефтесборную сеть. Над тройником предусмотрен сальник *6*, через который проходит полированный шток *7*. Набивка сальника уплотняется путем навинчивания на его корпус крышки *8*.

Станки-качалки. Возвратно-поступательное движение плунжера насоса и колонны насосных штанг осуществляется в основном при помощи станка-качалки, установленного около устья (рис. 28).

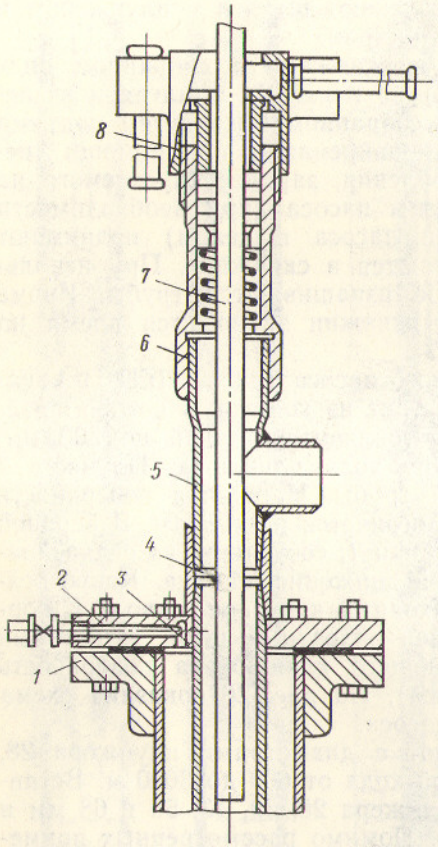


Рис. 27. Схема оборудования устья насосной скважины

Колонна штанг подвешивается к головке балансира станка-качалки, основными элементами которого являются: двигатель *12*, редуктор *10*, кривошип *1* с роторным противовесом *2*, шатун *9*, балансир *7* с противовесом *8* и головкой *5*. Балансир качается на опоре *6*, укрепленной на стойке *3*. На головке балансира крепится мягкая подвеска для штанг *4*. От двигателя *12* с помощью клиноременной передачи движение передается на шкив *11* редуктора *10*. Частота вращения выходного вала редуктора соответствует заданному числу качаний балансира станка-качалки. На этом валу жестко закреплен кривошип *1*, с которым шарнирно соединен шатун *9*. Соединение шатуна с балансиром также шарнирное. Профиль головки балансира выполняется таким образом, чтобы при его качании мягкая подвеска перемещалась по одной и той же вертикальной линии.

Это исключает боковые усилия на полированный шток, которые могут привести к его поломке.

Балансирный и роторный противовесы предназначены для уравновешивания веса колонны штанг и столба жидкости (при ходе вверх) и снижения инерционных усилий. Правильным подбором противовесов обеспечивается снижение мощности, потребляемой электродвигателем. Основные характеристики станков-качалок приведены в табл. 4.

Шифр станка-качалки означает: первая цифра — номер модели; буквы СК — станок-качалка; цифры после букв: наибольшая допустимая нагрузка на устьевой шток, кН; наибольшая длина хода устьевого штока, м; наибольший допускаемый крутящий момент на ведомом валу редуктора, кН · м.

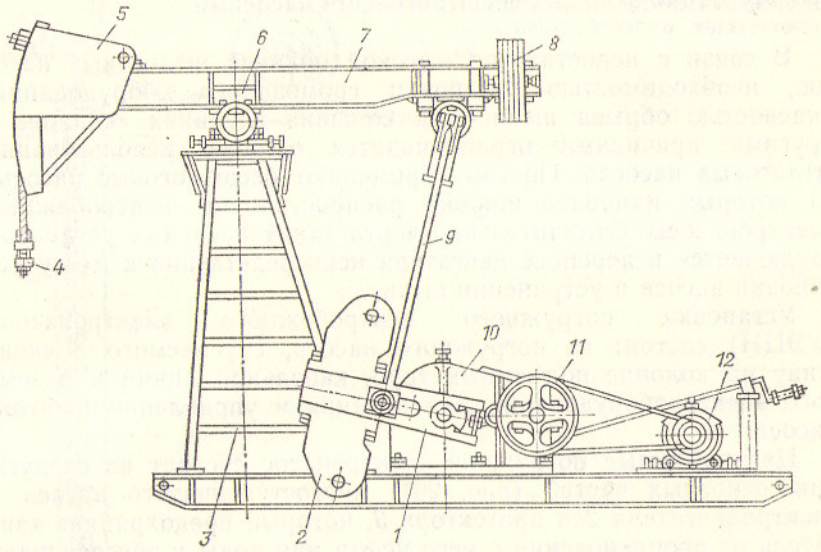


Рис. 28. Станок-качалка

Насосные штанги изготавливают из стальных стержней круглого сечения длиной от 6 до 9 м. Применяют штанги диаметрами 16, 19 и 22 мм, редко 25,4 мм. Концы штанг имеют утолщения и резьбу. Для соединения штанг изготовляют специальные муфты с внутренней резьбой с двух сторон, иногда с конусной резьбой на одном конце и муфтой на другом (в этом случае дополнительных соединительных муфт не требуется).

Таблица 4

Марка станка-качалки	Нагрузка, кН	Длина хода штока, м	Число ходов в минуту	Масса, кг
1СК1,5-0,42-100	15	0,3; 0,35; 0,42		1 050
2СК2-0,6-250	20	0,3; 0,45; 0,6		1 550
3СК3-0,75-400	30	0,3; 0,52; 0,75	5—15	2 550
4СК3-1,2-700	30	0,45; 0,6; 0,75; 0,9; 1,05; 1,2		4 050
5СК6-1,5-1600	60	0,6; 0,9; 1,2; 1,5		6 000
6СК6-2,1-2500	60	0,9; 1,2; 1,5; 1,8; 2,1	6—15	9 000
7СК12-2,5-4000	120	1,2; 1,5; 1,8; 2,1; 2,5	5—12	14 000
8СК12-3,5-8000	120	2,1; 2,3; 2,6; 2,9; 3,2; 3,5		20 000
9СК20-4,2-12000	200	2,5; 2,8; 3,15; 3,5; 3,85; 42	5—10	33 000

Эксплуатация скважин бесштанговыми насосами

В связи с недостаточно высокой подачей штанговых насосов, необходимостью установки громоздкого оборудования, опасностью обрыва штанг при больших глубинах скважин и другими причинами ограничивается область использования штанговых насосов. Поэтому применяют бесштанговые насосы, из которых наиболее широко распространены центробежные электронасосы. Отличительная черта таких насосных установок заключается в переносе двигателя непосредственно к месту установки насоса и устранении штанг.

Установка погружного центробежного электронасоса (УЭЦН) состоит из погружного насоса, спускаемого в скважину на колонне подъемных труб, кабельной линии и наземного электрооборудования для питания и управления работой насоса.

Центробежный погружной электронасос состоит из следующих основных частей (рис. 29): многоступенчатого насоса *1* электродвигателя *2* и протектора *3*, который предохраняет двигатель от проникновения в него нефти или воды и обеспечивает подачу смазки к подшипникам двигателя и насоса. Эти части закрыты стальными герметичными кожухами. Рабочие колеса насоса расположены на общем с электродвигателем валу. Число рабочих колес (ступеней) может изменяться в широком диапазоне (от 80 до 300). В нижней части насоса имеется приемный фильтр *4*.

Весь агрегат спускают в скважину на колонне насосно-компрессорных труб. Энергия к двигателю подается по специальному кабелю, свиваемому с устанавливаемого на поверхности барабана *7*. Кабель спускается вместе с колонной труб и крепится к последним снаружи с помощью специальных хомутов. Откачиваемая жидкость поступает на поверхность по насосно-компрессорным трубам. На устье монтируют легкую арматуру, которая обеспечивает подачу струи в выкидную линию, возможность измерения буферного, а при необходимости и затрубного давления, возможность установки регулирующего штуцера (при необходимости), лубрикатора для спуска приборов и отбора проб извлекаемой жидкости с целью определения обводненности нефти.

Характеристики центробежных погружных электронасосов. Основные параметры центробежного электронасоса: подача Q, м³/сут и развиваемый напор (давление), H. Напор насоса принято измерять в метрах водяного столба. Его величина характеризует высоту, на которую жидкость (вода)может быть поднята данным насосом. Напор и подача — характеристики взаимозависимые: чем выше развиваемый данным насосом напор, тем ниже его подача.

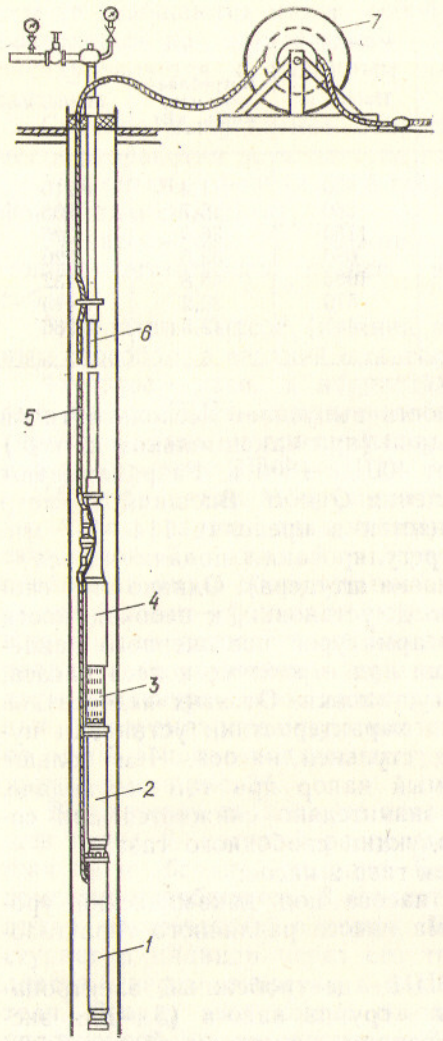
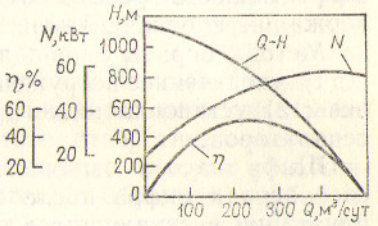


Рис. 29. Схема установки погружного центробежного электронасоса

Рис. 30. Зависимость напора H, к. п. д. η, потребляемой мощности N установки центробежного электронасоса от подачи



Типичная зависимость развиваемого напора от подачи ЭЦН показана на рис. 30 (кривая Q—H). По характеру кривой видно, что насос с приведенной на графике рабочей характеристикой способен поднять столб воды на высоту 1150 м, но при этом он будет работать вхолостую ($Q=0$). При нулевом напоре насос способен перекачивать жидкость с расходом 500 м³/сут. При подаче 300 м³/сут установка способна поднять воду на высоту 700 м. В паспортных данных обычно указывают значения напора и подачи при максимальном к. п. д. установки.

Таблица 5

Тип насоса	Подача, м³/сут	Напор, м	Потребляемая мощность, кВт	Масса, кг
ЭЦН5-40-950	40	950	11,4	210
ЭЦН5-80-850	80	850	15,7	205
ЭЦН5-130-1200	130	1160	36,0	325
ЭЦН-200-650	200	690	32,6	220
ЭЦН5А-250-1000	250	1035	48,8	432
ЭЦН5А-360-600	360	570	39,2	415
1ЭЦН6-500-450	500	445	42,5	286

Отечественная промышленность выпускает несколько типов ЭЦН (табл. 5) в диапазоне подачи (при максимальном к. п. д.) от 40 до 700 м³/сут и напора от 400 до 1800 м. Разрабатывают ЭЦН и на более высокие значения Q и H. Внешний диаметр установок разного типа изменяется в пределах 114—137 мм.

Наиболее простой способ регулирования подачи насоса — дросселирование потока (установка штуцера). Однако этот способ приводит к снижению к. п. д. установки, к необходимости оборудования устья скважины арматурой повышенного давления и к увеличению нагрузок на вал и рабочие колеса насоса, что укорачивает срок службы установки. От этих недостатков свободен способ регулирования характеристики установки путем изменения числа рабочих ступеней насоса. Чем больше ступеней, тем выше развиваемый напор при той же подаче. Эффективность работы ЭЦН значительно снижается при содержании в откачиваемой продукции свободного газа.

Методы борьбы с попаданием газа в насос:

1) увеличение погружения насоса под динамический уровень; 2) установка ниже приема насоса различного типа газосепараторов.

Шифр насоса означает: ЭЦН — центробежный электронасос; первая цифра после букв — группа насоса (5 — для эксплуатации в скважинах с внутренним диаметром обсадной колонны не менее 121,7 м; 5А — с диаметром не менее 130 мм; 6 — с диаметром не менее 144,3 мм); вторая цифра — подача, м³/сут; третья — номинальный напор, создаваемый насосом в м при указанной подаче.

Раздельная эксплуатация пластов одной скважиной

В последние годы распространены различные виды оборудования, позволяющие раздельно эксплуатировать несколько пластов, вскрытых одной скважиной. При этом вскрытые пласты не сообщаются между собой и их продукция поступает на поверхность под воздействием разных давлений. Каждый пласт эксплуатируется с заданным для него технологическим режимом.

Серийно выпускаемое оборудование обеспечивает возможность разработки двух пластов по следующим схемам:

1) фонтан — фонтан (оба вскрытых пласта эксплуатируются фонтанным способом);

2) насос — фонтан (нижний пласт эксплуатируется с помощью штангового насоса, а верхний фонтанным способом);

3) фонтан — насос (нижний пласт эксплуатируется фонтанным способом, а верхний штанговым насосом);

4) насос — насос в вариантах: штанговый насос — штанговый насос; ЭЦН — штанговый насос, штанговый насос ЭЦН (принято также к производству оборудование для эксплуатации по варианту ЭЦН—ЭЦН).

Имеется также оборудование для раздельного нагнетания воды (под разными давлениями) в два пласта, вскрытых одной скважиной. Для каждой из перечисленных схем предназначены различные виды оборудования. Например, для осуществления схемы фонтан — фонтан имеются конструкции, предусматривающие подъем жидкости из каждого пласта на поверхность по параллельно спущенным двум колоннам подъемных труб и по двум концентрическим колоннам. Применяют также конструкцию, предусматривающую подъем жидкости из обоих пластов по одной колонне подъемных труб. Схема такого оборудования приведена на рис. 31.

В скважину на колонне насосно-компрессорных труб *1* спущен пакер *9*, который располагается между пластами, разобщая их в обсадной колонне. Выше пакера на тех же трубах помещен разобщитель *8*, представляющий из себя полый цилиндр, заключенный в кожух. Продукция нижнего пласта поступает в цилиндр через его торцевое отверстие, а верхнего пласта — через отверстия в боковых стенках кожуха разобщителя. Вверху этот кожух соединяется с обводной трубой *3*, уплотненной сверху сальником *2*. Ниже сальника в стенках насосно-компрессорной трубы имеются отверстия, через которые продукция верхнего пласта поступает в подъемную колонну, смешиваясь там с продукцией нижнего пласта.

В цилиндр разобщителя устанавливается плунжер *7*, который удерживается в нем с помощью замкового устройства *4* и уплотняется манжетами *6*. В скважину его спускают на проволоке и отцепляют от нее с помощью специального устройства — автоотцепа. В плунжере вмонтирован забойный штуцер *5*. Конструкция плунжера допускает возможность установки этого штуцера на пути потока жидкости из одного или

2) подогрев газа, 3) снижение давления, 4) введение в поток с помощью специальных дозировочных устройств метанола (метилового спирта), осушающего газ.

Методы увеличения производительности скважин

Повышение или восстановление производительности скважин — важнейшая практическая задача деятельности предприятий нефтегазодобывающей промышленности, от решения которой зависит выполнение плановых заданий по добыче нефти и газа.

Применяемые методы и способы увеличения производительности добывающих и приемистости нагнетательных скважин в основном направлены на повышение гидродинамического совершенства скважин по степени и характеру вскрытия пластов и увеличение проницаемости призабойной зоны.

Кроме того, производительность скважин согласно формулам притока жидкости и газа можно повысить за счет увеличения разности между пластовым и забойным давлением (увеличение депрессии), снижения вязкости жидкости в пластовых условиях и путем уменьшения расстояний между скважинами.

Методы повышения гидродинамического совершенства скважин и увеличения проницаемости призабойной зоны условно подразделяют на химические, механические и тепловые. Часто для получения большего эффекта эти методы применяют последовательно или в различных сочетаниях.

К химическим методам относится кислотная обработка забоя добывающих скважин соляной или плавиковой кислотой, способных, вступая в реакцию с некоторыми видами горных пород, очищать и расширять их поровые каналы. Эффективность кислотной обработки зависит от концентрации кислоты, ее объема, давления нагнетания, температуры на забое и других факторов. Поэтому часто применяют термокислотную обработку призабойной зоны. (Обработка горячей кислотой.)

Химические методы успешно используют для увеличения проницаемости карбонатных пород, сцементированных песчаников, в состав которых входят карбонатные включения, а также для очистки призабойной зоны от глинистой и цементной корки.

К механическим методам относятся гидравлический разрыв пласта и виброобработка забоев скважин, в результате которых в пласте образуются или расширяются трещины, увеличивая проницаемость призабойной зоны.

В эту же группу входят все виды подземных ремонтов эксплуатационного оборудования, борьба с песком и отложениями парафина и солей, в результате которой уменьшается забойное

давление и увеличивается депрессия на пласт, а следовательно производительность скважин.

Все виды взрывной перфорации (пулевая, кумулятивная, торпедная), а также гидропескоструйная перфорация могут быть отнесены к механическим методам повышения производительности скважин. В результате дополнительной перфорации увеличивается степень вскрытия пласта и улучшается характер вскрытия за счет увеличения плотности перфорации, а также глубины и диаметра перфорационных каналов.

К тепловым методам относятся паротепловая обработка, заключающаяся в кратковременной закачке пара в пласт и приводящая к расплавлению в призабойной зоне парафино-асфальтовых отложений, снижающих ее проницаемость, прогрев призабойной зоны с помощью нагревателей различных конструкций. Эти методы наиболее эффективны при добыче тяжелых, маловязких нефтей.

Одним из эффективных способов увеличения производительности скважин является перевод скважин с одних способов эксплуатации на другие, например, с фонтанного на газлифтный, что позволяет снизить забойное давление и повысить дебит.

Методы увеличения производительности скважин, основанные на повышении пластового давления путем нагнетания в пласт рабочих агентов (вода, газ и др.), на уменьшении вязкости нефти в пластовых условиях и на уплотнении сетки скважин, приводят к повышению производительности объектов в целом и относятся к методам повышения нефтеотдачи пластов.

Борьба с осложнениями при эксплуатации скважин

При движении нефти от забоя к устью скважины вследствие понижения температуры и перехода части легких фракций в газовую фазу происходит выпадение парафина и отложение его на стенках подъемных труб, устьевой арматуры и выкидных линий. В результате этого уменьшается живое сечение труб, что приводит к снижению дебитов скважин и удорожанию внутрипромысловой перекачки нефти. Чем более шероховатую внутреннюю поверхность имеют подъемные трубы, тем при прочих равных условиях интенсивней отлагается на них парафин.

Борьба с отложениями парафина в подъемных трубах ведется механическими, тепловыми и физико-химическими способами, а также применением труб с гладкой поверхностью (в частности, остеклованных), что полностью исключает отложение парафина на их стенках.

При механическом способе применяют скребки различных конструкций, которые периодически соскребают со

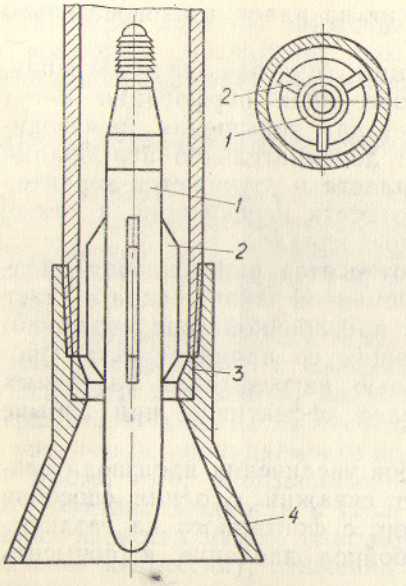


Рис. 33. Схема установки съемного ограничителя

стенок труб парафин, выносимый затем потоком жидкости на поверхность. Интервал между очистками для каждой скважины устанавливают опытным путем в зависимости от интенсивности отложения парафина. В скважинах, эксплуатирующихся штанговыми насосами, применяют непрерывную очистку труб скребками, установленными на колонне штанг. Расстояние между скребками устанавливается в пределах длины хода плунжера. Для повышения эффективности очистки штанги при каждом ходе плунжера поворачиваются на некоторый угол с помощью штанговращателя, приводимого в движение от станка-качалки.

В фонтанных скважинах скребки спускают на проволоке с помощью специальной лебедки. Для предотвращения попадания скребка в зумпф при обрыве скребковой проволоки у башмака подъемных труб устанавливают ограничители, простейшим из которых служит металлический стержень. В тех случаях, когда для исследования скважин необходим спуск приборов ниже башмака фонтанных труб, в последних устанавливают съемные ограничители (рис. 33).

Съемный ограничитель состоит из стального стержня *1*, верхняя часть которого выполнена в виде головки с насечкой, позволяющей захватывать его шлипсовым ловильным приспособлением. По образующим стержня приварены три пластины *2*. Размеры их подбираются таким образом, чтобы внешний диаметр ограничителя был на 1,5—2 мм меньше внутреннего диаметра подъемной трубы. Для установки ограничителя у нижнего обреза трубы укрепляется стальное кольцо *3* с внутренним диаметром на 1,5—2 мм меньше диаметра ограничителя. Через это кольцо, когда ограничитель снят, должны свободно проходить скважинные приборы. Для свободного ввода приборов в трубы после проведения измерений на башмаке труб устанавливают башмачную воронку *4*. Установка ограничителя может быть осуществлена путем сбрасывания его в скважину через лубрикатор или при помощи специальных устройств (автоотцепов). Перед исследованиями, предусматривающими спуск

приборов ниже башмака труб, ограничитель с помощью ловителя извлекают из скважин, а после исследований — устанавливают вновь.

При тепловых способах подъемные трубы нагревают паром или горячей нефтью. Для паротепловой очистки используют передвижную установку типа ППУ-3М, которая обеспечивает нагрев пара до 310 °С. Для очистки труб нагретой нефтью применяют агрегат 1АДП-4-150. Его также можно использовать для депарафинизации нефтепроводов, мерников и сепараторов.

При водонапорных режимах эксплуатации часто наблюдаются прорывы вод к забою скважин уже в начальные периоды разработки залежи. Обводнение скважин происходит также вследствие поднятия конусов воды и проникновения ее из верхних водоносных пластов вследствие некачественного цементажа или нарушения цементного кольца в процессе эксплуатации. В этих случаях для предотвращения заполнения водой забоя скважины применяют различные способы изоляции обводненных пластов.

В пласт вводят специальные растворы, из которых в порах выпадают парафин, воск, нафталин и другие вещества, не растворимые в воде и растворимые в нефти. Эти вещества, способствующие закупорке пор водонасыщенной части пласта, удаляются из нефтенасыщенной части. В ряде случаев в пласт нагнетают нерастворимые в воде синтетические смолы в смеси с отвердителем или несколько реагентов, способных при взаимодействии между собой образовывать осадок, не растворимый в воде и нефти.

Процесс эксплуатации скважин значительно осложняется вследствие разрушения коллектора в призабойной зоне и выноса песка, в результате чего образуются песчаные пробки, быстро изнашивается оборудование. В ряде случаев возникает опасность обвалов стенок скважины и полного выхода ее из строя. Одно из средств борьбы с пескопроявлениями — установка на забое фильтров различной конструкции. Часто для борьбы с выносом песка применяют химические способы с целью закрепления рыхлых песков. Для этого в призабойную зону вводят жидкий реагент (смола с отвердителем), который после полимеризации смолы закрепляет зерна песка, не изменяя существенно его фильтрационных свойств. В скважинах с сильно разрушенным коллектором в призабойную зону одновременно вводят смесь песка и цементирующего вещества, заполняющую образовавшиеся каверны и закрепляющую песок.

Ремонтные работы в скважинах

В зависимости от сложности различают два вида ремонтных работ: текущие и капитальные. К текущим ремонтным работам относят ликвидацию аварий со штангами; смену износившихся насосов, штанг и труб; очистку забоя скважин от песка; изменение степени погружения насоса и подъемных труб и др.

Капитальный ремонт скважин связан с выполнением более сложных работ: ремонт обсадных труб; перекрытие вод; исправление дефектов цементажа скважин, а также ловильные работы и бурение вторых стволов.

Текущие ремонты скважин выполняет специальная бригада по подземному ремонту, а более сложные — подразделения капитального ремонта с помощью специального оборудования: буровых станков, цементировочных агрегатов и т. д.

Для очистки забоя скважин от песчаных пробок применяют простые, поршневые и автоматические желонки, специальные пики для разрыхления пробок, струйные аппараты и гидробуры, спускаемые в скважину на канате с помощью подъемного оборудования: тракторных подъемников и агрегатов, несущих собственные мачты. При подземном ремонте глубоких скважин используют эксплуатационные вышки.

Простая желонка представляет собой трубу длиной 8—12 м, диаметром 75—100 мм с тарельчатым или шариковым клапаном на нижнем конце и дужкой для крепления каната на верхнем. В поршневых желонках захват порции песка происходит за счет создания вакуума в рабочей полости при движении поршня вверх. Действие автоматической желонки основано на создании резкого перепада давления на забое скважины и в рабочей полости желонки. Очистка от песчаных пробок с помощью желонок осуществляется в неглубоких скважинах (до 1000 м) при условии, что пробка высотой не более 20 м и не очень плотная. В скважинах глубиной до 2000 м для разбуривания пробок используют беструбный гидробур.

Наиболее эффективен способ ликвидации песчаных пробок путем прямой или обратной промывки скважин с помощью насосных агрегатов типа Азинмаш-32М и Азинмаш-35, смонтированных либо на тракторе, либо на шасси автомобиля. При прямой промывке в колонну насосно-компрессорных труб, спущенных до пробки, нагнетают рабочую жидкость (воду или нефть). Песок выносится потоком жидкости на поверхность через затрубное пространство. При обратной промывке жидкость нагнетается в затрубное пространство, а песок выносится через подъемные трубы.

Для ликвидации очень плотных пробок используют комбинированную промывку, когда для повышения эффективности

действия потока жидкость попеременно нагнетают то через подъемные трубы, то через затрубное пространство.

Во время капитального ремонта скважин приток воды в скважину обычно ликвидируется путем цементирования ствола в заданном интервале. Смятия и сломы в обсадных колоннах исправляют с помощью оправочных долот или специальных оправок, спускаемых в скважину на бурильных трубах. Если оправить трубы долотами не удается, поврежденный участок трубы офрезеровывают с помощью специальных фрезеров, а затем укрепляют цементным кольцом. В особо сложных случаях производят зарезку и бурение новых стволов с ликвидацией низа старых и т. д.

Значительную долю работ по капитальному ремонту составляет очистка скважин от засоряющих их предметов, а также от плотных песчаных и глинистых пробок. Последние часто приходится разбуривать с помощью малогабаритных турбобуров и передвижных буровых установок. Наиболее сложны работы по извлечению оборвавшихся насосно-компрессорных труб и упавшего инструмента (желонок, перфораторов, канатов, проволоки и др.). Эти работы производят с помощью специального инструмента: турбоголовок с правой и левой резьбой, овершотов, метчиков и т. д. Перед ловильными работами в скважину спускают печати для определения местоположения находящихся в ней предметов. При таких работах в большинстве случаев используют бурильные трубы, спускаемые на стационарных буровых лебедках или передвижных подъемниках.

После прекращения эксплуатации скважины ликвидируют. В них, как правило, вырезают и извлекают обсадные трубы, а ствол цементируют или заливают глинистым раствором.

5. ПРОМЫСЛОВЫЙ СБОР И ПОДГОТОВКА НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ

Система сбора и подготовки нефти

Продукция нефтяных скважин представляет собой смесь, содержащую кроме нефти, нефтяной газ, воду, парафин, серу и другие примеси. Для получения конечного продукта (товарной нефти) эта смесь от скважины транспортируется к пунктам сбора, обработки (подготовки) и далее — в товарные парки промыслов для учета и распределения потребителям.

Система сбора и подготовки нефти включает комплекс промысловых технических средств и установок, соединенных трубопроводами.

По характеру движения продукции скважин по трубопроводам системы сбора подразделяют на самотечные, обеспечивающие транспортировку нефти за счет силы тяжести, и напорные,

в которых для транспортировки нефти создается избыточное давление на устье скважин и с помощью насосов, устанавливаемых в дожимных насосных станциях (ДНС).

В настоящее время проекты обустройства нефтяных промыслов разрабатывают на основе однотрубных напорных автоматизированных систем сбора, почти полностью исключающих потери нефти. Двух- и многотрубные системы используют лишь при раздельной транспортировке обводненной и необводненной нефти и газа от скважины.

По характеру связи добывающих скважин с технологическими объектами различают индивидуальные схемы сбора, когда продукция каждой скважины направляется непосредственно в пункты подготовки или бригадного учета, и групповые, когда продукция нескольких скважин поступает сначала на автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ), предназначенные для контроля дебита каждой скважины. Иногда применяют смешанные схемы сбора.

Отделение газа от жидкости (сепарация) осуществляется в трапах (сепараторах) — вертикальных емкостях, к средней части которых подводится газожидкостная смесь. Вследствие резкого уменьшения скорости движения смеси в трапе содержащийся в нем газ отделяется и по трубам, установленным в верхней части емкости, отводится в газовую линию, а жидкость скапливается в нижней части емкости и поступает в нефтяную линию (коллектор).

Для более глубокой сепарации нефти нередко применяют многоступенчатую сепарацию, когда смесь проходит через два или три сепаратора. Отделение газа от жидкости позволяет осуществить их раздельную транспортировку, что обеспечивает как снижение потерь легких фракций, так и уменьшение энергии, расходуемой на перекачку газожидкостной смеси по трубопроводам.

Операции по очистке нефти, газа и воды от различных примесей осуществляются на специальных установках по подготовке соответственно нефти (УПН), воды (УПВ) и газа (УПГ). Как правило, эти установки расположены в сборных пунктах, где находятся также установки учета товарной нефти и другие устройства.

На рис. 34 показан один из вариантов технологической схемы сбора и подготовки нефти и газа, используемый на залежах с большими площадными размерами, например, на промыслах Западной Сибири. Продукция нескольких скважин по выкидным линиям *1* направляются в АГЗУ *2*, где поочередно измеряется дебит каждой подключенной скважины. Рабочий коллектор *5* соединен со сборным коллектором *6*. Далее продукция по коллектору *3* длиной 10—15 км подается на дожимную насосную станцию (ДНС) *4*. Здесь происходит первичная

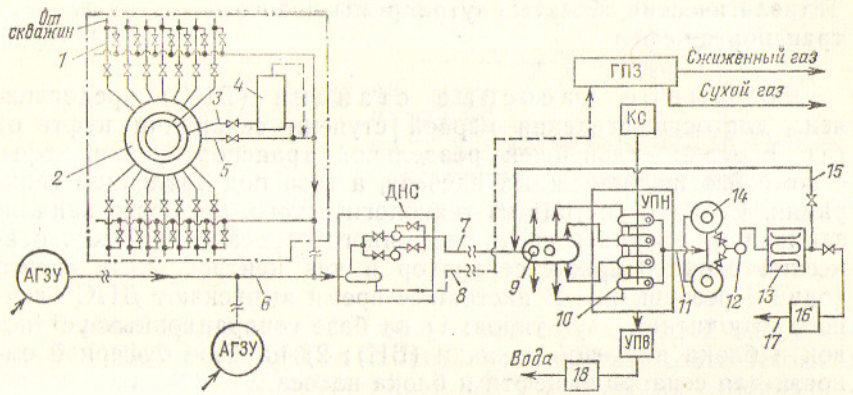


Рис. 34. Технологическая схема сбора и подготовки нефти и газа

сепарация газа от жидкости, после чего газ по трубопроводу *8* поступает на газоперерабатывающий завод (ГПЗ), а жидкость по трубопроводу *7* в так называемый сепаратор-делитель *9*. Основное назначение этой установки — регулирование подачи жидкости (смеси нефти с водой) в сепараторы-подогреватели *10*, входящие в состав установки по подготовке нефти (УПН). Кроме того в делителе *9* осуществляется вторичная (более глубокая сепарация газа от жидкости). На УПН происходит подогрев жидкости, отделение нефти от воды и обессоливание нефти, после чего нефть по коллектору товарной нефти *11* поступает в попеременно работающие герметизированные резервуары *14* и далее, минуя подпорный насос *12*, на автоматизированную установку сдачи товарной нефти *13*. Пластовая вода с УПН по коллектору сточной воды попадает в установку по подготовке воды (УПВ) и далее с помощью насоса *18* к насосным станциям для закачки в продуктивные пласты.

Получаемый после вторичной сепарации на УПН газ поступает на компрессорную станцию КС, откуда подается на ГПЗ. Если нефть, поступающая с УПН, окажется некондиционной по содержанию воды и солей, то она автоматически направляется по трубопроводу *15* в сепаратор-делитель *9*, из которого снова подается на УПН. Затем через насосную станцию товарной нефти *16* подается в магистральный нефтепровод *17*. При сильно обводненной продукции скважин предварительный сброс пластовой воды осуществляется на ДНС, от которых вода специальными насосами подается в нагнетательные скважины.

Технологические объекты внутрипромыслового транспорта нефти

Дожимные насосные станции (ДНС) предназначены для осуществления первой ступени сепарации нефти от газа в целях дальнейшей раздельной транспортировки нефти с помощью центробежных насосов, а газа под давлением сепарации. Станция состоит из технологического, щитового канализационного блоков и свечи аварийного сброса газа. Технологический блок содержит сепаратор и два центробежных насоса (один — резервный). В настоящее время выпускают ДНС блочного исполнения двух типов: 1) на базе сепарационных установок и блока насосной откачки (БН); 2) на базе буферной емкости для сепарации нефти и блока насоса.

Разработано 12 типоразмеров БН, отличающихся подачей насоса по жидкости в м³/сут и давлением нагнетания (напором) в м: от 500 до 2000 м³/сут при напорах от 9 до 26 м. ДНС второго типа обеспечивают подачу насосов от 7000 до 20 000 м³/сут.

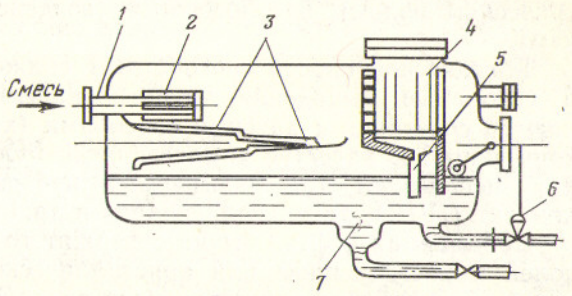
Трапы — аппараты для отделения газа от нефти. По принципу действия бывают центробежные, гравитационные и комбинированные, по форме — сферические и цилиндрические (вертикальные), наклонные и горизонтальные.

В вертикальном сепараторе (трапе) для более глубокой сепарации выкидную линию подводят по касательной к поверхности трапа, а в его верхней части устанавливают специальные отбойники в виде тарелок. Возникающие при закручивании струи жидкости центробежные силы, а также отбойники способствуют лучшему выделению газа из нефти. С помощью поплавкового регулятора уровня предотвращается попадание нефти в газовую, а газа в нефтяную линии.

Промышленностью выпускаются горизонтальные сепараторы, имеющие бóльшую пропускную способность, чем вертикальные того же объема (рис. 35). В этом сепараторе осаждение частиц жидкости происходит под действием гравитационных и инерционных сил. Смесь, подаваемая в патрубок *1*, вначале попадает в отбойник газа *2*, где происходит ее дробление (диспергирование), в результате чего поверхность контакта нефть — газ существенно увеличивается. Затем значительная часть нефти оседает на наклонные плоскости *3*. Основной поток газа с частицами нефти, не успевшими выпасть под действием силы тяжести, поступает на насадку *4*, в которой происходит осаждение капель жидкости. По трубке *12* эти капли попадают под уровень жидкости в сепараторе.

Изготавливают два типа горизонтальных сепараторов: двухфазные НГС и УБС и трехфазные сепарационные установки типа УПС, отделяющие и сбрасывающие также свободную воду.

Рис. 35. Схема горизонтального сепаратора



Сепараторы типа НГС выпускают с пропускной способностью по нефти от 2000 до 30 000 т/сут и по газу соответственно от 150 до 4400 тыс. м³/сут, типа УБС (установки с предварительным отбором газа) — с пропускной способностью по жидкости от 1500 до 16 000 м³/сут при газовом факторе до 120 м³/м³ и давлении до 1,6 МПа.

Подготовка нефти на промыслах

Кроме сепарации, процесс подготовки нефти включает операции по водоотделению, осушке, обессериванию, стабилизации и др. Грубая очистка нефти от свободной воды, механических примесей и солей осуществляется в водоотделителях. В этих устройствах разделение компонентов происходит при действии сил тяжести (вода и примеси осаждаются при малых скоростях движения смеси).

Для уменьшения вязкости жидкости с целью ускорения осаждения капель воды и механических примесей, а также вымывания солей из нефти к ней добавляют пресную или соленую воду. Однако грубая очистка нефти от воды недостаточна. При интенсивном перемешивании водонефтяной смеси, когда она движется по насосно-компрессорным трубам и промысловым трубопроводам, составляющие ее компоненты (нефть и вода) дробятся на мельчайшие капельки, скорость оседания или всплывания которых очень мала (0,1 м/с и менее); поэтому достаточно полного разделения жидкостей не происходит даже при длительном отстаивании. Такое состояние смеси называют эмульсией. В зависимости от физико-химических свойств жидкостей, образующих смесь, эмульсии могут быть двух видов: нефть в воде (мельчайшие капельки нефти взвешены в воде) и вода в нефти (капельки воды взвешены в нефти).

Для разрушения эмульсий применяют следующие способы: 1) термический (нагревание смеси до 40—85 °С), 2) механический (фильтрование или центрифугирование), 3) химический (обработка эмульсии специальными химреагентами, называемыми деэмульгаторами); 4) электрический (воздействие элек-

трическим полем), 5) магнитный (воздействие магнитным полем).

Термический способ способствует снижению вязкости смеси и ускорению выпадения крупных капель воды; его применяют в сочетании с другими способами (химическим или электрическим). В качестве химических деэмульгаторов на промыслах используют так называемый нейтрализованный черный контакт (НЧК), дисольван, сепарол и др.

Добываемая нефть обычно содержит то или иное количество солей в растворенном или кристаллическом состоянии; много солей содержится в сопутствующей воде. Это способствует коррозии трубопроводов и оборудования на нефтеперерабатывающих заводах.

Избыток солей удаляется при обезвоживании нефти. С этой целью нефть промывается теплой водой, быстро растворяющей соли. Остаточное содержание воды в товарной нефти не должно превышать 0,5—2 %, а солей — 1800 мг/л.

Если при транспортировке нефти на перерабатывающие заводы не обеспечивается герметичность транспортной системы, что ведет к испарению и потере легких компонентов, то прибегают к стабилизации нефти на промыслах — нагреванию ее до 80—120 °С. При этом отделяются легкие компоненты. После конденсации эти компоненты транспортируются отдельно.

Запасы нефти на промыслах хранятся в резервуарах, объем которых может составлять от 100 до 5000 м³.

Нефтяной газ, получаемый после сепарации в первичных сепарационно-замерных установках и после других ступеней сепарации (если таковые имеются), утилизируется различными способами. В некоторых случаях его частично используют для газлифтного цикла, а в основном направляют на местный газобензиновый завод для отбензинивания. Сухой газ направляют для местного потребления или в магистральные газопроводы через компрессорные станции, сточные воды — на водоочистные сооружения, после чего сбрасываются в подземные хранилища (непромышленные пласты-коллекторы) или после соответствующей очистки и подготовки используются для закачки в продуктивные пласты для поддержания пластового давления.

Подготовка воды для заводнения

Для заводнения нефтяных пластов используют воды рек, озер или моря, воды водоносных пластов, а также сточные, состоящие в основном из пластовых вод, извлекаемых вместе с добываемой нефтью.

Перед закачкой в нагнетательные скважины вода должна быть очищена от механических и органических примесей и соединений железа. В ней не должны содержаться сероводород и углекислота, вызывающие коррозию оборудования, а также соединения, вступающие в химическое взаимодействие с пластовой водой, приводящие к выпадению осадков и закупорке пор пород-коллекторов.

Во многих случаях подрусловые воды рек, артезианских скважин и водоносных пластов удовлетворяют предъявляемым требованиям, их можно закачивать в пласт без специальной обработки. Однако в условиях существенного дефицита в водных ресурсах, целесообразней использовать воду, извлекаемую из добывающих скважин, что позволяет сократить расход пресной воды, предотвратить загрязнение водоемов и территории промыслов, сохранить проницаемость продуктивных пластов и повысить коэффициент нефтеотдачи за счет лучшей отмывающей способности сточных вод, содержащих поверхностно-активные вещества.

Для закачки сточных вод необходимы специальные очистные сооружения и установки подготовки воды. Такие же сооружения применяют и для очистки загрязненных вод от частиц глины, ила или песка, для удаления из них солей железа сероводорода и углекислоты.

Для очистки воды от взвешенных частиц необходимо их укрупнить с тем, чтобы они быстрее осаждались на дне емкости. Укрупнение взвешенных в воде частиц называется коагуляцией. В качестве реагентов, используемых для коагуляции взвеси, применяют сернокислый алюминий (глинозем), добавляемый в воду в количествах, зависящих от мутности воды и качества взвеси.

Коагуляция частиц и последующее осветление воды осуществляются в отстойниках и осветлителях. Окончательная очистка воды производится с помощью гравийных фильтров — резервуаров, заполненных песком (гравием), через которые с определенной скоростью профильтровывают воду.

Для удаления солей железа путем аэрации или известкования естественных вод используют градирни. Схема подготовки воды зависит от ее конкретных свойств. Иногда достаточно пропустить воду через гравийный фильтр.

В общем же случае технологическая схема подготовки воды предусматривает умягчение пластовой воды известью, коагуляцию, обезжелезивание, отстаивание и фильтрацию.

Технологические схемы подготовки сточных вод могут быть выполнены либо открытыми, либо закрытыми (герметизированными). Для открытой схемы сооружают нефтеловушки, пруды-отстойники и фильтры. Процесс очистки воды происходит при контакте с воздухом. При герметизированной схеме на установках подготовки нефти (УПН) чаще всего применяют вертикальные резервуары отстойники и горизонтальные напорные отстой-

ники, в которых контакт воды с воздухом не происходит. В этих резервуарах, соединенных последовательно, вода очищается от механических примесей и эмульгированной нефти.

Водозаборные сооружения

Схема водоснабжения для заводнения пластов с использованием вод рек и поверхностных водоемов включает:

1) водозаборные сооружения, предназначенные для подачи воды в водопроводную сеть или на водоочистную установку; 2) очистную установку; 3) кустовые насосные станции для закачки воды в нагнетательные скважины.

При использовании открытых водоемов (рис. 36) вода центробежными насосами *1*, установленными в насосной станции первого подъема, подается в смеситель *3* водоочистной станции. Одновременно в трубопровод поступает из дозатора *2* коагулянт. Далее вода с коагулянтом самотеком направляется в центральную трубу осветлителя *4*, в котором оседает основная часть взвешенных частиц, и выходит в фильтр *5*. Очищенная вода скапливается в резервуарах *6*, из которых откачивается насосами *7*, установленными в насосной станции второго подъема и далее направляется в кустовые насосные станции для закачки в нагнетательные скважины.

В большинстве случаев для закачки используют воду не из открытых водоемов, а из подрусловых скважин глубиной 10—30 м, бурящихся в пойме реки. Эта вода почти не содержит механических примесей. В зависимости от местности подрусловые водозаборы могут быть:

сифонными, когда вода из скважин с помощью вакуум-насосов подается в общий коллектор, а затем в вакуум-котлы, расположенные в шахте ниже уровня земли;

индивидуальными, когда в каждую скважину спущен центробежный насос, подающий воду в резервуары станции второго подъема.

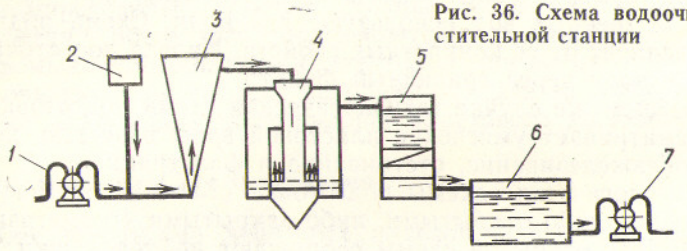


Рис. 36. Схема водоочистительной станции

При благоприятном рельефе местности, когда напор насосов станций первого подъема (из водозаборных сооружений) достаточен для подачи воды по всем кустовым насосным станциям, станции второго подъема не сооружают.

ЧАСТЬ II

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

1. ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА КОЛЛЕКТОРОВ, ПЛАСТОВЫХ ЖИДКОСТЕЙ И ГАЗОВ

Состав и физические свойства нефти

Нефть — это сложная смесь углеводородов (соединений углерода с водородом). В ней обычно преобладают углеводороды метанового ряда, химическая формула которых C_nH_{2n+2}. Метан (CH_4), молекула которого состоит из одного атома углерода и четырех атомов водорода,— один из самых легких углеводородных газов. В нормальных условиях углеводороды с числом атомов углерода в молекуле до четырех (C_4H_{10}) представляют собой газы, от пяти до шестнадцати ($C_{16}H_{34}$) — жидкости, а выше — твердые вещества. В молекулах углеводородных соединений, из которых состоит нефть, может быть до 80 и более атомов углерода. В среднем в нефти содержится около 84—85 % углерода и 12—14 % водорода.

В пластовых условиях все углеводороды находятся обычно в жидком состоянии. Со снижением давления и температуры из нефти выделяются газы и тяжелые углеводородные соединения, в частности парафин, который в нормальных условиях представляет собой твердое кристаллическое вещество. В большинстве случаев парафинистые нефти содержат от 2 до 30 % парафина, а также значительное количество асфальтово-смолистых веществ. По мере подъема нефти на поверхность парафин и асфальтово-смолистые вещества начинают выделяться, отлагаясь на стенках подъемных труб и арматуры. В качестве примесей в нефти находятся соединения, содержащие кислород, серу и азот и в ничтожных количествах другие элементы (хлор, иод, фосфор, калий и т. д.).

Во многих нефтях, в частности, нефтегазовых месторождений Прикаспийской низменности присутствует сероводород (H_2S) и углекислый газ (CO_2). По содержанию серы нефти подразделяются на малосернистые, содержащие не более 0,5 % серы, сернистые (0,5—2 %) и высокосернистые (более 2 %).

Плотность нефти. В зависимости от состава нефти плотность ее изменяется от 760 до 960 кг/м³ при температуре 20 °С. На этот параметр существенное влияние оказывают давление и температура в пластовых условиях. В связи с изменением объема нефти под действием растворенного газа и температуры плотность ее в пласте обычно ниже плотности сепарированной нефти. Известны нефти, плотность которых в пластовых условиях меньше 500 кг/м³ при плотности сепарированной нефти 800 кг/м³.

В соответствии с существующими стандартами плотность нефти и нефтепродуктов принято определять при температуре 20 °С, пользуясь понятием относительной плотности, т. е. безразмерной величиной, равной отношению плотности нефти (нефтепродукта) к плотности дистиллированной воды при температуре 4 °С. Эту плотность обозначают значком d_4^{20}. Так как плотность дистиллированной воды при +4 °С равна 1 г/см³, то относительная плотность какого-либо вещества и плотность, выраженная в г/см³, численно равны. Относительная плотность нефтей, добываемых в СССР, лежит в пределах 0,76—0,96.

Вязкость — свойство жидкости или газа оказывать сопротивление перемещению одних ее частиц относительно других. Зависит она от силы взаимодействия между молекулами жидкости (газа). Для характеристики этих сил используется коэффициент внутреннего трения, который называют коэффициентом динамической вязкости μ. За единицу динамической вязкости принят паскаль-секунда (Па·с), т. е. вязкость такой жидкости, в которой на 1 м² поверхности слоя действует сила, равная одному ньютому, если скорость между слоями на расстоянии 1 см изменяется на 1 см/с. Жидкость с вязкостью 1 Па·с относится к числу высоковязких.

В нефтяном деле, так же как и в гидрогеологии и ряде других областей науки и техники, для удобства принято пользоваться единицей вязкости, в 1000 раз меньшей — мПа·с (миллипаскаль-секунда). Так, пресная вода при температуре 20 °С имеет вязкость 1 мПа·с, а большинство нефтей, добываемых в СССР,— от 1 до 10 мПа·с, но встречаются нефти и с вязкостью менее 1 мПа·с и в несколько тысяч мПа·с. С увеличением содержания в нефти растворенного газа ее вязкость заметно уменьшается. Для большинства нефтей, добываемых в СССР, вязкость при полном выделении из них газа (при постоянной температуре) увеличивается в 2—4 раза, а с повышением температуры резко уменьшается. Например, для некоторых нефтей Азербайджана при изменении температуры от 10 до 50 °С вязкость снижается в 3—6 раз.

Вязкость жидкости характеризуется также коэффициентом кинематической вязкости, т. е. отношением динамической вязкости к плотности жидкости. За единицу в этом случае принят м²/с. На практике иногда пользуются понятием условной вязкости, представляющей собой отношение времени истечения из вискозиметра определенного объема жидкости ко времени истечения такого же объема дистиллированной воды при температуре 20 °С.

Способность нефти изменять свой объем при изменении внешнего давления количественно характеризуется коэффициентом сжимаемости или что то же коэффициентом объемного упругого расширения $\beta_н$, равного отношению изменения объема нефти ΔV к ее первоначальному объему V при изменении давления на 1 Па или 1 МПа

$$\beta_н = \frac{1}{\Delta p}\frac{\Delta V}{V},$$

где Δp — изменение внешнего давления.

Для нефтей, добываемых в СССР, коэффициент сжимаемости изменяется от $7 \cdot 10^{-4}$ до $14 \cdot 10^{-3}$ МПа$^{-1}$.

Коэффициент сжимаемости нефти увеличивается с увеличением в ней содержания растворенного газа, так что пластовая нефть имеет обычно больший коэффициент сжимаемости, чем та же нефть, сепарированная на поверхности. Для легких нефтей, содержащих растворенный газ, $\beta_н$ иногда превышает $5 \cdot 10^{-10}$ 1/Па.

Объемные характеристики нефти

При обработке данных исследования скважин, а также подсчетах запасов нефти и в других случаях бывает необходимо знать во сколько раз изменяется объем нефти при извлечении ее на поверхность. Для этого обычно пользуются объемным коэффициентом нефти, характеризующим отношение объема нефти в пластовых условиях $V_{пл}$ к объему, который она занимает на поверхности $V_{пов}$ после дегазации (сепарации):

$$b = V_{пл}/V_{пов}.$$

На изменение объема нефти при извлечении ее на поверхность влияют следующие факторы: изменение давления, температуры и выделение из нефти газа, который в пластовых условиях был в ней растворен. Давление в недрах обычно значительно выше атмосферного. Под его действием нефть в пласте сжата и при поступлении на поверхность она должна расширяться. Но это расширение весьма незначительно. Более существенно на изменение объема нефти влияют изменение температуры и выделение из нее растворенного газа. Для нефтей, добываемых в СССР, объемный коэффициент изменяется в пределах от 1,0 до 2,0. На практике часто пользуются понятием

усадки нефти, т. е. уменьшением объема пластовой нефти при подъеме ее на поверхность:

$$\Delta V = V_{пл} - V_{пов}.$$

Усадку нефти, отнесенную к ее объему в пластовых условиях, можно определить по известному объемному коэффициенту по формуле

$$\Delta V/V_{пл} = \frac{b-1}{b} 100\ \%.$$

Иногда усадку относят к объему нефти на поверхности. Тогда

$$\Delta V/V_{пов} = (b-1)\,100\ \%.$$

Важной характеристикой нефти в пластовых условиях является газовый фактор — количество газа, приведенное к атмосферному давлению, содержащееся в одном кубическом метре или тонне нефти. Для нефтяных месторождений СССР газовый фактор изменяется от 20 до 1000 м³/т (в среднем он составляет 100 м³/т). Этот параметр обычно определяется по пробам пластовой нефти путем ее дегазации при нормальной температуре. С повышением давления газ растворяется в нефти. Согласно закону Генри растворимость газа в жидкости при данной температуре прямо пропорциональна давлению. Давление, при котором газ находится в термодинамическом равновесии с нефтью, называется давлением насыщения. Если давление ниже давления насыщения, из нефти начинает выделяться растворенный в ней газ.

Изменение температуры приводит к незначительному изменению объема нефти. Способность нефти к температурному расширению характеризуется отношением приращения объема ΔV при изменении температуры на Δt к первоначальному ее объему V.

Коэффициент термического расширения нефти определяют по формуле

$$\alpha = \frac{1}{\Delta t}\frac{\Delta V}{V}.$$

Этот коэффициент характеризует температурное расширение при повышении температуры на 1 °С.

Свойства пластовой воды

В пластовых водах, как правило, растворено значительное количество различных веществ. Среди них чаще всего встречаются растворимые соли соляной, серной, угольной, сероводородной, азотной и борной кислот. Некоторые воды содержат значительное количество иода и брома и используются как сырье для получения этих ценных элементов.

Плотность пластовых вод всегда больше единицы и в ряде случаев достигает 1,3 г/см³ и более и прямо связана с их минерализацией. Чем больше минерализованная вода, тем выше ее плотность. Термический коэффициент расширения пластовых вод в интервале температуры 20—70 °С изменяется в пределах от $2 \cdot 10^{-4}$ 1/°С до $8 \cdot 10^{-4}$ 1/°С. Коэффициент сжимаемости пластовых вод изменяется в зависимости от температуры, давления и содержания в них растворенного газа. Для дегазированных пластовых вод на основных нефтяных месторождениях СССР коэффициент сжимаемости изменяется от $3 \cdot 10^{-4}$ до $5 \cdot 10^{-4}$ МПа$^{-1}$. Сжимаемость пластовой воды увеличивается с увеличением в ней содержания растворенного газа.

Содержание растворенного в пластовой воде газа зависит главным образом от давления, в меньшей степени от температуры и от минерализации воды. С увеличением минерализации растворимость газа в воде снижается. В водах нефтяных месторождений СССР обычно содержится 1—5 м³/м³ растворенного газа.

Пластовая вода, как и нефть, при извлечении на поверхность изменяет свой объем.

Объемный коэффициент пластовой воды колеблется в пределах от 1 до 1,05.

Вязкость пластовой воды существенно зависит от температуры (с повышением температуры она уменьшается) и ее минерализации. Чем выше минерализация, тем больше вязкость.

Свойства углеводородных газов

Газ, добываемый из газовых месторождений или попутно с нефтью, состоит из смеси легких углеводородов (главным образом метана), паров бензина и примесей азота, углекислоты, окиси углерода и сероводорода.

Плотность газов существенно зависит от давления и температуры. Она может измеряться в абсолютных единицах (например в г/с³, кг/м³) и в относительных. При давлении около 0,1 МПа и температуре 0 °С плотность газов примерно в 1000 раз меньше плотности жидкостей и изменяется для углеводородных газов от 0,0007 до 0,0015 г/см³ (в зависимости от содержания в газе легких и тяжелых углеводородов).

Относительной плотностью газа называют отношение плотности газа при атмосферном давлении (0,1 МПа) и стандартной температуре (обычно 0 °С) к плотности воздуха при тех же значениях давления и температуры. Для углеводородных газов относительная плотность по воздуху изменяется в пределах 0,6—1,1.

Растворимость реальных газов (в том числе и нефтяных) в жидкости при неизменной температуре определяют по формуле:

$$s = \alpha p^b,$$

где s — объем газа, растворенного в единице объема жидкости, приведенный к стандартным условиям; p — давление газа над жидкостью; α — коэффициент растворимости газа в жидкости, характеризующий объем газа (приведенный к стандартным условиям) растворяемый в единице объема жидкости при увеличении давления на 1 МПа; b — показатель, характеризующий степень отклонения растворимости реального газа от идеального. Значения α и b зависят от состава газа и жидкости. Например, для условий Баку показатель b изменяется в пределах 0,8—0,95. Коэффициент растворимости α для нефтей и газов основных месторождений СССР изменяется в пределах 5—11 м³/м³ на 1 МПа.

На многих месторождениях природный газ первоначально существует в растворенном состоянии (в нефти) и выделяется из раствора только при снижении давления. Чем больше снижается давление, тем больше выделяется газа из раствора. То давление, при котором газ начинает выделяться из нефти, называется давлением насыщения нефти газом.

Вязкость нефтяного газа при давлении 0,1 МПа и температуре 0 °С обычно не превышает 0,01 МПа·с. С повышением давления и температуры она незначительно увеличивается. Однако при давлениях выше 3 МПа увеличение температуры вызывает понижение вязкости газа, причем газы, содержащие более тяжелые углеводороды, как правило, имеют большую вязкость.

Уравнение состояния газов

Состояние газа характеризуется давлением, температурой и объемом. Для идеальных газов соотношение между этими параметрами определяется основными законами газового состояния. По закону Бойля—Мариотта для данной массы газа при изотермическом сжатии (постоянной температуре) произведение объема на давление остается неизменным.

$$pV = p_0 V_0.$$

Здесь p и V — соответственно давление и объем газа при данном состоянии; p_0 и V_0 — соответственно давление и объем газа при начальном состоянии (до сжатия).

При постоянном давлении изменение объема данной массы газа по закону Гей-Люссака прямо пропорционально изменению его температуры:

$$\Delta V = \alpha_V V_0 (t - t_0).$$

Здесь V_0 и t_0 — соответственно объем и температура газа при начальном состоянии (до нагрева); α_V — температурный коэффициент расширения газа. Объем газа при изменении температуры от t_0 до t можно определить по формуле

$$V_t = [1 + \alpha_V (t - t_0)] V_0.$$

Закон Шарля отражает зависимость давления данной массы газа от температуры:

$$\Delta p = \alpha_p p_0 (t - t_0),$$

где Δp — изменение давления газа в замкнутом объеме (V = const), вызванное изменением температуры на $t - t_0$; α_p — термический коэффициент давления.

Давление газа при изменении его температуры можно определить по формуле

$$p_t = p_0 [1 + \alpha_p (t - t_0)].$$

Для всех газов приближенно выполняется равенство

$$\alpha_V = \alpha_p = 1/273.$$

Состояние идеальных газов описывается законом Клайперона, обобщающим законы Бойля—Мариотта, Гей-Люссака и Шарля:

$$pV/T = p_0 V_0 / T_0 = R'.$$

Здесь T и T_0 — соответственно текущая и начальная абсолютная температуры газа; R' — газовая постоянная для данной массы газа.

При сравнительно невысоких давлениях реальные природные газы подчиняются основным законам. Однако при высоких давлениях происходят заметные отклонения от этих законов, которые в практических расчетах следует учитывать. Поэтому для реальных газов в формулу Клайперона вводится поправочный коэффициент z, называемый коэффициентом сверхсжимаемости газа. Тогда формула имеет вид

$$pV = zRT.$$

Коэффициент сверхсжимаемости зависит от состава газа, температуры и давления. Зависимость его от указанных факторов находят экспериментально. Уравнение Клайперона используют во многих задачах исследования скважин и, в частности, для приведения объема газа к стандартным условиям.

Пример. Определить объем, занимаемый газом в стандартных условиях, если при p=25 МПа и T=313 К (40 °С) V_0=0,00404 м³. Для данного газа при стандартных условиях ($T_{ст}$=293 К; $p_{ст}$=0,1 МПа) $z_{ст}$=1 и в условиях измерения z=1,1.

Решение.

1. По формуле Клайперона определим газовую постоянную

$$R = \frac{25 \cdot 0{,}00404}{1{,}1 \cdot 313} = 0{,}0002933.$$

2. Для стандартных условий объем газа

$$V_{ст} = \frac{z_{ст} R T_{ст}}{p_{ст}} = \frac{1 \cdot 0{,}0002933 \cdot 293}{0{,}1} = 0{,}86 \text{ м}^3.$$

Пористость и проницаемость горных пород

Нефть и газ насыщают пустоты между зернами горных пород, трещины и каверны — пустоты в породах, образованные в результате растворения солей пластовыми водами, распада органических веществ, содержащихся в породе и т. п. Емкостные свойства коллекторов нефти (газа) характеризуются коэффициентами, определяемыми, как отношение объема пустот в породе к объему породы. В коллекторах нормального типа, состоящих из зернистых материалов (пески, песчаники, разнозернистые доломиты и др.), емкостные свойства характеризуются коэффициентами абсолютной и эффективной (открытой) пористости.

Абсолютная пористость m — отношение суммарного объема всех пор $V_п$ данного образца породы к полному объему образца V:

$$m = V_п / V.$$

Обычно пористость породы выражают в процентах. Коэффициент абсолютной пористости пород используют при оценке геологических запасов нефти и газа, а также для сравнения строения пластов или отдельных их участков. Пористость некоторых горных пород (в %):

Изверженные породы	0,05—1,25
Глинистые сланцы	0,54—1,4
Глины	6—50,0
Пески	6—52,0
Песчаники	3,5—29,0
Известняки и доломиты	0,65—33,0

Промышленные запасы нефти и газа оценивают по данным определений коэффициента эффективной (открытой) пористости, характеризующим отношение объема открытых пор к объему породы. К эффективным (открытым) относят связанные между собой поры. Очевидно, что эффективная пористость меньше или равна абсолютной ($m_{эф} \leqslant m$).

По порам очень мелких размеров, даже если они и связаны с другими порами, в обычных условиях нефть и газ практически не двигаются. Поэтому при решении многих задач разработки нефтяных и газовых месторождений и в частности во

время обработки результатов исследований пластов и скважин используется характеристика, называемая динамической пористостью коллектора $m_{дин}$ — отношение объема тех пор породы, по которым жидкость или газ способны двигаться, к объему всей породы. Эффективная пористость большинства промышленно разрабатываемых в СССР поровых коллекторов изменяется в сравнительно узких пределах (от 0,15 до 0,3). Динамическая пористость, как правило, очень незначительно отличается от эффективной (в меньшую сторону).

Пористость горных пород определяется путем лабораторных исследований образцов коллекторов, специально отбираемых при бурении скважин. Емкостные свойства коллекторов кавернозного типа обычно характеризуются теми же коэффициентами абсолютной эффективной и динамической пористости. В качестве емкостной характеристики чисто трещинных коллекторов используется коэффициент трещиноватости,— отношение суммарного объема трещин в породе к объему всей породы. Для полной характеристики емкостных свойств трещинно-порового коллектора нужно знать и коэффициент пористости, и коэффициент трещиноватости. Обычно коэффициент трещиноватости пород изменяется от 0 до 5 %.

Фильтрационные свойства горных пород оценивают проницаемостью — способностью пропускать через себя жидкость или газ под действием перепада давления. При сравнительно небольших перепадах давления многие породы оказываются практически мало или совсем непроницаемыми (глины, сланцы и др.).

Для количественной оценки проницаемости разных пород используется единица проницаемости 1 м², которую имеет образец пористой среды площадью в 1 м², длиной 1 м, пропускающий в одну секунду 1 м³ жидкости с вязкостью 1 Па·с при перепаде давления 1 Па. На практике за единицу проницаемости принят 1 мкм² (квадратный микрометр), который в 10^2 раз меньше 1 м² и равен приблизительно прежней единице — дарси.

Различают абсолютную, фазовую и относительную проницаемости горных пород.

Абсолютная (физическая) проницаемость — проницаемость пористой среды, которая определена при фильтрации через нее однородной жидкости, или газа, химически инертных по отношению к породе.

Фазовая (эффективная) проницаемость — проницаемость горных пород для данного газа или жидкости (фазы) при наличии в пористой среде других жидкостей или газов.

При фильтрации газоводонефтяных смесей фазовые проницаемости для нефти $k_н$, воды $k_в$ и газа $k_г$ всегда меньше значения абсолютной проницаемости горной породы. Отношение фазовой проницаемости для данной фазы к абсолютной назы-

вается относительной проницаемостью k'. Эти коэффициенты всегда меньше единицы:

$$k'_н = k_н/k < 1;$$

$$k'_в = k_в/k < 1;$$

$$k'_г = k_г/k < 1.$$

Фазовая проницаемость пористой среды для данной жидкости или газа зависит не только от физических свойств горных пород, но и от степени насыщенности их порового пространства жидкостями или газом.

Коэффициент проницаемости по месторождениям СССР изменяется в довольно широких пределах (от тысячных долей до 4—5 мкм²). Зависит он от многих факторов: размеров и формы, зерен породы, степени их уплотнения и цементации и др. Обычно, чем выше пористость породы, тем больше ее проницаемость, но эти характеристики не связаны каким-либо точным количественным соотношением.

Зависимость фазовой проницаемости от насыщенности горных пород жидкостью и газом

В природных коллекторах нефть, газ и пластовая вода, как правило, располагаются в одних и тех же пустотах или попарно (нефть — вода, вода — газ) или все одновременно. Для количественной оценки объема пор, занятого той или иной фазой, используется понятие насыщенности. Коэффициентом насыщенности называется отношение объема пор горной породы, занятого одной фазой, к объему всего порового пространства, заполненного жидкостью и газом. Нефтенасыщенность, водонасыщенность и газонасыщенность горной породы обозначается соответственно через $s_н$; $s_в$ и $s_г$. Так как сумма объема пор, заполненных каждой фазой, равна общему объему порового пространства горной породы, то сумма насыщенностей коллектора, содержащимися в нем фазами, равна единице, т. е.

$$s_н + s_в + s_г = 1,$$

или если содержится только нефть и вода

$$s_н + s_в = 1,$$

или если содержится только нефть и газ

$$s_н + s_г = 1.$$

Та или иная фаза может двигаться по поровым каналам только в том случае, если насыщенность этой фазой превышает некоторое критическое значение, называемое также равновесным. Если же насыщенность данной фазой меньше критической, то она не движется и остается как бы в связанном с породой состоянии. Установлено, что практически все коллекторы нефтяных, газовых или нефтегазовых месторождений в том или ином количестве содержат связанную воду, которую часто называют погребенной (реликтовой). Насыщенность связанной водой разрабатываемых месторождений колеблется от 1 до 50 %, чаще всего от 10 до 30 %.

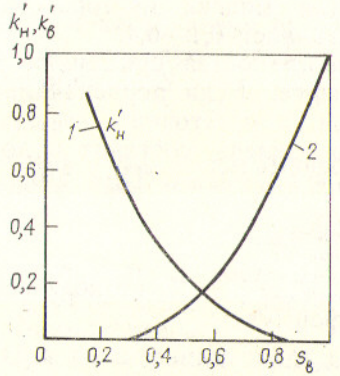


Рис. 37. Диаграмма относительных проницаемостей для системы «нефть—вода»:

1 — $k'_н - s_в$; *2* — $k'_в - s_в$

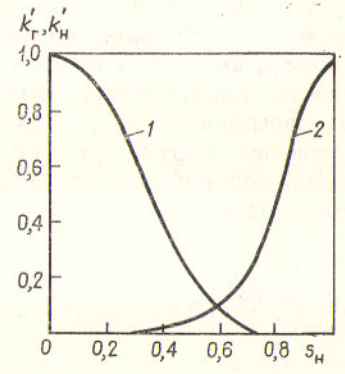


Рис. 38. Диаграмма относительных проницаемостей для системы «нефть—газ»:

1 — $k'_г - s_н$; *2* — $k'_н - s_н$

При значениях насыщенности больше критического данная фаза под действием перепада давления начинает двигаться по поровым каналам. Причем скорость движения данной фазы возрастает с увеличением насыщенности порового пространства этой фазой (при постоянном перепаде давления). Другими словами, относительная проницаемость коллектора для данной фазы по мере увеличения насыщенности будет увеличиваться, стремясь в пределе к единице (фазовая проницаемость при полном заполнении образца горной породы данной фазой равна физической).

Характерные графики зависимости относительных проницаемостей для нефти и воды от водонасыщенности ($s_в$) и нефтенасыщенности ($s_н$) горных пород приведены на рис. 37 и 38. Из рис. 37 видно, что движение воды в пористой среде, заполненной нефтью, начинается, когда водонасыщенность достигает 0,27 (кривая *2*). С другой стороны фильтрация нефти полностью прекратится при водонасыщенности породы, равной 0,87, хотя она при этом занимает 13 % объема порового пространства. Нефть, которую нельзя извлечь под действием перепада

давления, называют остаточной. Для многих месторождений остаточная нефтенасыщенность составляет 0,1—0,4.

Диаграммы относительных проницаемостей применяют для подсчета извлекаемых запасов нефти. Если первоначальная нефтенасыщенность коллектора $s_{н\,о}$, а остаточная — $s_{н\,ост}$, то количество нефти, которое можно извлечь, составит в долях объема порового пространства $\Delta s_н = s_{н\,о} - s_{н\,ост}$. При этом коэффициент вытеснения

$$C = \Delta s_н / s_{но}.$$

Максимальный объем извлекаемой нефти $V_н$ из коллектора объемом $V_к$ можно определить по формуле

$$V_н = V_к m_{эф} s_{но} C.$$

2. ПРИТОК ЖИДКОСТИ И ГАЗА В СКВАЖИНЫ

Закон Дарси

Движение жидкости и газа на данном участке пористой среды происходит под действием разности (перепада) давления на его границах. Согласно закону Дарси скорость v движения (фильтрации) жидкости (газа) в пористой среде прямо пропорциональна градиенту давления, т. е. перепаду давления p, приходящемуся на единицу длины пути движения жидкости или газа и направлена в сторону падения давления:

$$v = -\frac{k}{\mu} \operatorname{grad} p.$$

В этой форме записи закона Дарси коэффициент пропорциональности равен подвижности жидкости, т. е. отношению проницаемости k породы к вязкости жидкости μ.

Скорость фильтрации определяется отношением расхода жидкости w, протекающей через образец породы, к площади поперечного сечения образца S, расположенного перпендикулярно к направлению потока:

$$v = w/S.$$

Учитывая, что градиент давления на образце породы длиной L

$$\operatorname{grad} p = \Delta p / L,$$

закон Дарси обычно записывается в виде формулы:

$$w = k \frac{\Delta p S}{\mu L}.$$

Истинная скорость движения жидкости в пористой среде больше скорости фильтрации, так как на самом деле жидкость

движется не по всему сечению образца, а лишь по поровым каналам, суммарная площадь которых S_1, меньше общей площади образца S.

$$S_1 = m_{дин} S.$$

Здесь $m_{дин}$ — динамическая пористость образца породы, Очевидно, что

$$v_{ист} = w/m_{дин} S = v/m_{дин},$$

т. е. истинная скорость движения жидкости в пористой среде равна отношению скорости фильтрации к динамической пористости коллектора.

При фильтрации через пористую среду газа его объемный расход по длине образца изменяется в связи с уменьшением давления. Среднее давление по длине образца пористой породы принимают равным

$$\bar{p} = \frac{p_1 + p_2}{2},$$

где p_1 и p_2 — соответственно давление газа на входе и выходе образца.

Средний объемный расход газа $w_г$ при его изотермическом расширении по длине образца можно оценить по формуле, вытекающей из закона Бойля—Мариотта для идеальных газов:

$$\bar{w}_г = \frac{2 w_0 p_{ат}}{p_1 + p_2},$$

где w_0 — расход газа при атмосферном давлении $p_{ат}$.

Закон Дарси при фильтрации газа записывается в виде формулы:

$$w_0 = \frac{k \bar{p} S}{\mu_г p_{ат} L} = \frac{k}{\mu_г} \frac{\left(p_1^2 - p_2^2\right) S}{2 p_{ат} L}.$$

Здесь $\mu_г$ — вязкость газа.

Закон Дарси — основной закон подземной гидродинамики — науки, на которой базируются методы проектирования и контроля процессов разработки нефтяных и газовых месторождений и методы промысловых исследований скважин и пластов.

Производительность скважин. Формула Дюпюи

Производительность добывающих нефтяных и газовых скважин характеризуется их дебитом, то есть количеством жидкости или газа, поступающих из них в единицу времени. По формулам Дарси можно рассчитать скорость фильтрации нефти или газа при установившемся плоско-параллельном фильтрационном потоке, когда все частички жидкости (газа) движутся по

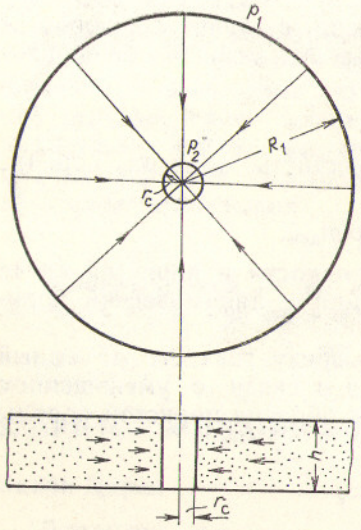


Рис. 39. Схема плоскорадиального фильтрационного потока

прямолинейным параллельным траекториям, например, в трубе.

Фильтрация жидкости или газа по пласту в районе расположения скважины в большинстве случаев имеет радиальный или близкий к нему характер; траектории частиц (линии тока) направлены по радиусам окружности, центр которой совпадает с центром скважины (рис. 39). Жидкость или газ движутся через ряд концентрически расположенных цилиндрических поверхностей, площадь которых по мере приближения к скважине непрерывно уменьшается.

Если кровля и подошва продуктивного пласта непроницаемы, толщина его постоянна и строение однородно, скорость фильтрации при постоянном расходе жидкости или газа непрерывно возрастает, достигая максимального значения на стенках скважины. Для оценки притока жидкости или газа к отдельным скважинам в этом случае применяют формулы, выведенные на основе закона Дарси для плоскорадиального фильтрационного потока.

При установившемся режиме радиальной фильтрации однородной жидкости для оценки дебита нефтяной скважины применяют формулу Дюпюи:

$$w_{пл} = \frac{10^3 \cdot 2\pi kh\,(p_1 - p_2)}{\mu \ln \dfrac{R_1}{r_c}}, \qquad (II.1)$$

где $w_{пл}$ — объемный дебит в пластовых условиях, см³/с; π — постоянная величина, равная 3,1415...; k — проницаемость, мкм²; h — толщина пласта, м; p_1 — давление на круговом контуре, имеющем радиус R_1, МПа; p_2 — давление на стенке скважины, МПа; r_c — радиус скважины; μ — вязкость жидкости, мПа·с; символ ln — обозначение натурального логарифма, имеющего основанием Неперово число e=2,71828... Связь между натуральными и десятичными логарифмами какого-либо числа выражается соотношением $\ln x = 2,3 \lg x$. Поскольку в формулу Дюпюи входит отношение величин R_1 и r_c, то их можно выразить в любой размерности, одинаковой для R_1 и r_c.

Коэффициент 10^3 определяется выбором указанных размерностей.

Для расчета объемного дебита скважин по формуле Дюпюи принимают, что давление на стенке скважины равно измеренному забойному давлению $p_2 = p_{заб}$, а давление на круговом контуре радиусом R_1 равно пластовому $p_1 = p_{пл}$. Учитывая, что при эксплуатации нескольких скважин, максимальное давление в пласте имеем примерно в средних точках расстояний между соседними скважинами, принимают $R_1 = \sigma_{ср}$ ($\sigma_{ср}$ — половина среднего расстояния между данной скважиной и соседними). Тогда формулу Дюпюи записывают в следующем виде:

$$w_{пл} = \frac{2 \cdot 10^3 \pi kh\,(p_{пл} - p_{заб})}{\mu \ln \sigma_{ср}/r_c}. \qquad (II.2)$$

Ошибки в определении $\sigma_{ср}$ вследствие того, что эта величина входит под знак логарифма, практически несущественно влияют на точность установления объемного дебита $\omega_{пл}$.

Объемный и массовый дебиты скважины, измеренные на поверхности, связаны с объемным дебитом в пластовых условиях следующими соотношениями:

$$w_{пов} = w_{пл}/b,$$

$$q = w_{пов}\rho.$$

Здесь b — объемный коэффициент нефти; ρ — плотность нефти на поверхности.

Для притока газа формула Дюпюи имеет тот же вид, что и для жидкости:

$$w'_г = \frac{2 \cdot 10^3 \pi kh\,(p_{пл} - p_{заб})}{\mu_г \ln \sigma_{ср}/r_c},$$

где $w'_г$ — объемный дебит скважины при давлении $\overline{p} = 0,5(p_{пл} + p_{заб})$; $\mu_г$ — вязкость газа в пластовых условиях.

Для приведения $\omega_г$ к атмосферному давлению $p_{ат}$ при пластовой температуре пользуются формулой:

$$w_г = \frac{10^3 \pi kh\left(p_{пл}^2 - p_{заб}^2\right)}{p_{ат} z \mu_г \ln \sigma_{ср}/r_c}, \qquad (II.3)$$

где $w_г$ — объемный дебит газовой скважины, см³/с; z — коэффициент сверхсжимаемости газа при пластовой температуре $T_{пл}$.

На практике принято дебит газовых скважин измерять в тыс. м³/сут и приводить его к стандартной температуре ($T_{ст}$ = 293 К) и атмосферному давлению (0,1 МПа). В этом случае вместо предыдущей формулы расчеты ведут по формуле

$$w_г = \frac{\pi kh_{пл}^2\,(p^2 - p_{заб}^2)}{11,57 p_{ат} z \mu_г \dfrac{T_{пл}}{T_{ст}} \ln \dfrac{\sigma_{ср}}{r_{ср}}}, \qquad (II.4)$$

где $T_{пл}$ — пластовая температура газа; множитель $11{,}57 = 10^6 : 86\,400$ (10^6 — количество см³ в 1 м³; 86 400 — время (секунды в сутках).

Приведенные формулы Дюпюи можно использовать для расчета дебита гидродинамически совершенных скважин, стенки которых имеют форму цилиндра с радиусом окружности основания $r_с$ и высотой h. Причем фильтрация жидкости или газа происходит по всей поверхности этого цилиндра, исключая площадь основания. Для гидродинамически несовершенных скважин радиальный характер линий тока в непосредственной близости от забоя нарушается и рассчитанный по формуле Дюпюи дебит будет отличаться от действительного дебита скважины. Коэффициент совершенства скважины численно равен отношению дебита несовершенной скважины $w_{н.с}$ к дебиту w, который имела бы при том же перепаде давления $p_{пл} - p_{заб}$ совершенная скважина того же радиуса:

$$\alpha = w_{н.} / w.$$

Для реальных скважин α изменяется в довольно широком диапазоне — от 0,15 до 1 и выше (например, при применении пескоструйной перфорации, торпедировании и т. п.).

Виды гидродинамического несовершенства скважин

Скважину, вскрывшую бурением продуктивный пласт, можно использовать по тому или иному назначению лишь в том случае, если она имеет с этим пластом гидравлическую связь. Эта связь может быть достигнута различными способами. Например, можно пробурив скважину и вскрыв ею весь продуктивный пласт, спустить обсадную колонну лишь до кровли пласта (рис. 40, *а*), оставив стенки в интервале продуктивного пласта необсаженными. В этом случае приток жидкости или ее поглощение будут происходить по всей вскрытой поверхности пласта.

Такую скважину называют совершенной по степени и характеру вскрытия, так как она сообщается с продуктивным пластом по всей его толщине (степень вскрытия), а в интервале вскрытой толщины приток или поглощение жидкости осуществляется через всю поверхность стенок скважины (характер вскрытия).

В подавляющем большинстве случаев скважины бывают гидродинамически несовершенны либо по степени, либо по характеру вскрытия, либо одновременно по тому и другому признаку.

Гидродинамическое несовершенство скважин оценивают по:

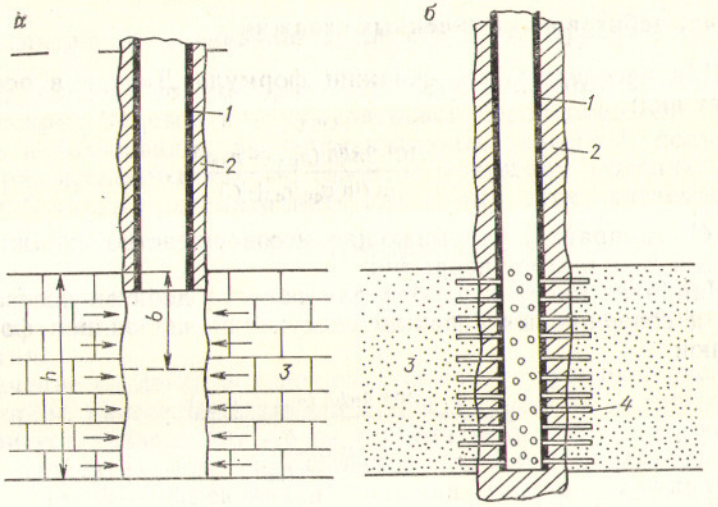


Рис. 40. Конструкция забоя

Скважины: *а* — несовершенная по степени вскрытия, но совершенная по характеру; *б* — совершенная по степени вскрытия, но не совершенная по характеру
1 — обсадная колонна; *2* — цементное кольцо; *3* — продуктивный пласт; *4* — перфорационные каналы

1) отношению вскрытой толщины b пласта к эффективной h, характеризующему степень вскрытия ($\delta_1 = b/h$), если $\delta_1 < 1$, то скважину называют несовершенной по степени вскрытия;

2) отношению суммарной поверхности стенок ΣS перфорационных каналов к поверхности стенки $S_{ст}$ скважины, вскрытой бурением ($\delta_2 = \Sigma S / S_{ст}$).

При различных видах перфорации сток жидкости в скважину происходит через стенки перфорационных каналов, суммарная поверхность которых ΣS, как правило, меньше поверхности стенок $S_{ст}$, вскрытых бурением. В этом случае скважина является несовершенной по характеру вскрытия

$$\delta_2 = \frac{\Sigma S}{S_{ст}} < 1.$$

Часто несовершенство скважины характеризуется приведенным радиусом $r_{пр}$ — радиусом эквивалентной совершенной скважины, которая эксплуатируется с тем же дебитом и при том же перепаде давления, что и реальная несовершенная скважина с действительным радиусом $r_с$.

Для совершенства скважины $r_с = r_{пр}$, для несовершенных $r_{пр} < r_с$, а для скважин с коэффициентом совершенства $\alpha > 1$ $r_{пр} > r_с$.

Расчет дебитов несовершенных скважин

Для несовершенных скважин формула Дюпюи в основном имеет вид:

$$w_{н.\,с} = \frac{10^3 \cdot 2\pi kh\,(p_{пл} - p_{заб})}{\mu\,(\ln \sigma_{ср}/r_с + C)}, \qquad (II.5)$$

где C — поправка, учитывающая несовершенство скважины по степени и характеру вскрытия.

Наиболее прост и удобен для расчета дебитов несовершенных и совершенных скважин следующий вид записи формулы Дюпюи

$$w_{н.\,с} = \frac{10^3 \cdot 2\pi kh\,(p_{пл} - p_{заб})}{\mu \ln \dfrac{\sigma_{ср}}{r_{пр}}}. \qquad (II.6)$$

Пример 1. Определить предполагаемый объемный дебит в пластовых условиях бурящейся нефтяной скважины (забойное давление 17,0 МПа), если известно: а) забой будет расположен в среднем на расстоянии 500 м от забоев окружающих соседних скважин ($2\sigma_{ср}$=500 м); б) приведенный радиус $r_{пр}$ при существующем методе вскрытия пласта равен 10 см=0,1 м; в) пластовое давление $p_{пл}$ в точке вскрытия пласта равно 18,7 МПа; г) толщина пласта h=9 м; д) проницаемость пласта для нефти k=0,8 мкм²; е) вязкость нефти μ—3,4 мПа · с.

Решение. Воспользуемся формулой Дюпюи для притока жидкости, приведя предварительно величины $\sigma_{ср}$ и h к соответствующим размерностям: $2\sigma_{ср}$=500 м=50 000 см. $\sigma_{ср}$=25 000 см; h=9 м=900 см.

$$w = \frac{10^3 \cdot 2 \cdot 0{,}9 \cdot 9\,(18{,}7 - 17{,}0)}{3{,}4\,(25\,000/10)} = 2\,890 \text{ см}^3/\text{с} = 250 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Пример 2. Определить коэффициент совершенства нефтяной скважины, если ее действительный радиус $r_с$=15 см, а приведенный $r_{пр}$=1 см. Половина среднего расстояния между данной скважиной и ее окружающими $\sigma_{ср}$ равна 250 м (25 000 см).

Решение. Коэффициент совершенства скважины можно определить по формуле $\alpha = w_{н.\,с}/w$. Приравнивая правые части формул для $w_{н.\,с}$ и w и произведя сокращения, получим

$$\alpha = \frac{\ln \sigma_{ср}/r_с}{\ln \sigma_{ср}/r_{пр}} = \frac{\lg \sigma_{ср}/r_с}{\lg \sigma_{ср}/r_{пр}} = \frac{\lg (25\,000/15)}{\lg (25\,000/1)} = \frac{3{,}222}{3{,}398} = 0{,}95.$$

Пример 3. Определить приведенный к атмосферному давлению (0,1 МПа) и пластовой температуре объемный дебит газовой скважины при следующих данных: $p_{пл}$=9,8 МПа; $p_{заб}$=9,0 МПа; k=0,3 мкм²; $\mu_г$=0,013 мПа·с; h=8 м; $\sigma_{ср}$=400 м (40 000 см); $r_{пр}$=0,3 см.

Решение. Для расчета воспользуемся формулой для притока газа, заменив $r_с$ на $r_{пр}$, получим:

$$w_г = \frac{10^3 \cdot 0{,}3 \cdot 8\,(9{,}8^2 - 9{,}0^2)}{1 \cdot 0{,}013 \cdot 0{,}10 \ln (40\,000/0{,}3)} = 74 \cdot 10^5 \text{ см}^3/\text{с} = 640\,000 \text{ м}^3/\text{сут},$$

Учет несовершенства скважин по способу В. И. Щурова

Этот способ можно применять для скважин, в которых пласт вскрыт пулевой или кумулятивной перорацией. Он основан на использовании экспериментальных графиков, полученных при исследованиях на электролитических моделях. Поправку C можно рассматривать как сумму двух слагаемых:

$$C = C_1 + C_2,$$

где C_1 и C_2 — поправка соответственно на несовершенство скважины по степени вскрытия и на несовершенство по характеру вскрытия.

Значение C_1 легко определить с помощью графика (рис. 41), на котором, нанесено несколько линий, каждая из которых характеризует зависимость C_1 от степени вскрытия δ, выраженной в процентах, при определенном значении параметра $\alpha = h/D$, где h — эффективная толщина пласта, D — диаметр скважины (долота).

$$\delta = b/h\,100\ \%.$$

где b — вскрытая перфорацией толщина пласта.

Для удобства пользования на чертеже дано два масштаба для C_1: основной (левая вертикальная шкала) и более крупный дополнительный (правая вертикальная шкала).

Пример 1. Определить поправку на несовершенство скважины по степени вскрытия при следующих исходных данных: h=12 м; b=6 м; D=300 мм=0,3 м.

Решение: 1) $\alpha = h/D = 12/0{,}3 = 40$; 2) $\delta = 6/12 \cdot 100 = 50$ %; 3) пользуясь правой шкалой, находим C_1=3.

Если α не совпадает со значениями, для которых даны кривые, то нужную кривую можно построить на основании линейной интерполяции. Она должна проходить между ближайшими кривыми на рис. 41 с большим и меньшим значениями α. Обычно интерполяция осуществляется мысленно.

Для определения поправки C_2 предусмотрены специальные графики, аналогичные приведенным на рис. 42. Каждая кривая на этом рисунке отражает зависимость поправки C_2 от величины nD (n — среднее число отверстий на 1 метр вскрытого интервала, D — диаметр скважины в метрах) при определенном значении параметра $d = d'/D$, где d' — диаметр перфорационных отверстий.

Серия кривых на рис. 42 построена для случая, когда среднее значение отношения глубины перфорационных каналов в породе пласта l' к диаметру скважины D равно 0,1 ($l = l'/D = 0{,}1$). При других значениях l следует пользоваться другими графиками, которые обычно приводятся в инструкциях и руководствах по исследованию скважин.

Пример 2. Определить поправку на несовершенство скважины по характеру вскрытия при следующих исходных данных: средняя глубина перфорационных каналов l'=30 мм, диаметр каналов d'=12 *мм*, среднее число отверстий на один метр вскрытой толщины n=10, диаметр скважины D=300 мм=0,3 м.

Решение. 1. Определим параметр $l = l'D = 30/300 = 0{,}1$. Это означает, что для установления C_2 можно использовать графики приведенные на рис. 42.

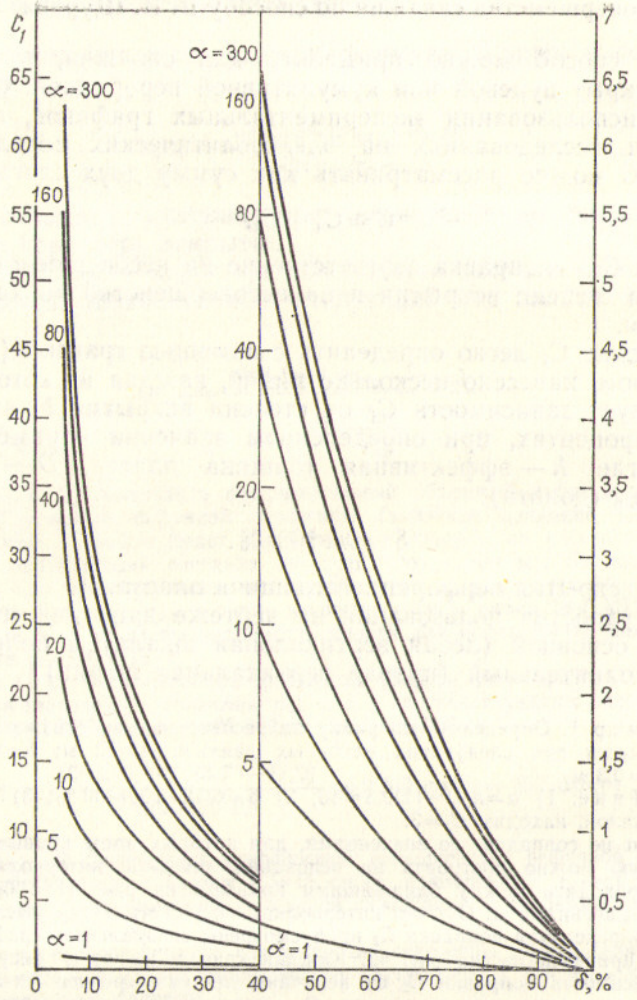


Рис. 41. График для определения поправки C_1 на несовершенство скважины по степени вскрытия

2. Определим параметр $d=d'/D=12/300=0{,}04$.

Это означает, что в рассматриваемом случае для установления C_2 следует использовать кривую *2*.

3. Определим произведение $nD=10{,}0\cdot 0{,}3=3$. По кривой *2* при $nD=3$ значение $C_2=5{,}7$ (правая шкала).

Глубина каналов, создаваемых в породе пласта при перфорации, зависит от типа применяемого оборудования, а также от прочности обсадной колонны, цементного кольца и породы. Ее следует определять на основании данных стендовых испытаний.

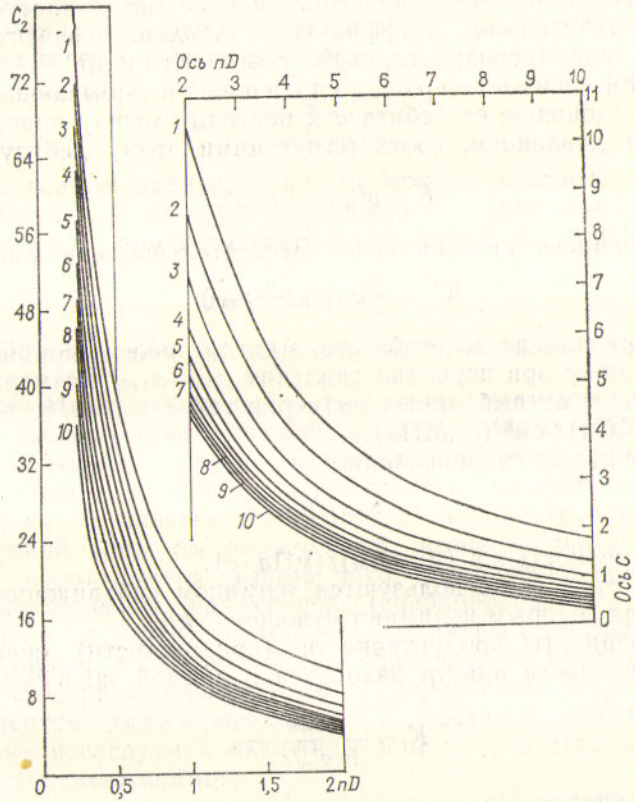


Рис. 42. График для определения поправки C_2 на несовершенство скважины по характеру вскрытия

Кривая	1	2	3	4	5
α	0,02	0,04	0,06	0,08	0,10

Продолжение

Кривая	6	7	8	9	10
α	0,12	0,14	0,16	0,18	0,2

3. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ СВОЙСТВ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Гидродинамические параметры пластов и скважин

Для решения многих практических задач, связанных с проектированием и разработкой нефтяных и газовых месторождений, а также с установлением режимов эксплуатации отдельных скважин, необходимо определить параметры, характери-

зующие гидродинамические свойства скважин и пластов: продуктивность скважин, коэффициент гидродинамического совершенства, гидропроводности, пьезопроводности и др.

Коэффициент продуктивности добывающей скважины — отношение ее дебита q к перепаду между пластовым и забойным давлением, соответствующими этому дебиту

$$K = q/(p_{пл} - p_{заб}).$$

Коэффициент приемистости нагнетательной скважины

$$K' = -q_в/(p_{пл} - p_{заб}),$$

где $q_в$ — расход воды (рабочего агента), закачиваемой в данную скважину при перепаде давления $p_{пл} - p_{заб}$. Размерность K и K' зависит от выбранных размерностей q и p: т/(сут·МПа); м³/(сут·МПа); см³/(с·МПа).

Коэффициент гидропроводности пласта

$$\varepsilon = kh/\mu.$$

Здесь размерность ε в (мкм²·м)/(мПа·с).

В практике часто пользуются термином «подвижность жидкости», под которым понимают отношение k/μ.

Коэффициенты продуктивности (приемистости) скважин и гидропроводности пласта находятся в прямой зависимости

$$K = \frac{2\pi\varepsilon}{\ln \sigma_{ср}/r_{пр}}.$$

Коэффициент пьезопроводности пласта $\varkappa$ характеризует его способность к передаче возмущений (изменений давления), вызываемых изменением режима эксплуатации скважин. Чем больше $\varkappa$, тем меньше при прочих равных условиях время, в течение которого давление в точке наблюдения изменится вследствие изменения давления в другой скважине. Поэтому пьезопроводность характеризует скорость перераспределения пластового давления в условиях упругого режима. Для однородного пласта коэффициент пьезопроводности

$$\varkappa = \frac{k}{\mu\,(m\beta_ж + \beta_c)} = \frac{k}{\mu\beta^*},$$

где $\beta_ж$ и β_c — соответственно коэффициент сжимаемости жидкости и пласта, МПа$^{-1}$; m — эффективная пористость; β^* — коэффициент упругоемкости пласта, МПа$^{-1}$.

Размерность $\varkappa$ при этом м²/с. Для реальных пластов, насыщенных только жидкостью, пьезопроводность изменяется в широком диапазоне (от 10^{-2} до 10^2 м²/с).

Гидродинамическое совершенство отдельной скважины характеризуется ее приведенным радиусом $r_{пр}$ и коэффициентом гидродинамического совершенства α.

$$\alpha = \frac{\lg \sigma_{ср}/r_c}{\lg \sigma_{ср}/r_{пр}}.$$

Приведенный радиус скважины можно выразить через действительный r_c с помощью коэффициента дополнительного сопротивления C, определяемого по графикам В. И. Щурова:

$$r_{пр} = r_c/e^C.$$

Условия применения методов гидродинамических исследований

Информация, получаемая по данным промыслово-геофизических исследований скважин и лабораторных исследований образцов горных пород, не достаточно точно характеризует свойства пласта в целом или те свойства, которые могут резко изменяться по площади его распространения, так как объем исследуемой зоны составляет лишь незначительную долю от объема всего пласта. Кроме того, определение комплексных гидродинамических параметров (гидропроводность, пьезопроводность и др.) расчетным путем по данным геофизических и лабораторных исследований, как правило, не позволяет получить достоверную информацию об осредненных значениях коэффициентов гидропроводности и пьезопроводности пласта в районе исследуемой скважины или на участках между несколькими скважинами.

В этом смысле существенное преимущество перед геофизическими и лабораторными методами изучения пластов имеют гидродинамические исследования, основанные на непосредственных измерениях дебитов, давлений и расстояний между скважинами. Используя ряд формул подземной гидродинамики (формулы Дарси и Дюпюи), по данным промысловых исследований можно определить численные значения параметров, характеризующих гидродинамические свойства скважин и пластов, а также определить особенности их строения (наличие неоднородностей, непроницаемых границ и т. д.). Комплексные параметры K; ε; $\varkappa$ определяют путем решения так называемых обратных задач подземной гидродинамики по результатам прямых измерений q, p и R.

В то же время, имея дополнительные данные, получаемые лабораторными и геофизическими исследованиями о толщине пласта, вязкости пластовой жидкости и другие, можно достаточно точно определить, например, осредненную проницаемость пласта в районе исследуемой скважины или на участке между двумя скважинами.

В реальных пластах вследствие пуска и остановки скважин, изменения насыщенности пласта различными фазами и других причин давление в разных точках непрерывно изменяется, что является показателем неустановившегося процесса фильтрации. Однако во многих случаях этим можно пренебречь и считать процесс фильтрации на данном участке пласта установившимся. В таком случае скважины исследуют методом установившихся отборов, заключающимся в последовательном изменении режима эксплуатации скважины и измерении на каждом установившемся режиме дебита и соответствующего ему забойного давления. Этот метод используют для исследования добывающих и нагнетательных скважин при фильтрации в пласте однофазной жидкости или газа, а также водонефтяной и нефтегазовой смесей с целью определения продуктивности (приемистости) скважины и оценки гидропроводности пласта в ее районе.

Промысловые исследования проводят также при неустановившихся процессах фильтрации. Метод восстановления давления, заключающийся в прослеживании изменения забойного давления после остановки или пуска скважины в эксплуатацию или при изменении режима ее работы, применяют в условиях проявления в пласте упругого режима для исследования добывающих и нагнетательных скважин при фильтрации в пласте однофазной жидкости или газа, а также водонефтяной смеси с целью определения гидропроводности пласта, продуктивности скважины, коэффициента ее гидродинамического совершенства и др.

Метод гидропрослушивания скважин, предусмотренный для установления гидродинамической связи между исследуемыми скважинами, заключается в наблюдении за изменением давления в одной из них при создании возмущения в другой. Этот метод используют при условии фильтрации в пласте однофазной жидкости или водонефтяной смеси с целью определения осредненных значений гидропроводности и пьезопроводности пластов в районе исследуемых скважин (обычно исследуется пара скважин).

Основные типы индикаторных диаграмм

При исследовании методом установившихся отборов скважина последовательно эксплуатируется на нескольких (трех и более) установившихся режимах, включая нулевой (полная остановка скважины). На каждом режиме измеряют дебит и соответствующее $p_{заб}$. По результатам исследования строят график зависимости дебита скважины от забойного давления $p_{заб}$ или от депрессии ($p_{пл}$—$p_{заб}$), называемый индикаторной диаграммой.

При построении индикаторных диаграмм принято значения забойных давлений откладывать по оси ординат, а дебит — по оси абсцисс. При этом индикаторные диаграммы добывающих скважин располагаются ниже оси абсцисс, а водонагнетательных — выше этой оси. Основные типы индикаторных диаграмм для скважин, эксплуатирующих однопластовые объекты, приведены на рис. 43.

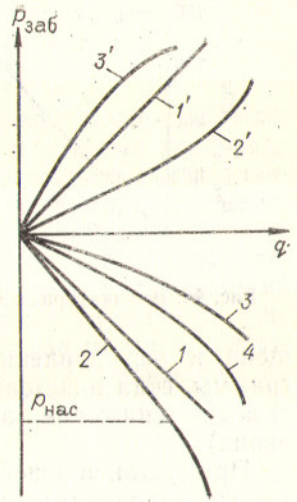


Рис. 43. Характерные типы индикаторных диаграмм
Для скважин: *1, 2, 3, 4* — добывающих; *1′, 2′, 3′* — нагнетательных

Если в пласте отсутствует свободный газ, нефтяные, нефтеводяные и водяные скважины имеют, как правило, прямолинейные диаграммы (линии *1* и *1′*). Если процесс фильтрации жидкости в пласте не подчиняется закону Дарси или когда при переходе от одних режимов цикла к другим изменяется физическая проницаемость коллектора, индикаторная диаграмма (или часть ее) оказывается криволинейной. Для добывающих скважин в подобных случаях она криволинейная с выпуклостью к оси дебитов, а для нагнетательных скважин обращена выпуклостью к оси давления (линия *3′*).

Диаграмма (линия *2*) характерна для фильтрации в пласте газированной жидкости. Она прямолинейна в диапазоне забойных давлений выше давления насыщения ($p_{заб} > p_{нас}$) и криволинейна при уменьшении забойного давления ниже давления насыщения ($p_{заб} < p_{нас}$). Физическая проницаемость коллектора может изменяться также при наличии в пласте трещин, которые способны расширяться с увеличением забойного давления (нагнетание рабочих агентов) и сжиматься со снижением забойного давления в добывающих скважинах. В подобных случаях индикаторная диаграмма нагнетательных скважин обращена выпуклостью к оси давлений (линия *3′*), а для добывающих скважин имеет форму линии *3*. При скоростях фильтрации жидкости, превышающих верхний предел, когда сохраняется линейный закон, индикаторные диаграммы добывающих и нагнетательных скважин будут криволинейными с выпуклостью, обращенной в сторону оси дебитов (линии *4* и *2′*).

По скважинам, эксплуатирующим однопластовые объекты, эти диаграммы не могут иметь форму кривых с выпуклостью к оси давления. Однако при одновременной совместной эксплуатации нескольких пластов с различными пластовыми давлениями в отдельных случаях выпуклость их может быть обра-

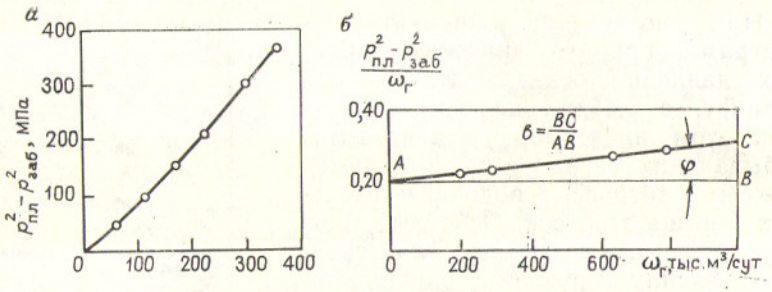


Рис. 44. Индикаторные диаграммы газовой скважины

щена к оси давлений. Такую же форму могут иметь и диаграммы, если пластовая жидкость обладает аномальными свойствами (снижение вязкости с увеличением градиента давления).

При установившейся фильтрации газа связь между дебитами и давлениями описывается двучленной формулой вида

$$p_{пл}^2 - p_{заб}^2 = a\omega_г + b\omega_г^2.$$

где a и b — постоянные коэффициенты, зависящие от параметров пласта; $\omega_г$ — дебит газа, приведенный к стандартным условиям ($p_{ст}=0{,}1$ МПа и $T_{ст}=293$ К). Произведение $b\omega_г^2$ в правой части формулы учитывает нелинейность закона фильтрации: при $b=0$

$$p_{пл}^2 - p_{заб}^2 = a\omega_г.$$

Коэффициент a обратно пропорционален гидропроводности пласта:

$$a = \mu_г/kh = 1/\varepsilon.$$

Результаты исследования газовых скважин методом установившихся отборов используют для построения индикаторных диаграмм в координатах $(p_{пл}^2 - p_{заб}^2) - \omega_г$ (рис. 44, *а*). Для получения прямолинейной индикаторной диаграммы газовой скважины и определения по ней коэффициентов a и b индикаторные диаграммы строят в координатах $(p_{пл}^2 - w_{заб}^2)/\omega_г - \omega_г p$ (рис. 44, *б*). Отрезок, отсекаемый прямой на оси ординат, численно равен коэффициенту a, а тангенс угла φ наклона ее к оси дебитов равен коэффициенту b.

Кривые восстановления давления и гидропрослушивания

При мгновенном изменении дебита скважины, длительно эксплуатируемой на установившемся режиме, давление в любой точке однородного пласта, удаленной от центра скважины

на расстоянии R, изменяется по закону, определяемому формулой

$$\Delta p = -\frac{\Delta w}{4\pi\varepsilon} E_i\left(-\frac{R^2}{4\varkappa t}\right),$$

где Δp — изменение давления в произвольной точке наблюдения; Δw — изменение дебита скважины в пластовых условиях; E_i — символ функции, значения которой определяются в зависимости от аргумента по приложению 2; t — время, отсчитываемое с момента изменения режима работы скважины.

При исследованиях скважин методом восстановления давления изменение давления регистрируется непосредственно на забое скважины ($R=r_{пр}$). При этом аргумент функции E_i уже через несколько секунд становится очень малым по абсолютному значению и процесс изменения давления с высокой точностью описывается уравнением

$$\Delta p = \frac{\Delta w}{4\pi\varepsilon} \ln\frac{2{,}25\varkappa t}{r_{пр}^2}.$$

Для определения входящих в уравнение $\Delta p(t)$ гидродинамических параметров формулу записывают в виде

$$\Delta p = A + i \lg t.$$

Здесь

$$A = i \lg\frac{2{,}25\varkappa}{r_{пр}^2}$$

и

$$i = \frac{2{,}3\Delta\omega}{4\pi\varepsilon}.$$

Эта формула отражает уравнение прямой линии в полулогарифмических координатах Δp—$\lg t$, наклоненной к оси абсцисс под углом α и отсекающей на оси ординат отрезок A (рис. 45). Коэффициент i равен тангенсу угла α и называется уклоном прямой. Отклонение от прямой линии действительной кривой Δp ($\lg t$) в начальном участке объясняется тем, что при малых значениях времени линейный характер зависимости не соблюдается. Кроме того, отклонения могут быть вызваны дополнительным притоком жидкости в скважину после ее остановки.

Процесс восстановления давления газовой скважины с достаточной точностью может быть описан уравнением

$$p_{заб}^2 - p_{заб.\,о}^2 = A + i \lg t,$$

где $p_{заб}$ и $p_{заб.\,о}$ — соответственно забойные давления скважины в момент времени t после остановки и до остановки сква-

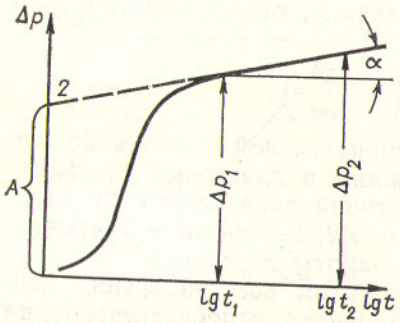


Рис. 45. Кривая восстановления давления, построенная в полулогарифмических координатах

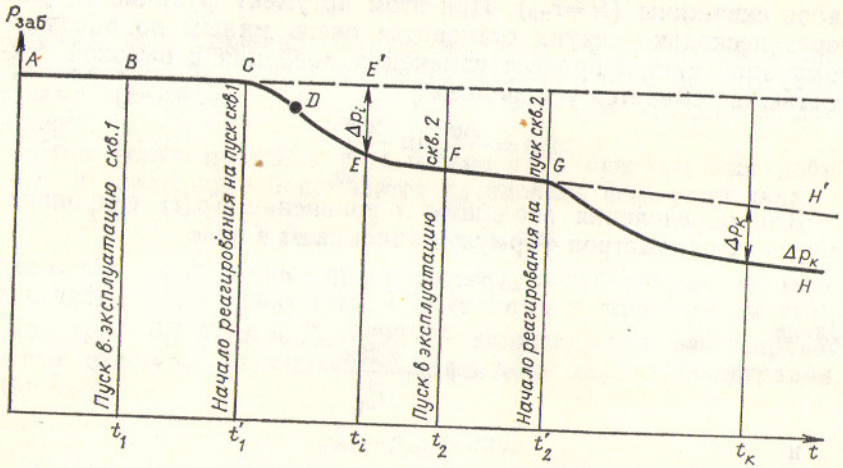


Рис. 46. График изменения давления в реагирующей скважине

жины. Эта формула также характеризует уравнение прямой, построенной в полулогарифмических координатах ($p^2_{заб}$—$p^2_{заб.\,0}$)—$\lg t$.

При исследовании скважин методом гидропрослушивания связь между изменениями давления в реагирующей скважине (Δp) и дебита ($\Delta\omega$) возмущающей определяется соотношением, аналогичным уравнению для кривых восстановления давления. По результатам исследования строят графики изменения давления $p_{заб}$ в реагирующих скважинах (рис. 46). На практике используют два основных способа исследования взаимодействия скважин: 1) при изменении дебита возмущающей скважины на постоянную величину и 2) при периодическом изменении дебита возмущающей скважины. На рис. 46 показан график изменения давления в реагирующей скважине при последовательном пуске в эксплуатацию с постоянным дебитом двух возмущающих скв. 1 и 2. В момент времени t_i изменение давления в реагирующей скважине $\Delta p_i = p_{нач} - p_{заб}$. После пуска

в эксплуатацию скв. 2 изменение давления в реагирующей скважине в момент времени $t_к$ будет $\Delta p_к$ (разность ординат между линиями FGH' и FGH). Обработка результатов исследования позволяет установить наличие гидравлической связи и определить гидропроводность и пьезопроводность пласта на участке между скважинами.

Типы неоднородностей пласта

Все продуктивные пласты в той или иной мере неоднородны. По характеру неоднородности пласты подразделяют на микронеоднородные и макронеоднородные.

Микронеоднородность пластов объясняется главным образом геологическими условиями образования пластов (условиями осадконакопления), различными размерами и равной степенью окатанности зерен породы, различным составом зерен и связывающего их цемента и т. п. Микронеоднородность пластов существенно не влияет на форму кривых восстановления давления и гидропрослушивания. Она остается такой же, как и в случае пластов однородных; но определяемые по этим кривым параметры ε и $\varkappa$ следует рассматривать как величины, усредненные для изучаемого участка пласта.

Под макронеоднородностью понимают изменение средних свойств пластов по площади и разрезу. Пласт, имеющий неоднородность свойств по разрезу, можно рассматривать как объект, состоящий из нескольких слоев (пластов, пропластков) с различными средними значениями ε и $\varkappa$. Кривые восстановления давления и гидропрослушивания, получаемые при исследовании пластов, имеющих неоднородность такого типа, по форме также не отличаются от соответствующих кривых для однородного пласта и характеризуют средние свойства всего вскрытого разреза.

Другим видом макронеоднородности является так называемая зональная неоднородность, т. е. изменчивость средних значений параметров ε и $\varkappa$ по площади распространения пласта. В случае резко выраженной зональной неоднородности пласта, влияние на форму кривой восстановления давления и гидропрослушивания становится заметным, что необходимо учитывать при обработке.

Влияние неоднородностей пласта на форму кривых восстановления давления и гидропрослушивания. Одним из примеров ярко выраженной зональной неоднородности является различие между средними значениями параметров ε_1 и $\varkappa_1$ в призабойной зоне пласта (радиусом в несколько метров) и средними значениями ε_2 и $\varkappa_2$ более удаленной от скважины зоны (радиусом в несколько десятков или сотен метров). Такая неоднородность при достаточно больших

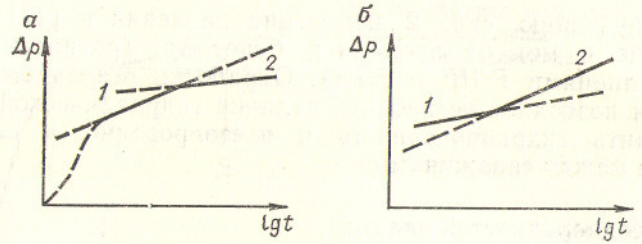


Рис. 47. Графики влияния неоднородности пласта на форму к. в. д.

размерах призабойной зоны сказывается на форме кривых восстановления давления. В большинстве случаев эти кривые, построенные в координатах Δp—$\lg t$, имеют два прямолинейных участка *1* и *2* (рис. 47). Форма кривой на рис. 47, *а* соответствует случаю, когда гидропроводность пласта ε_1 в призабойной зоне меньше средней гидропроводности ε_2 в удаленной зоне (уклон первого участка больше, чем уклон второго). Кривая на рис. 47, *б* соответствует случаю, когда $\varepsilon_1 > \varepsilon_2$. Неоднородность рассматриваемого вида имеет, как правило, искусственное происхождение. Свойства пласта в призабойной зоне могут ухудшаться вследствие загрязнения фильтратом бурового раствора при вскрытии пласта, выпадения вблизи забоя парафина или смолисто-асфальтовых веществ, загрязнения пласта механическими примесями при закачке, снижения фазовой проницаемости для жидкости в районе нагнетательных скважин, разрезающих рядов в результате остаточного нефтенасыщения и т. п. Увеличение гидропроводности в призабойной зоне пласта может быть связано: с наличием в этой зоне трещин, возникших во время бурения и перфорации; выносом частиц породы с потоком добываемой жидкости; различными обработками призабойной зоны (гидроразрыв, прогрев, кислотная обработка и т. п.).

Влияние непроницаемых границ на форму кривых $\Delta p(t)$. Один из распространенных видов макронеоднородности пластов — наличие в них непроницаемых границ и границ, на которых резко изменяются параметры ε и $\varkappa$. К числу непроницаемых можно отнести: границы выклинивания пластов, поверхности сдвигов блоков породы относительно друг друга, поверхности запечатывания проницаемых пород непроницаемыми, поверхности непроницаемых включений и т. п. К границам резкого изменения свойств пластов можно отнести: поверхность ВНК (вследствие разницы в вязкости и упругости нефти и воды, гидропроводность и пьезопроводность для нефтеносной и водоносной частей пласта будут различными); поверхность ГКН; поверхности низко и высокопроницаемых включений и т. п.

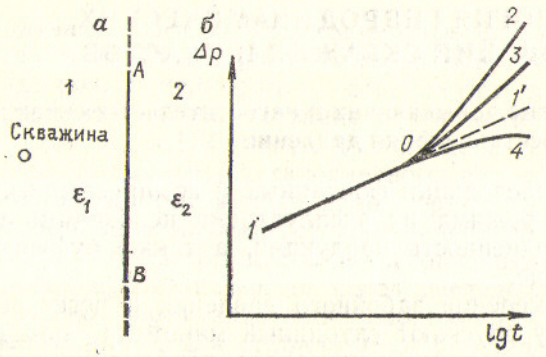


Рис. 48. Графики влияния границ в пластах на форму к. в. д.

Если границы располагаются не слишком далеко от исследуемых скважин, влияние их сказывается на форме кривых восстановления давления и гидропрослушивания. Характер влияния границы на форму кривой восстановления давления можно проиллюстрировать графиками, приведенными на рис. 48.

Если исследуемая скважина расположена вблизи прямолинейной, достаточно протяженной границы *AB*, то получаемая к. в. д. при отсутствии границы должна иметь вид прямой линии *1—1'*. В действительности прямая в точке *0* начинает отклоняться вверх (участок *0—2*), если граница непроницаема. Если граница проницаема, но гидропроводность перед границей $\varepsilon_1 > \varepsilon_2$, фактическая к. в. д. при прочих равных условиях отклонилась бы от прямой *1—1'* в ту же сторону, но в меньшей степени (участок *0—3*). Если $\varepsilon_1 < \varepsilon_2$, фактическая к. в. д. отклонится в другую сторону (участок *0—4*). Аналогичное влияние границы оказывают и на форму кривых гидропрослушивания.

В реальных пластах может быть несколько границ, одновременно влияющих на характер получаемых при исследованиях кривых $\Delta p(t)$. Эти границы могут иметь разнообразную форму и различным способом располагаться относительно друг друга. Тогда задача обработки кривых существенно усложняется. Однако во многих случаях такая обработка оказывается не только возможной, но и позволяет извлекать из результатов исследований весьма важную информацию о положении и форме границ в пласте, т. е. решать задачи промышленной разведки месторождений. В связи с этим процесс исследования пластов гидродинамическими методами иногда называют гидрогеологической разведкой или гидроразведкой пластов. Однако чаще под гидроразведкой понимают определение положения и форм границ в пластах методами гидродинамических исследований.

4. ТЕХНОЛОГИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН И ПЛАСТОВ

Исследование добывающих и нагнетательных скважин методом восстановления давления

При исследовании фонтанных и компрессорных скважин до изменения режима их эксплуатации необходимо измерить дебит и обводненность продукции, а также буферное и затрубное давление.

Для измерения забойного давления и регистрации к. в. д. в скважину спускают глубинный манометр или дифманометр на глубину середины интервала перфорации или как можно ближе к ней и продолжают эксплуатировать скважину на установившемся режиме в течение 15—20 мин, а затем закрывают задвижку на выкидной линии фонтанной скважины. На компрессорной скважине остановку осуществляют путем одновременного закрытия задвижки и прекращения подачи рабочего агента. Время восстановления давления на забое после остановки скважины на промыслах устанавливают опытным путем (обычно несколько часов). Если это время исчисляется днями, полная к. в. д. не снимается, а проводят отдельные измерения глубинным манометром, спускаемым на 15—20 мин через выбранные интервалы времени после остановки скважины.

Глубинные дифманометры с газовым заполнением обычно используют в тех случаях, когда депрессия на забое не превышает 20 % от забойного давления, а температура на заданной глубине (в интервале перфорации) практически не изменяется после остановки скважины. При установке глубинных приборов выше интервала перфорации форма к. в. д. может быть искажена за счет изменения температуры жидкости в стволе после остановки скважины, а также за счет изменения средней плотности жидкости в процессе восстановления давления, если скважина дает обводненную нефть. Влияние этих факторов особенно сильно сказывается, если чувствительным элементом прибора является сжатый газ. При достаточно большом расстоянии между средней глубиной интервала перфорации и глубиной спуска прибора и большой обводненности продукции скважины, влияние осаждения воды на забой после ее остановки может оказаться столь существенным, что прибор будет регистрировать падение забойного давления, в то время как оно в интервале перфорации растет.

При остановке нагнетательных скважин температура воды в стволе резко повышается за счет тепла окружающих пород. Поэтому обычно при исследовании таких скважин для построения кривых падения давления используют данные изменения устьевого давления после остановки. Эти данные используют в тех случаях, когда в скважине имеются насосно-компрессорные трубы (НКТ), башмак которых максимально приближен к интервалу перфорации, отсутствуют пакерующие устройства или устьевое оборудование и трубы негерметичны. При закачке воды через НКТ изменение давления контролируется с помощью манометра, установленного на устье затрубного пространства, а при закачке воды через затрубное пространство — с помощью манометра, установленного на буфере скважины. Если закачка осуществляется одновременно через НКТ и затрубное пространство, то перед исследованием воду закачивают только через затрубное пространство в течение 3—5 дней, необходимых для стабилизации режима закачки.

В тех случаях, когда к. в. д. регистрируется только устьевым манометром (буферным или затрубным), то с помощью этой кривой, пользуясь гидростатической формулой, можно построить достаточно точную кривую восстановления забойного давления, если известно изменение плотности жидкости в скважине во времени после ее остановки. Это изменение связано с изменением средней температуры жидкости в стволе. На ряде объектов проводят специальные исследования по выявлению температурных поправок на плотность и составляют таблицы или графики, по которым эти поправки определяют на разные моменты времени после остановки скважины в зависимости от ее приемистости.

Иногда после остановки нагнетательной скважины устьевое давление быстро снижается до атмосферного и зарегистрировать к. в. д. не удается. В таких случаях режим изменяют не путем остановки, а уменьшением расхода закачиваемой воды до такой величины, при которой давление на устье в течение всего периода регистрации кривой будет оставаться выше атмосферного.

Исследование добывающих и нагнетательных скважин методом установившихся отборов

При исследовании фонтанных скважин методом установившихся отборов режим эксплуатации изменяют путем смены штуцера, а при исследовании компрессорных скважин — уменьшением или увеличением противодавления на устье (с помощью штуцера или регулировочного вентиля), либо расхода рабочего агента.

Режим эксплуатации нагнетательных скважин изменяют с помощью регулирующих устройств на насосной станции, а забойное давление определяют по манометру, установленному на устье.

В общем случае для исследования добывающих скважин методом установившихся отборов необходимо на нескольких

установившихся режимах эксплуатации (обычно трех-четырех) измерить ее дебит, обводненность продукции, газовый фактор и забойное давление или перепад ($p_{пл}$—$p_{заб}$). В зависимости от конкретных условий программа измерений может быть сокращена. Так, если при всех режимах эксплуатации забойное давление остается выше давления насыщения нефти газом, то газовый фактор можно определить только на одном режиме цикла или воспользоваться данными предшествующих исследований. В тех случаях, когда имеется полная уверенность, что индикаторная диаграмма по скважине должна быть прямолинейной, достаточно ограничиться измерением дебита, обводненности, забойного давления и депрессии ($p_{пл}$—$p_{заб}$) только на одном режиме.

Исследование может быть начато с режима минимального или максимального отбора. Время установления каждого нового режима зависит от свойств продуктивного пласта и на каждом объекте определяется опытным путем. При прочих равных условиях это время меньше при фильтрации в пласте однофазной жидкости и больше при фильтрации газированной жидкости.

На большинстве объектов, разрабатываемых при давлениях выше давления насыщения, скважины эксплуатируются на каждом режиме исследовательского цикла от одного до пяти дней.

Дебит и забойное давление измеряют в конце периода установления режима. После этого скважину переводят на следующий режим. Забойные давления на каждом режиме определяют только в тех случаях, когда скважины эксплуатируются при сравнительно больших депрессиях (более 0,5—1,0 МПа). Ошибки измерений при этом обычно не приводят к большому разбросу точек при построении индикаторных диаграмм в координатах q—$p_{заб}$. При малых депрессиях (порядка 0,2—0,3 МПа) разброс может быть настолько большим, что индикаторную диаграмму в этих координатах построить не удается. В этих случаях на каждом режиме следует измерять и забойное и пластовое давление, а диаграмму строить в координатах q—Δp. Депрессия Δp, определяемая на каждом режиме, имеет, как правило, меньшую относительную ошибку, чем $p_{заб}$, так как при измерениях за один спуск прибора абсолютные ошибки $p_{пл}$ и $p_{заб}$ примерно одинаковы и поэтому на разность ($p_{пл}$—$p_{заб}$)=Δp почти не влияют. Однако при незначительных депрессиях (до 0,3—0,4 МПа) на точность определения Δp начинают оказывать влияние ошибки расшифровки бланков манометров. Тогда для измерений Δp следует пользоваться дифференциальными глубинными манометрами.

Исследование скважин, оборудованых ШСН и ЭЦН

Изменение режима эксплуатации глубинно-насосных скважин можно достигнуть: 1) изменением длины хода полированного штока; 2) изменением числа качаний балансира; 3) одновременным изменением хода штока и числа качаний. Если изменить дебит скважины этими способами не удается, что возможно в случаях, когда при всех доступных комбинациях длины хода и числа качаний теоретическая подача насоса превышает приток жидкости из пласта, прибегают к изменению глубины подвески насоса. В этих случаях на всех режимах динамический уровень жидкости как правило, остается у приема насоса и забойное давление может быть определено по гидростатической формуле $p_{заб}=0{,}01\rho g(H—L)$, где H — глубина точки приведения; L — глубина приема насоса.

По скважинам, оборудованным ЭЦН, изменение режима эксплуатации производится чаще всего увеличением или уменьшением устьевого противодавления путем смены штуцера или закрытием задвижки на выходе.

Для регистрации к. в. д. и определения пластового давления скважины останавливают. Если в затрубном пространстве имеется избыточное давление, то одновременно с регистрацией к. в. д. на забое регистрируют и кривую восстановления давления в затрубном пространстве по показаниям манометра, установленного на устье.

В скважинах, оборудованных ЭЦН, кривые восстановления давления могут быть сняты с помощью лифтовых манометров, манометров, спускаемых на проволоке (если установлен суфлер), и в отдельных случаях с помощью дифманометров со специальными наконечниками. Однако качественные кривые могут быть получены лишь в случае, когда насос установлен вблизи пласта. На практике же ЭЦН устанавливают обычно на несколько сотен метров выше пласта, что исключает возможность качественных исследований. В необходимых случаях в интервале между насосом и продуктивным пластом подвешивается хвостовик из насосно-компрессорных труб, у башмака которого устанавливают лифтовый манометр. Чаще всего используют специальные устройства — суфлеры, устанавливаемые выше насоса и позволяющие с помощью обычных манометров, спускаемых в лифтовые трубы, измерять давление в затрубном пространстве вблизи насоса.

На рис. 49 показан суфлер конструкции ТатНИИ. Он состоит из муфты *11*, служащей для соединения лифтовых труб и являющейся базой всего устройства; корпуса *1* с отверстиями, связанными с затрубным пространством посредством трубок *12*, и клапанного устройства, состоящего из трубки *2* с отверстием *6*, ползуна *7*, пружины *8* и головки *4*. Верхняя часть кор-

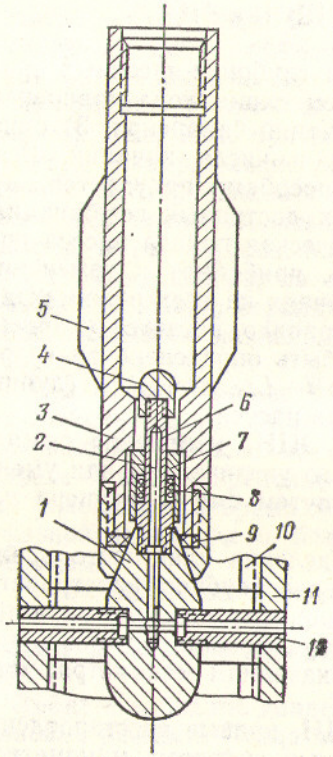


Рис. 49. Суфлер конструкции ТатНИИ

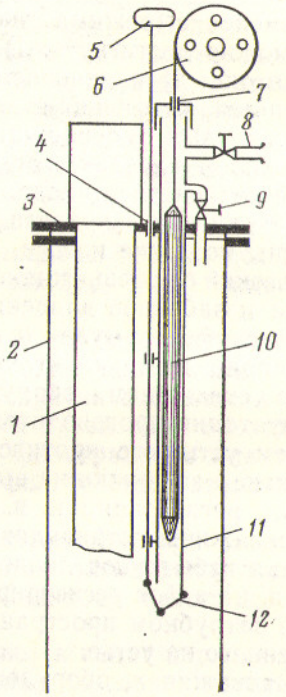


Рис. 50. Схема оборудования устья насосной скважины для спуска приборов в затрубное пространство

пуса *1* выполнена в виде конуса и служит посадочным гнездом для наконечника *3* глубинного манометра. В нормальном состоянии ползун *7* отжат пружиной *8* в верхнее положение и отверстие *6* закрыто (внутренняя полость лифтовых труб *10* с затрубным пространством не сообщается). При спуске манометра его наконечник *3* садится на конус корпуса *1*. При этом ползун *7* под действием веса прибора отжимается вниз, отверстие *6* открывается, что обеспечивает связь чувствительного элемента прибора с затрубным пространством. Точность посадки наконечника манометра обеспечивается направляющими пластинами *5*, приваренными к его корпусу, а герметичность — имеющимся в его нижней части уплотнительным устройством *9*.

Глубиннонасосные скважины в последние годы исследуют путем спуска глубинных приборов малого диаметра (25—30 мм) в затрубное пространство. Одна из схем оборудования устья скважины для спуска манометров показана на рис. 50.

В эксцентричной планшайбе *3*, на которой подвешена колонна *1*, устанавливается корпус *11* погружного лубрикатора (конструкция ВНИИ). В нижней части лубрикатора предусмотрен клапан *12*, который может открываться и закрываться с помощью тяги *6*, для уплотнения которой имеется сальник *4*.

При нормальной работе скважины клапан *12* закрыт. Перед спуском прибора в скважину необходимо отвернуть головку лубрикатора *7* (при закрытом уравнительном вентиле *9*); через сальник головки пропустить конец проволоки от лебедки и закрепить его в головке прибора *10*, а затем ввести прибор в лубрикатор и навинтить головку *7*. Чтобы открыть клапан *12*, необходимо предварительно сообщить внутреннюю полость лубрикатора с затрубным пространством путем открытия уравнительного вентиля *9*. После этого клапан открывается с помощью тяги *5*, спускают прибор в скважину. Газ из затрубного пространства выпускают при открытых вентилях *9* и *8*.

Если по техническим причинам глубинные манометры нельзя спустить в скважину, то вместо кривой восстановления давления строят кривую восстановления уровня жидкости в затрубном пространстве. В этом случае вначале замеряют динамический уровень (2—3 раза), а после остановки насоса через определенные промежутки времени (1—2 мин) определяют текущее положение уровня жидкости. Частоту измерений подбирают опытным путем, она должна быть тем больше, чем выше скорость подъема уровня.

При исследовании скважин методом установившихся отборов во всех случаях, когда это технически возможно, применяют лифтовые или малогабаритные глубинные манометры.

Исследование наблюдательных и пьезометрических скважин экспресс-методами

Пьезометрические скважины, предназначенные для контроля за изменением давления в отдельных точках пласта и наблюдательные, предназначенные для контроля за перемещением водонефтяного контакта, как правило, не имеют эксплуатационного оборудования. В большинстве случаев эти скважины исследуются экспресс-методами, т. е. методами, проводимыми без эксплуатации скважин. Пьезометрические скважины часто используются в качестве реагирующих при гидропросушивании.

Методом подкачки газа можно исследовать переливающие и непереливающие скважины. В зависимости от оборудования скважины газ закачивается либо непосредственно в обсадную колонну (если скважина не оборудована насосно-компрессорными трубами), либо в затрубное пространство, либо в насосно-компрессорные трубы, либо, наконец, одновременно и

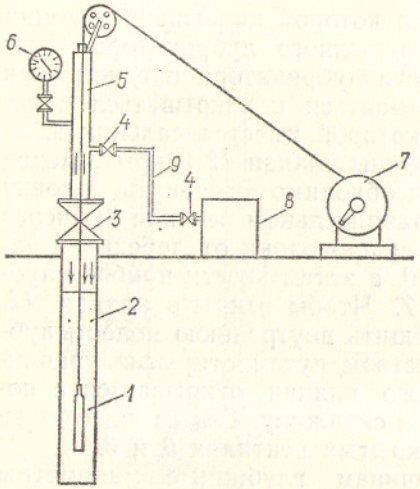


Рис. 51. Схема оборудования устья скважины при подкачке газа:

1 и *6* — манометры; *2* — обсадная колонна; *3* — задвижка; *4* — вентиль; *5* — лубрикатор; *7* — лебедка; *8* — компрессор; *9* — линия сжатого газа

в трубы и в затрубное пространство. В процессе закачки газа регистрируются изменение забойного и устьевого давления с помощью манометров, установленных на устье, и глубинного дифманометра.

Схема оборудования скважины без насосно-компрессорных труб для исследования методом подкачки газа приведена на рис. 51.

Метод подлива жидкости применяют только для исследования непереливающих скважин. Этим методом одновременно проверяют степень сообщаемости ствола пьезометрической скважины со вскрытым продуктивным пластом. Способ исследования заключается в следующем: 1) измеряют начальный статический уровень (расстояние от устьевого фланца до уровня); 2) в скважину заливают воду; 3) прослеживают изменение уровня во времени после подлива.

Статический и динамический уровни измеряют с помощью хлопушек, электроконтактных желонок или других устройств, спускаемых на проволоке или электрическом кабеле. Момент посадки спускаемого устройства на уровень определяют по звуку в случае спуска хлопушек или звонковых устройств; по показанию вольтметра или с помощью сигнальной лампочки в случае применения электроконтактных устройств; по ослаблению натяжения проволоки при спуске желонок, поплавков, грузов и т. п. Глубина уровня в момент посадки на него спускаемого устройства фиксируется по счетчику глубины или по специальным меткам-наплавкам на проволоке либо путем измерения рулеткой расстояния от нижнего торца спускаемого устройства до метки, на проволоке (против обреза устьевого фланца). Количество заливаемой воды определяют из условия, чтобы при отсутствии сообщаемости уровень в скважине поднялся на несколько метров. Эта предполагаемая высота подъема должна быть заранее рассчитана.

При исследовании непереливающих скважин экспресс-методами быстрое повышение уровня осуществляется не путем подлива, а погружением под уровень специальных вытесняющих баллонов (способ мгновенного подлива). Технологические операции при исследовании таким способом проводят в следующей последовательности: 1) измеряют начальный статический уровень, 2) под уровень погружают вытесняющие баллоны вместе с регистрирующим прибором (например, дифманометром «Онега-1», 3) баллоны и прибор выдерживают в скважине 1—3 часа для регистрации кривой падения уровня (время для разных объектов устанавливают опытным путем).

Если скважина не имеет связи с вскрываемым пластом, то для восстановления сообщаемости она временно эксплуатируется компрессорным способом (от нескольких часов до нескольких дней). За это время призабойная зона очищается от механических примесей и ржавчины. После проведения таких работ вновь проверяют сообщаемость ствола с пластом и в зависимости от результатов составляют заключение о пригодности или непригодности скважины для наблюдений.

Особенности исследования газовых скважин

Исследования газовых скважин в зависимости от этапа разработки залежи и решаемых задач делятся на первичные, текущие и специальные.

Первичные исследования проводят на стадии разведки месторождения на всех скважинах с целью получения наибольшего объема информации о параметрах пласта, установления продуктивности и добывных возможностей скважин и т. д. В объем первичных исследований входят: определение давлений на устье, пластовых и забойных давлений, дебита скважин, а также газогидродинамические исследования при установившихся (стационарных) и неустановившихся (нестационарных) режимах фильтрации газа.

Для проведения испытаний скважины на необустроенных площадях (на стадии разведки) оборудуют по схеме, показанной на рис. 52. На устье (скважина не подключена к промысловому газосборному пункту) устанавливают лубрикатор *1*. Выкидная линия *2* соединяется с сепаратором *3*, снабженным емкостью *6* для измерения объема выносимой жидкости. Газ из сепаратора поступает в факельную линию *5*, на которой монтируется диафрагменный расходомер *7*. На фонтанной арматуре устанавливают манометры *4* и термометр.

Перед исследованием новую скважину осваивают, не допуская образования на забое песчано-глинистой пробки. Поэтому создание больших депрессий на пласт не допускается. Освоение скважины проводят многоцикловым методом, который заключается в последовательном изменении диаметра штуцера (шайбы), смонтированного на выкидной линии. Сначала устанавливают штуцер небольшого диаметра, а затем последовательно — штуцера большого диаметра. После этого вновь

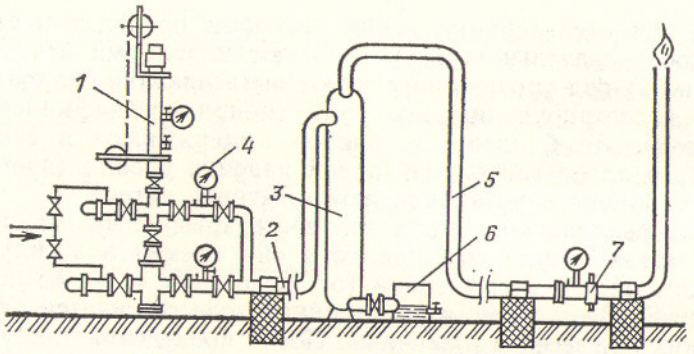


Рис. 52. Схема оборудования устья газовой скважины

последовательно уменьшают диаметр штуцера до начального значения. Как правило, эти операции (циклы) повторяют 2—3 раза, причем на каждом режиме (при данном диаметре штуцера) скважина эксплуатируется 30—40 мин.

На обустроенных площадях скважины подключают к газосборному пункту. Для проведения исследования отдельной скважины закрывают задвижку, соединяющую ее с рабочим коллектором, и открывают задвижку для сообщения с испытательной линией. Исследование скважины можно проводить без выпуска газа в атмосферу. По испытательной линии газ поступает в сепаратор, а затем в теплообменник газосборной установки. Вода из сепаратора направляется также в общую линию сбора через расходомер. При выпуске газа в коллектор увеличивается сопротивление его движению. Поэтому в некоторых случаях (низкое пластовое давление, значительные потери в линиях) для проведения исследований скважины на нескольких режимах предусматривается факельная линия для направления газа в атмосферу.

Исследование скважин методом установившихся отборов (при стационарных режимах фильтрации) проводят, как правило, начиная от меньших дебитов к большим на нескольких режимах. При этом регистрируют процесс стабилизации давления и дебита после изменения очередного режима работы скважины, а иногда — процесс восстановления давления до пластового (при полностью закрытой скважине). Исследования проводят обычно на 5—6 режимах с увеличением и 2—3 режимах с уменьшением дебита, с измерением на каждом режиме работы давления, температуры, дебита газа, жидкости и количества выносимых твердых частиц. Для определения наличия жидкости на забое проводят контрольное испытание путем уменьшения дебита до наименьшего значения, соответствующего начальному режиму. Методы исследования скважин

при нестационарных режимах фильтрации сочетаются с методом установившихся отборов, в процессе которого регистрируются к. в. д. и кривые стабилизации забойного давления и дебита при очередном изменении режима работы скважины.

По методу восстановления давления перед регистрацией к. в. д. скважину подключают к газопроводу или выпускают газ в факельную линию. После того, как давление и дебит установятся на определенном уровне, скважину закрывают. На всех операциях регистрируют установившиеся давления, температуру и дебиты газа и жидкости, а также их изменение во времени с помощью устьевых и глубинных приборов. Применение последних всегда предпочтительней, особенно в скважинах, выносящих большое количество жидкости, а также в высокодебитных скважинах, работающих с малыми депресссиями и вскрывающих пласты с высокой температурой.

Определение пластового и забойного давления расчетным путем

Расчетные способы определения забойного и пластового давления в заданных точках ствола скважины (на уровне кровли продуктивного пласта, середины фильтра и др.) или на глубинах поверхностей приведения (плоскости водонефтяного и газонефтяного контактов) используют в тех случаях, когда непосредственное измерение давления в этих точках технически неосуществимо или связано с большими затратами труда и средств, т. е. в основном при исследованиях скважин, оборудованных центробежными электронасосами (ЭЦН) и штанговыми (ШСН) скважинными насосами, а также водонагнетательных и газовых скважин.

В зависимости от конкретных условий в качестве исходных данных для расчета в той или иной комбинации, используют: измеренное манометром устьевое (затрубное) давление $p_у$; глубину точки приведения от устья по вертикали $H_{пр}$; измеренное глубинным манометром давление в какой-либо точке ствола скважины, находящейся, как правило, выше точки приведения (например, на приеме насоса) $p_{зам}$; расстояние по вертикали от точки измерения $H_{зам}$ до точки приведения ($H_{пр}$—$H_{зам}$); глубина положения статического $h_{ст}$ или динамического уровня $h_{дин}$ в затрубном пространстве (по вертикали); средние значения плотности жидкости ($\bar{\rho}_ж$) газа ($\bar{\rho}_г$) или газожидкостной смеси ($\bar{\rho}_{см}$) в интервалах между точками измерения давления или уровня и точкой приведения; средняя абсолютная температура газа $T_{ср}$ и средняя относительная плотность газа $\bar{\rho}_г$ в указанном интервале.

В простейших случаях, когда ствол скважины заполнен однофазной жидкостью (только нефтью или только водой) или газом приближенный расчет давления в точке приведения ($p_{пр}$) производится для жидкости по гидростатической формуле

$$p_{пр} \approx p_{зам} + 0{,}01\,(H_{пр} - H_{зам})\,\bar{\rho}_{ж},$$

а для газа по барометрической формуле

$$p_{пр} = p_{зам}\, e^{\frac{0{,}03415\,(H_{пр}-H_{зам})\,\bar{\rho}_{г}}{z_{ср}T_{ср}}},$$

где $z_{ср}$ — коэффициент сверхсжимаемости газа (среднее значение), зависящий от относительной плотности ($\bar{\rho}_{г}$), средней температуры $T_{ср}$ и среднего давления $p_{ср}$

$$T_{ср} = \frac{T_{зам} + T_{пр}}{2},$$

$$p_{ср} = \frac{p_{зам} + p_{пр}}{2}.$$

Здесь $T_{зам}$ и $p_{зам}$ — соответственно температура и давление в точке измерения; $T_{пр}$ и $p_{пр}$ — температура и давление в точке приведения.

Барометрическую формулу используют в основном для определения пластового давления в газовых скважинах (а также забойного, но только в тех случаях, когда газ подается по НКТ, а столб газа в затрубном пространстве неподвижен) по данным измерения давления на устье, относительной плотности газа ($\bar{\rho}_{г}$) при известных значениях температуры газа в точке приведения (на забое скважины) и на устье.

В рассматриваемом случае $p_{зам} = p_{у}$ (где $p_{у}$ — устьевое давление), $T_{зам} = T_{у}$, $T_{пр} = T_{заб}$ ($T_{заб}$ — абсолютная температура на забое). Так как $z_{ср}$ заранее неизвестно (поскольку неизвестно $p_{пр}$), то в первом приближении можно положить $z_{ср} = 1$. В этом случае для определения забойного (или пластового) давления $p'_{заб}$ барометрическая формула будет иметь вид

$$p'_{заб} \approx p_{у}\, e^{\frac{0{,}03415 H_{пр}\bar{\rho}_{г}}{1 T_{ср}}}.$$

Для более точного определения $p_{заб}$ следует воспользоваться методом последовательных приближений, суть которого сводится к определению следующих величин:

1) приближенного значения среднего давления столба газа

$$\bar{p}_{ср} = \frac{p'_{заб} + p_{у}}{2}.$$

2) приближенного значения $z'_{ср}$ по специальным таблицам или номограммам [5] с учетом $p'_{ср}$, $T_{ср}$ и $\bar{\rho}_{г}$;

3) уточненного значения $p_{заб}$ по барометрической формуле, в которую вместо 1 подставляется значение $z'_{ср}$. Далее снова находят $z_{ср} = z''_{ср}$ и новое значение забойного давления.

Расчет ведут до тех пор, пока разница между последним и предыдущим значением $p_{заб}$ не станет меньше заданной величины (например 0,1 МПа).

Гидростатическую формулу используют обычно для определения давления на забое нефтяных скважин, дающих безводную продукцию, пьезометрических скважин (в этих случаях в качестве исходных применяют данные измерений глубины статического или динамического уровней и устьевого давления), а также пластового и забойного давления в водонагнетательных скважинах.

В пьезометрических и добывающих скважинах с открытым устьем (затрубным пространством) избыточное устьевое давление $p_{у} = 0$.

В этом случае забойное (пластовое) давление на глубине приведения $H_{пр}$ находят из соотношения

$$p_{пр} \approx 0{,}01\,(H_{пр} - h_{ур})\,\bar{\rho}_{ж},$$

где ($H_{пр} - h_{ур}$) — расстояние по вертикали между точкой приведения и статическим (динамическим) уровнем, м; $\bar{\rho}_{ж}$ — средняя плотность жидкости (воды или нефти) в интервале $H_{пр} - h_{ур}$, т/м^3. При закрытом устье (затрубном пространстве) давление на заданной глубине приведения

$$p_{пр} \approx p_{ур} + 0{,}01\,(H_{пр} - h_{ур})\,\bar{\rho}_{ж},$$

где $p_{ур}$ — давление на уровне.

Пренебрегая весом столба газа в интервале от устья до уровня жидкости приближенно можно принять $p_{ур} = p_{у}$, где $p_{у}$ — устьевое (затрубное) давление, МПа.

Однако при высоких значениях $p_{у}$ и $h_{ур}$ такое допущение может привести к существенной погрешности в определении величины $p_{пр}$.

В этих случаях $p_{ур}$ следует определять по барометрической формуле, так же как и при нахождении давления на забое газовой скважины с той лишь разницей, что в расчетные формулы вместо величины $H_{пр}$ необходимо подставлять $h_{ур}$.

В водонагнетательных скважинах, в которых вода закачивается через НКТ, забойное и пластовое давление определяются из соотношения

$$p_{пр} \approx p_{у} + 0{,}01 H_{пр}\,\bar{\rho}_{в}.$$

Этим же соотношением пользуются для установления пластового давления в нагнетательных скважинах, не оборудованных

НКТ, или в скважинах, в которых закачка осуществляется одновременно и через НКТ, и через затрубное пространство.

В добывающих скважинах механизированного фонда, дающих обводненную продукцию, и в скважинах, по стволу которых движется газированная жидкость, также используют расчетные методы определения пластового и забойного давления с применением гидростатической и барометрической формул. Однако в этом случае для оценок плотности в различных интервалах необходимо учитывать относительные скорости движения фаз в стволе, их распределение по стволу в процессе эксплуатации и после остановки скважины и другие факторы. Расчеты при этом существенно усложняются и производятся, как правило, с применением ЭВМ.

Определение дебита скважин с помощью мерников

На стадиях разведки и освоения нефтяных месторождений дебит жидкости каждой скважины часто определяют с помощью мерников — открытых емкостей, представляющих собою вертикальные или горизонтальные сосуды (цистерны, прямоугольные сосуды). Продукция каждой скважины периодически направляется в мерник на определенный промежуток времени, которое зависит от его вместимости и производительности (дебита) скважины.

Ориентировочно объемный дебит скважины определяют по формуле

$$w_{ж} = \frac{F(h_2 - h_1)}{t},$$

где F — средняя по высоте площадь мерника; h_2 и h_1 — высота столба жидкости в мернике соответственно в конце и до начала измерения; t — время измерения. Разность уровней $h_2 - h_1$ называют высотой взлива и определяют с помощью мерной ленты, деревянной или алюминиевой рейки с делениями (метршток), поплавковых устройств и др.

Используемые на промыслах мерные емкости, даже если они изготовлены в виде вертикальных цилиндров или прямоугольных параллелепипедов, как правило, не имеют строго постоянного сечения по высоте (из-за наличия внутренних переборок, вмятин и т. п.). Поэтому для каждой емкости необходимо составлять калибровочные таблицы или графики.

Таблица обычно состоит из двух граф. В первой указывают значения h — высоты столба жидкости от днища резервуара через каждый сантиметр, во второй — соответствующие значения V — объема жидкости в мернике. На графиках по оси абсцисс откладывают значения h (в см), по оси ординат — V (в м³).

Измерив высоты h_1 и h_2 и найдя по таблице или графику соответствующие значения V_1 и V_2 (объемы жидкости в мернике до начала и в конце измерения), значения $V_{зам}$ определяют как разность $V_{зам} = V_2 - V_1$.

Для нахождения суточного объемного дебита скважины можно воспользоваться формулой

$$w_{ж} = 24V_{зам}/t,$$

где t — время измерения, ч.

Если скважина безводна, то массовый дебит нефти в поверхностных условиях $q = w\rho_{н}$, где $\rho_{н}$ — плотность нефти в т/м³, определяемая в промысловой лаборатории по пробам продукции данной скважины.

Чтобы установить дебит нефти обводненных скважин, необходимо знать процент обводненности их продукции ($n_{в}$). В большинстве случаев $n_{в}$ находят на основании лабораторных исследований проб жидкости, отбираемых в бутыли из пробоотборных кранов, имеющихся на выкидных линиях скважин. Зная $n_{в}$, объемные дебиты нефти $w_{н}$ и воды $w_{в}$ легко вычислить по формулам:

$$w_{н} = \frac{w_{ж}(100 - n_{в})}{100},$$

$$w_{в} = \frac{w_{ж}n_{в}}{100}.$$

Массовый дебит воды $q_{в} = \omega\rho_{в}$, где $\rho_{в}$ — плотность воды по лабораторным данным.

Дебит скважин на обустроенных объектах определяют на групповых замерных установках в соответствии с инструкцией по их эксплуатации.

Формулы для пересчета дебита скважин

Дебит нефтяных и водяных скважин принято измерять в тоннах или кубических метрах за одни сутки (т/сут или м³/сут). Дебит газовых скважин обычно измеряют получаемым за сутки количеством кубометров (или тысяч кубометров) газа, приведенным к нормальному атмосферному давлению ($p_{ат} = 0{,}1$ МПа) и стандартной температуре, за которую принимают температуру, равную 20 °С (293 К). Объемный дебит жидкости, измеряемый на поверхности ($w_{пов}$), связан с объемным дебитом в пластовых условиях ($w_{пл}$) соотношением:

$$w_{пов} = w_{пов}/b,$$

где b — объемный коэффициент.

Массовый дебит q связан с объемным $w_{пов}$ соотношением:

$$q = w_{пов}\rho_ж,$$

где $\rho_ж$ — плотность жидкости в поверхностных условиях, размерность которой выбирают в зависимости от размерности q и $w_{пов}$.

Чтобы объемный дебит жидкости, измеренный в м³/сут, выразить в см³/с, его нужно умножить на коэффициент $10^6/86\,400 = 11{,}57$ (10^6 количество см³ в 1 м³; 86 400 — количество секунд в сутках).

Для перехода от массового дебита в т/сут в поверхностных условиях к объемному в пластовых условиях в см³/с используется следующее соотношение:

$$w_{пл} = qb11{,}57/\rho,$$

где ρ имеет размерность в т/м³.

Пример 1. Измеренный на поверхности массовый дебит нефтяной скважины ($q_{пов}$) составляет 47 т/сут. Выразить этот дебит: 1) в м³/сут в поверхностных условиях ($w_{пов}$); 2) в м³/сут в пластовых условиях ($w_{пл}$); 3) в см³/с в пластовых условиях, если известно, что плотность нефти в поверхностных условиях $\rho_н = 0{,}86$ т/м³, а объемный коэффициент $b = 1{,}12$.

Решение:

$$w_{пов} = q/\rho_н = 47/0{,}86 = 54{,}65 \text{ м}^3\text{/сут};$$

$$w_{пл} = w_{пов}b = 54{,}65 \cdot 1{,}12 = 61{,}2 \text{ м}^3\text{/сут};$$

$$w'_{пл} = w_{пл}11{,}57 = 61{,}2 \cdot 11{,}57 = 708{,}1 \text{ см}^3\text{/с}.$$

Пример 2. Плотность нефти в поверхностных условиях (после дегазации) $\rho_н = 0{,}87$, объемный коэффициент $b = 1{,}09$. Дебит скважины в пластовых условиях $w_{пл} = 938$ см³/с, в поверхностных условиях $q = w_{пл}\rho_н/11{,}57b = 938 \cdot 0{,}87/11{,}57 \cdot 1{,}09 = 64{,}7$ т/сут.

Определение обводненности продукции скважин в мерниках

Определение обводненности продукции добывающих скважин производится путем лабораторного анализа проб жидкости, отбираемых на выкидных линиях из скажин. Частота и количество отбираемых проб устанавливается для каждого нефтяного промысла опытным путем и регламентируется утвержденным обязательным комплексом исследований по контролю разработки.

При испытаниях скважин на необустроенных площадях (участков), а также при проведении специальных исследований пробы жидкости отбираются не на выкидных линиях, а непосредственно из мерников с помощью трубчатых щупов различных конструкций. Одна из них представляет собой трубу диаметром 20—40 мм и длиной, несколько превышающей высоту мерника. Эта труба медленно опускается в мерник вдоль

мерной рейки. Направляющими для трубы служат кольца, прикрепленные к рейке, к нижнему концу которой наглухо прибивается деревянный ящичек, заполняемый сырой пластичной глиной.

Щуп в мерник опускают через 15—30 мин после прекращения поступления в него жидкости. Это необходимо для того, чтобы вода и нефть (а также эмульсия) отстоялись и распределились по высоте мерника в соответствии с их плотностями. После того как нижний торец трубы войдет в глину, щуп (вместе с рейкой) осторожно извлекается на поверхность, его содержимое сливается в емкость (бутыль) и отправляется в лабораторию для определения содержания воды и плотности нефти и воды. Взятая щупом проба является представительной, так как по высоте она имеет такое же соотношение воды и нефти, какое установилось во всем мернике.

Если до начала замера в мернике уже содержался какой-то объем жидкости, то из него также должна быть взята проба. В этом случае объемную долю воды в жидкости, поступившей в мерник в период замера, определяют по формуле

$$n_в = \frac{V_2 n_2 - V_1 n_1}{V_2 - V_1},$$

где V_1, n_1 и V_2, n_2 — соответственно объем жидкости в мернике и объемная доля воды до начала и в конце замера, %.

5. ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Определение параметров пласта по к. в. д. без учета дополнительного притока жидкости

Наиболее точные результаты обработки к.в.д. без учета дополнительного притока в ствол скважины можно получить при условии, что до момента изменения режима эксплуатации скважины (в частности, остановки) ее дебит оставался неизменным в течение длительного периода, в 10 раз и более превышающего время регистрации к.в.д. Кроме того, есть основания считать дополнительный приток незначительным. Это условие практически соблюдается в добывающих скважинах с высоким затрубным давлением и незначительным объемом газа в затрубном пространстве, а также в нагнетательных скважинах, весь ствол которых в период исследования остается заполненным водой.

Обработка данных исследования осуществляется в следующем порядке. 1. По результатам регистрации изменения забойного давления (Δp) глубинным манометром или дифманометром во времени (t) строят график зависимости $\Delta p(\lg t)$.

2. Прямолинейный участок графика экстраполируется (продолжается) до пересечения с осью ординат, определяется отрезок A, отсекаемый на оси ординат, и уклон i прямолинейного участка к.в.д. 3. Определяют гидропроводность

$$\varepsilon = \frac{10^{-3} \cdot 2{,}12 q b}{i \rho_н}.$$

Предполагается, что объемный коэффициент нефти b и плотность дегазированной нефти $\rho_н$ известны по данным лабораторных определений. 4. Определяют проницаемость пласта

$$k = \mu\varepsilon/h,$$

если известны μ и h.

5. Определяют приведенный радиус скважины:

$$r_{пр} = \sqrt{\frac{2{,}25\varkappa}{10^{A/i}}},$$

для чего необходимо предварительно найти параметр $\varkappa$ по известным значениям пористости m, сжимаемости пласта $\beta_с$ и жидкости $\beta_ж$ или на основании исследований пласта методом гидропрослушивания

$$\varkappa = \frac{10^{-3} k}{\mu (m\beta_ж + \beta_с)}.$$

6. Определяют коэффициент гидродинамического совершенства скважины

$$\alpha = \frac{\lg \sigma_{ср}/r_с}{1\sigma\ \sigma_{ср}/r_{пр}},$$

где $\sigma_{ср}$ — половина среднего расстояния между исследуемой скважиной и соседними.

7. Определяют коэффициент продуктивности скважины в т/(сут·МПа):

$$K = \frac{236 \varepsilon \rho_{пов}}{b \lg \sigma_{ср}/r_{пр}}.$$

Пример. Определить гидропроводность и проницаемость пласта в районе нефтяной фонтанной скважины, приведенный радиус, коэффициент совершенства и коэффициент продуктивности при следующих исходных данных: $b=1{,}1$; $\rho_{пов}=0{,}86$ т/м³; $\mu_н=4{,}5$ мПа·с; $h=8$ м; $m=0{,}2$; $\beta_н=9{,}42\times$ $\times 10^{-4}$ 1/МПа; $\beta_с=3{,}6\cdot 10^{-4}$ 1/МПа; $r_с=0{,}15$ м; $\sigma_{ср}=0{,}150$ м. Кривая восстановления давления регистрировалась после остановки скважин. Дебит скважины до остановки составлял 70 т/сут. Известно, что в пласте движется однофазная нефть.

Данные исследований скважины приведены в табл. 6.

Решение 1. Определяем значение $\lg t$ (табл. 6) и строим кривую восстановления давления в координатах Δp—$\lg t$ (рис. 53, *а*). На рис. 53, *б* для сопоставления приведена та же кривая в обычных координатах Δp—t.

2. Экстраполируем прямолинейный участок кривой до пересечения с осью ординат и определяем A ($A=0{,}331$).

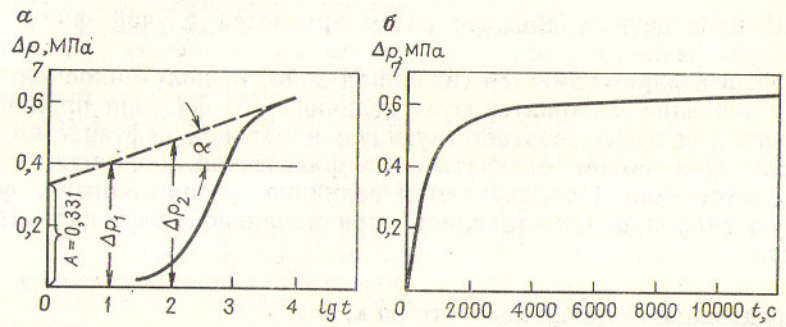


Рис. 53. К примеру обработки к. в. д. по нефтяной фонтанной скважине

Для оценки i зададимся значениями: $\lg t_1=1$; $\lg t_2=2$. Им соответствуют депрессии: $\Delta p_1=0{,}403$; $\Delta p_2=0{,}475$. Тогда

$$i = \frac{0{,}475 - 0{,}403}{2 - 1} = 0{,}072.$$

$$3.\ \varepsilon = \frac{10^{-3} \cdot 2{,}12 \cdot 1{,}1 \cdot 70}{0{,}072 \cdot 0{,}86} = 2{,}64\ \frac{\text{мкм}^2 \cdot \text{м}}{\text{мПа} \cdot \text{с}}.$$

$$4.\ k = \frac{2{,}64 \cdot 4{,}5}{8} = 1{,}48\ \text{мкм}^2.$$

$$5.\ \varkappa = \frac{10^{-3} \cdot 1{,}48}{4{,}5\ (0{,}2 \cdot 9{,}42 \cdot 10^{-4} + 3{,}6 \cdot 10^{-4})} \approx 0{,}6\ \text{м}^2/\text{с}.$$

$$6.\ r_{пр} = \sqrt{\frac{2{,}25 \cdot 0{,}6}{10 \cdot 0{,}331/0{,}072}} = 5{,}83 \cdot 10^{-3}\ \text{м}.$$

$$7.\ \alpha = \frac{\lg 150/0{,}15}{\lg 150/(0{,}588 \cdot 10^{-3})} = 0{,}68.$$

$$8.\ K = \frac{236 \cdot 0{,}86 \cdot 2{,}64}{1{,}1 \cdot \lg 15\,000/0{,}588} = 100{,}5\ \text{т/(сут} \cdot \text{МПа)}.$$

Таблица 6

Время с момента остановки t, с	$\lg t$	$p_{заб}$, МПа	Время с момента остановки t, с	$\lg t$	$p_{заб}$, МПа
60	1,78	0,041	4 800	3,68	0,595
120	2,08	0,082	5 400	3,73	0,598
180	2,26	0,147	6 000	3,78	0,605
300	2,48	0,231	6 600	3,82	0,607
600	2,78	0,352	7 200	3,86	0,608
1200	3,08	0,495	7 800	3,89	0,610
1800	3,255	0,530	8 400	3,92	0,612
2400	3,38	0,560	9 000	3,95	0,615
3000	3,48	0,575	9 600	3,98	0,618
3600	3,56	0,580	10 200	4,01	0,620
4200	3,62	0,590	10 800	4,03	0,621

В приведенном примере рассматривается случай фильтрации однофазной нефти.

Если в пласте имеется связанная вода, то полученное в расчете значение k характеризует величину его фазовой проницаемости для нефти, соответствующую начальной нефтенасыщенности. Она может отличаться от физической проницаемости. Соответственно и определяемая величина ε характеризует фазовую гидропроводность пласта при начальной нефтенасыщенности.

Определение гидропроводности по к. в. д. газовой скважины

После остановки газовой скважины, эксплуатируемой при постоянном забойном давлении $p_{заб.о}$, к.в.д. регистрируется с помощью устьевых или глубинных манометров и дифманометров. По результатам измерений необходимо вычислить значения квадратов забойного давления после закрытия скважины $(p^2_{заб})$ через определенные интервалы времени t, а также разности квадратов забойных давлений $(p^2_{заб}-p^2_{заб.\,о})$ и соответствующие им значения $\lg t$. Эти данные заносят в таблицу, а затем по ним строят график зависимости $p^2_{заб}-p^2_{заб.\,о}$ от $\lg t$. Как в случае фильтрации жидкости, экспериментальные точки в начале процесса восстановления давления не лежат на прямой линии. Проводя прямую линию таким образом, чтобы среднее отклонение фактических точек от нее было минимальным (обычно это делается визуально), продолжают ее до пересечения с осью ординат.

Для определения уклона прямой линии к оси абсцисс выбирают два произвольных значения $\lg t$ в начале $\lg t_1$ и конце $\lg t_2$ линии и по графику определяют соответствующие им разности квадратов забойных давлений. Уклон линии вычисляют по формуле

$$i=\frac{(p^2_{заб}-p^2_{заб.\,о})_2-(p^2_{заб}-p^2_{заб.\,о})_1}{\lg t_2-\lg t_1}.$$

Зная уклон i, гидропроводность пласта в (мкм²·м)/(мПа××с) можно определить по следующей формуле:

$$\varepsilon=\frac{4{,}24\omega_г p_{ат} T_{пл} z}{iT_{ст}},$$

где $\omega_г$ — установившийся дебит газовой скважины до ее остановки при нормальных условиях, тыс. м³/сут; $p_{ат}$ — атмосферное давление, МПа; $T_{пл}$ и $T_{ст}$ — соответственно пластовая и стандартная температуры, К ($T_{ст}=293$ К); z — коэффициент сверхсжимаемости газа, соответствующий пластовому давлению и пластовой температуре.

Пример. Определить гидропроводность пласта в районе газовой скважины по данным ее исследования методом восстановления давления при следующих исходных данных: 1) установившийся дебит скважины до остановки 1300 тыс. м³/сут (при $p=0{,}1$ МПа и $T_{ст}=293$ К); 2) пластовая температура $T_{пл}=330$ К; 3) коэффициент сверхсжимаемости газа $z=0{,}885$.

Результаты наблюдений за восстановлением давления на забое скважины приведены в табл. 7 (указано время t, отсчитываемое с момента остановки скважины).

Решение. 1. Найдем значения $\lg t$ и $p^2_{заб}-p^2_{заб.\,о}$ для всех измеренных t и $p_{заб}$.

Так, для $t=30$ с, $\lg t=1{,}4771$. В этот момент $p_{заб}=11{,}1$ МПа; $p^2_{заб}=11{,}1^2=123{,}21$. В нашем случае $p_{заб.\,о}=6{,}96$ МПа ($t=0$); $p^2_{заб.\,о}=6{,}96^2=48{,}44$. Отсюда находим: $p^2_{заб}-p^2_{заб.\,о}=123{,}21-48{,}44=74{,}87$.

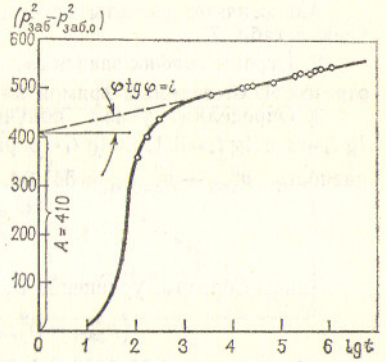


Рис. 54. К примеру обработки к. в. д. газовой скважины

Таблица 7

t, с	$\lg t$	$p_{заб}$, МПа	$p^2_{заб}$	$p^2_{заб}-p_{заб.\,о}$
0		60,6	48,44	0
30	1,4771	11,10	123,21	74,77
60	1,7782	16,01	256,32	207,88
120	2,0792	20,20	408,04	359,60
180	2,4553	21,21	449,86	401,42
300	2,4771	22,20	492,84	444,40
600	2,7782	22,63	512,11	463,68
900	2,9542	22,90	524,41	475,97
3 600	3,5563	23,20	538,24	489,80
7 200	3,8573	23,28	541,95	493,52
10 800	4,0334	23,40	547,56	499,12
14 400	4,1584	23,42	548,50	500,05
18 000	4,2553	23,46	550,37	501,93
21 600	4,3345	23,47	550,84	502,40
25 200	4,4014	23,48	551,31	502,87
72 000	4,8573	23,74	563,58	515,15
101 000	5,0043	23,84	568,34	519,90
158 500	5,1987	23,90	571,21	522,77
183 500	5,2625	24,00	578,00	527,56
194 000	5,2878	24,01	576,48	528,04
244 000	5,3874	24,04	577,92	529,48
417 000	5,6201	24,08	579,85	531,40
507 000	5,7050	24,21	586,12	537,68
590 000	5,7709	24,23	587,09	538,65
676 000	5,8299	24,20	588,55	540,11
1 030 000	6,0128	24,29	590,00	541,56
1 130 000	6,0531	24,30	590,49	542,05
1 205 000	6,0792	24,30	590,49	542,05

Аналогичные расчеты проводим для каждой точки. Результаты записываем в табл. 7.

2. Строим график зависимости $p^2_{заб} - p^2_{заб.\,о}$ от $\lg t$ (рис. 54). Определяем отрезок A, отсекаемый прямой на оси ординат ($A=410$).

3. Определим уклон полученной прямой. Для этой цели выберем $\lg t_1=3$ и $\lg t_2=6$. При $\lg t_1=3$ разность $p^2_{заб} - p^2_{заб.\,о} = 474$, а при $\lg t^2$ разность $p^2_{заб} - p^2_{заб.\,о} = 541{,}00$.

$$4.\ i = \frac{541-474}{6-3} = 22{,}33.$$

Таким образом, уравнение полученной прямой имеет вид

$$\left(p^2_{заб} - p^2_{заб.\,о}\right) = 410 - 22{,}33 \lg t.$$

$$5.\ \varepsilon = \frac{4{,}24 \cdot 1300 \cdot 0{,}1 \cdot 330 \cdot 0{,}885}{22{,}33 \cdot 293} = 24{,}6\ \text{(мкм}^2\text{·м)/(МПа·с)}.$$

Определение гидропроводности по индикаторным диаграммам

Способ обработки результатов исследований методом установившихся отборов с целью определения гидропроводности выбирают в зависимости от условий фильтрации жидкости в районе скважины (одно- или многокомпонентная смесь) и формы полученной индикаторной диаграммы.

Фильтрация жидкости. При фильтрации жидкости (нефти, воды или водонефтяной смеси) в тех случаях, когда индикаторная диаграмма прямолинейна, гидропроводность пласта можно определить по формуле

$$\varepsilon = 0{,}159 \cdot 10^{-3} K_{пл} [\ln(\sigma_{ср}/r_c) + C],$$

где $K_{пл}$ — коэффициент продуктивности скважины в пластовых условиях, см³/(с·МПа); C — поправочный коэффициент, учитывающий гидродинамическое несовершенство скважины.

Для определения C обычно пользуются способом, разработанным В. И. Щуровым (см. стр. 89). Если коэффициент продуктивности измерен в поверхностных условиях ($K_{пов}$) и имеет размерность т/(сут·МПа), то для перехода к размерности см³/(с·МПа) в пластовых условиях можно воспользоваться соотношением

$$K_{пл} = K_{пов} b 11{,}57/\rho_{пов}.$$

Здесь b — объемный коэффициент нефти; $\rho_{пов}$ — плотность нефти (в т/м³), определенные по результатам исследования проб жидкости в лабораториях.

Пример. Определить гидропроводность пласта в районе нефтяной эксплуатационной скважины, имеющей индикаторную диаграмму, приведенную на рис. 55 ($K=\operatorname{tg}\varphi=160$ т/(сут·МПа)) при следующих исходных данных: $\sigma_{ср}=250$ м; $r_c=0{,}15$ м; $n=10$. Эффективная толщина $h=12$ м; $C=8{,}7$; вязкость нефти $\mu_н=3{,}8$ мПа·с; объемный коэффициент $b=1{,}1$, плотность жидкости в поверхностных условиях $\rho_{пов}=0{,}86$ т/м³. Определить гидропроводность пласта ε и его проницаемость k.

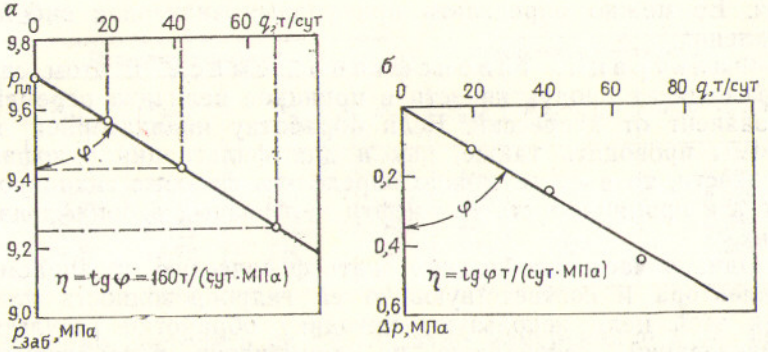


Рис. 55. Индикаторная диаграмма добывающей скважины:
а — в координатах q—$P_{заб}$; *б* — в координатах q — Δp

Решение.

1. Коэффициент продуктивности в пластовых условиях:

$$K_{пл} = \frac{160 \cdot 1{,}1 \cdot 11{,}57}{0{,}86} = 2368\ \text{см}^3/(\text{с}\cdot\text{МПа}).$$

2. Коэффициент гидропроводности

$$\varepsilon = 0{,}159 \cdot 10^{-3} \cdot 2368 \left(\ln \frac{250}{0{,}15} + 8{,}7\right) = 6{,}07\ \frac{\text{мкм}^2\cdot\text{м}}{\text{МПа}\cdot\text{с}}.$$

3. Проницаемость пласта

$$k = \frac{3{,}8 \cdot 6{,}07}{12} = 1{,}92\ \text{мкм}^2.$$

Гидропроводность пласта в районе скважин, по которым индикаторная диаграмма криволинейна вследствие нарушения линейного закона фильтрации, может быть определена таким же образом. При этом, если начальный участок диаграммы прямолинейный, в формулы следует подставлять значение $\operatorname{tg}\varphi$ этого участка; если вся диаграмма криволинейна, то приближенное значение гидропроводности можно получить после подстановки в указанные формулы значения тангенса угла между осью давлений и касательной, проведенной к индикаторной линии в точке ее пересечения с осью давлений.

Если индикаторная диаграмма криволинейна вследствие изменения степени раскрытости трещин в призабойной зоне в зависимости от давления, то гидропроводность пласта в районе скважины является величиной переменной. Она, как и коэффициент продуктивности, будет функцией забойного давле-

ния. Ее можно определить при разных значениях забойного давления.

Фильтрация газонефтяной смеси. В этом случае коэффициент продуктивности в принципе величина переменная и зависит от депрессии. Если обработку индикаторной диаграммы проводить также, как и для фильтрации однофазной жидкости, то в итоге можно определить фазовые гидропроводность и проницаемость для нефти при разных забойных давлениях.

Однако часто необходимо знать физическую проницаемость коллектора и соответствующую ей гидропроводность пласта. Для этой цели используют методику обработки результатов исследований, основанную на применении вспомогательной функции H, имеющей размерность давления и учитывающей изменения фазовой проницаемости для жидкости, вязкости нефти и объемного коэффициента при выделении из нее растворенного газа в пласте.

Эту функцию подставляют в формулу Дюпюи вместо давления:

$$w_{пл} = \frac{10^{3}2\pi kh\,(H_{пл} - H_{заб})}{\mu_н\,[\ln(\sigma_{ср}/r_c) + C]} = K'\,(H_{пл} - H_{заб}),$$

где $w_{пл}$ — дебит нефти в пластовых условиях, см³/с; k — физическая проницаемость коллектора; $H_{пл}$ и $H_{заб}$ — функция H соответственно при пластовом и забойном давлениях; K' — коэффициент продуктивности в случае притока однородной жидкости.

Индикаторная диаграмма, построенная для данной скважины в координатах $w_{пл}$—H или q—H должна быть прямолинейной, а расчетная формула для определения гидропроводности будет иметь вид

$$\varepsilon = 0{,}159 \cdot 10^{3} K'\,[\ln(\sigma_{ср}/r_c) + C],$$

где K' имеет размерность см³/(с·МПа) в пластовых условиях.

Чтобы воспользоваться этой формулой, необходимо построить индикаторную диаграмму в координатах q—H, т. е. знать значения функции H при пластовом давлении и при зафиксированных на каждом режиме забойных давлениях. Зависимость H от p для каждой залежи можно получить на основании данных исследований пластовой нефти, в процессе которых изучают изменение растворимости в ней газа, вязкости и объемного коэффициента в зависимости от давления и данных исследований фазовых проницаемостей для нефти и газа в зависимости от нефтенасыщенности.

Фильтрация газа. Для определения коэффициентов a и b в двучленной формуле притока газа

$$p_{пл}^2 - p_{заб}^2 = aw_г + bw_г^2,$$

Таблица 8

Номер режима	Исходные величины			Рассчитанные величины			
	$p_{пл}$, МПа	$p_{заб}$, МПа	$w_г$, тыс. м³/сут	$p_{пл}^2$	$p_{заб}^2$	$p_{пл}^2 - p_{заб}^2$	$(p_{пл}^2 - p_{заб}^2)/w_г$
1	27,79	23,86	200,5	615	570	45	0,225
2	27,79	23,42	284,0	615	550	65	0,233
3	27,79	21,02	643,0	615	442	173	0,269
4	27,79	19,72	794,0	615	390	224	0,283

необходимо построить по результатам измерения p и $w_г$ индикаторную диаграмму в координатах $(p_{пл}^2 - p_{заб}^2)/w_г - w_г^2$. Полученный график должен иметь форму прямой линии, которая отсекает на оси ординат отрезок, численно равный коэффициенту a. Тангенс угла наклона этой линии к оси абсцисс равен коэффициенту b. Гидропроводность пласта

$$\varepsilon = \frac{11{,}57 p_{ат} z\,[\ln(\sigma_{ср}/r_c) + C]}{\pi a} \frac{T_{пл}}{T_{ст}}.$$

Пример. Определить коэффициенты a и b, а также гидропроводность и проницаемость пласта при следующих исходных данных: $\sigma_{ср}=250$ м; $r_c=12{,}4$ см; $C=5{,}3$; $T_{пл}=355$ К; $h=6$ м; $\mu_г=0{,}0267$ мПа·с; $z=0{,}77$.

Результаты исследований скважины приведены в табл. 8 (исходные величины).

Решение. 1. Найдем зависимость $(p_{пл}^2 - p_{заб}^2)/w_г$ от $w_г$. С этой целью произведем расчеты, порядок которых указан в таблице.

2. По полученным результатам строим график искомой зависимости (см. рис. 44).

3. По графику определяем: $a=0{,}2$; $b=\operatorname{tg}\varphi = BC/AB = 0{,}0001$.

4. Гидропроводность пласта

$$\varepsilon = \frac{11{,}557 \cdot 0{,}1 \cdot 0{,}77\left(\ln\dfrac{250}{0{,}124} + 5{,}3\right)}{3{,}14 \cdot 0{,}20} \frac{355}{293} = 22{,}1\ \frac{\text{мкм}^2 \cdot \text{м}}{\text{мПа} \cdot \text{с}}.$$

5. Проницаемость

$$k = 22{,}1 \cdot 0{,}0267/6 = 0{,}098\ \text{мкм}^2.$$

Определение параметров пластов и скважин при совместной обработке к. в. д. и индикаторных диаграмм

По данным, полученным путем непосредственного измерения только дебитов и забойных давлений в процессе исследования скважины методом установившихся отборов и регистрации дебита и кривой восстановления давления при исследованиях методом восстановления давления можно определить

соответственно лишь коэффициенты продуктивности и гидропроводности пласта.

Для определения других гидродинамических параметров необходимо использовать данные, получаемые в результате геофизических и лабораторных исследований скважин, образцов породы и проб пластовых жидкостей (газов). Эти данные (особенно о сжимаемости породы и жидкости) далеко не всегда известны, а если известны, то с невысокой точностью. Поэтому погрешность определения параметров (приведенного радиуса скважины $r_{пр}$, пьезопроводности $\varkappa$, коэффициента гидродинамического совершенства α и др.), получаемых при обработке только индикаторных диаграмм или к.в.д. может оказаться недопустимо большой.

Более достоверные данные о значениях $r_{пр}$, α, а также $\varkappa$ можно иметь в результате совместной обработки к.в.д. и индикаторной диаграммы, полученных в одно время. Зная коэффициент продуктивности K (из индикаторной диаграммы) и гидропроводность ε (после обработки кривой восстановления давления) приведенный радиус можно определить по формуле

$$r_{пр} = \frac{\sigma_{ср}}{10^{\frac{236\rho_{пов}}{bK}\varepsilon}},$$

где K в т/сут·МПа в поверхностных условиях; ε в (мкм²·м)/(мПа·с); ρ в т/м³; $\sigma_{ср}$ и $r_{пр}$ в м или в см.

Коэффициент совершенства определяют по формуле

$$\alpha = \frac{\lg \sigma_{ср}/r_c}{\lg \sigma_{ср}/r_{пр}}.$$

Коэффициент пьезопроводности находят по соотношению:

$$\varkappa = Br_{пр}^2,$$

где $\varkappa$ в м²/с; B в 1/с.

$$B = 10^{A/i}/2{,}25.$$

Как видим, значение B определяется по данным, получаемым в результате обработки к.в.д. (A и i).

Пример. В результате обработки кривой восстановления давления определены значения ε=2,17 (мкм²·м)/(мПа·с), B=21 510 1/с. По данным исследований методом установившихся отборов коэффициент продуктивности скважины K=87,56 т/(сут·МПа). Дано: $\sigma_{ср}$=100 м; действительный радиус скважины r_c=0,15 м; b=1,1; $\rho_{пов}$=0,86 т/м³. Необходимо определить $r_{пр}$, α и $\varkappa$.

Решение:

$$r_{пр} = \frac{100}{10^{\frac{236\cdot 0{,}86\cdot 2{,}17}{1{,}1\cdot 87{,}56}}} = 2{,}7\cdot 10^{-3} \text{ м} = 0{,}27 \text{ см};$$

$$\alpha = \frac{\lg 100/0{,}15}{\lg 100/(2{,}7\cdot 10^2)} = 0{,}618;$$

$$\varkappa = 21\,510\,(2{,}7\cdot 10^{-3})^2 = 0{,}157 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Если известен коэффициент продуктивности $K_{пл}$ в м³/(сут×МПа) в пластовых условиях, коэффициент гидродинамического совершенства можно определить также по формуле:

$$\alpha = \frac{K_{пл}}{2{,}36\varepsilon}\lg \sigma_{ср}/r_c,$$

а приведенный радиус скважины

$$r_{пр} = \frac{\sigma_{ср}K_{пл}}{23{,}6\varepsilon}.$$

Здесь гидропроводность имеет размерность (мкм²·м)/(мПа·с).

Определение гидропроводности и пьезопроводности по кривым гидропрослушивания

Кривые гидропрослушивания обычно строят в координатах Δp—t (Δp — изменение давления в реагирующей скважине по отношению к фоновой кривой). Если при исследовании используют U-образные ртутные манометры, то кривую строят в координатах Δl—t (Δl — мм ртутного или водяного столба). При обработке кривых гидропрослушивания способом касательной коэффициент гидропроводности определяют по приращению давления в реагирующей скважине $\Delta p_к$, соответствующему времени $t_к$, когда темп изменения давления начал уменьшаться и кривая имеет видимый изгиб. Начало координат по оси абсцисс совпадает с моментом создания импульса в возмущающей скважине. Коэффициент пьезопроводности пласта устанавливают также по времени $t_к$, отсчитываемому от момента создания импульса до начала перегиба кривой гидропрослушивания.

$$\varepsilon = 590\Delta w/\Delta p_к = \frac{590w}{\Delta lC} \text{ и } \varkappa = 0{,}57R^2/t_к.$$

Здесь Δw — дебит скважины в пластовых условиях до пуска ее в эксплуатацию, м³/сут; R — расстояние между возмущающей и реагирующей скважинами, м; Δp — перепад давления, соответствующий времени $t_к$, Па; C — масштабный коэффициент, который зависит от единицы измерения величины Δl. По

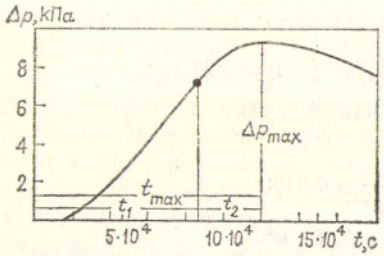


Рис. 56. Кривая гидропрослушивания, имеющая максимум

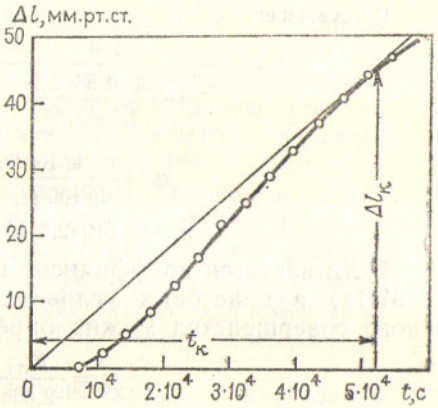


Рис. 57. Кривая гидропрослушивания с точкой перегиба

методу касательной не всегда удается обработать кривую гидропрослушивания, так как последняя может иметь такую форму, при которой касательную провести нельзя.

Если изменение дебита возмущающей скважины создается путем его последовательного снижения и увеличения, то на забое реагирующей скважины чувствительным дифманометром можно зарегистрировать кривую, имеющую максимум (рис. 56). Коэффициент пьезопроводности в этом случае можно определить по формуле

$$\varkappa = \frac{R^2 t_1}{4 t_{\max} t_2} \cdot \frac{1}{\ln \dfrac{\Delta w_1 t_{\max}}{\Delta w_0 t_2}},$$

где t_1 — время между первым и вторым изменением дебита; $t_2 = t_{\max} - t_1$; Δw_0 — значение дебита в пластовых условиях при первом изменении; Δw_1 — значение дебита в пластовых условиях при втором изменении.

Пример 1. Определить способом касательной параметры ε и ϰ по результатам гидропрослушивания, представленным в табл. 9. Импульс создан путем пуска в эксплуатацию возмущающей скважины с постоянным дебитом $w = 122$ м³/сут в пластовых условиях. Расстояние между возмущающей и реагирующей скважинами $R = 750$ м.

Решение 1. Построим в соответствии с табл. 9 кривую гидропрослушивания в координатах Δl (мм рт. ст.) — t(с) — см. рис. 57.

2. Проведем к кривой касательную от начала координат, из точки касания опустим перпендикуляр на ось абсцисс и определим значения $\Delta l_к$ и $t_к$. В нашем случае $\Delta l_к = 45{,}4$ мм рт. ст., $t_к = 5{,}2 \cdot 10^4$ с.

3. Определим ε, учитывая, что $C = 133{,}322$ Па/мм. рт. ст,

$$\varepsilon = \frac{590 \cdot 122}{45{,}4 \cdot 133{,}322} = 11{,}9 \frac{\text{мкм}^2 \cdot \text{м}}{\text{мПа} \cdot \text{с}}.$$

4. Определим коэффициент пьезопроводности

$$\varkappa = 0{,}57 \frac{750^2}{5{,}2 \cdot 10^4} = 6{,}17 \frac{\text{м}^2/\text{с}}{\text{с}}.$$

Таблица 9

Номер точки	Время с момента пуска возмущающей скважины, мин	Изменение давления в реагирующей скважине (от фоновой кривой), мм. рт. ст.	Номер точки	Время с момента пуска возмущающей скважины, мин	Изменение давления в реагирующей скважине (от фоновой кривой), мм. рт. ст.
1	120	0,2	8	540	25,0
2	180	2,25	9	600	29,2
3	240	5,1	10	660	33,0
4	300	8,7	11	720	37,0
5	360	12,7	12	780	40,8
6	420	16,7	13	840	44,5
7	480	21,8	14	900	47,0

Пример 2. Найти пьезопроводность пласта по результатам исследований методом гидропрослушивания при следующих исходных данных: 1) расстояние между забоями возмущений и реагирующей скважин $R = 600$ м; 2) изменение дебита возмущающей скважины производилось путем ее остановки и последующего пуска через одни сутки с дебитом, равным начальному ($t_1 = 1$ сут $= 86\,400$ с); 3) дебит до остановки скважины и после ее пуска $\Delta w = 88{,}16$ м³/сут в пластовых условиях; 4) данные наблюдений за изменением давления в реагирующей скважине (по отношению к фону) приведены ниже (время отсчитывается с момента остановки возмущающей скважины).

t, с	$2 \cdot 10^4$	$3 \cdot 10^4$	$4 \cdot 10^4$	$5 \cdot 10^4$	$6 \cdot 10^4$	$7 \cdot 10^4$	$8 \cdot 10^4$
p, Па	264,8	931,6	1863,3	2942,0	3942,3	5197,5	6354,7
t, с	$9 \cdot 10^4$	$10 \cdot 10^4$	$11 \cdot 10^4$	$12 \cdot 10^4$	$13 \cdot 10^4$	$14 \cdot 10^4$	$15 \cdot 10^4$
p, Па	7453,0	8414,1	8933,9	9071,1	9022,1	8875,0	8580,8
t, с	$16 \cdot 10^4$	$17 \cdot 10^4$	$18 \cdot 10^4$	—	—	—	—
p, Па	8237,6	7894,3	7580,5	—	—	—	—

Решение 1. По данным наблюдений строим график $\Delta p(t)$ (см. рис. 56) и определяем значения $\Delta p_{\max} = 9071$ Па и $t_{\max} = 12 \cdot 10^4$ с.

2. $t_2 = t_{\max} - t_1 = 12 \cdot 10^4 - 86\,400 = 33\,600$ с.

3. $$\varkappa = \frac{600^2 \cdot 86\,400}{4 \cdot 12 \cdot 10^4 \cdot 33\,600 \ln (12 \cdot 10^4)/33\,600} = 1{,}51 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Определение гидропроводности пластов по карте изобар

Для определения гидропроводности пластов на различных участках залежей и в законтурной области и скоростей движения жидкостей и газов в различных точках пласта используют карты изобар, построенные по данным измерений давления, приведенным к горизонтальной плоскости. Направление движения жидкости в каждой точке пласта всегда перпендикулярно изобаре, проходящей через данную точку. Непрерывная линия, пересекающая все встречаемые изобары под пря-

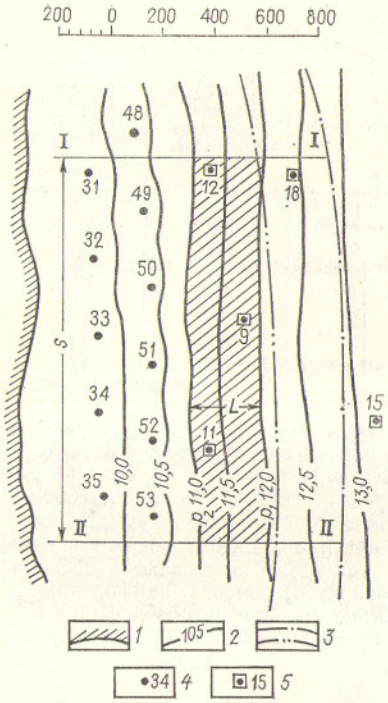


Рис. 58. К определению гидропроводности пласта по картам изобар при плоскопараллельном фильтрационном потоке:

1 — линия выклинивания; *2* — изобары; *3* — контуры нефтеносности; *4* — добывающие скважины; *5* — пьезометрические и наблюдательные скважины

мым углом, характеризует направление движения жидкости в точке пересечения и называется линией тока.

С помощью линий тока в пласте можно мысленно выделить участки, на которых фильтрационный поток близок к плоскопараллельному или плоскорадиальному. При плоскопараллельном потоке (рис. 58) на заштрихованном участке пласта, ограниченном линиями тока *I—I* и *II—II*, гидропроводность

$$\varepsilon = \frac{WL}{86{,}5s\Delta p},$$

где W — общий расход жидкости в пластовых условиях, проходящей через участок, м³/сут; s — ширина участка, м; L — среднее расстояние между изобарами, ограничивающими выбранный участок, м (в нашем случае между изобарами 11 и 12 МПа); Δp — разность давлений между соседними изобарами на выделенном участке пласта, МПа.

Значения L, s и Δp можно определить непосредственно по карте. Расход W, очевидно, должен быть равен сумме дебитов добывающих скважин, расположенных между линиями тока *I—I* и *II—II* (скв. 31, 32, 33, 34, 35, 49, 50, 51, 52, 53).

Пример. Определить среднюю гидропроводность пласта на заштрихованном участке (рис. 58), если суммарный дебит всех добывающих скважин, расположенных между линиями тока *I—I* и *II—II*, составляет 1000 м³/сут в пластовых условиях.

Решение. 1. Пользуясь масштабом, приведенным на рис. 58, определим $s=1500$ м и $L=270$ м.

2. Определим гидропроводность, учитывая, что $\Delta p=1$ МПа.

$$\varepsilon = \frac{1000\cdot 270}{86{,}4\cdot 1500\cdot 1} = 2{,}08 \text{ (мкм}^2\cdot\text{м)/(мПа}\cdot\text{с)}.$$

Аналогичным образом с помощью линий тока можно выделять участки пластов, имеющих характер фильтрационного потока, близкий к плоскорадиальному (рис. 59). Его границами

являются линии тока *I—0* и *II—0*. Если в пределах этого участка выделить зону между двумя изобарами, не содержащую внутри добывающие скважины (заштрихованная область на рисунке), то гидропроводность пласта в этой зоне

$$\varepsilon = \frac{W\ln(R_1/R_2)}{86{,}4\varphi\Delta p},$$

где R_1 и R_2 — средние значения радиусов соответственно внешней и внутренней изобар, ограничивающих выделенную зону;

ε — средняя гидропроводность пласта в этой зоне; W — общий расход жидкости, проходящей через зону, равный суммарному дебиту всех действующих скважин, расположенных между линиями тока *I—0* и *II—0*.

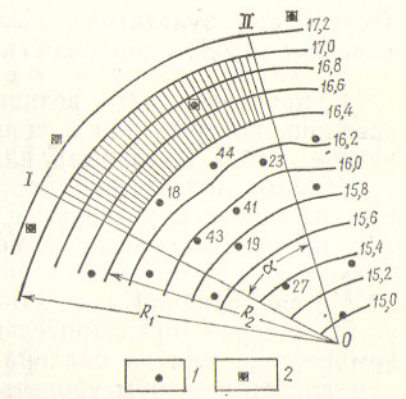


Рис. 59. К определению гидропроводности пласта по картам изобар при плоскорадиальном фильтрационном потоке

Скважины: *1* — добывающие; *2* — пьезометрические и наблюдательные

Поскольку заштрихованная зона представляет не полное кольцо, а только его часть, в формуле вместо 2π учитывается коэффициент φ, численно равный углу α, выраженному в радианах. Если угол α измерен в градусах, то $\varphi = 2\pi\alpha/360$.

Пример. Определить среднюю гидропроводность пласта в заштрихованной зоне (рис. 59), если суммарный дебит скв. 18, 19, 23, 27, 41, 43 и 44 составляет 832,3 м³/сут в пластовых условиях; $R_1=1840$ м; $R_2=1380$ м; $\alpha=47°$.

Решение. 1. Определяем по карте φ и Δp

$$\varphi = \frac{2\cdot 3{,}14\cdot 47}{360} = 0{,}82;$$

$$\Delta p = p_1 - p_2 = 17{,}0 - 16{,}4 = 0{,}6 \text{ МПа}.$$

2. Определяем гидропроводность

$$\varepsilon = \frac{832{,}3\ln\dfrac{1840}{1380}}{86{,}4\cdot 0{,}82\cdot 0{,}6} = 5{,}6 \text{ (мкм}^2\cdot\text{м)/(мПа}\cdot\text{с)}.$$

Существуют более сложные методы, позволяющие определять с помощью карты изобар гидропроводность пласта и для участков, на которых имеются действующие добывающие скважины.

Обработка результатов исследования скважин методом подкачки газа

В практике часто возникает необходимость исследований скважин, которые или в силу своего назначения (пьезометрические, наблюдательные) или в связи с временными обстоятельствами (отсутствие оборудования, системы сбора нефти и т. п.) не эксплуатируются. В подобных случаях применяют так называемые экспресс-методы исследования: метод подкачки газа или метод мгновенного подлива.

Метод подкачки газа заключается в том, что в скважину, устье которой предварительно герметизировано, с помощью компрессора или из баллона закачивается газ (воздух) с таким расчетом, чтобы уровень жидкости постепенно был оттеснен на несколько метров (десятков метров). Цель исследований — построение графиков изменения забойного давления $\Delta p_{заб}$ и объема жидкости в стволе ΔV во времени. В процессе обработки этих кривых определяют те же параметры, что и при исследовании скважины методом восстановления давления (экспресс-методы — модификации метода восстановления давления).

При исследовании методом подкачки газа скважины, не оборудованной насосно-компрессорными трубами, разность между объемом жидкости в стволе V в данный момент и начальным ее объемом V_0 (до начала заказчика газа) определяют по формуле

$$\Delta V = F(h - h_0),$$

где F — площадь поперечного сечения обсадной колонны, м²; h и h_0 — высота столба жидкости в скважине соответственно в данный момент времени и начальная, м.

Если изменение забойного давления в скважине регистрируется глубинным манометром, а давление на устье $p_у$ техническим манометром, то изменение объема рассчитывают по формуле

$$\Delta V = F\frac{\Delta p_{заб} - \Delta p_у}{0{,}00981\rho_ж},$$

где $\rho_ж$ — плотность жидкости в скважине, т/м³.

Таким образом, для определения ΔV на любой момент времени необходимо знать на этот момент значения $\Delta p_{заб}$ и $\Delta p_у$.

Пример. Построить графики изменения забойного давления и объема жидкости в стволе скважины, не имеющей насосно-компрессорных труб, по результатам исследований методом подкачки газа при следующих исходных данных. Площадь сечения обсадной колонны $F=0{,}0132$ м², плотность жидкости $\rho_ж=1$ т/м³ (скважина заполнена пресной водой), устьевое давление до начала закачки газа $p_{у.о}=0{,}149$ МПа; забойное $p_{заб}$ — 11,93 МПа; подкачка газа начата в 11 часов. Устьевое давление фиксировалось по манометру через интервалы времени, указанные в табл. 10. Забойное давление непрерывно регистрировалось глубинным дифференциальным манометром.

Таблица 10

Номер точки	Время календарное, часы-минуты	Время с момента начала подкачки газа, с	Устьевое давление $p_у$, МПа	Забойное давление $p_{заб}$, МПа	$\Delta p_у$, МПа	$\Delta p_{заб}$, МПа	Изменение объема жидкости скважины, м³
0	11—00	0	0,152	12,57			
1		30	0,18	12,83	0,028	0,026	0,00269
2	11—01	60	0,218	12,208	0,066	0,051	0,0202
3		90	0,242	12,225	0,090	0,068	0,0296
4	11—02	120	0,260	12,235	0,108	0,078	0,04037
5	11—05	300	0,326	12,233	0,174	0,076	0,13186
6	11—10	600	0,382	12,204	0,230	0,047	0,24624
7	11—20	1200	0,425	12,176	0,273	0,019	0,34177
8	11—30	1800	0,439	12,167	0,287	0,010	0,37272
9	11—36	2160	0,445	12,165	0,293	0,008	0,38349

Решение. 1. Определим $\Delta p_у$ и $\Delta p_{заб}$. Для первой точки: $\Delta p_{у.1} = p_{у.1} - p_{у.о} = 0{,}18 - 0{,}152 = 0{,}028$ МПа; $\Delta p_{заб.1} = p_{заб\ 1} - p_{заб.о} = 12{,}183 - 12{,}157 = 0{,}026$ МПа. Для второй точки: $\Delta p_{у.2} = p_{у.2} - p_{у.о} = 0{,}218 - 0{,}152 = 0{,}066$ МПа; $\Delta p_{заб.2} = p_{заб\ 2} - p_{заб.о} = 12{,}208 - 12{,}157 = 0{,}051$ МПа и т. д.

Результаты расчетов приведены в табл. 10 (графы 6 и 7).

2. Для каждой точки наблюдения определим значения ΔV:

$$\Delta V_1 = 0{,}0132\frac{0{,}026 - 0{,}028}{0{,}00981 \cdot 1} = -0{,}00269 \text{ м}^3;$$

$$\Delta V_2 = 0{,}0132\frac{0{,}051 - 0{,}066}{0{,}00981 \cdot 1} = -0{,}202 \text{ м}^3 \text{ и т. д.}$$

Значения ΔV получаются отрицательные, так как объем жидкости в скважине уменьшается. Результаты расчетов записываем в графе 8 табл. 10.

3. Строим графики $\Delta p_{заб}(t)$ и $\Delta V(t)$ (рис. 60).

Определим максимальную величину снижения уровня в скважине в процессе исследования: $\Delta h = \Delta V/F$, а из табл. 10 $\Delta V_{max} = 0{,}38349$ м³.

$$\Delta h_{max} = 0{,}38349/0{,}0132 = 29{,}05 \text{ м}.$$

Если скважина оборудована насосно-компрессорными трубами, имеет избыточное давление в затрубном пространстве и на головке и ее ствол полностью заполнен жидкостью (например, простаивающая нагнетательная скважина), то ее можно исследовать способом подкачки газа в затрубное (кольцевое) пространство без спуска манометра на забой. Поскольку в этом случае насосно-компрессорные трубы полностью заполнены малосжимаемой жидкостью, изменение забойного давления в любой момент времени равно изменению давления на головке (буфере) скважины в тот же момент ($\Delta p_{заб} = \Delta p_{буф}$).

Формула для определения изменения объема жидкости

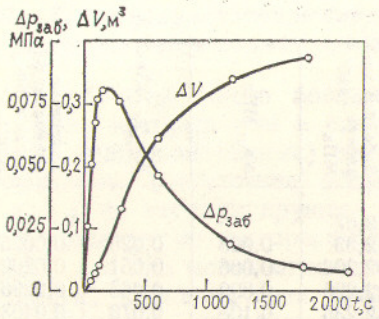


Рис. 60. Графики зависимости $\Delta P_{заб}(t)$ и $\Delta V(t)$ при подкачке газа

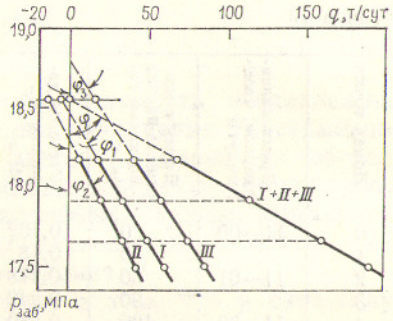


Рис. 61. Индикаторные диаграммы для трехслойного объекта

в стволе скважины ΔV будет иметь в этом случае следующий вид:

$$\Delta V = F_к \frac{\Delta p_{буф} - \Delta p_{зат}}{0{,}00981\rho_ж},$$

где $F_к$ — площадь кольцевого (затрубного) пространства, м²; $\Delta p_{буф}$ и $\Delta p_{зат}$ в МПа; $\rho_ж$ в т/м³.

При исследовании способом подкачки газа в затрубное пространство переливающих скважин, имеющих свободный газ в верхней части насосно-компрессорных труб, изменение объема жидкости в стволе скважины можно найти по формуле:

$$\Delta V = \frac{F_к(\Delta p_{заб} - \Delta p_{заб}) - F_т(\Delta p_{заб} - \Delta p_{буф})}{0{,}00981\rho_ж}.$$

Здесь $F_т$ — площадь поперечного сечения насосно-компрессорных труб (по внутреннему диаметру), м².

Таким образом, при наличии свободного газа в насосно-компрессорных трубах необходимо наблюдать за изменением давления одновременно в трех точках: на забое, в затрубном пространстве и на буфере.

Построение индикаторных диаграмм при исследовании многопластового объекта

Для определения параметров пласта методом установившихся отборов на многопластовом объекте помимо забойных давлений необходимо провести измерение дебитов каждого пласта глубинным дебитомером на нескольких установившихся режимах.

Глубинный дебитомер спускается через насосно-компрессорные трубы ниже их башмака и устанавливается поочередно над каждым эксплуатируемым скважиной пластом. Измеряя

Таблица 11

Номер режима	Забойное давление, МПа	Дебит, т/сут			
		пласта I q_I	пласта II q_{II}	пласта III q_{III}	суммарный Σq
1	17,5	61,2	43	86,8	191
2	17,66	51	35	76	162
3	17,91	35	21	59	115
4	18,17	19	7	43	69

дебит над каждым вскрытым пластом, можно определить его для каждого пласта в отдельности по соотношению

$$q_п = q_{из} - \Sigma q,$$

где $q_{из}$ — дебит, измеренный дебитомером, установленным над несколькими пластами; Σq — дебит всех нижележащих пластов. При установке прибора в нижнем положении ($\Sigma q = 0$) измеренный дебит равен дебиту первого пласта ($q_п = q_{из}$).

Пример. Исследование скважины, эксплуатирующей трехслойный объект, проведено на четырех установившихся режимах. Результаты измерений представлены в табл. 11.

Пользуясь данными табл. 11, построим индикаторные диаграммы для каждого пласта и суммарную (рис. 61). В нашем случае все они прямолинейны. Продолжая (экстраполируя) каждую диаграмму до пересечения с осью ординат, можно определить пластовое давление в каждом пласте. По графику видно, что пластовое давление в нижнем пласте $p_{I\,пл} = 18{,}47$ МПа; в среднем $p_{II\,пл} = 18{,}3$ МПа; в верхнем $p_{III\,пл} = 18{,}8$ МПа.

Суммарная индикаторная диаграмма пересекает ось ординат в точке $p_{пл} = 18{,}55$ МПа. При этом давлении скважина не эксплуатируется, но жидкость в нее продолжает поступать из пласта *III*, так как $p_{III\,пл} > p_{пл}$. Эта жидкость перетекает в пласты I и II ($p_{I\,пл} < p_{пл}$ и $p_{II\,пл} < p_{пл}$). Количество ее можно определить по графикам, если продолжить индикаторные линии до пересечения с горизонталью, проходящей через точку с давлением, равным $p_{пл}$ (как это показано на рис. 61). В нашем примере количество жидкости, поступающей из пласта *III* при $p_{пл} = 18{,}55$ МПа, составляет 17 т/сут. Отток в пласт *I* составляет 4 т/сут, а в пласт *II* — 13 т/сут.

Дебиты можно определить и путем непосредственных измерений в остановленных скважинах с помощью скважинных расходомеров (дебитомеров). Как и в случае однопластового объекта, коэффициент продуктивности K для каждого пласта многослойного объекта численно равен тангенсу угла между индикаторной линией этого пласта и осью ординат. В нашем примере: $K_I = \operatorname{tg}\varphi_1 = 62{,}8$ т/(сут·МПа), $K_{II} = \operatorname{tg}\varphi_2 = 53{,}7$ т(сут·МПа), $K_{III} = \operatorname{tg}\varphi_3 = 66{,}7$ т/(сут·МПа), $K = \operatorname{tg}\varphi = 183$ т (сут·МПа). Нетрудно показать, что $K = K_I + K_{II} + K_{III}$.

Послойное исследование многопластового объекта можно проводить и методом восстановления давления. При таком исследовании к. в. д. является общей для всех одновременно эксплуатируемых пластов. Чтобы определить параметры ε и $\varkappa/r^2_{пр}$ каждого пласта, необходимо эту кривую обработать совместно с кривой изменения дебита по каждому пласту при переходе от начального установившегося режима эксплуатации скважины к новому установившемуся режиму.

ЧАСТЬ III

ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И АППАРАТУРА

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕТРОЛОГИИ

Физические величины и их единицы

Физическая величина — свойство, общее в качественном отношении многим физическим объектам (физическим системам, их состояниям и происходящим в них процессам), но в количественном отношении индивидуальное для каждого объекта. Так, все тела обладают массой и размером, но для каждого из них эти параметры различны и т. д.

Для количественной оценки какой-нибудь величины, например, размеров тела, необходимо сравнить их с некоторыми другими одноименными и определить, во сколько раз данная величина больше или меньше другой.

В общем случае между измеряемой величиной Q и результатом измерения имеется простая зависимость, называемая основным уравнением измерения.

$$Q = qu,$$

где q — числовое значение; u — единица измерения, одноименная с измеряемой величиной.

Измерить какую-нибудь величину — значит, найти ее числовое значение q, показывающее сколько раз данная единица измерения u содержится в измеряемой величине.

Количественное содержание в данном объекте свойства, соответствующего понятию «физическая величина» называют размером физической величины или ее значением. Поэтому не следует писать, например, «величина массы», «величина давления» и т. д., так как эти свойства (масса, давление) сами являются величинами.

Различают величины механические (размеры тела, скорость, масса, ускорение и т. д.), электрические (сила тока, напряжение и т. д.), тепловые, световые и др.

Совокупности взаимозависимых физических величин образуют системы механических, электрических и других величин, а совокупность основных и производных единиц физических величин — систему единиц.

Основные единицы выбирают произвольно лишь для некоторых независимых величин, значение которых можно воспроизвести в виде вещественных образцов или эталонными методами. К числу таких величин относятся, например, длина и масса тела, определенные через свои эталоны. Единицы, определяемые физическими уравнениями через основные единицы, называют производными (например, единицы скорости, площади, напряжения и др.).

Производные единицы образуются на основании законов, устанавливающих связь между физическими величинами или на основании определений физических величин.

Каждая физическая величина имеет свою размерность, т. е. выражение, отражающее ее связь с основными величинами данной системы, в котором коэффициент пропорциональности принят равным единице. Учитывая, что размерности основных величин выражаются через их обозначения, размерность производной величины позволяет определить, во сколько раз изменится ее размер при изменении размеров основной величины. Например, в системе LMT размерность скорости составляет LT^{-1}, ускорения LT^{-2} силы LMT^{-2} (L, M, T — размерность соответственно длины, массы, времени).

Для удобства часто применяют единицы в целое число раз большие или меньшие системной единицы. Кратной называют единицу измерения, равную целому числу единиц, дольной — составляющую определенную долю единицы измерения. Кратные и дольные значения единиц измерения образуются путем умножения или деления основной или производной единицы на числа, кратные 10.

Основные виды и характеристики измерений

Согласно ГОСТ 16263—70 под измерением понимается нахождение значения физической величины опытным путем с помощью специальных технических средств. Качество измерений, отражающее близость их результатов к истинному значению измеряемой величины, характеризуется точностью измерений.

Изучением измерений, методов и средств обеспечения их единства и способов достижения требуемой точности занимается специальная отрасль науки — метрология.

Важнейшая задача метрологии — обеспечение необходимой точности измерений и их единства, т. е. состояния измерений, при котором их результаты выражены в узаконенных единицах и погрешности измерений известны с заданной вероятностью.

Таким образом, единство измерений обеспечивает возможность сопоставления результатов измерений, выполненных

в разных местах, в разное время, с использованием разных методов и средств измерений.

Метрология служит научной основой измерительной техники, под которой понимают как все специальные технические средства, так и технику проведения измерений.

Существуют несколько видов измерений.

По способу получения результатов измерения разделяют на:

прямые, при которых искомое значение физической величины находят непосредственно из данных опыта;

косвенные, при которых искомую величину определяют на основании известной зависимости между этой величиной и величинами, подвергаемыми прямым измерениям;

совокупные, при которых измеряют одновременно несколько одноименных физических величин, а искомую величину определяют решением системы уравнений, получаемых при прямых измерениях различных сочетаний этих величин;

совместные, при которых проводят одновременно измерения двух или нескольких разноименных величин для нахождения зависимостей между ними.

Основные характеристики измерений:

принцип — физическое явление или совокупность явлений, положенных в основу измерений;

метод — совокупность приемов использования принципов и средств измерений;

погрешность — разность между полученными при измерении и истинным значением измеряемой величины.

Погрешность измерений так же, как и точность, характеризует качество измерений, т. е. правильность и достоверность получаемых результатов. Количественно точность можно выразить величиной, обратной модулю относительной погрешности. Например, если погрешность равна 0,01 %, то точность равна 10^{-4}.

Виды средств измерений

Средство измерений — техническое средство, используемое при измерениях и имеющее нормированные метрологические свойства.

Мера — средство измерений, предназначенное для воспроизведения физической величины заданного размера (например, гиря — мера массы). Различают однозначные меры, воспроизводящие лишь одно значение величины и многозначные, воспроизводящие ряд значений между определенными пределами (например, линейка, разделенная на миллиметры). Из однозначных мер обычно составляют наборы, позволяющие воспроизвести ряд значений величины между определенными пределами: набор гирь (разновес), набор плиток Иогансона и т. д.

Большую часть измерений выполняют с помощью специальных средств: измерительных приборов и преобразователей, а также измерительных установок и систем, обеспечивающих восприятие измеряемой величины и преобразование ее в форму, доступную для непосредственного восприятия наблюдателем или в удобную форму для передачи, хранения или обработки.

Средство измерений, предназначенное для преобразования измеряемой величины в сигнал измерительной информации в форме, доступной для непосредственного восприятия наблюдателем называется измерительным прибором. Отличие прибора от меры состоит в том, что он сам не может воспроизводить значение измеряемой величины, а может только ее воспринимать.

Измерительным преобразователем называется средство измерений, предназначенное для выработки сигнала в форме, удобной для передачи, дальнейшего преобразования, обработки и (или) хранения, но не поддающейся непосредственному восприятию наблюдателем.

Преобразуемая величина называется входной, а результат преобразования — выходной величиной. Если в результате преобразования входной величины происходит только изменение ее значения, преобразователь называют масштабным или усилителем (трансформатор тока, делитель напряжения и др.).

Совокупность функционально объединенных средств измерения и вспомогательных устройств, предназначенная для выработки сигналов измерительной информации в форме, удобной для непосредственного восприятия наблюдателем и расположена в одном месте называется измерительной установкой.

Эта же совокупность технических средств, расположенных в разных местах и соединенных между собой каналами связи, образует измерительную систему, которая в отличие от установки предназначена для выработки сигнала в форме, удобной для автоматической обработки, передачи и (или) использования в системах управления.

Эталоны, образцовые и рабочие средства измерений

Обеспечение единства измерений достигается путем точного воспроизведения и хранения установленных единиц физических величин и передачи их размеров (значений) применяемым средствам измерений.

Воспроизведение, хранение и передача размеров единиц осуществляется с помощью эталонов и образцовых средств измерений.

Эталон — средство измерений (или комплекс средств измерений), обеспечивающее воспроизведение и хранение еди-

ницы физической величины с целью передачи ее размера образцовым, а от них — рабочим средствам измерений и специально утвержденное в качестве эталона в установленном порядке.

Эталоны разделяют на:

первичные, обеспечивающие воспроизведение единицы с наивысшей в стране точностью;

вторичные, значение которых устанавливают по первичному эталону;

рабочие, применяемые для передачи размера единицы образцовым средствам измерений высшей точности, а иногда — наиболее точным рабочим средствам измерений.

Образцовым средством измерений называют меру, измерительный прибор или преобразователь, служащие для проверки по ним других средств измерений и утвержденные в качестве образцовых.

К рабочим средствам измерений относятся меры, приборы и преобразователи, предназначенные для практических целей измерения. Обычно их подразделяют на лабораторные, при использовании которых учитывают поправки на температуру окружающей среды, влажность и т. д., и технические, результаты измерения которых не подвергают каким-либо корректировкам.

Структура измерительных приборов

Действие всякого прибора основано на использовании известных зависимостей между физическими величинами: упругой деформации материалов от действующего усилия, применяемой для построения манометров, расходомеров и других приборов; механического взаимодействия электрического тока и магнитного поля, на котором основаны электроизмерительные приборы.

Большинство измерительных приборов состоит из нескольких отдельных элементов, в которых происходит одно из ряда последовательных преобразований измеряемой величины. Совокупность этих преобразовательных элементов образует измерительную цепь. С технической точки зрения процесс измерения в современных приборах состоит в целенаправленном преобразовании измеряемой величины в любую форму, которая наиболее удобна для конкретного использования человеком или машиной.

В общем случае измерительный прибор состоит из ряда преобразователей. По месту, занимаемому в приборе, преобразователи подразделяются на:

первичные, к которым подводится непосредственно измеряемая величина;

передающие, на выходе которых образуются величины, удобные для их регистрации и передачи на расстояние;

промежуточные, занимающие в измерительной цепи место после первичных.

Измерительные преобразователи могут иметь также самостоятельное значение в информационно-измерительных системах и установках, а также в автоматизированных системах контроля, управления и регулирования технологических процессов.

Конструктивная совокупность ряда измерительных преобразователей, размещенных непосредственно у объекта измерения, называется датчиком.

Датчики чаще всего являются частью приборов для электрических измерений неэлектрических величин, которые имеют также измерительное устройство и регистрирующий прибор, соединенные между собою и датчиком кабелем или другой линией связи. Примером приборов такого типа служат дистанционные манометры, термометры и другие приборы, предназначенные для исследования скважин.

По структурной схеме измерительные приборы можно разделить на две основные группы.

1. Приборы прямого преобразования (действия), структурная схема которых представлена цепью последовательно соединенных звеньев. Их измерительная цепь обычно состоит из чувствительного элемента, преобразующего измеряемую величину $x_{вх}$ (давление, расход, температура) в механическое перемещение элемента конструкции, связанного с указателем (пишущим пером). К приборам прямого действия относится большинство манометров, термометров, расходомеров и т. д.

2. Приборы уравновешивающего преобразования, схемы которых характеризуются тем, что некоторые преобразования сигнала измерительной информации, выполняются в обратном направлении (от выхода к входу прибора), причем их результат полностью или частично уравновешивает либо саму измерительную величину, либо одну из промежуточных величин.

Если осуществляется полное уравновешивание измеряемой величины, приборы называют компенсационными. Такие приборы проектируются либо по схеме силовой компенсации, когда усилие, создаваемое при изменении величины, уравновешивается силой, развиваемой источником энергии, либо по следящей схеме, когда отслеживается перемещение чувствительного элемента.

Конструкция любого прибора, как правило, состоит из двух основных частей: измерительного механизма и отсчетного устройства.

Измерительный механизм прибора — часть конструкции, состоящая из элементов, взаимодействие которых вызывает их

взаимное перемещение. Преобразовательный элемент, входящий в непосредственное соприкосновение со средой и преобразующий измеряемую величину в другую физическую величину, называется чувствительным элементом.

Отсчетное устройство — совокупность деталей прибора, с помощью которых определяют числовое значение измеряемой величины. Состоит оно, как правило, из шкалы и указателя.

Шкала — часть отсчетного устройства, представляющая собой совокупность отметок (черта, штрих, точка), расположенных вдоль какой-либо линии, соответствующих ряду последовательных значений величины. Промежуток между осями или центрами двух смежных отметок называется делением шкалы. Значение измеряемой величины, соответствующее одному делению, является ценой деления, которая может быть выражена в единицах измеряемой величины (именованная шкала) или в условных единицах (относительная шкала). Если деления равны между собой, а следовательно, цена деления постоянна, шкала называется равномерной. Неравномерная шкала имеет на разных участках различную цену деления.

Показания прибора отсчитывают по взаимному расположению указателя и отметок шкалы.

Под показанием измерительного прибора понимают непосредственный результат измерения, выраженный в виде значения измеряемой величины или в некоторых условных единицах, например, процентах.

Типы измерительных приборов

По способу отсчета измеряемых величин приборы подразделены на показывающие, допускающие только отсчитывание показаний, и регистрирующие.

В свою очередь, показывающие приборы могут быть аналоговыми (показания являются непрерывной функцией изменений измеряемой величины) и цифровыми (показания представлены в цифровой форме).

Регистрирующие приборы могут быть аналоговыми и цифровыми. В этом случае они соответственно именуются самопишущими (запись показаний в форме диаграммы) и печатающими, в которых предусмотрено печатание показаний в цифровой форме.

Глубинные (скважинные) приборы для гидродинамических исследований. Большинство измерительных приборов используют по своему прямому назначению в различных отраслях промышленности. В отдельных отраслях часто применяют специальные приборы и аппаратуру, имеющие узко целевое назначение (например, глубинные приборы, предназначенные для исследования скважин). Характерная особенность глубинных приборов состоит в том, что с их помощью можно измерять различные физические величины (давление, температуру, расход и др.) в точках, находящихся под земной поверхностью — в скважинах, колодцах, на дне океанов, морей и т. д.

По способу получения измерительной информации глубинные приборы подразделены на две группы: 1) автономные, результаты измерения которых можно получить только после извлечения их из скважины, и 2) дистанционные, обеспечивающие передачу сигнала измерительной информации по кабелю на поверхность земли.

Автономные приборы выполнены, как правило, в виде единой конструкции, спускаемой в скважину на проволоке или устанавливаемой в насосно-компрессорных трубах и в испытателях пластов. Используют их в основном для измерения давления, уровня жидкости и температуры.

Дистанционные приборы состоят из датчика, спускаемого в скважину на кабеле, и соединенного с ним наземного прибора. Преимущества их заключаются в возможности непосредственного наблюдения за ходом исследования, а также одновременного измерения нескольких величин. Скважинные приборы, снабженные несколькими датчиками для определения разных физических величин, называют комплексными. Использование таких приборов позволяет повысить достоверность получаемой в процессе исследования скважин информации. В настоящее время широко применяют дистанционные расходомеры, влагомеры и термометры, а также комплексные приборы, обеспечивающие измерение двух или более величин (давление, температура, расход, влагосодержание и др.).

С помощью дистанционных приборов послойно изучают продуктивные пласты и пропластки, а также контролируют работу механизированных скважин.

Погрешность измерений

Результаты всякого измерения, как бы тщательно оно ни выполнялось, неизбежно отличается от истинного значения величин. Это отличие может обусловливаться несовершенством методов и средств измерений, недостаточным учетом влияния условий измерения, природой самих величин и различными другими факторами. Отклонение результата измерения от истинного значения измеряемой величины называется погрешностью (ошибкой) измерения[1]. Различают абсолютную и относительную погрешности.

[1] За истинное принимают действительное значение величины, полученное с наивысшей практически достижимой точностью.

Абсолютная погрешность Δx — разность между результатом измерения Q и действительным значением измеряемой величины X:

$$\Delta x = Q - X.$$

Абсолютная погрешность выражается в единицах измеряемой величины. Так, если определяют длину, то абсолютную погрешность выражают в миллиметрах или сантиметрах, если температуру — то в градусах и т. д.

Относительная погрешность δx — отношение абсолютной погрешности к истинному значению измеряемой величины:

$$\delta x = \Delta x / X.$$

Величина относительной погрешности отвлеченное число и обычно выражается в процентах. Качество результатов измерений обычно удобно характеризовать такой погрешностью.

В зависимости от причин, вызывающих погрешность (иначе — их природы), различают систематическую и случайную погрешности и промахи.

К систематическим относят погрешности, которые при повторных измерениях в одних и тех же условиях проявляются одинаковым образом: значение их либо меняется по определенному закону, либо остается постоянным. Природа таких погрешностей в большинстве случаев известна, а их значение можно с достаточной точностью определить. К случайным относят погрешности, значение которых различно при повторных измерениях одной и той же величины, выполненных одинаковым образом. Кроме того, при измерениях могут быть допущены промахи, т. е. грубые ошибки, явно искажающие результат.

Часть общей систематической погрешности, зависящая от погрешности применяемых средств измерений, называется инструментальной погрешностью.

Метрологическая характеристика средств измерений

Погрешность и чувствительность. Разность между показанием прибора и действительным значением измеряемой величины называется абсолютной погрешностью прибора. За действительное значение измеренной величины принимают значение образцовых мер или показания образцовых приборов при поверке рабочих приборов. При поверке образцовых приборов их показания сравнивают со значением эталонных мер или показаниями эталонных приборов.

Относительной погрешностью прибора называется отношение абсолютной погрешности к действительному значению измеряемой величины. Для многих приборов нормируется приведенная погрешность, т. е. отношение абсолютной погрешности к верхнему пределу измерения прибора или к диапазону измерения [1].

Погрешности приборов могут быть систематическими, обусловленными влиянием внешних условий (температура, напряжение питания прибора и др.) и случайными.

Случайные погрешности на практике часто характеризуются непостоянством показаний прибора, т. е. разностью между наибольшим и наименьшим из показаний, соответствующим одному и тому же значению измеряемой величины при ее увеличении или уменьшении (одностороннем измерении). Наибольшая разность между повторными показаниями измерительного прибора, соответствующими одному и тому же значению величины при ее увеличении и уменьшении называется вариацией показаний. Она включает в себя помимо непостоянства показаний еще и разность между показаниями при прямом и обратном ходах.

Непостоянство и вариация показаний определяются в результате многократных измерений при неизменных внешних условиях в процессе градировки или поверки измерительных приборов.

Чувствительностью называется свойство прибора, характеризующее его способность реагировать на изменение измеряемой величины. Оценивается она отношением перемещения Δn указателя прибора к изменению значения измеряемой величины ΔQ, вызвавшему это перемещение: $\Delta n / \Delta Q$. Точность и чувствительность, как правило, взаимосвязаны. Чем выше точность, тем обычно и больше чувствительность прибора. Способность прибора реагировать на изменение измеряемой величины в отдельных случаях характеризуется также свойством, называемым порогом чувствительности, который оценивается наименьшим значением измеряемой величины, способным вызвать изменение показаний, обнаруживаемое при нормальном для данного прибора способе отсчета. Следовательно, порог чувствительности характеризует способность прибора улавливать небольшое изменение величины, в то время как чувствительность характеризует возможности измерения прибором небольших приращений.

Основная и дополнительные погрешности. Погрешность прибора определяется в процессе его поверки при данных конкретных внешних условиях (давление и температура окружающей среды, напряжение питания, влажность воздуха и т. д.). Но во время эксплуатации прибора вследствие

[1] Диапазон измерений — область значений измеряемой величины, для которой нормированы допускаемые погрешности. Наибольшее и наименьшее значения диапазона измерений характеризуют соответственно верхний и нижний пределы измерения.

вибраций в месте его установки, магнитных полей, изменения температуры окружающей среды и т. д. условия изменяются, что может привести к увеличению погрешности. Исходя из этого, определяют нормальные условия использования приборов, при которых величины, влияющие на их показания, не превышают определенных значений, называемых нормальными значениями влияющих величин. Иногда указывается нормальная область их значений (влажность 50—80 %).

Погрешность, свойственная средству измерения, находящемуся в нормальных условиях, носит название *основной погрешности*. В большинстве случаев нормальные условия применения приборов характеризуются температурой окружающей среды и давлением воздуха, равными соответственно +20 °С и 0,1 МПа при нормальной влажности.

Изменение погрешности меры или измерительного прибора, вызванное отклонением одной из влияющих величин за пределы, установленные для нормальных условий применения, называется *дополнительной погрешностью меры или изменением показаний прибора* под действием влияющей величины. Для оценки измерительных приборов с точки зрения точности, которую они могут обеспечить при измерениях, введено понятие предела допускаемой погрешности.

Пределом допускаемой основной погрешности измерительного прибора называют наибольшую погрешность (абсолютную, приведенную или относительную), при которой данное средство измерений может быть допущено к применению. Величина его устанавливается техническими условиями на приборы или стандартами.

Класс точности приборов — обобщенная характеристика средств измерений, определяемая пределами допускаемых основных и дополнительных погрешностей, а также другими свойствами этих средств, влияющими на их точность.

Если допускаемая погрешность измерительного прибора выражается значением относительной или приведенной погрешности, то в соответствии с ГОСТ 13600—68 класс точности приборов обозначается числом, совпадающим со значением допускаемой погрешности. Следовательно, если манометр имеет класс точности 0,5, то его допускаемая погрешность равна 0,5 % от предела измерения. Это означает, что погрешность прибора, имеющего предел измерения, допустим 30 МПа, не должна превышать ±0,15 МПа.

Ряды классов точности устанавливаются в стандартах на отдельные виды средств измерения. Так, классы точности для приборов, измеряющих давление и разрежение (наиболее распространенных технических манометров), равны: 0,16; 0,25; 0,4; 0,6; 1,0; 1,5; 2,5.

Основные характеристики приборов определяются в процессе специальных испытаний, включающих градуировку, при которой находится зависимость между показаниями прибора и значениями измеряемой величины. По результатам испытаний составляют градуировочную характеристику прибора в виде таблиц, графиков или формул.

Для приборов, имеющих линейную статическую характеристику, обычно используют заранее изготовленные шкалы и градуировка состоит практически в регулировке отдельных элементов с целью обеспечения наименьшей погрешности.

При нелинейности статической характеристики проводят индивидуальную градуировку каждого прибора, в процессе которой определяют основную и дополнительные погрешности приборов, а также значения поправок для исключения (уменьшения) систематических погрешностей. Если необходимо избавиться и от погрешности обратного хода, градуировку осуществляют раздельно при прямом и обратном ходах.

При выпуске и в процессе эксплуатации измерительные приборы проходят поверку — определение метрологическим органом погрешностей приборов и установление их пригодности к применению путем сличения поверяемого и образцового прибора во время измерения одной и той же величины. Разность их показаний при различных значениях измеряемой величины определяет погрешность поверяемого прибора.

Соотношение между допускаемой погрешностью образцового и поверяемого приборов обычно принимают равным 1 : 3, когда вводят поправки на показания образцовых средств или 1 : 5, когда поправки не вводят.

Кроме определения погрешностей измерительных приборов, в поверку на практике включаются и другие операции, имеющие целью установить соответствие поверяемых средств требованиям стандартов и технических условий.

2. ИЗМЕРЕНИЕ ДАВЛЕНИЙ И РАЗРЕЖЕНИЙ

Давление — величина, характеризующая интенсивность сил, действующих на какую-нибудь часть поверхности тела по направлениям, перпендикулярным к этой поверхности. Эта величина выражается в паскалях (Па)[1]. В практических измерениях обычно применяют кратные единицы: килопаскаль (КПа = $=10^3$ Па) и мегапаскаль (МПа $=10^6$ Па).

[1] В измерительной технике применяют внесистемные единицы: кгс/см² (0,1 МПа) и кгс/м² (0,01 кПа). Давление, измеряемое жидкостными манометрами, выражают в мм вод. ст. или в мм рт. ст.

Различают абсолютное (полное) $p_а$, избыточное p и атмосферное $p_{ат}$ давления, между которыми существует следующая зависимость:

$$p_а = p + p_{ат}.$$

Манометры обычно предназначены для измерения избыточного давления. Атмосферное давление определяют с помощью барометров, внутренняя полость которых находится под разряжением. Для измерения разрежений используют вакуумметры и мановакуумметры, обеспечивающие, кроме того, измерение избыточного давления. Разность (перепады) между двумя избыточными давлениями определяют с помощью дифференциальных манометров (дифманометров).

Давление — один из наиболее важных параметров, характеризующих работу технологических объектов, и состояние веществ и ход различных процессов. Приборы для измерения давления — наиболее распространенная группа измерительных приборов — по принципу действия делят на следующие виды:

1) жидкостные манометры, в которых измеряемое давление уравновешивается давлением столба жидкости;

2) деформационные (пружинные, сильфонные, мембранные и др.), в которых измеряемое давление уравновешивается силой, возникающей при упругой деформации чувствительного элемента;

3) электрические манометры, преобразующие деформацию чувствительного элемента в электрический сигнал;

4) грузопоршневые манометры, в которых изменяемое давление уравновешивается давлением, создаваемым грузами.

Наиболее распространены различные типы деформационных манометров. Грузопоршневые и жидкостные манометры преимущественно используют для градуировки и поверки приборов, а также при лабораторных работах.

Показывающие манометры, вакуумметры и мановакуумметры

Показывающие манометры. Такие манометры изготовляют следующих типов: электроконтактные, предназначенные для сигнализации о превышении (уменьшении) заданных давлений; контрольные — для фиксации максимального давления и специальные — для измерения давления ядовитых и горючих газов.

Наиболее распространены манометры с одновитковой трубчатой пружиной (рис. 62), представляющей собой согнутую по кругу трубку *1*. Один конец ее соединен с ниппелем *6*, служащим для подвода давления, а второй закрыт заглушкой и запаян (заварен). Поперечное сечение формы полой трубки имеет

вид овала или эллипса, малая ось которого совпадает с радиусом самой пружины. При подводе давления во внутреннюю полость пружины сечения трубки деформируется, стремясь приобрести наиболее устойчивую форму окружности. При этом свободный (заглушенный) конец трубки переместится на величину l, пропорциональную измеренному давлению p и посредством тяги *4* повернет зубчатый сектор *5* на угол φ_1. В результате триб *3* (зубчатое колесо) и стрелка *2* также повернутся на угол φ_2. Выбор зазоров в шарнирных и зубчатых зацеплениях обеспечивается спиральной пружиной (волоском), укрепленной одним концом на оси триба, а другим — на кронштейне. Поворот показывающей стрелки отсчитывается по круговой шкале с углом охвата 270°. Регулировка передаточного механизма для обеспечения определенного угла поворота стрелки осуществляется изменением положения точки крепления тяги *4* в прорези нижнего плеча зубчатого сектора.

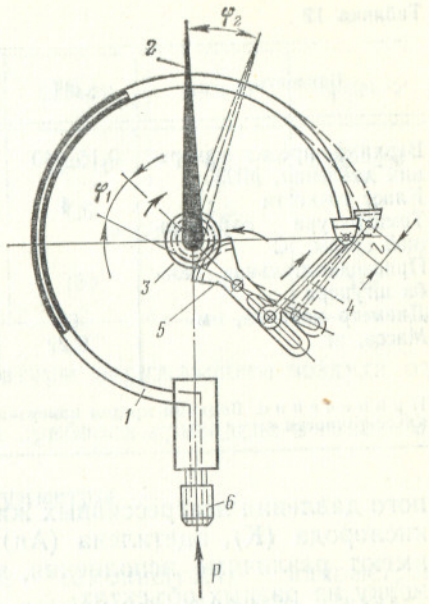


Рис. 62. Схема показывающего манометра

Электроконтактные манометры снабжены сигнальными контактами, замыкающими или размыкающими электрическую цепь после достижения заданного давления. Контакты замыкаются и размыкаются непосредственно самой стрелкой манометра и устанавливаются на нужные отметки шкалы с помощью приспособления, выведенного на лицевую часть через защитное стекло. Контрольные манометры имеют дополнительную стрелку, свободно посаженную на ось под основной рабочей стрелкой. С возрастанием давления рабочая стрелка перемещает контрольную, а с уменьшением его контрольная стрелка остается на месте, показывая максимальное измеренное давление.

Для определения давления горючих или ядовитых газов служат приборы, корпуса которых окрашены в разные цвета, а шкалы снабжены соответствующими надписями. Например, кислородные манометры (К) окрашены в голубой цвет, водородные (В) — в зеленый, ацетиленовые (Ац) — в белый и т. д.

Показывающие манометры типа ОБМ1-100, ОБМ1-100б, МОШ1-100, МТ и МТП предназначены для измерения избыточ-

Таблица 12

Показатель	МТ	МТП	ОБМ, МОШ	МТП-160
Верхний предел измерения давления, МПа	0,16—40	0,1—40	0,1—6	0,6—160
Класс точности	4	2,5; 4	2,5	1,5
Температура окружающей среды, °С	От —60 до +60			
Присоединительная резьба штуцера	М 12×1,5			
Диаметр корпуса, мм	60	60	100	1,60
Масса, кг	0,22	0,16	0,8—0,9	1,60

Примечание. Верхний предел измерения давления ацетилена—только 0,4 и 4 МПа, класс точности 4.

ного давления неагрессивных жидкостей, паров и газов, а также кислорода (К), ацетилена (Ац) и водорода (В). Эти приборы имеют различные исполнения, которые обеспечивают их установку на разных объектах.

Техническая характеристика показывающих манометров приведена в табл. 12.

Манометры типа МТ изготавливают с радиальным штуцером без фланца (МТ-1), с задним фланцем (МТ-2), а также с передним фланцем и осевым штуцером (МТ-3) и с осевым штуцером без фланца (МТ-4).

Манометры типа ОБМ1-100 изготавливают с радиальным штуцером в корпусе без фланца, типа ОБМ1-100б — с радиальным штуцером с задним фланцем, а типа МОШ1-100 — с осевым штуцером в корпусе с передним фланцем.

Манометры типа МТП-160 изготавливают с радиальным штуцером, а МТП-160А — с осевым штуцером в корпусе с передним фланцем. Манометры без фланца используют для монтажа непосредственно на месте «отбора» давления, а манометры с фланцем — для щитового монтажа.

Вакуумметры ВТП-160 и ВТП-160А выпускают на пределы измерений 0,06—0,1 МПа, мановакуумметры ВМТП-160 и МВТП-160А — на пределы измерения избыточного давления 5—24 МПа. Класс точности 1,5.

Электроконтактные манометры, вакуумметры и мановакуумметры типов ЭКМ-1У, ЭКМ-2У, ЭКВ-1У и ЭКВМ-1У предназначены для измерения избыточного и вакуумметрического давления (разрежения), а также для управления внешними электрическими цепями путем включения и выключения контактов в схемах, сигнализации, автоматики и блокировки технологических процессов. Приборы исполнения У ус-

Таблица 13

Показатель	ЭКМ-1У	ЭКМ-2У	ЭКВ-1У	ЭКВМ-1У
Верхний предел измерения давления, МПа	0,1—1,0	16—160	0,1	0,06—2,4
Класс точности	1,5	1,5	1,5	1,5
Присоединительная резьба штуцера	М20×1,5			
Диаметр корпуса, мм	160	160	160	160

тойчивы к воздействию температуры окружающего воздуха от —30 до +50 °С.

Техническая характеристика приборов приведена в табл. 13.

Самопишущие манометры, вакуумметры и мановакуумметры

Чувствительным элементом самопишущих манометров обычно служит многовитковая трубчатая пружина (геликс), представляющая собой трубку овального сечения, навитую по винтовой линии. Благодаря этому перемещение свободного конца геликса значительно больше, чем у одновитковой трубчатой пружины при подаче одного и того же давления.

Схема самопишущего манометра с многовитковой пружиной показана на рис. 63. Давление через капилляр *1* передается во внутреннюю полость геликса *2*, в результате чего пружина раскручивается и поворачивает ось *3* на угол, пропорциональный измеренному давлению. Поворот оси через рычаг *4* и каретку *5* с тягой *9* передается оси *10*, на которой укреплен мостик (поводок) *11* с пишущим пером *8*. Запись показаний осуществляется чернилами на дисковой диаграмме *7*, вращаемой с помощью часового механизма или синхронного электродвигателя. Размах пера регулируется винтом *6*, перемещающим каретку *5* по рычагу *4*.

Промышленность выпускает самопишущие манометры типа МТС класса точности 1 с верхними пределами измерения 0,06—160 МПа вакуумметры ВТС и мановакуумметры МВТС с верхними пределами измерения 0,06—2,4 МПа.

Самопишущие приборы имеют несколько исполнений: одно- (МТС, ВТС, МВТС) и двухзаписные (МТ2С, ВТ2С, МВТ2С), а также с приводом диаграммы от часового механизма с восьмисуточным заводом (712) или от синхронного электродвигателя переменного тока напряжением 220 и 240 В (711).

Время одного оборота диаграммы с приводом от электродвигателя составляет 8 и 24 ч, с приводом от часового механизма —

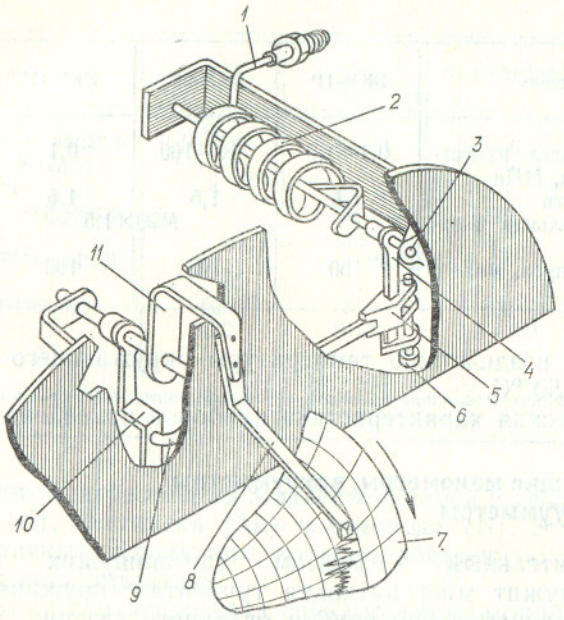


Рис. 63. Схема самопишущего манометра

12 и 24 ч. При заказе указывают тип прибора, предел измерения и время одного оборота диаграммы. Например: МТС-712— манометр с приводом диаграммы от часового механизма, предел измерения 40 МПа, время одного оборота диаграммы 12 ч; МВТ2С-711 — мановакуумметр двухзаписной, привод диаграммы от синхронного двигателя, предел измерения 1,5 МПа, время одного оборота диаграммы 8 ч.

Промышленностью выпускаются также самопишущие приборы с пневматическим регулирующим устройством типа МТ, предназначенные для измерения, записи и автоматического регулирования избыточного вакуумметрического давления неагрессивных жидкостей, паров и газов с классом точности 1,5. Давление воздуха для питания пневматической части составляет 0,14 МПа. Привод диаграммы также осуществляется либо от часового механизма с восьмисуточным заводом, либо от синхронного электродвигателя. Приборы этого типа имеют следующие обозначения: МТ-711Р, ВТ-711Р и МВ-711Р (манометр, вакуумметр, мановакуумметр с приводом диаграммы от синхронного электродвигателя) и МТ-712Р; ВТ-712Р и МВТ-712Р (то же с приводом диаграммы от часового механизма).

Дифманометры сильфонные, показывающие и самопишущие

Дифференциальные сильфонные манометры типов ДСП и ДСС, рассчитанные на предельно-допускаемые рабочие давления 16 и 32 МПа, предназначены в основном для измерения:

расхода жидких и газообразных сред с помощью сужающих устройств по методу переменного перепада давлений;

уровня жидкостей в емкостях, находящихся под воздействием атмосферного или избыточного давлений.

Чувствительным элементом прибора служит сильфон, воспринимающий разность подаваемых давлений.

Техническая характеристика показывающих сильфонных дифманометров типа ДСП приведена ниже

Номинальный перепад давлений, кПа	на избыточное давление 16 МПа 0,063; 0,1; 0,16; 0,25; 0,4; 0,63; 1,0; 1,6; 2,5 на избыточное давление 32 МПа 0,4; 0,63; 1,0; 1,6; 2,5; 4,0; 6,3
Класс точности	1; 1,5
Температура окружающей среды, °С	от —50 до +70
Габаритные размеры, мм	280×520×222
Масса, кг	не более 16

Техническая характеристика показывающих дифманометров (перепадомеров) ДСП-160М и ДСП-4Сг приведена ниже.

	ДСП-160М	ДСП-4Сг
Предельно-допускаемое рабочее избыточное давление, МПа	16	32
Номинальный перепад давления, кПа	от 6,3 до 250 для рабочего давления до 16 МПа; от 40 до 630 для рабочего давления до 32 МПа	
Класс точности	1	1,5
Температура окружающей среды, °С	от —50 до +80	от —40 до +70
Габаритные размеры, мм	195×160×153	235×165×205
Масса, кг (не более)	8,5	8,5

Кроме показывающего дифманометра ДСП-71, промышленностью выпускаются также показывающие дифманометры: ДСП-71Сг — с электросигнальным устройством, ДСП-71Пи — с механопневматическим преобразователем; ДСП-71Ин — с интегратором, предназначенный для работы только в качестве расходомеров. Дифманометры с электросигнальным устройством, механическим преобразователем или интегратором работают при температуре окружающей среды от —50 до +50 °С и относительной влажности до 98 %.

Самопишущие дифманометры ДСС-711 и ДСС-712М предназначены для записи изменения перепада давлений на дисковой диаграмме с приводом соответственно от синхронного элект-

родвигателя и часового механизма. Кроме указанных типов выпускают приборы с интегратором и приводом диаграммы от электродвигателя (ДСС-711Ин), с пневматическим регулирующим устройством (ДСС-711Рг и ДСС-712Рг), а также дифманометры с дополнительной записью избыточного давления, предназначенные для работы только в качестве расходомеров (ДСС-711-2С; ДСС-712-2С и ДСС-711Ин-2С). Температура окружающей среды для таких дифманометров: от —10 до +50 °С.

Преобразователи давления с электрическим выходным сигналом

В зависимости от рода выходного сигнала преобразователи давления разделяют на две группы: 1) с электрическим сигналом; 2) с пневматическим сигналом (используют для контроля давления в технологических процессах, характеризующихся опасностью взрывов, пожаров и т. д.).

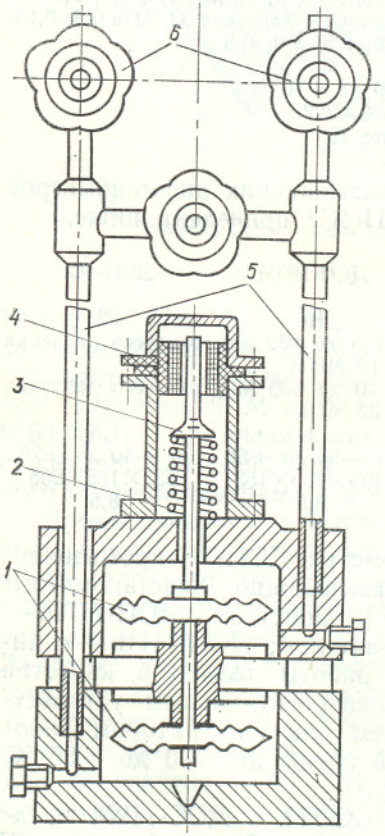


Рис. 64. Мембранный дифманометр типа ДМ

Преобразователи давления с электрическим выходным сигналом. Наиболее широко применяют мембранные дифманометры типа ДМ, малогабаритные преобразователи давления (манометры) типа МПЭ-МИ и разности давлений (дифманометры) типов ДМЭ-МИ и ДСЭ-МИ, предназначенные для измерения избыточного давления и разности давлений неагрессивных жидкостей и газов, расхода по переменному перепаду давлений на сужающем устройстве, а также уровня жидкости и преобразования измеряемых параметров в унифицированный электрический токовый выходной сигнал.

Чувствительным элементом мембранных дифманометров типа ДМ (рис. 64) является блок, состоящий из двух мембранных коробок *1*, каждая из которых сварена из двух мембран одинакового профиля. Внутренние полости коробок, сообщающиеся между собой, заполнены дистиллированной водой. Центр верхней мембраны через стержень *2* связан с плунжером *3*, который может перемещаться внутри индукционных катушек *4*. Давление в камеры прибора передается по импульсным трубкам *5*, имеющим запорные вентили *6*. Под воздействием разности давлений в плюсовой (нижней) и минусовой (верхней) камерах нижняя коробка сжимается, жидкость из нее перетекает в верхнюю, вызывая перемещения сердечника. Измеряемая разность давлений уравновешивается силами упругой деформации коробок. При односторонних перегрузках повреждения коробок не происходит, так как обе мембраны складываются по профилю, вытесняя всю жидкость из одной коробки в другую.

Малогабаритные преобразователи типа МПЭ-МИ с компенсацией магнитных потоков состоят из измерительного блока, магнитомодуляционного преобразователя и усилительного устройства. Измеряемый параметр преобразуется чувствительным элементом (мембраной или сильфоном) в пропорциональное перемещение постоянного магнита, который вызывает изменение намагниченности сердечников преобразователя. При этом возникает сигнал рассогласования, который управляет выходным сигналом усилителя. Усиленный выходной сигнал поступает в линию дистанционной передачи и одновременно в обмотку обратной связи магнитомодуляционного преобразователя, которая создает магнитный поток, компенсирующий воздействие управляющего магнитного потока, и следовательно, сигнала рассогласования. Техническая характеристика манометра МПЭ-МИ приведена ниже.

Верхний предел измерения давления, МПа	0,1—60
Класс точности	0,6; 1; 1,5
Температура окружающей среды, °С	5—60 (основной вариант), от —30 до +60 (по требованию заказчика)
Напряжение переменного тока, В	220
Рабочий диапазон выходных сигналов, мА	0—5; 0—20; 4—20
Габаритные размеры, мм	225×160×266
Масса, кг	не более 4,0

Для работы в системах автоматического контроля, регулирования и управления технологическими процессами промышленность выпускает измерительные преобразователи типа Сапфир, предназначенные для непрерывного преобразования абсолютного и избыточного давления, разряжения, разности давлений нейтральных и агрессивных сред в унифицированный токовый выходной сигнал. В качестве чувствительного элемента в них использована металлическая мембрана с монокристаллической пластинкой из сапфира.

Выпускают две основные модификации преобразователей: Сапфир-22, предназначенные для работы в обычных условиях,

Таблица 14

Шифр преобразователя	Модель	Верхний предел измерения давления		Предел допускаемой основной погрешности, %
		кПа	МПа	
Сапфир-22ДА и Сапфир 22ДА-Ех (абсолютного давления)	2020; 2030	2,5—10 6,0—40	— —	0,5; 1,0 0,5
	2050; 2051 2060; 2061	— —	0,4—2,5 2,5—16	0,25; 0,5 0,25; 0,5
Сапфир-22ДИ и Сапфир-22ДИ-Ех (избыточного давления)	2110	0,25—1,6	—	1,0; 0,5 0,25
	2120	2,5—10	—	0,25; 0,5
	2130 2140	6—40 40—250	— —	0,25; 0,5 0,25; 0,5
	2150; 2151 2160; 2161 2170; 2171	— — —	0,4—2,5 2,5—16 16—100	0,25; 0,5 0,25; 0,5 0,25; 0,5
Сапфир-22ДВ и Сапфир-22ДВ-Ех (разрежения)	2210	0,25—1,6	—	1,0; 0,5
	2220 2230	2,5—10 6—40	— —	0,5 0,25; 0,5
	2240	40—100	0,04—0,1	0,5
Сапфир 22ДИВ и Сапфир 22ДИВ-Ех (давления разрежения)	2310	Давление и разрежение 0,125—0,8	— —	1,0; 0,5 0,25
	2320	1,25—5,0	—	0,25 ÷ 0,5
	2330	30—20,0	—	0,5
	2340	Разрежение 20—100 Давление 20—150	—	0,25; 0,5
	2350; 2351	—	Разрежение 0,1 Давление 0,3—2,4	0,5

Шифр преобразователя	Модель	Верхний предел измерения давления		Предел допускаемой основной погрешности, %
		кПа	МПа	
Сапфир 22ДД и Сапфир 22ДД-Ех (разности давлений)	На рабочее избыточное давление до 4 МПа			
	2410	0,25—1,6	—	1,0; 0,5
	2420	2,5—10	—	0,5
	Рабочее давление —16 МПа			
	2430	6,3—25	—	0,5
	2440		0,04—0,25	0,5
	2450		0,4—2,5	0,5
	На рабочее избыточное давление до 25 МПа			
	2460	—	2,5—16	0,5
	На рабочее избыточное давление до 40 МПа			
	24	6,3—25 0,4	— —	0,5
	2444	40—240	0,04; 0,063 0,1—0,25	0,5

и Сапфир-22-Ех в комплекте с блоком преобразования сигналов БПС-24, который может работать во взрывоопасных зонах помещений и наружных установок согласно нормативным документам, регламентирующим применение электрооборудования во взрывоопасных условиях. Блок БПС-24, обеспечивающий питание преобразователя Сапфир-22-Ех, устанавливается вне взрывоопасных зон помещений и наружных установок.

Питание преобразователя Сапфир-22 — от постоянного тока напряжением 36 В или от сети переменного тока напряжением 220 В через блок питания типа 22 БП-36.

Преобразователи имеют стандартные выходные сигналы: 0—5; 0—20 или 4—20 мА постоянного тока. Промышленностью выпускаются различные модели преобразователей разного назначения для конкретных условий эксплуатации (табл. 14).

Малогабаритные дифманометры с компенсацией магнитных потоков выпускают двух типов: ДСЭ (дифманометр сильфонный) и ДМЭ (дифманометр мембранный). Каждый из них имеет различные модификации: расходомер (Р), напоромер (Н), тягомер (Т), уровнемер (У) и перепадомер (без дополнительной буквы).

Техническая характеристика дифманометра ДСЭ и ДМЭ приведена в табл. 15.

Таблица 15

Характеристики	ДСЭ	ДМЭ	Примечание
Предельный номинальный перепад давления, МПа	0,1; 0,16; 0,25; 0,4	0,4; 0,63; 1,0; 1,6; 2,5; 4,0; 6,3	В зависимости от модификации
Предельное рабочее избыточное давление, МПа	10	16; 40	
Класс точности	1; 1,5	1; 1,5	
Температура окружающей среды, °С	5—60	5—60	
Питание	Переменный ток напряжением 220 В	—30 ÷ +60	По требованию заказчика
Рабочий диапазон выходных сигналов, мА	0—5; 0—20	4—20	Для расходомеров: 0—5
Габаритные размеры, мм	290×160×225	280×160×225	
Масса, кг (не более)	6	10,5	

Жидкостные манометры и дифманометры

Действие жидкостных манометров основано на уравновешивании измеряемого давления столбом жидкости (водой, спиртом) или ртутью. Пример такого прибора — двухтрубный манометр, выполненный в виде U-образной трубки, один конец которой сообщается с атмосферой, а второй — с объектом измерения. При подводе избыточного давления к одному из колен трубки уровень жидкости в нем опускается, а в другом соответственно поднимается. Измеренное давление определяют по шкале, имеющей деления через 1 мм.

Давление выражают в мм рт. ст. (в мм вод. ст.), если трубка заполнена ртутью (водой). Разновидность двухтрубного манометра — чашечный однотрубный прибор, у которого одно колено трубки представляет собой сосуд (чашку) со значительно большей площадью поперечного сечения (в 10—20 раз), чем у второго колена. Понижением уровня в чашке при достаточно большой разнице в площадях можно пренебречь и отсчитывать показания прибора только по изменению уровня в трубке. Тогда погрешность отсчета уровня может быть уменьшена вдвое по сравнению с погрешностью отсчета у двухтрубных манометров. Для измерения очень низких давлений применяют микроманометры с наклонной трубкой. Жидкостные дифманометры снабжаются пружинным манометром. Выпускаемые промышленностью дифманометры этого типа модели ДТ-50 и ДТ-150 (дифманометр трубный) имеют верхние пределы измерения 700—1000 мм рт. ст. при рабочем давлении 5 и 15 МПа. При заполнении жидкостного дифманометра ртутью можно измерять перепад давления как газа, так и жидкости. В последнем случае следует учитывать давление, создаваемое жидкостью, находящейся в трубке над уровнем ртути. Измеренную разность давлений определяют по формуле

$$p_2 - p_1 = gh(\rho_{рт} - \rho_ж),$$

где p_2 и p_1 — давление соответственно в правом и левом коленах трубки; $\rho_{рт}$ и $\rho_ж$ — плотность жидкости-заполнителя (ртути) и жидкости, находящейся над уровнем ртути.

Грузопоршневые манометры

Грузопоршневые манометры — основное средство поверки образцовых манометров. В них давление создается с помощью ручного пресса и измеряется путем сравнения его с массой грузов *4*, действующих на неуплотненный поршень *2*, притертый по цилиндру *1* (рис. 65).

Полость под неуплотненным поршнем, заполненная жидкостью, сообщается каналом с прессом винтового типа, поршень *9* которого снабжен уплотнительной резиновой манжетой. Внутренняя полость пресса соединена каналами со штуцерами для присоединения поверяемых приборов, снабженных вентилями *5* и *8*. Манометр заполняется жидкостью с помощью воронки *7*. Перед измерениями поршневой манометр устанавливают строго по уровню, а тарелку *3* с грузами во время измерений вращают от руки для уменьшения трения в поршневой паре.

Внутренняя полость заполняется рабочей жидкостью с помощью поршня *9*, который засасывает жидкость из воронки. При этом полость сообщается с атмосферой, а измерительный поршень находится в крайнем нижнем положении на упоре, не создавая давления. Подключив поверяемый прибор *6* к штуцеру манометра и закрыв вентиль, сообщающий внутреннюю полость с атмосферой, поршнем *9* начинают повышать давление

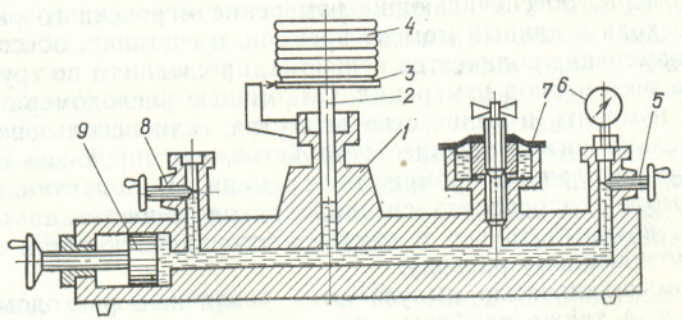


Рис. 65. Схема грузопоршневого манометра

до тех пор, пока измерительный поршень с грузами не приподнимается. В этот момент давление в системе уравновешивается массой грузов. Произведя аналогичные операции при разных грузах, можно проконтролировать правильность показаний поверяемого прибора в пределах всей его шкалы.

Промышленность выпускает грузопоршневые манометры типа МП, рассчитанные на предельные давления 60—250 МПа с классом точности 0,2 и 0,05.

3. ИЗМЕРЕНИЕ РАСХОДА ЖИДКОСТИ И ГАЗА

Расходомеры и счетчики

Количество вещества (жидкости, газа, сыпучего тела), проходящее в единицу времени через поперечное сечение трубопровода, называют расходом.

Различают объемный w и массовый q расходы, связанные простым соотношением:

$$w = q/\rho.$$

Расход вещества по определению прямо пропорционален скорости v потока жидкости или газа.

$$w = vS.$$

Здесь S — площадь поперечного сечения трубопровода при полном заполнении его жидкостью (газом) или во время течения газа.

Единица измерения расхода имеет размерность, зависящую от выбранных единиц измерения объема или массы и времени: м³/с; кг/с; м³/ч; кг/ч.

В нефтяной промышленности производительность (дебит) добывающих скважин оценивают в м³/сут или т/сут, а газовых скважин — в м³/сут. Иногда объемный расход газа характеризуется скоростью его потока: см/с; м/с и т. д.

Для измерения расходов и количества вещества применяют расходомеры, обеспечивающие измерение мгновенного расхода, т. е. расхода в данный момент времени, и счетчики, обеспечивающие измерение количества вещества, прошедшего по трубопроводу за весь период измерения. С помощью расходомера всегда можно измерить и количество вещества, если использовать дополнительно интегрирующее устройство, суммирующее показания за определенный промежуток времени. По показаниям счетчиков можно определить средний расход вещества за данный период, который только в случае постоянной скорости потока равен мгновенному расходу.

Промышленностью выпускаются различные расходомеры и счетчики, а также приборы, обеспечивающие одновременно измерение расхода и количества вещества.

Для измерения расходов и количеств жидкости, газа и пара наиболее широко используют расходомеры переменного перепада давлений, действие которых основано на зависимости перепада давления, создаваемого сужающим устройством (диафрагмой, соплом и др.) от расхода вещества.

Для измерения количества нефти, нефтепродуктов и газа применяют объемные и тахометрические счетчики. Электромагнитные расходомеры, действие которых основано на зависимости индуктированной в потоке электропроводной жидкости электродвижущей силы от скорости потока, используют для измерения расхода глинистого раствора и воды, закачиваемой в пласт.

Разработаны также ультразвуковые, калориметрические (термоанемометры), индукционные, вихревые и другие типы расходомеров, действие которых основано на различных физических зависимостях. Для контроля дебита нефтяных и газовых скважин широко применяют специальные установки, обеспечивающие контроль дебита нескольких скважин — групповые замерные установки (ГЗУ), а также так называемые замерные трапы или установки для контроля дебита отдельных скважин при индивидуальной схеме внутрипромыслового сбора нефти. Сложность измерения дебитов нефтяных скважин заключается в том, что их продукция представляет собою газонефтеводяную смесь, а поток имеет пульсирующий характер с переменным во времени составом отдельных компонентов (нефть, газ и вода).

Расходомеры переменного перепада давлений

Расходомеры состоят из сужающего устройства, устанавливаемого в трубопроводе для создания перепада давления до и после него, дифманометра, градуированного обычно в единицах расхода и соединительных (импульсных) трубок, передающих давление от сужающего устройства к дифманометру.

Эти расходомеры пригодны для измерения расхода любых однофазных сред (жидкости, пара или газа) в трубках практически любого диаметра и практически при любом давлении и температуре. Индивидуально изготавливается только сужающее устройство. К недостаткам расходомеров переменного перепада давлений относятся: ограниченный диапазон измерения ($w_{max}/w_{min} = 3:1$), неравномерность шкалы вследствие квадратичной зависимости между расходом и перепадом давления, а также инерционность, зависящая от длины соединительных трубок. Погрешность расходомеров в среднем составляет 1—3 %.

Сужающие устройства. Наиболее распространенными сужающими устройствами служат нормальные диафрагмы, сопла и трубы Вентури.

до тех пор, пока измерительный поршень с грузами не приподнимается. В этот момент давление в системе уравновешивается массой грузов. Произведя аналогичные операции при разных грузах, можно проконтролировать правильность показаний поверяемого прибора в пределах всей его шкалы.

Промышленность выпускает грузопоршневые манометры типа МП, рассчитанные на предельные давления 60—250 МПа с классом точности 0,2 и 0,05.

3. ИЗМЕРЕНИЕ РАСХОДА ЖИДКОСТИ И ГАЗА

Расходомеры и счетчики

Количество вещества (жидкости, газа, сыпучего тела), проходящее в единицу времени через поперечное сечение трубопровода, называют расходом.

Различают объемный w и массовый q расходы, связанные простым соотношением:

$$w = q/\rho.$$

Расход вещества по определению прямо пропорционален скорости v потока жидкости или газа.

$$w = vS.$$

Здесь S — площадь поперечного сечения трубопровода при полном заполнении его жидкостью (газом) или во время течения газа.

Единица измерения расхода имеет размерность, зависящую от выбранных единиц измерения объема или массы и времени: $м^3/с$; кг/с; $м^3/ч$; кг/ч.

В нефтяной промышленности производительность (дебит) добывающих скважин оценивают в $м^3$/сут или т/сут, а газовых скважин — в $м^3$/сут. Иногда объемный расход газа характеризуется скоростью его потока: см/с; м/с и т. д.

Для измерения расходов и количества вещества применяют расходомеры, обеспечивающие измерение мгновенного расхода, т. е. расхода в данный момент времени, и счетчики, обеспечивающие измерение количества вещества, прошедшего по трубопроводу за весь период измерения. С помощью расходомера всегда можно измерить и количество вещества, если использовать дополнительно интегрирующее устройство, суммирующее показания за определенный промежуток времени. По показаниям счетчиков можно определить средний расход вещества за данный период, который только в случае постоянной скорости потока равен мгновенному расходу.

Промышленностью выпускаются различные расходомеры и счетчики, а также приборы, обеспечивающие одновременно измерение расхода и количества вещества.

Для измерения расходов и количеств жидкости, газа и пара наиболее широко используют расходомеры переменного перепада давлений, действие которых основано на зависимости перепада давления, создаваемого сужающим устройством (диафрагмой, соплом и др.) от расхода вещества.

Для измерения количества нефти, нефтепродуктов и газа применяют объемные и тахометрические счетчики. Электромагнитные расходомеры, действие которых основано на зависимости индуктированной в потоке электропроводной жидкости электродвижущей силы от скорости потока, используют для измерения расхода глинистого раствора и воды, закачиваемой в пласт.

Разработаны также ультразвуковые, калориметрические (термоанемометры), индукционные, вихревые и другие типы расходомеров, действие которых основано на различных физических зависимостях. Для контроля дебита нефтяных и газовых скважин широко применяют специальные установки, обеспечивающие контроль дебита нескольких скважин — групповые замерные установки (ГЗУ), а также так называемые замерные трапы или установки для контроля дебита отдельных скважин при индивидуальной схеме внутрипромыслового сбора нефти. Сложность измерения дебитов нефтяных скважин заключается в том, что их продукция представляет собою газонефтеводяную смесь, а поток имеет пульсирующий характер с переменным во времени составом отдельных компонентов (нефть, газ и вода).

Расходомеры переменного перепада давлений

Расходомеры состоят из сужающего устройства, устанавливаемого в трубопроводе для создания перепада давления до и после него, дифманометра, градуированного обычно в единицах расхода и соединительных (импульсных) трубок, передающих давление от сужающего устройства к дифманометру.

Эти расходомеры пригодны для измерения расхода любых однофазных сред (жидкости, пара или газа) в трубках практически любого диаметра и практически при любом давлении и температуре. Индивидуально изготавливается только сужающее устройство. К недостаткам расходомеров переменного перепада давлений относятся: ограниченный диапазон измерения ($w_{max}/w_{min} = 3:1$), неравномерность шкалы вследствие квадратичной зависимости между расходом и перепадом давления, а также инерционность, зависящая от длины соединительных трубок. Погрешность расходомеров в среднем составляет 1—3 %.

Сужающие устройства. Наиболее распространенными сужающими устройствами служат нормальные диафрагмы, сопла и трубы Вентури.

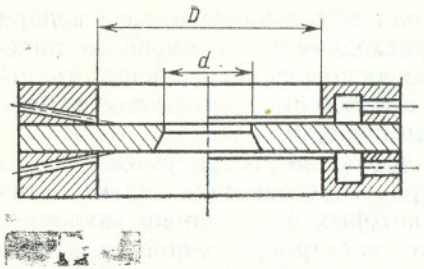


Рис. 66. Стандартная диафрагма

Стандартная или нормальная диафрагма представляет собой тонкий диск, имеющий отверстие с острой прямоугольной кромкой со стороны входа потока.

Нормальные диафрагмы применяют на трубопроводах диаметром не менее 50 мм при соблюдении условия:

$$0{,}05 \leqslant S_o/S \leqslant 0{,}7,$$

где S_o и S — площадь отверстия диафрагмы и площадь поперечного сечения трубопровода.

Диафрагму (рис. 66) обычно помещают между двумя кольцевыми камерами с отверстиями для присоединения трубок, что обеспечивает надежное выравнивание давлений до и после диафрагмы.

Камерные диафрагмы применяют при измерении расходов в трубопроводах диаметром $D \leqslant 400$ мм. Для трубопроводов $D > 400$ мм отбор давлений производится через отверстия, расположенные равномерно по окружности трубопровода (см. нижнюю часть рис. 66). Выходящие из этих отверстий трубки объединяются в коллекторы, выполненные в виде кольца, части кольца или прямоугольника.

Нормальное сопло представляет собой насадку, отверстие которой со стороны входа потока имеет плавно округленную часть, а со стороны выхода — цилиндрическую. Применяют его на трубопроводах $D \geqslant 50$ мм при соблюдении условия:

$$0{,}05 \leqslant S_o/S \leqslant 0{,}65.$$

Отбор давлений осуществляется либо с помощью камер, либо с помощью отверстий.

Нормальная труба Вентури представляет собой устройство, входная часть которого выполнена в виде конуса (конфузор), средняя часть — цилиндрическая, а выходная часть — также в виде конуса (диффузор) [1]. Такие устройства применяют на трубопроводах диаметром $D = 100$—800 мм при соблюдении условия:

$$0{,}02 \leqslant S_o/S \leqslant 0{,}6.$$

Такие сужающие устройства применяют без индивидуальной градуировки. Расход определяют по рабочим формулам.

Для разных условий измерения (максимальные и минимальные расходы, диаметр трубопровода, род измеряемого вещества,

[1] Нормальное сопло Вентури отличается от трубы Вентури тем, что входная часть у него полностью соответствует нормальному соплу.

давление и др.) подбирают сужающие устройства и дифманометры соответствующих типов и размеров.

Сопла и трубы Вентури обеспечивают наименьшую потерю напора в трубопроводах и в основном применяют для измерения расходов газа и пара. Точность измерения при использовании сопла выше, чем при применении диафрагмы. Кроме того, изменение или загрязнение входного профиля сужающего устройства в процессе эксплуатации влияет на коэффициент расхода диафрагмы в значительно большей степени, чем на коэффициент расхода сопла.

Уравнения объемного (в м³/с) и массового (в кг/с) расходов жидкости или газа:

$$w = \alpha\varepsilon S_o \sqrt{2/(p_1 - p_2)\,\rho_г},$$

$$q = \alpha\varepsilon S_o \sqrt{2\rho_г\,(p_1 - p_2)},$$

где α — коэффициент расхода, зависящий от формы сужающего устройства и параметров вещества, определяемый опытным путем; ε — коэффициент расширения струи, учитывающий уменьшение плотности газа $\rho_г$ вследствие понижения давления; S_o — площадь отверстия диска; $p_1 - p_2$ — перепад давления.

Для несжимаемых жидкостей коэффициент $\varepsilon = 1$.

На практике для удобства объемный (в м³/с и м³/ч) и массовый (в кг/с и кг/ч) расходы определяют по рабочим формулам:

$$w = 3{,}479\alpha\varepsilon d_o^2 \sqrt{(p_1 - p_2)/\rho_г},$$

$$w = 0{,}01252\alpha\varepsilon d_o^2 \sqrt{(p_1 - p_2)/\rho_г},$$

$$q = 3{,}479\alpha\varepsilon d_o^2 \sqrt{\rho_г\,(p_1 - p_2)},$$

$$q = 0{,}01252\alpha\varepsilon d_o^2 \sqrt{\rho_г\,(p_1 - p_2)},$$

где d_o — диаметр отверстия сужающего устройства, мм.

Поскольку диаметр d_o определен при температуре 20 °С, при других температурах измерения вводится поправка на тепловое расширение. Обычно перед сужающим устройством устанавливают термометр и манометр. Коэффициенты α и ε находят по диаграммам и таблицам, приведенным в правилах измерения расхода жидкостей и газа стандартными диафрагмами и соплами.

Напорные устройства. Для измерения больших расходов загрязненного или агрессивного газа в расходомерах переменного перепада применяют напорные устройства, для которых характерна квадратическая зависимость перепада давлений от скорости. Разновидностью напорных устройств является трубка *2* Г-образной формы (трубка Пито) с отверстием, направленным навстречу потоку (рис. 67, *а*). Эта трубка воспринимает полное давление потока (статическое + динамическое).

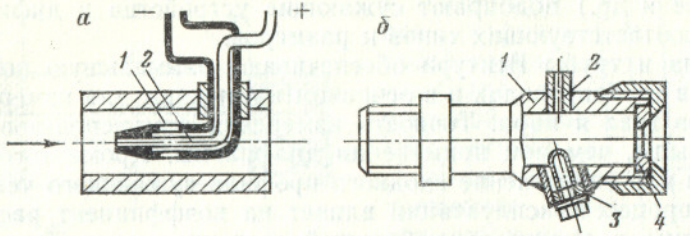


Рис. 67. Напорные устройства для измерения расхода жидкости и газа

Она обычно помещается внутри трубки *1*, на боковой поверхности которой имеются отверстия для восприятия статического давления.

Сочетание трубки Пито с трубкой, воспринимающей только статическое давление называется напорной, конец которой устанавливают на расстоянии $^1/_3$ от стенки трубопровода. Такие трубки используют при изменении расходов газа (в м³/сут), определяемых по формулам:

$$w = 0{,}0461D^2\sqrt{\frac{H_в p_в}{\rho_о T}},$$

$$w = 0{,}627D^2\sqrt{\frac{H_{рт}\rho_{рт}}{\rho_о T}},$$

где D — диаметр трубопровода, мм; $H_в$ и $H_{рт}$ — перепад давления, измеренный дифманометром, соответственно в мм вод. ст. или мм рт. ст.; $p_в$ и $p_{рт}$ — абсолютное давление газа в трубопроводе в мм вод. ст. или мм рт. ст., $\rho_о$ — относительная плотность газа; T — абсолютная температура газа, К.

Для измерения расхода газа при выпуске его в атмосферу применяются трубки Пито без трубки статического давления. В этом случае трубка устанавливается по центру выходного сечения трубопровода. Если высота столба жидкости в манометре не превышает 640 мм рт. ст. (8700 мм вод. ст.), объемный расход газа

$$w = 4{,}039D^2\sqrt{\frac{H_в p_в}{\rho_о T}} = 14{,}907D^2\sqrt{\frac{H_{рт}}{\rho_о T}}.$$

При испытании газовых скважин для измерения расходов широко используют специальные сужения, называемые шайбными и диафрагменными измерителями.

Шайбный измеритель представляет собой патрубок с внутренним диаметром 50 мм, в который вставляют шайбы с центральным отверстием диаметром от 3 до 30 мм. На боковой поверхности патрубка имеется ниппель для соединения с жидкостным двухтрубным манометром. Расход газа при установке шайбы с диаметром отверстия $d_о$

$$w = 2{,}9d_о^2\sqrt{\frac{H_в}{\rho_о T}}.$$

В диафрагменном измерителе критического течения ДИКТ (рис. 67, *б*) вместо набора шайб применяют набор диафрагм *4* с диаметром отверстия от 1,59 до 76,20 мм. ДИКТ состоит из корпуса *1* диаметром 50 или 100 мм с патрубком *2* для подсоединения манометра и стакана *3* для установки термометра; кроме того, имеются и продувочные отверстия. Применяют его для измерения больших расходов, когда скорость истечения газа равна или больше скорости критического истечения.

Расход газа с ростом перепада давления (p_1—p_2) увеличивается только до тех пор, пока отношение $p_2 : p_1$ не станет равным примерно 0,55. С дальнейшим уменьшением этого отношения расход через отверстие нормальной диафрагмы останется неизменным. Скорость истечения газа при этом и будет критической. Дальнейшего увеличения скорости можно достигнуть только с помощью специальных диафрагм, используемых в ДИКТе. Расход газа в этом случае

$$w = \frac{Cp}{\sqrt{z\rho_о T}},$$

где C — коэффициент, принимаемый постоянным для данной диафрагмы (определяется по таблицам); p — абсолютное давление перед диафрагмой, МПа; z — коэффициент сверхсжимаемости газа при давлении p.

Монтаж расходомеров. Диафрагма монтируется на прямолинейном участке трубопровода, причем центр ее отверстия должен совпадать с осью трубопровода. Отклонение от соосности не должно превышать 0,01 диаметра трубопровода. Соединительные трубки от диафрагмы до дифманометра во избежание резких перегибов прокладывают по кратчайшему расстоянию. Соединительная линия должна быть герметичной, а длина ее находится в пределах 3—50 м при внутреннем диаметре не менее 9 мм. Такую линию прокладывают с уклоном не менее 1 : 10 в сторону сужающего устройства, чтобы в ней не образовались воздушные пробки (при измерении расхода жидкости) или не осаждался конденсат (при измерении расхода газа).

Во время измерения расхода воздуха или газа (особенно агрессивного) в соединительные линии в непосредственной близости к сужающему устройству встраивают разделительные сосуды или фильтры. Трубки в этом случае присоединяют к верхней части трубопровода (рис. 68, *а*). Если измеряют расход жидкости, соединительные трубки присоединяют к нижней

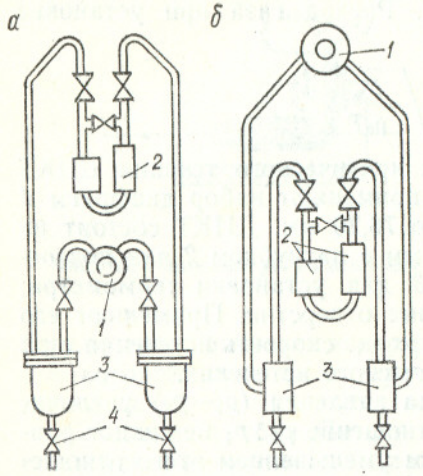


Рис. 68. Схема монтажа расходомеров:

1 — сужающее устройство; *2* — дифманометр; *3* — фильтры; *4* — спускные краны

части трубопровода (рис. 68, *б*). Если свойства измеряемой среды или условия эксплуатации не позволяют осуществить непосредственное подключение дифманометра к сужающему устройству (например, при измерении расхода нефти), дифманометр и участки соединительных линий между ним и разделительным сосудом заполняются разделительной жидкостью (водой, глицерином, легкими минеральными маслами и др.).

Дифманометры монтируются в последнюю очередь после установки сужающего устройства и прокладки соединительных линий с разделительными и конденсационными сосудами. Во время измерения расхода пара или горючих жидкостей прибор должен быть удален от трубопровода не менее, чем на 6 м. Правила монтажа комплекта устройств для измерения расхода регламентированы руководящим документом РД 50-213-80.

Объемные счетчики

Объемные счетчики обеспечивают высокую точность измерений, так как в основу их принципа действия положен метод измерения объемов жидкостей мерными баками, которые применяют обычно для тарировки расходомеров других типов.

В простейшем объемном счетчике операция переключения осуществляется за счет энергии самой жидкости. Мерный бак расходомера, состоящий из двух отсеков, может свободно вращаться в опорах на горизонтальной оси. При полностью заполненном одном отсеке мерный бак вследствие смещения его центра тяжести опрокинется и жидкость будет наливаться в другой отсек. Цикл измерения повторится после заполнения этого отсека. Число поворотов оси мерного бака регистрируется счетчиком. Зная вместимость отсеков и число опрокидываний мерного бака в единицу времени, определяют количество и средний расход жидкости за время работы счетчика.

Объемные счетчики отличаются в основном конструкцией рабочих элементов. В зависимости от этого изготавливают счетчики с овальными шестернями, поршневые и ротационные,

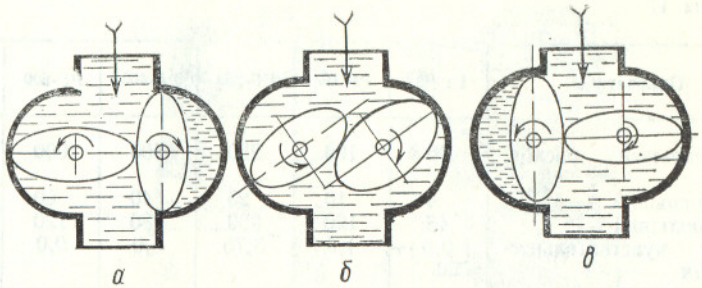


Рис. 69. Схема работы счетчика с овальными шестернями

которые в основном используют для измерения расходов чистых жидкостей и газа.

Счетчики с овальными шестернями. Принцип действия этих счетчиков основан на вытеснении из камеры прибора определенных объемов жидкости овальными шестернями, вращающимися вследствие разности давлений на входе и выходе счетчика (рис. 69). В положении *а* крутящий момент, действующий на левую шестерню, равен нулю. Поворачивается правая шестерня, на которую действует наибольший крутящий момент. В положении *б* крутящий момент на левой шестерне увеличивается, а на правой уменьшается, так как суммарный момент обеих шестерен остается во всех положениях практически постоянным. Поэтому по мере поворота шестерен крутящий момент на левой шестерне возрастает и в положении *в* она становится ведущей, а правая — ведомой. За полный оборот шестерен жидкость из камер дважды выталкивается в трубопровод. Частота вращения шестерен счетчика служит мерой расхода жидкости. Техническая характеристика счетчиков с овальными шестернями приведена в табл. 16.

Таблица 16

Показатель	ШЖУ-25А-16	ШЖО-60 ШЖА-60	ШЖУ-25-16
Класс точности	0,25; 0,5	0,5	0,25; 0,5
Номинальный расход жидкости (в $м^3/ч$) при вязкости в $м^2/с$:			
$(0,55 \div 1,1)^{10-6}$	3,0	17,0	3,0
$(60 \div 300)^{10-6}$	2,2	11,0	2,5
Диаметр условного прохода, мм	25	60	25
Рабочее давление, МПа	1,6	1,6	1,6
Потеря давления, МПа	0,05	0,05	0,05
Температура, °С	(—) 40—(+) 60	20—180	(—) 40—(+) 60
Габаритные размеры, мм	255×220×200	405×380×400	265×140×200
Масса, кг	7,5	не более 100	7,5

Таблица 17

Показатель	РГ-40	РГ-100	РГ-250	РГ-400	РГ-600	РГ-1000
Номинальный расход, $м^3/ч$:	40	100	250	400	600	1000
наименьший	4	10	25	40	60	100
наибольший	48	120	300	480	720	1200
Порог чувствительности, $м^3/ч$	0,6	1,5	3,75	6,0	9,0	15,0
Погрешность (в %) при расходе от номинального						
10—20 %	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
20—100 %	2,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Габаритные размеры, мм	260×164×175	840×260×240	425×380×360	530×380×360	620×470×440	710×548×500
Масса, кг	10,5	28	75	90	142	205

Ротационные счетчики газа. Действие основано на вращении лопастей при движении газа через прибор. Лопасти обкатываются по корпусу, вытесняя за каждый оборот порцию определенного объема газа. Вне корпуса прибора валы лопастей соединены с помощью шестерен. Утечки газа через лопасти сведены к минимуму путем тщательной обработки поверхности камеры счетчика, подгонки их лопастей. Техническая характеристика ротационных счетчиков газа приведена в табл. 17.

Скоростные расходомеры-счетчики жидкости и газа

Действие скоростных (тахометрических) расходомеров-счетчиков основано на зависимости между расходом вещества и скоростью движения чувствительного элемента, расположенного в трубопроводе. По виду чувствительного элемента различают турбинные и шариковые расходомеры — счетчики жидкости и газа. Скоростные приборы обычно измеряют объемный расход. Для измерения массового расхода они дополняются плотномером, термометром и манометром и содержат счетно-вычислительные устройства.

Турбинные расходомеры-счетчики. По принципу действия турбинные расходомеры близки к турбомашинам. Конструктивно чувствительный элемент выполняется в виде турбинки или крыльчатки (вертушки), приводимой во вращение набегающим потоком жидкости. Между скоростью движения жидкости и частотой вращения турбинки имеется в определенных пределах прямая пропорциональность.

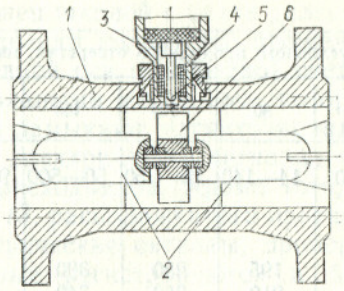


Рис. 70. Турбинные счетчики жидкости типа «Норд»

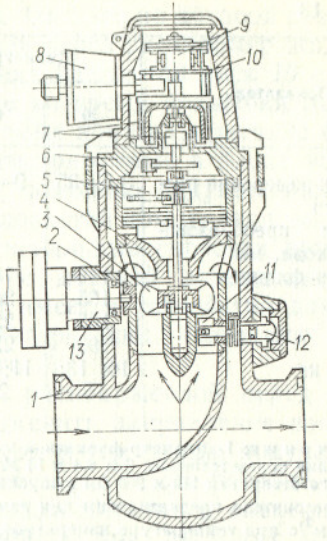


Рис. 71. Турбинный счетчик жидкости «Тор»

Турбинный расходомер типа «Норд» применяют для измерения количества нефтепродуктов и нефти. Состоит из корпуса *1*, струевыпрямителей *2*, турбинки *6* (рис. 70). Преобразование частоты вращения турбинки в электрический сигнал осуществляется с помощью магнитоиндукционного датчика *3*, состоящего из катушки индуктивности *4* и сердечника *5*, изготовленного из магнитного материала. Лопасти турбинки пересекают при вращении магнитное поле, образованное катушкой, в результате чего в ней наводится электродвижущая сила. Электрические импульсы поступают в электронный блок с частотой, пропорциональной частоте вращения турбинки, т. е. объемному расходу жидкости. После усиления и преобразования количество импульсов считается шестиразрядным электромеханическим счетчиком, смонтированным на лицевой панели электронного блока. Техническая характеристика расходомеров-счетчиков Норд-М приведена в табл. 18.

Турбинные счетчики «Норд-4», разработанные для блочно-комплектных узлов учета нефтепродуктов, состоят из преобразователя расхода, блока сопряжения БС-2 и цифрового прибора «Норд-Э3». Они отличаются высокими метрологическими свойствами.

Турбинные счетчики МИГ предназначены для измерения количества товарной нефти. Для дистанционной передачи показаний используются блок сопряжения и цифровой прибор

Таблица 18

Показатель	Диаметр условного проходного отверстия, мм					
	40	65	80	100	150	200
Диапазон измерения расхода, м³/ч	3,5—35	9—90	14—140	25—250	50—500	90—900
Габариты преобразователя расхода, мм:						
диаметр фланцев	145	180	195	230	300	360
	165	200	210	260	340	405
	165	220	230	265	—	—
длина	180	220	250	280	360	400
масса, кг	10; 13; 15	11; 15; 21	18; 21; 29	26; 40; 42	48; 80	63; 115

Примечания: 1. Диаметр фланцев и масса указаны для преобразователей на рабочее давление соответственно: 2,5; 6,4 и 16 МПа. Преобразователи с диаметром условного проходного отверстия 150 и 200 мм выпускаются на рабочее давление 2,5 и 6,4 МПа. 2. Преобразователи предназначены для измерения расхода жидкости с вязкостью 10^{-6}—$20 \cdot 10^{-6}$ м²/с при температуре измеряемой среды от 5 до 50 °С.

«Норд-4». Преобразователи расхода счетчиков МИГ рассчитаны на рабочее давление от 1,6 до 6,3 МПа. С их помощью определяют количества нефти вязкостью от $3 \cdot 10^{-6}$ до $20 \cdot 10^{-6}$ м²/с при температуре в диапазоне 5—60 °С.

Промышленностью выпускаются 3 типоразмера преобразователей расхода с диаметрами условного прохода D_y, равными 200, 250 и 400 мм. Техническая характеристика счетчиков МИГ приведена ниже.

Верхний предел расхода нефти, м³/ч	1100	1900	4000
Основная относительная погрешность в % в диапазоне расходов от верхнего предела измерения, %			
20—100	0,3		0,1—0,25
40—100	0,25		0,1—0,25
40—80	0,17		0,1—0,25
Масса преобразователя, кг	93—130	113—166	200—400

Турбинный счетчик-расходомер ТОР применяется для контроля дебита скважин по жидкости в индивидуальных и групповых замерных установках. Устройство его показано на рис. 71. Жидкость, поступающая через входной патрубок *1*, вращает крыльчатку *3* и с помощью отражателя *4* изменяет направление движения на 180° и через окна обтекателя *2* поступает в выходной патрубок. Вал крыльчатки через понижающий редуктор *5* и магнитную муфту *7* вращает механический счетчик *9*, установленный в корпусе, изолированном от скважинной жидкости немагнитной перегородкой *6*. Механический счетчик

снабжен шкалой с ценой делений 0,005 м³, по которой визуально определяют количество прошедшей через расходомер жидкости. На одной оси со стрелкой счетчика находится диск *10* с двумя постоянными магнитами, которые во время вращения периодически замыкают магнитоуправляемые контакты датчика *8* и выдают электрические сигналы, регистрируемые в блоке управления расходомера. Кроме того, с помощью индукционного датчика *13*, расположенного против лопастей крыльчатки, выдаются электрические сигналы, пропорциональные скорости вращения, которые регистрируются в блоке местной автоматики БМА групповой установки. В приборе имеется устройство для изменения его градуированной характеристики, состоящее из лопатки *11* и регулировочного винта *12*.

Изменяя положение лопатки, расположенной перед крыльчаткой, можно соответственно изменить направление поступающего на лопасти крыльчатки потока и тем самым получать разные частоты ее вращения при одном и том же расходе. Расходомер снабжен специальным блоком питания и электрическим интегратором. Погрешность прибора при расходах от 3 до 5 м³/ч составляет 5 %, а при расходах от 5 до 30 м³/ч — 2,5 %.

Турбинные расходомеры-счетчики газа «Тургас» предназначены для измерения объемного расхода и количества очищенного неагрессивного природного газа (метана) в технологических трубопроводах газопотребляющих установок. Комплект прибора состоит из турбинного датчика (преобразователя ПРГ) и электронного блока измерения расхода (БИР), который выдает унифицированный сигнал постоянного тока 0—5 мА, пропорциональный измеряемому расходу газа или сигнал, пропорциональный количеству (объему). Промышленностью выпускается ряд приборов, имеющих пять типо-размеров преобразователей ПРГ на пределы измерения 100; 200; 400; 800 и 1600 м³/ч и три модификации блоков БИР: БИР-1 — измеритель

Таблица 19

Показатель	ПРГ-100	ПРГ-200	ПРГ-400	ПРГ-800	ПРГ-1600
Верхний предел измерения расхода, м³/ч	100	200	400	800	1600
Диаметр условного прохода, мм	65	80	100	150	200
Габаритные размеры преобразователя, мм	230×227×200	242×244×220	230×240×240	820×265×320	340×300×373
Масса, кг	11	13	15	34	40

Примечание. Блок БИР имеет габаритные размеры 605×80×160 и массу 6 кг.

Таблица 20

Показатель	ТПС-1	ТПС-2	ТПС-3	ТПС-4	ТПС-5
Диаметр условного прохода, мм	40	50	65	100	150
Пропускная способность, $м^3/ч$	65	125	250	500	1000
Коэффициент преобразования, имп/$м^3$	10^5	$4{,}5 \cdot 10^4$	$2 \cdot 10^4$	$0{,}6 \cdot 10^4$	$0{,}4 \cdot 10^4$
Габариты, мм:					
диаметр	72	107	132	188	230
длина	120	150	200	300	450
Масса, кг	1,7	3,4	9,0	16,5	41,0

расхода, БСР-2 — измеритель суммарного количества и БИР-3 — измеритель расхода и количества.

Расходомеры-счетчики «Тургас» эксплуатируются при давлении измеряемой среды не более 0,6 МПа и температуре не более 100 °С. Их техническая характеристика приведена в табл. 19.

Турбинные счетчики газа Агат-2 предназначены для контроля расхода нефтяного газа на групповых замерных установках. В комплект счетчика Агат-2 входят турбинный преобразователь счетчика ТПС, магнитоиндукционные датчики МИД-1 или МИД-2 и электронный блок БЭС. Датчик МИД-2 применяют при длине кабеля между преобразователем и БЭС до 300 м, датчик МИД-1 — при длине кабеля до 1000 м. Техническая характеристика счетчиков газа Агат-2 приведена ниже.

Пропускная способность, $м^3/ч$ . . . . . от 10 до 1000
Предел допускаемой относительной основной погрешности в диапазоне расходов 15—100 % от пропускной способности, % . . . . . ±4
Рабочее давление газа, МПа . . . . . до 6,3
Температура газа, °С . . . . . от +5 до +80
Электрическое питание . . . . . переменный ток напряжением 220 В и частотой 50 Гц
Масса комплекта счетчика разных исполнений, кг . . . от 21 до 62,4

Счетчики газа «Агат-2» имеют 5 типоразмеров турбинных преобразователей с разными диаметрами условного проходного отверстия, работоспособными в среде с содержанием сероводорода до 3 % (тип ТПС) и в среде с содержанием сероводорода до 25 % (тип ТПС-А). Буква А маркирована на корпусе преобразователя. Технические данные преобразователей приведены в табл. 20.

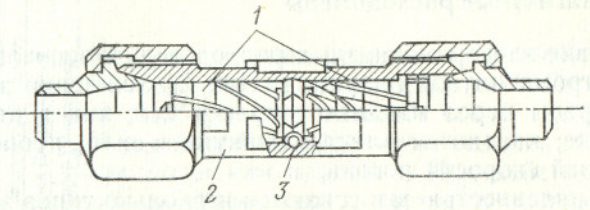


Рис. 72. Шариковый преобразователь расхода

Шариковые расходомеры предназначены для измерения расхода воды в трубопроводах различных технологических установок. Подвижным элементом преобразователей расхода служит металлический шарик, непрерывно движущийся в одной плоскости по внутренней поверхности трубы под воздействием предварительно закрученного потока.

Преобразователь расхода типа «Шторм» (рис. 72) состоит из корпуса *2* со смонтированными в нем направляющими аппаратами *1* с ограничительными кольцами, между которыми в специальной канавке размещен металлический шарик *3*. Снаружи корпуса устанавливается бесконтактный магнитоиндукционный преобразователь, содержащий индукционную катушку с постоянным магнитом, размещенные в корпусе из нержавеющей стали. Поток жидкости, закрученный в направляющем аппарате, увлекает шарик, который, проходя около магнитоиндукционного преобразователя, изменяет поле постоянного магнита. В результате в индукционной катушке при каждом обороте шарика появляется электрический импульс, поступающий на вход промежуточного преобразователя и преобразуемый в электрический сигнал постоянного напряжения 0—50 мВ. Техническая характеристика датчиков шариковых расходомеров приведена в табл. 21.

Таблица 21

Показатель	Шторм-8А	Шторм-32М	Сатурн
Диапазон измерения расхода, $м^3/ч$	2—8	8—50	2,5—600
Основная погрешность, %	1,5	1,5; 2,5 (в диапазоне 8—10 $м^3/ч$)	1,5; 2,5 (в диапазоне 20—30 %)
Рабочее давление, МПа	5,0	10,0	6,4
Температура измеряемой среды, °С	100	285	100
Габаритные размеры, мм	300×60××102	72×332	150×180 330×180
Масса, кг	3,5	3,5	10—72

Электромагнитные расходомеры

Действие электромагнитных расходомеров основано на явлении электромагнитной индукции. При прохождении электропроводной среды через магнитное поле в ней, как в движущемся проводнике, наводится электродвижущая сила, пропорциональная средней скорости потока.

Промышленностью выпускаются несколько типов электромагнитных расходомеров, предназначенных для измерения расходов воды, пульп, а также глинистых и цементных растворов: ИР-61 и ИР-51 — для измерения расходов растворов и пульп, РГР-100 — для измерения расходов глинистых и цементных растворов (табл. 22).

Для контроля расхода и количества воды, закачиваемой в нагнетательные скважины, применяют датчик расхода ДРК-1 с диаметрами условного проходного сечения 50; 80 и 100 мм. Основная погрешность прибора составляет 1,5 %, верхний предел измерения — от 50 до 125 м³/ч.

Таблица 22

Показатель	ИР-61	ИР-51	РГР-100
Верхний предел измерения расхода, м³/ч	От 32 до 2500	От 1 до 1000	360 (100 л/с)
Основная приведенная погрешность, %	1	1	1,5
Диаметр проходного сечения первичного преобразователя $D_у$, мм	10, 15, 25, 50, 80	10—300	100
Параметр измеряемой среды:			
удельная электропроводность, См/м	От 10^{-3} до 10		От 10^{-4} до 10
давление, МПа	2,5	2,5	40
температура, °С	От —30 до 150	От —40 до 150	От 10 до 80
Габаритные размеры преобразователя, мм:			
первичного	250×245×236; 300×532 (для $D_у$ = 50 и 80 мм)	220×522×203	600×350×350
передающего	197×140×450		280×110×220
Масса преобразователя, кг:			
первичного	16 и 36; 42 (для $D_у$ = 50 и 80 мм	16—300	60
передающего	6	6	6,1

Примечание. Первичный и передающий преобразователи расходомера РГР-100 соединены в единый блок.

Ротаметры

Ротаметры относятся к группе расходомеров обтекания, основанных на зависимости перемещения тела, помещенного в поток от расхода. Эти приборы представляют собой вертикальную коническую трубку, в которой помещен чувствительный элемент, выполненный в виде диска или поплавка. Под действием динамического давления поплавок поднимается и между ним и стенками конической трубки образуется кольцевой зазор, площадь сечения которого пропорциональна высоте подъема (перемещения) поплавка. Равновесие сил, действующих на поплавок наступает в тот момент, когда сила от перепада давлений, возникающего вследствие сужения потока в кольцевом зазоре, станет равной весу поплавка.

Уравнение расхода имеет вид:

$$w = \alpha S_к \sqrt{2gV(\rho_п - \rho)/\rho S},$$

где α — коэффициент расхода, определяемый опытным путем; $S_к$ и S — площадь соответственно кольцевого зазора и поплавка; $\rho_п$ и ρ — плотность соответственно поплавка и измеряемой среды; V — объем поплавка.

В свою очередь, площадь сечения кольцевого зазора

$$S_к = \pi d_о h \operatorname{tg} \varphi/2,$$

где $d_о$ — диаметр входного отверстия конической трубки (на нулевом делении); h — высота подъема поплавка; φ — угол конусности измерительной трубки.

Ротаметры называют также расходомерами постоянного перепада давлений, так как равновесное положение поплавка наступает при одном и том же перепаде давлений, действующем на поплавок.

Для измерения расхода однородных потоков чистых и слабозагрязненных жидкостей, воздуха и газов применяют ротаметры типа РМ со стеклянной конической трубкой (рис. 73), рассчитанные для эксплуатации в закрытых помещениях. Максимально допустимое давление 0,6 МПа, рабочая температура измеряемой среды 5—50 °С. Характеристика размеров типа РМ приведена в табл. 23.

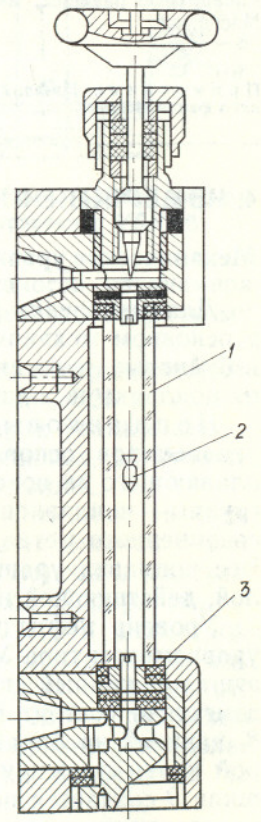


Рис. 73. Ротаметр РМА-1 со стеклянной конической трубкой:
1 — трубка; *2* — поплавок; *3* — корпус

Таблица 23

Показатель	РМ-А-1 с резьбовым соединением	РМ-П с ниппельным соединением	РМ-1У с фланцевым соединением
Верхний предел измерения расхода, м³/ч:			
по воде	0,0025; 0,04; 0,0063	0,016; 0,025; 0,04	0,16; 0,25; 0,4
по воздуху	0,1; 0,16; 0,25; 0,63	0,25; 0,4; 0,63;	2,5; 4,0; 6,3
Диаметр условного прохода, мм	3,0	6,0	15,0
Класс точности	4	2,5	2,5
Габаритные размеры, мм	160×35×40	360×24×24	455×95×25
Масса, кг	0,23	0,3	2,4

Примечание. Нижний предел измерения должен составлять не более 20 % от верхнего фактического.

4. ИЗМЕРЕНИЕ УРОВНЯ ЖИДКОСТИ

Механические уровнемеры

Для измерения уровня жидкости в резервуарах применяют в основном механические уровнемеры двух типов: поплавковые и буйковые, чувствительный элемент которого (буек) в отличие от поплавка не плавает на поверхности жидкости.

Поплавковые уровнемеры. Действие поплавковых уровнемеров основано на измерении перемещения поплавка, плавающего на поверхности жидкости. Простейший прибор этой группы — поплавковый указатель уровня, состоит из поплавка, соединенного металлической лентой с контргрузом и указателя. Вес поплавка уравновешивается контргрузом и подъемной силой, действующей на погруженный в жидкость поплавок.

Уровень нефти и нефтепродуктов в резервуарах измеряют уровнемером типа УДУ-10, в котором вместо контргруза используют пружинный двигатель постоянного момента (рис. 74). Этот двигатель состоит из пружинной ленты специального профиля *8*, навитой на барабан *7*, и шкива *9*, к которому крепится второй конец пружинной ленты. При перемотке ее с барабана на шкив *9* создается постоянный крутящий момент в направлении, показанном стрелкой. Перфорированная лента *3* крепится к шкиву *9* и охватывает мерный шкив *6*, имеющий штифты, расстояние между которыми строго соответствует шагу перфорации ленты. Далее через гидрозатвор *5* лента *3* по роликам *4* проходит в резервуар, где соединяется с поплавком *1*, перемещающимся вдоль направляющих струн *2*. Под действием веса поплавка эта лента вращает шкив *9* и перематывает на него пружинную ленту с барабана *7*, заводя таким образом, пружинный двигатель. При повышении уровня жидкости вес поплавка компенсируется подъемной (выталкивающей) силой и пружинный двигатель наматывает ленту на шкив *9*. Когда поплавок находится в самом верхнем положении, перфорированная лента смотана на шкив *9*, а лента пружинного двигателя на барабан *7*. Высоту подъема поплавка определяют по углу поворота мерного шкива, один оборот которого соответствует изменению уровня жидкости на 500 мм. Ось шкива соединена со счетчиком для непосредственного отсчета показания и с приставкой для дистанционной передачи сигнала ко вторичному прибору. Абсолютная погрешность уровнемера при отсчете по счетчику ±4 мм, а при отсчете по вторичному прибору 10—15 мм.

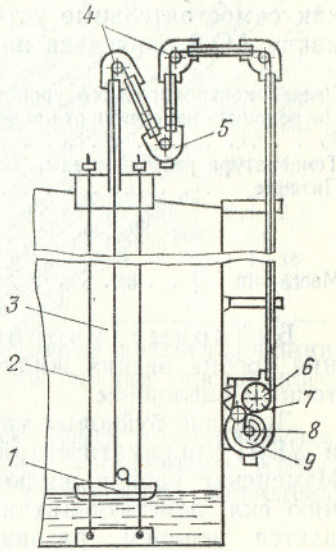


Рис. 74. Поплавковый механический уровнемер УДУ-10

Уровнемеры УДУ-10, предназначенные для контроля уровня нефти и нефтепродуктов в диапазонах 0—12 и 0—20 м, имеют 18 модификаций. Используют их в резервуарах разных конструкций: наземных вертикальных и горизонтальных, заглубленных и подземных, с понтоном и плавающей крышей.

Для контроля уровня нефти в емкостях применяют датчики предельных уровней типа ДПУ-1М и автоматы откачки АО-6.

Датчик ДПУ-1М состоит из поплавка со штангой и корпуса, в котором смонтированы микропереключатели. Корпус монтируется на фланце с условным проходом 100 мм и диаметром предболтового крепления 180 мм. Диаметр поплавка 95 мм, длина штанги — до 750 мм. Максимальный угол поворота поплавка в вертикальной плоскости составляет 120°. Применяют такие датчики в емкостях с рабочим давлением не более 0,6 МПа и температурой рабочей среды не более +50 °С. Масса (без поплавка и штанги) — 3,4 кг.

Автомат откачки АО-6, представляющий собой трехпозиционный датчик уровня, предназначен для автоматической откачки нефти из открытых и закрытых промысловых емкостей с рабочим давлением от 0,25 до 2,5 МПа. Состоит он из указателя уровня и сигнализатора, которые могут быть использованы

как самостоятельные устройства. Характеристика автомата откачки АО-6 приведена ниже.

Предел контролируемого уровня, мм	2000
Погрешность измерения от предела контролируемого уровня, %	1
Температура рабочей среды, °С	не менее +5
Питание	от сети переменного тока напряжением 220 В частотой 50 Гц
Масса, кг	15

Буйковые уровнемеры предназначены для измерения уровня вязких жидкостей в резервуарах с высоким избыточным давлением.

Действие буйковых уровнемеров типа УБ-Э (электрический) и УБ-П (пневматический) основано на силовой компенсации. Изменение уровня жидкости в резервуаре приводит к изменению сил, действующих на буек, и автоматически уравновешивается усилием, развиваемым устройством обратной связи (электрическим или пневматическим).

Уровнемеры построены по блочному принципу и состоят из унифицированного измерительного блока и блоков электрических или пневматических преобразователей.

В уровнемере (рис. 75) буек *3* подвешен при помощи призмы *5* к рычагу *4*, который уплотнен металлической мембраной *1*, укрепленной на фланце *2* для присоединения к резервуару. Масса буйка уравновешивается грузом *7*, перемещаемым при настройке по дополнительному рычагу *6*, связанному тягой *8* с рычагом *4*. Наибольшее усилие (момент) передается на рычаг *4* в том случае, когда буек не погружен в жидкость. При изменении уровня жидкости соответственно изменяется усилие, действующее на буек, что приводит к перемещению рычага *4* и появлению электрического или пневматического сигнала рассогласования в блоке преобразователя *9*. В уровнемерах УБ-П этот сигнал управляет давлением, поступающим с пневмоусилителя в сильфон обратной связи, которое преобразуется в усилие, уравновешивающее силы, приложенные к буйку.

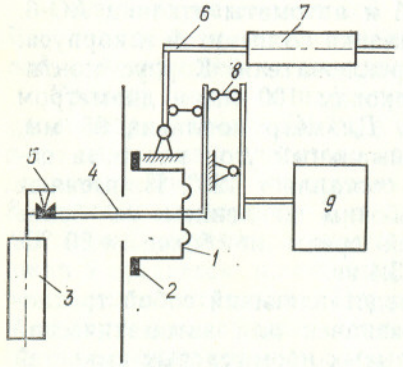


Рис. 75. Схема уровнемера буйкового типа УБ

Это давление одновременно является выходным сигналом датчика.

Таблица 24

Показатель	УБ-П	УБ-ПВМ межфазовый	УБ-Э
Верхний предел измерений уровня, м	0,02—16,0	0,6—4,0	0,02—16,0
Класс точности	1; 1,5	1; 1,5	1; 1,5
Плотность контролируемой среды, г/см³	0,45—2,5	0,122—0,4	0,6—2,5
Температура среды, °С	(—) 40—(+) 200		
Рабочее избыточное давление, МПа	4—16	4	4—16
Масса с буйком, кг	16—40	33	17—41

В уровнемерах УБ-Э электрический сигнал рассогласования с помощью усилителя преобразуется в сигнал постоянного электрического тока 0—20 или 0—5 мА.

Промышленностью изготавливается пять типоразмеров уровнемеров УБ-Э и семь типоразмеров уровнемеров УБ-П. Техническая характеристика буйковых уровнемеров приведена в табл. 24.

Пьезометрические уровнемеры

Пьезометрический метод измерения уровня основан на определении разности давлений, одно из которых зависит от уровня жидкости в сосуде, а другое от давления над уровнем. Если к нижней части резервуара присоединить манометр, то его показания будут соответствовать гидростатическому давлению жидкости в резервуаре, равному, как известно

$$p = \rho g h,$$

где h — высота уровня жидкости.

Если в закрытом резервуаре имеется избыточное давление, по показаниям одного манометра нельзя правильно судить о высоте уровня жидкости. Для устранения влияния избыточного давления к резервуару подключают дифманометр, плюсовой сосуд которого сообщают с нижней отметкой, а минусовой с верхней отметкой. Тогда измеренная разность давлений будет равна гидростатическому давлению в резервуаре. Действительно, если статическое давление в резервуаре p_0, то давление в правом колене дифманометра будет равно сумме гидростатического и статического давлений $p_0+\rho gh$, а в левом — только статическому p_0. Их разность, показываемая дифманометром, пропорциональна высоте уровня:

$$\Delta p = \rho g h.$$

Одним из типов пьезометрического уровнемера является барботажный. По трубке, спущенной в резервуар под уровень жидкости (рис. 76, *а*) продувают воздух. Для того, чтобы его

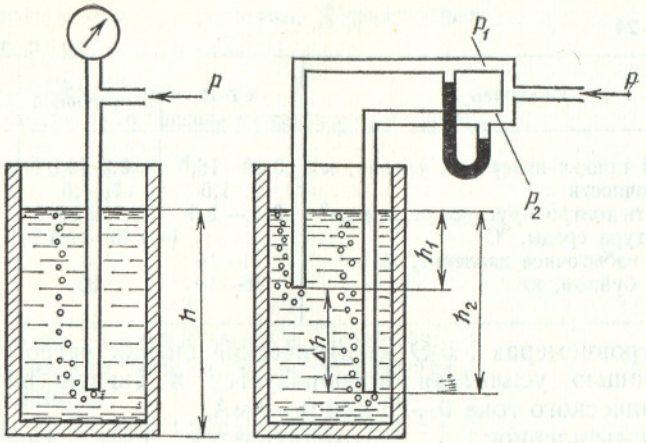


Рис. 76. Схема барботажного уровнемера

пузырьки вышли из трубки, давление должно быть равным гидростатическому. Поэтому высоту уровня определяют по давлению воздуха, продавливающего столб жидкости в резервуаре, и плотности жидкости. Если же в резервуар опустить две трубки (рис. 76, *б*), расстояние между концами которых известно, можно определить и плотность жидкости. Так как давление в каждой из трубок p_1 и p_2 равно гидростатическому на глубине их погружения под уровень, то разность давлений воздуха в трубках будет зависеть только от расстояния между концами трубок и плотности жидкости:

$$p_2 - p_1 = \rho g (h_2 - h_1),$$

где h_2 и h_1 — глубина погружения трубок под уровень.

Измерив манометрами давление воздуха p_2 и p_1 и зная расстояние между концами трубок $h_2 - h_1$, плотность жидкости можно определить по формуле

$$\rho = \frac{p_2 - p_1}{g (h_2 - h_1)}.$$

Пьезометрические методы измерения уровней применяют при контроле уровней воды в барабанах паровых котлов, а также при измерении уровней нефтепродуктов.

Акустические уровнемеры

При измерении уровня акустическим методом в затрубное пространство скважины посылается звуковой импульс, создаваемый взрывом порохового заряда на устье. Через некоторое время на поверхности с помощью чувствительного прибора от-

мечают приход импульса, отраженного от поверхности жидкости в скважине. Если известно время, прошедшее от момента посылки звукового импульса в скважину до момента прихода отраженного импульса, а также скорость распространения звуковой волны в газовом пространстве, уровень жидкости $h_у$ можно определить по формуле

$$h_у = v_{зв} t_у / 2,$$

где $v_{зв}$ — скорость распространения звуковой волны; $t_у$ — время пробега волны от устья до уровня и обратно.

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

Если известно время прохождения звукового импульса от устья скважины до репера и обратно, скорость распространения волны в данной среде

$$v_{зв} = 2h_р / t_р,$$

где $h_р$ — известное расстояние от источника звукового импульса до репера; $t_р$ — время прохождения звуковой волны от устья до репера и обратно.

Определив скорость распространения звукового импульса, уровень жидкости находим по формулам

$$h_у = t_у h_р / t_р,$$

$$h_у = h_р + h_1,$$

где h_1 — расстояние от репера до уровня жидкости, определяемое по времени прохождения звуковой волны,

$$h_1 = v_{зв} t_1 / 2.$$

При измерениях низких уровней в глубоких скважинах с учетом того, что скорость распространения звука вследствие существенного различия условий по стволу скважины не постоянна, в затрубном пространстве устанавливают два репера. Это позволяет несколько повысить точность определения скорости звука.

При установке двух реперов скорость прохождения звуковой волны на участке между первым и вторым реперами

$$v_{зв} = 2\Delta h / \Delta t,$$

где Δh — длина участка; Δt — время прохождения волной этого участка.

Определив расстояние от нижнего репера до уровня h_1, глубину уровня находим по равенству

$$h_у = h_р + \Delta h + h_1.$$

Иногда скорость распространения звуковой волны определяют без применения репера. В этом случае измеряют уровень жидкости в эксплуатационной колонне с помощью лебедки, а время прохождения звукового импульса в затрубном пространстве — с помощью эхолота с источником звукового импульса.

Точность измерений уровня акустическим методом зависит в основном от погрешности определения скорости распространения звуковой волны в газовой среде и точности регистрации времени ее прохождения. При установке реперов в затрубном пространстве возможны ошибки в определении расстояния их до устья скважины. Эти ошибки будут являться источником систематической погрешности измерения уровня. Кроме того, установка реперов — трудоемкая операция, связанная с необходимостью подъема насосных труб.

Для проведения измерений в скважинах, в которых не устанавливают реперы, предложен способ определения скорости распространения звуковой волны с помощью подвижного звукоуловителя, спускаемого в затрубное пространство на глубину 50—100 м. Звукоуловитель представляет собой устройство, подобное термофону хлопушки, смонтированное в предохранительном кожухе, нижний конец которого открыт и сообщается с газовой средой. Звуковые импульсы в этом случае воспринимаются термофоном звукоуловителя. Первый импульс будет зафиксирован в момент прохождения прямой волны через термофон, второй — будет соответствовать моменту прохождения отраженной волны и третий — моменту прохождения волны от звукоуловителя до уровня и обратно (расстояние между первым и вторым импульсом).

Для определения динамического уровня в скважинах с избыточным давлением в затрубном пространстве разработан метод волнометрирования, который основывается на способности импульса упругой продольной волны отражаться от плотной преграды. Чтобы получить импульс, применяют специальные устройства (возбудители В-3), состоящие из термофона и корпуса с отверстиями, через которые возбудитель сообщается с затрубным пространством скважины. В то время, когда отверстия закрываются или открываются, получают характерный выстрел. Отраженные от репера упругие волны регистрируются эхолотом, подключенным к термофону. С помощью возбудителя В-3 определяют динамический уровень в скважинах глубиной до 4000 м при давлении в затрубном пространстве, равном 0,02—7,5 МПа. В отличие от звукового импульса при эхометрировании скорость распространения упругой продольной волны увеличивается с повышением давления. При отсутствии в скважине репера скорость распространения волны

$$v_{зв} = 18{,}42\sqrt{T_{ср}/z},$$

где $T_{ср}$ — средняя абсолютная температура от устья скважины до башмака подъемных труб; z — коэффициент сверхсжимаемости газа, соответствующий приведенным значениям температуры и давления в скважине.

Для контроля уровня жидкости в скважинах применяют уровнемер СКУ-1М, который обеспечивает оперативный контроль уровня жидкости без нарушения технологического режима работы скважины и автоматическую обработку информации с цифровой индикацией результатов контроля в именованных единицах. Техническая характеристика СКУ-1М приведена ниже.

Контролируемый уровень жидкости, м	50—3000
Давление газа в затрубном пространстве контролируемой скважины, МПа	0—10
Напряжение, В:	
встроенной аккумуляторной батареи	7,2
внешнего источника	12; 24
Потребляемая мощность, В·А	3,5
Габариты, мм:	
устройства генерации и преобразования	225×55×205
вторичного прибора	275×200×75
Масса, кг:	
устройства генерации и преобразования	3,0
вторичного прибора	4,5
Условия эксплуатации:	
температура окружающего воздуха, °С	—45 +50
относительная влажность, %	5—95

Для контроля уровня нефтепродуктов и вязких жидкостей промышленностью выпускаются акустические уровнемеры типа РУМБ-БК-М и ЭХО-3.

Уровнемер РУМБ-БК-М состоит из первичного преобразователя, формирующего электрический импульс, длительность которого пропорциональна измеряемому уровню, а также промежуточного и передающего преобразователей с электронным цифровым табло и выходом на ЭВМ. Длина линии связи между первичным и промежуточным преобразователями не более 1000 м.

Уровнемер ЭХО-3 состоит из акустического и передающего преобразователей, соединенных кабелем длиной до 100 м.

Акустический преобразователь имеет пять модификаций: АП-3 и АП-4 — для резервуаров без избыточного давления с не-

взрывоопасными средами, АП-5В и АП-6В — для резервуаров со взрывоопасными средами, АП-7 — для резервуаров с сильнопенящимися невзрывоопасными средами.

Акустический преобразователь монтируется строго по центру резервуара.

Техническая характеристика уровнемеров приведена ниже.

	РУМБ-БК-М	ЭХО-3
Верхний предел измерений уровня, м	0,4—16,0	0,16—30,0
Основная погрешность, мм	±4	—
Класс точности	—	1; 1,5
Плотность контролируемой среды, г/см³	0,5—1,2	—
Температура среды, °С	4—80	(—) 40—(+) 155
Рабочее избыточное давление, МПа	2,5	1,0—2,0
Масса, кг:		
первичного преобразователя	18	4—15
передающего преобразователя	11	7,5

5. ИЗМЕРЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ

Температурная шкала

Температура характеризует тепловое состояние (степень нагретости) тел. Единица измерения температуры, называемая градус, зависит от выбранной температурной шкалы, представляющей собой систему последовательных числовых значений какого-либо удобно и достаточно точно измеряемого физического свойства тела, являющегося однозначной функцией температуры.

На практике для измерения температуры пользуются шкалой Цельсия, в которой приняты за основу две точки: температура таяния льда и температура кипения воды при нормальном давлении (760 мм рт. ст.). Промежуток между этими точками делят на 100 равных частей, называемых градусами Цельсия (°С). Ниже точки нуля и выше точки 100 °С наносят деления той же величины.

За рубежом кроме стоградусной шкалы часто пользуются шкалой Фаренгейта, в которой за нуль принята температура —20 °С, а температура таяния льда и кипения воды равны соответственно 32 и 212 °F. Формула перехода:

$$t\,°C = 5/9\,(t - 32)\,°F.$$

В связи с тем, что разные тела при нагреве расширяются неодинаково, показания термометров, заполненных различными жидкостями, будут отличаться. Поэтому для сравнения принята шкала термометра, заполненного идеальным газом, показания которого отсчитываются по термодинамической

шкале, а за единицу измерения абсолютной температуры принят Кельвин (К). Формулы перехода:

$$T\,K = (t + 273)\,°C,$$

$$t\,°C = T\,K - 273\,°C.$$

Температура, равная —273 °С, соответствует абсолютному нулю, ниже которого тело не может охладиться.

Приборы для измерения температуры делят на две группы: термометры, предназначенные для определения температуры тел контактным методом и пирометры, действие которых основано на использовании теплового излучения нагретых тел, т. е. на бесконтактном методе.

В зависимости от свойства тела, использованного для измерения температуры, различают термометры: манометрические, расширения (стеклянные и дилатометрические), сопротивления и термоэлектрические (термопары).

Термометры стеклянные

Действие приборов основано на зависимости объема жидкости от температуры. Термометры обычно изготавливают из стекла, в качестве заполнителя применяют спирт, ртуть, толуол, эфир и др.

Спиртовые термометры применяют главным образом для измерения низких температур до —100 °С, а ртутные — для измерения температур в широком диапазоне: от —38 (температура затвердевания ртути) до +500 °С. Выбор ртути в качестве заполнителя обусловлен прежде всего тем, что она не смачивает стекло, не окисляется и ее коэффициент объемного расширения до температуры +200 °С изменяется незначительно. Ртутные стеклянные термометры подразделяются на палочные и с вложенной шкалой. Палочный термометр представляет собой толстостенную трубку с капиллярным отверстием; на внешней поверхности трубки нанесены деления шкалы. Пространство в капилляре над ртутью заполняется инертным газом (обычно азотом). В термометрах с вложенной шкалой капилляр помещен в стеклянную трубку, припаянную к резервуару. Шкала представляет собой пластинку из молочного стекла с нанесенными делениями, расположенную в трубке за капилляром.

На точность измерения температуры с помощью жидкостных стеклянных термометров влияет глубина их погружения в измеряемую среду. Поэтому к показаниям термометра необходимо сделать поправку, которую определяют по формуле

$$\Delta t = \alpha h\,(t_и - t_c),$$

где Δt — поправка, °С; α — коэффициент линейного расширения столбика ртути в капилляре (примерно 0,00016); h — вы-

сота выступающей части столбика, °С; $t_и$ и $t_с$ — измеряемая температура и температура окружающей среды, °С.

Для удобства монтажа и предохранения от повреждений стеклянные термометры помещают в металлическую оправку. В контактных термометрах один из контактов впаян в нижней точке капилляра и всегда соприкасается с ртутью, а второй впаян в капилляр на определенной отметке шкалы и замыкается ртутью только при достижении соответствующей температуры. Если необходима сигнализация о двух предельных значениях температуры, в капилляр на разных отметках шкалы впаивают два контакта. Контактные термометры применяют для сигнализации о достижении определенной температуры и в схемах автоматического поддержания ее в заданном диапазоне.

Максимальные ртутные термометры, имеющие сужение в месте присоединения капилляра к резервуару, применяют в медицине, метеорологии и в глубинных автономных манометрах для определения температурной поправки.

Промышленностью выпускается широкая номенклатура стеклянных термометров разного назначения.

Лабораторные термометры типа ТЛ используют для измерения температуры в диапазоне от —30 до 360 °С. Термометр ТЛ-1 предназначен для высокоточного измерения небольших разностей температур (не более 5 °С) в интервале от —20 до +150 °С. Он имеет вложенную внутрь оболочки шкальную стеклянную пластину с ценой деления 0,01 °С (основная шкала). Изогнутый в верхней части термометра капилляр образует запасной сифонообразный резервуар с вспомогательной шкалой с ценой деления 5 °С в диапазоне от —20 до +150 °С. Диаметр оболочки — 16 мм, длина — 560 мм.

Набор термометров ТЛ-2, который состоит из пяти приборов с разными пределами измерений (№ 1—5) диаметром 8 мм, обеспечивает измерение температур от —30 до +350 °С с погрешностью ±1 °С в диапазоне (—)30—(+)100 °С. В интервалах 100—200 °С; 200—300 °С и 300—350 °С погрешность измерения составляет соответственно ±2, 3 и 4 °С.

Комплект термометров ТЛ-4 из десяти приборов (№ 1—10) диаметром 11 мм обеспечивает точное измерение температуры в диапазоне (—)30—(+)360 °С. Для термометров № 1—7 цена деления составляет 0,1 °С, для термометров № 8—10 (пределы измерения 300—360 °С) цена деления 0,2 °С. Комплект из четырех термометров типа ТЛ-5 диаметром 8 мм с ценой деления 0,5 °С обеспечивает измерение температуры в диапазоне (—)30—(+)300 °С. Для измерения температуры в малогабаритных сосудах служит комплект из восьми термометров типа ТЛ-6, имеющих пределы измерения от —30 °С до +360 °С, цену деления 0,5 °С и диаметр оболочки 6 мм.

Таблица 25

Номер термометра	Пределы измерения температуры, °С	Цена деления, °С	Интервал температуры между контактами, °С	Длина, мм	
				верхней части	нижней части
1	(—) 30—(+) 70	2	10		66; 83
2	0—50	1	5		103; 163
3	0—100	2	10	210	253; 403
4	0—200	2	20		633; 1003
5	0—300	2	300		633; 1003
6	80—150	1	25	150	95
7	80—180	1	25	160	95

Промышленные термометры типа ТП и ТН предназначены для разных целей: измерение температуры в камерных печах, температуры электролита в аккумуляторах, в судовых двигателях внутреннего сгорания и т. д.

Для определения температуры в скважинах используют ртутный термометр ТП-25 с пределами измерения 20—220 °С (исполнение 1) и 50—250 °С (исполнение 2). Цена деления составляет 1 °С, предел допустимой погрешности показаний в диапазоне 20—100 °С ± 1 °С, в диапазоне 101—200 °С — ±2 °С и в диапазоне 201—250 °С — ±3 °С.

Контактные ртутные термометры типа ТЗК предназначены для поддержания заданной температуры или сигнализации о ее достижении. Прибор представляет собой стеклянный термометр с вложенной внутрь пластиной из стекла молочного цвета, снабженной соединительным и исполнительным контактами: соединительный из платиновой проволоки впаян в капилляр термометра, исполнительный из вольфрамовой проволоки может перемещаться вверх и вниз по каналу капилляра. Оба контакта выведены к клеммам, расположенным сверху на пластмассовом колпачке. Пластина со шкалой имеет два исполнения: с нанесенными на нее делениями или только с точками контактирования (при температуре выше 250 °С). Температура контактирования может быть одна, две или три. Оболочка термометра имеет верхнюю часть диаметром 18 мм и нижнюю (погружаемую) — 9 мм. Техническая характеристика термометров ТЗК приведена в табл. 25.

Дилатометрические терморегулирующие устройства

Действие дилатометрических термометров основано на тепловом расширении твердых тел, например стержней. Особой их разновидностью являются биметаллические термометры, чувствительным элементом которых служит биметалл — материал, изготовленный из двух металлов с различными коэффи-

Таблица 26

Показатель	Модификация устройства ТУДЭ		
	1	2	3
Диапазон регулируемых температур, °С	(—) 60—(+) 40	0—100	30—100
Основная погрешность, %	4	2,5	4
Длина чувствительной трубки, мм	265 505	265 505	265 505
Масса, кг:			
в пылебрызгозащищенном исполнении	Не более 2		
во взрывозащищенном исполнении	Не более 6		

Продолжение

Показатель	Модификация устройства ТУДЭ			
	4	5	8	11
Диапазон регулируемых температур, °С	0—250	100—250	0—40	30—160
Основная погрешность, %	2,5	1,5	4	4
Длина чувствительной трубки, мм	265	265	265 505	265 505
Масса, кг:				
в пылебрызгозащищенном исполнении	Не более 2			
во взрывозащищенном исполнении	Не более 6			

циентами линейного расширения. Биметалл выполняется в виде ленты, состоящей из верхней и нижней пластин. При нагревании обе пластины удлиняются, но неодинаково, и лента изгибается в сторону пластины с меньшим коэффициентом расширения. Если полосу биметалла навить в виде спиральной или винтовой пружины, при нагревании получают большой угол поворота свободного конца пружины, что удобно для отсчета показаний.

Дилатометрические и биметаллические термометры применяют главным образом в качестве сигнализаторов и датчиков температуры в схемах автоматического регулирования.

Устройства терморегулирующие типа ТУДЭ с электрическим выходным сигналом предназначены для сигнализации и двухпозиционного регулирования температуры газов и жидкостей. В состав устройства входят дилатометрический чувствительный элемент (латунная или стальная трубка и стержень из материала с небольшим коэффициентом линейного расширения — кварц, инвар), контактное устройство и узел

Таблица 27

Показатель	Модификация устройства ТУДП-М					
	1; 1А	2	3; 3А	4	5	8А
Диапазон регулируемых температур, °С	0—40	—30 ÷ +20	30—100	30—160	100—250	0—250
Основная погрешность, %	2,5	1,5	1,5	2,5	1,5	2,5
Длина, мм:						
чувствительного элемента	625; 735	665	675; 795	505	540	580
чувствительной трубки	475; 585	515	525; 645	355	345	430
Масса, кг	Не более 3					

настройки. Техническая характеристика ТУДЭ приведена в табл. 26. Действие чувствительного элемента основано на разности температурного удлинения этой трубки и стержня. С изменением температуры контролируемой среды длина ее изменяется больше, чем длина стержня, что вызывает замыкание или размыкание контактов электрической цепи. Инерционность устройства для воды не превышает 10 с.

В терморегулирующем устройстве типа ТУДП-М с пневматическим выходным сигналом изменение температуры и соответствующее перемещение стержня относительно чувствительной трубки приводит к открытию (закрытию) сопла, в результате чего изменяется давление на выходе. Пневматический сигнал, пропорциональной изменению температуры, поступает в решающий усилитель и затем используется для регулирования. Устройства ТУДП изготавливают прямого действия (выходное давление увеличивается) и обратного действия (выходное давление уменьшается). Давление воздуха в пневмосети составляет 0,14 МПа, диапазон изменения выходного сигнала равен 0,02—0,1 МПа. Техническая характеристика ТУДП-М приведена в табл. 27.

Чувствительный элемент длиной 580—795 мм устанавливают на резьбе М18×2.

Манометрические термометры

Действие манометрических термометров основано на зависимости давления жидкости или газа постоянного объема от температуры.

Показывающие и сигнализирующие термометры состоят из термобаллона и манометрической пружины, соединенных ка-

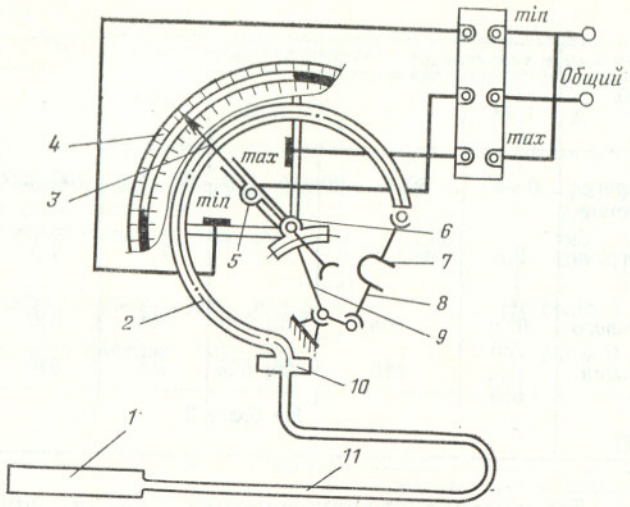


Рис. 77. Схема манометрического термометра типа ТГП (ТЖП)

пилляром (рис. 77). Термобаллон *1* представляет собой металлический толстостенный резервуар или змеевик, заполненный жидкостью или газом. При изменении температуры давление внутри термобаллона соответственно изменяется и передается по капилляру *11* пружине *2*, один конец которой впаян в держатель *10*. С лицевой стороны к держателю крепится трибосекторный механизм (трибка *6*, сектор *9*). На оси трибки насажена стрелка *3* для отсчета показаний по шкале *4*. Сектор *9* через тягу *8* соединен со свободным концом пружины. В газовых термометрах тяга имеет биметаллическую скобу *7*, компенсирующую погрешность, вызываемую изменением температуры окружающей среды. На стрелку *3* насажен ведущий поводок *5*.

В зависимости от заполнителя манометрические термометры разделяются на жидкостные, газовые и конденсационные, действие которых основано на использовании зависимости давления насыщенных паров жидкости от температуры. В качестве заполнителей в них применяют жидкости, кипящие при низких температурах (ацетон, бензин, фреон и т. д.).

Пределы измерения термометров в °С: газовых от —200 до 600; жидкостных от —50 до 300; конденсационных от —25 до 300.

На погрешность манометрических термометров существенно влияют колебания температуры окружающей среды, особенно при большой длине капилляра. Так как в измеряемой среде помещается обычно только термобаллон, а капилляр находится на воздухе, то температура в термобаллоне и капилляре неодинакова. Следовательно, давление в замкнутом объеме всей термосистемы будет зависеть также от температуры окружающего воздуха. Чем меньше разница в объемах термобаллона и капилляра, тем больше погрешность, вызываемая колебаниями температуры окружающей среды. В газовых термометрах длина капилляра не превосходит 40 м, конденсационных — 25 м, а у жидкостных — не более 10 м.

Таблица 28

Показатель	ТГП-100	ТКП-100	ТЖП-100
Предел измерений температуры, °С	(—)50—(+)100; (—)50—(+)150 0—150 0—200 0—300 0—400 0—600	(—)25—(+)35 (—)25—(+)75 0—50 0—100 25—125 50—150 100—200 200—300	(—)50—(+)300
Класс точности	1; 1,5	1,5	1; 1,5
Длина соединительного капилляра, мм	От 1,6 до 40	От 1,6 до 25	От 1,6 до 10
Длина погружения термобаллона, мм	От 160 до 630	От 125 до 400	От 80 до 400
Температура окружающей среды, °С	(—)10—(+)60	(—)50—(+)60	5—50
Габаритные размеры показывающего прибора, мм		100×48	
Масса, кг (не более)	4,3	3,0	2,5

Примечания. 1. Приведены не все пределы измерения температуры. 2. Давление измеряемой среды для термобаллонов без защитной гильзы — до 6,4 МПа, с защитной гильзой — от 6,4 до 25 МПа.

Термометры показывающие газовые типа ТГП-100, конденсационные типа ТКП-100 и жидкостные типа ТЖП-100 предназначены для измерения температуры жидких и газообразных сред. Они состоят из термобаллона, соединенного с показывающим прибором капилляром в защитном кожухе (металлический рукав или полиэтиленовая оболочка).

Термометры показывающие сигнализирующие газовые ТГП-1000Эк и конденсационные ТКП-100Эк предназначены для измерения температуры и управления внешними электрическими цепями от сигнализирующего устройства. Показывающий прибор питается переменным током напряжением 220 В и частотой 50 или 60 Гц, габаритные размеры 100×105 мм,

Таблица 29

Показатель	ТГС; Т12С; ТГ-711Р; ТГ-712Р	ТЖ; ТЖ2С; ТЖ711Р; ТЖ-712Р
Предел измерений температуры, °С	От —200 до +600	От —150 до +300
Класс точности	1; 1,5	1; 1,5
Длина соединительного капилляра, м	От 1,6 до 40	От 1,6 до 10
Длина погружения термобаллона, мм	От 160 до 630	От 200 до 400
Габариты термобаллона, мм:		
длина	125—400	40—140
диаметр	20	12
Габаритные размеры корпуса самопишущего прибора, мм	280×340×125	
Масса самопишущего прибора, кг	Не более 17	

Примечания. 1. Давление измеряемой среды для термобаллонов без защитной гильзы — до 6,4 МПа, с защитной гильзой — до 25 МПа. 2. Температура окружающей среды 5—50 °С.

масса — не более 4,6 кг. Техническая характеристика показывающих ТГП-100, ТКП-100 и ТЖП-100 приведена в табл. 28.

Термометры манометрические самопишущие газовые (ТГС) и жидкостные (ТЖС) состоят из термобаллона и самопишущего прибора, соединенных капилляром. Промышленностью выпускаются термометры с приводом диаграммы от часового механизма или от синхронного микроэлектродвигателя, имеющие соответственные обозначения (712) и (711), а также двухзаписные, снабженные двумя термобаллонами (ТГ2С и ТЖ2С).

Самопишущие термометры, снабженные синхронным электродвигателем, питаются от сети электрического тока напряжением 220 В. Время одного оборота диаграммы часового механизма с восьмисуточным заводом составляет 12 или 24 ч.

Кроме указанных типов самопишущих термометров, выпускаются термометры с пневматическим регулирующим устройством, предназначенные для измерения и автоматического регулирования температуры газов, паров и жидкостей: ТГ-711Р и ТГ-712Р, а также ТЖ-711Р и ТЖ-712Р. Давление воздуха для питания пневматической части термометров составляет 0,14 МПа, расстояние передачи пневматических сигналов — до 300 м. Техническая характеристика этих термометров приведена в табл. 29.

Для непрерывного преобразования температуры жидкостей и газообразных сред пневматические сигналы дистанционной передачи выпускаются измерительные манометрические преобразователи 13ТД73, имеющие длину соединительного капилляра от 1,6 до 4 м.

Преобразователь состоит из сильфонного блока, термобаллона и однорычажного пневмосилового устройства. Действие

его основано на принципе силовой компенсации. При изменении температуры в термосистеме шток перемещает рычаг, который открывает заслонку и сопла, что приводит к изменению давления в пневмосистеме. Давление через усилитель воздействует на сильфон обратной связи, возвращая рычаг и заслонку в начальное положение. Одновременно выходной сигнал передается в пневмосеть.

Пределы измерений преобразователя 13ТД73 соответствуют пределам измерения газовых термометров от —50 до +600 °С, класс точности: 0,6; 1 и 1,5. Температура окружающей среды: от —50 до +80°С, масса — не более 5 кг, габаритные размеры 180×140×97 мм.

Электрические термометры

К электрическим термометрам относятся термопреобразователи сопротивления и термоэлектрические преобразователи (термопары).

Действие термопреобразователей сопротивления основано на свойстве металлов и полупроводников изменять электрическое сопротивление при изменении температуры.

Промышленностью выпускаются термопреобразователи сопротивления платиновые и медные, представляющие собой отрезок проволоки или ленты, навитой на каркас из изоляционного материала, помещенной в защитный кожух. Для измерения температуры преобразователь включают в измерительную схему вторичного прибора, в качестве которых используют уравновешенные и неуравновешенные мосты, потенциометры и магнитоэлектрические логометры.

Платиновые термопреобразователи сопротивления типа ТСП имеют разное назначение и конструкцию. Они предназначены для измерения температур в интервале от —200 до +600 °С. Инерционность их в зависимости от конструкции защитного кожуха равна 7—45 с, рабочее давление — до 250 МПа (ТСП-195). Наиболее широко распространены медные термопреобразователи типа ТСМ, предел измерения температуры которых составляет от —50 до 200 °С. Инерционность колеблется от 9 до 600 с (ТСМ-275), рабочее давление — до 50 МПа (ТСМ-0879).

Все термопреобразователи градуируются и являются взаимозаменяемыми. Для преобразователей типа ТСП установлены обозначения градуировок гр. 20, гр. 21 и гр. 22, соответствующие сопротивлениям 10; 46 и 100 Ом, для ТСМ приняты обозначения гр. 23 и гр. 24, соответствующие сопротивлениям 50 и 100 Ом.

Термоэлектрические преобразователи представляют собой соединение двух проводников (термоэлектродов), изготовлен-

ных из разных металлов. При нагревании места соединения (спая) этих проводников возникает термоэлектродвижущая сила, пропорциональная измеряемой температуре. Так как эта сила очень мала, для ее измерения в комплекте с термопарой применяют высокочувствительные электроизмерительные приборы: милливольтметры и потенциометры, имеющие шкалу в °С.

Термопара, размещаемая в защитном кожухе, соединяется со вторичным прибором проводами. Спай ее, находящийся в кожухе, изолируется фарфоровым наконечником, помещенным на дне металлической трубки. Этот спай называется рабочим или горячим, так как он расположен в месте измерения температуры. Для включения измерительного прибора разрывают цепь в одном из спаев или в каком-либо термоэлектроде. В последнем случае спай, удаленный от места измерения, называется холодным.

Преобразователи термоэлектрические изготавливают по ГОСТ 6616—74 следующих типов: ТПП-платинородий — платиновые и ТПР-платинородий — платинородиевые. Они состоят из термоэлектродов, изготовленных из различных сплавов и соединенных между собой на одном конце, который составляет горячий спай, изолированных друг от друга двухканальными изоляторами из окиси алюминия. Предел измерения температуры преобразователей ТПП и ТПР равен 300—1800 °С, преобразователей хромель-алюминиевых типа ТХА — от —50 до 800—1000° преобразователей хромель-копелевых типа ТХК — от —50 до 600 °С.

Тепловая инерция термометров

При регистрации переменных температур точность измерения зависит не только от погрешности термометра, но и от его тепловой инерционности, т. е. времени, в течение которого показания термометра устанавливаются на одном уровне.

Тепловую инерцию термометров определяют в общем случае по уравнению

$$\theta_п = \theta_с (1 - e^{-\alpha S/Ct}),$$

где $\theta_п$ и $\theta_с$ — температура соответственно прибора и окружающей среды; S — поверхность контакта прибора с окружающей средой; α — коэффициент теплоотдачи; C — общая теплоемкость термометра.

Тепловая инерция термометра характеризуется его постоянной времени

$$T = C/\alpha S.$$

При спуске термометра в скважину с постоянной скоростью v абсолютную погрешность в момент времени t можно определить по формуле

$$\Delta\theta = vT\Gamma - [vT\Gamma - (\theta_з - \theta_0)]\, e^{-t/T},$$

где Γ — геотермический градиент; $\theta_з$ — температура на поверхности земли; θ_0 — температура в начальной точке измерения.

Обычно термометр выдерживают в начальной точке так, чтобы $\theta_з = \theta_0$. Тогда погрешность

$$\Delta\theta = vT\Gamma (1 - e^{-t/T}).$$

Время спуска прибора зависит от глубины и скорости его спуска ($t = h/v$). Практически уже через время $t = 7T$ относительная погрешность $\Delta\theta$ составит 0,1 %. Поэтому динамическую погрешность можно определить по приближенной формуле

$$\Delta\theta = vT\Gamma,$$

откуда допустимая скорость $v_д$ спуска термометров при известном значении Γ и постоянной прибора T прямо пропорциональна динамической погрешности

$$v_д = \Delta\theta/T\Gamma.$$

6. ГЛУБИННЫЕ АВТОНОМНЫЕ ПРИБОРЫ

Часовые приводы

Для регистрации изменения давления и температуры в процессе исследования скважин глубинные манометры и термометры снабжаются специальными часовыми приводами,

Таблица 30

Показатель	МПЧ-0,125; 233ЧП	МПЧ-0,25; 229ЧП	МПЧ-0,5; 230ЧП	МПЧ-1; 231ЧП	МПЧ-2; 232ЧП
Продолжительность хода от одной заводки, ч	2	4	8	16	32
Продолжительность одного оборота вала, ч (мин)	0,125 (7,5)	0,25 (15)	0,5 (30)	1 (60)	2 (120)
Момент на валу, Н·см	2,0	2,0	2,0	2,5	2,5
Диапазон рабочей температуры, °С	От —10 до +160				
Габариты, мм	22×232				

Примечания. 1. Погрешность хода часовых приводов при температуре 160 °С не превышает ±1,5 %. 2. Полное обозначение часового привода: МПЧ2—3, 4, 5-1-ВУ-УП (один оборот за 2 ч, диапазон температур от —10 до +160 °С, группа точности ±1,5 % при 160 °С, виброустойчивый, ударопрочный).

ных из разных металлов. При нагревании места соединения (спая) этих проводников возникает термоэлектродвижущая сила, пропорциональная измеряемой температуре. Так как эта сила очень мала, для ее измерения в комплекте с термопарой применяют высокочувствительные электроизмерительные приборы: милливольтметры и потенциометры, имеющие шкалу в °С.

Термопара, размещаемая в защитном кожухе, соединяется со вторичным прибором проводами. Спай ее, находящийся в кожухе, изолируется фарфоровым наконечником, помещенным на дне металлической трубки. Этот спай называется рабочим или горячим, так как он расположен в месте измерения температуры. Для включения измерительного прибора разрывают цепь в одном из спаев или в каком-либо термоэлектроде. В последнем случае спай, удаленный от места измерения, называется холодным.

Преобразователи термоэлектрические изготавливают по ГОСТ 6616—74 следующих типов: ТПП-платинородий — платиновые и ТПР-платинородий — платинородиевые. Они состоят из термоэлектродов, изготовленных из различных сплавов и соединенных между собой на одном конце, который составляет горячий спай, изолированных друг от друга двухканальными изоляторами из окиси алюминия. Предел измерения температуры преобразователей ТПП и ТПР равен 300—1800 °С, преобразователей хромель-алюминиевых типа ТХА — от —50 до 800—1000° преобразователей хромель-копелевых типа ТХК — от —50 до 600 °С.

Тепловая инерция термометров

При регистрации переменных температур точность измерения зависит не только от погрешности термометра, но и от его тепловой инерционности, т. е. времени, в течение которого показания термометра устанавливаются на одном уровне.

Тепловую инерцию термометров определяют в общем случае по уравнению

$$\theta_п = \theta_с (1 - e^{-\alpha S/Ct}),$$

где $\theta_п$ и $\theta_с$ — температура соответственно прибора и окружающей среды; S — поверхность контакта прибора с окружающей средой; α — коэффициент теплоотдачи; C — общая теплоемкость термометра.

Тепловая инерция термометра характеризуется его постоянной времени

$$T = C/\alpha S.$$

При спуске термометра в скважину с постоянной скоростью v абсолютную погрешность в момент времени t можно определить по формуле

$$\Delta\theta = vT\Gamma - [vT\Gamma - (\theta_з - \theta_0)]\, e^{-t/T},$$

где Γ — геотермический градиент; $\theta_з$ — температура на поверхности земли; θ_0 — температура в начальной точке измерения.

Обычно термометр выдерживают в начальной точке так, чтобы $\theta_з = \theta_0$. Тогда погрешность

$$\Delta\theta = vT\Gamma (1 - e^{-t/T}).$$

Время спуска прибора зависит от глубины и скорости его спуска ($t = h/v$). Практически уже через время $t = 7T$ относительная погрешность $\Delta\theta$ составит 0,1 %. Поэтому динамическую погрешность можно определить по приближенной формуле

$$\Delta\theta = vT\Gamma,$$

откуда допустимая скорость $v_д$ спуска термометров при известном значении Γ и постоянной прибора T прямо пропорциональна динамической погрешности

$$v_д = \Delta\theta/T\Gamma.$$

6. ГЛУБИННЫЕ АВТОНОМНЫЕ ПРИБОРЫ

Часовые приводы

Для регистрации изменения давления и температуры в процессе исследования скважин глубинные манометры и термометры снабжаются специальными часовыми приводами,

Таблица 30

Показатель	МПЧ-0,125; 233ЧП	МПЧ-0,25; 229ЧП	МПЧ-0,5; 230ЧП	МПЧ-1; 231ЧП	МПЧ-2; 232ЧП
Продолжительность хода от одной заводки, ч	2	4	8	16	32
Продолжительность одного оборота вала, ч (мин)	0,125 (7,5)	0,25 (15)	0,5 (30)	1 (60)	2 (120)
Момент на валу, Н·см	2,0	2,0	2,0	2,5	2,5
Диапазон рабочей температуры, °С	От —10 до +160				
Габариты, мм	22×232				

Примечания. 1. Погрешность хода часовых приводов при температуре 160 °С не превышает ±1,5 %. 2. Полное обозначение часового привода: МПЧ2—3, 4, 5-1-ВУ-УП (один оборот за 2 ч, диапазон температур от —10 до +160 °С, группа точности ±1,5 % при 160 °С, виброустойчивый, ударопрочный).

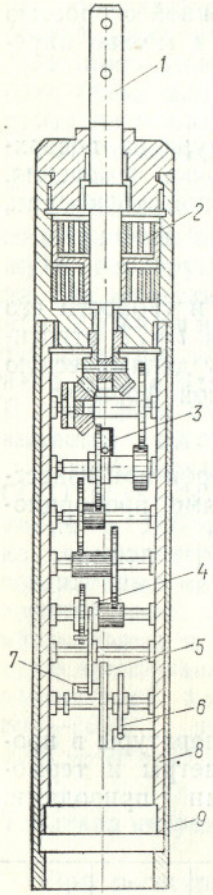


Рис. 78. Часовой привод

состоящими из пружинного двигателя, редуктора и регулятора хода (рис. 78). Двигатель имеет заводные спиральные пружины *2*, создающие крутящий момент на выходном валу *1*. Этот момент расходуется на перемещение диаграммного бланка и на поддержание колебаний регулятора хода с целью обеспечения равномерности вращения выходного вала. Момент от двигателя к регулятору хода передается через понижающий редуктор с храповиком *3*. Для преобразования вращательного движения выходного вала редуктора в колебания баланса *5* служат анкерная вилка *7* и колесо хода *4*. Период колебаний баланса (время одного колебания) регулируется спиральной пружиной — волоском *6*. Частота вращения выходного вала часового привода зависит от передаточного отношения редуктора и периода колебаний баланса, а точность хода (постоянство скорости) — от стабильности периода колебаний. Механизм часовых приводов помещен в корпус *8* (металлическую трубу с отверстиями для осмотра и проверки взаимодействия деталей), на который надевается защитный кожух *9*, предохраняющий механизм от загрязнения. До недавнего времени промышленность выпускала часовые приводы с шифром 230ЧП, 229ЧП и т. д. По ГОСТ 9469—75 эти приводы имеют новое обозначение: механизм МПЧ. В зависимости от продолжительности одного отбора выходного вала они имеют шифр МПЧ-0,125; МПЧ-0,5 и т. д. Краткая техническая характеристика часовых приводов, применяемых в автономных приборах, приведена в табл. 30.

Разработаны также механизмы часовых приводов с продолжительностью хода от одной заводки 64, 128 и 256 ч. Их краткое обозначение соответственно: МПЧ4; МПЧ8 и МПЧ16. Длина часовых приводов составляет 830 мм при диаметре корпуса 22 мм.

Геликсные манометры и термометры

Выпускаемые промышленностью автономные (самопишущие) скважинные манометры широко используют для исследования добывающих и нагнетательных скважин, а также для испытаний с помощью трубных испытателей пластов.

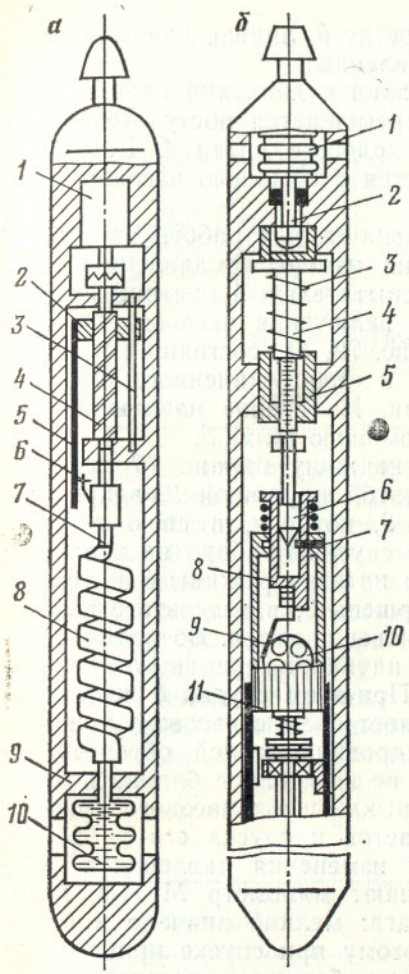


Рис. 79. Схема глубинного геликсного манометра типа МГН-2 (МГН-1М)

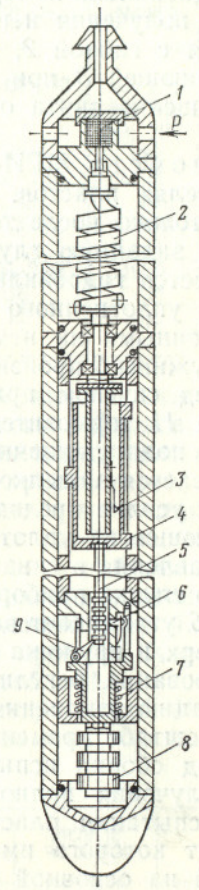


Рис. 80. Геликсный манометр типа МГТ-1

Манометр типа МГН-2 с многовитковой трубчатой пружиной, принципиальная схема которого приведена на рис. 79, *а*, предназначен для измерения давления в добывающих скважинах.

Давление в скважине через отверстие в корпусе *9* передается жидкости, заполняющей внутреннюю полость разделительного сильфона *10*, и манометрической трубчатой пружине (геликсу) *8*. Под действием измеряемого давления свободный конец геликса поворачивает ось *7*, на которой жестко крепится пластинчатая пружина с пишущим пером *6*. Перо чер-

тит на бланке, вставленном в каретку *5*, линию, длина которой пропорциональна измеренному давлению.

Для получения непрерывной записи давления каретка соединяется с гайкой *2*, которая перемещается поступательно по направляющей *3* при вращении ходового винта *4*. Равномерное вращение винта осуществляется с помощью часового привода *1*.

Манометр МГИ-1М предназначен для работы в трубных испытателях пластов. Регистрация изменения давления начинается только после того, как испытательный инструмент спущен на заданную глубину. Для включения часового привода применяется гидровключатель (рис. 79, *б*), состоящий из сильфона *1*, уплотненного поршня *2* и подпружиненного штока *4* с нанесенными на нем делениями. Изменение начального натяга пружины *3* производится с помощью гайки *5*.

Перед спуском приборов в скважину баланс *10* часового привода *11* тормозится пластинчатой пружиной *9*, закрепленной на подпружиненной втулке *8*, которая, в свою очередь, удерживается защелкой *7*. После спуска прибора на заданную глубину усилие предварительного натяга пружины *3* и усилие, действующее на уплотненный поршень *2*, в результате воздействия давления в скважине уравновешиваются. Во время дальнейшего спуска прибора поршень начинает перемещаться и толкатель *6* утапливает защелку *7*. При этом втулка *8* перемещается вверх и пружина *9* освобождает баланс часового привода. Использование регулируемых гидровключателей обеспечивает регистрацию изменения давления по всей длине бланка в большом масштабе времени за счет выключения часового привода в период сборки испытателя пластов и спуска его на забой. Для получения полной картины изменения давления в процессе испытания пластов применяют манометр МГИ-3, ходовой винт которого имеет два шага: мелкий вначале и более крупный на основной длине. Поэтому при спуске прибора изменение давления записывается на небольшом участке бланка, а кривые притока и восстановления давления регистрируются в большом масштабе по времени на основном участке диаграммного бланка.

Глубинный геликсный манометр МГТ-1 (рис. 80) предназначен для контроля давления на забое скважин, в которые закачивается горячая вода или нагнетается влажный пар при температуре до 350 °С.

Измеряемое давление передается в полость геликсной пружины *2* через сетчатый фильтр *1*. Регистрация показаний осуществляется пером *3* на бланке, вставленном в барабан *4*, который соединен с рейкой *5*. Положение барабана относительно пера фиксируется защелкой *6* и подпружиненной собачкой *9*. При резком торможении или рывке прибора за проволоку грузы *8* перемещаются по инерции вниз и отводят собачку, освобождая рейку *5*, которая вместе с барабаном под действием собственного веса перемещается также вниз на один шаг. Дальнейшему перемещению рейки препятствует собачка *9*, под действием пружины *7* возвращающаяся в исходное положение. При этом на бланке регистрируется давление, измеренное в момент рывка прибора. Всего в течение работы прибора можно зафиксировать 10—15 значений давления в произвольно выбранные моменты времени. Регистрирующее устройство получило название инерционного отметчика времени. Характеристика геликсных манометров приведена в табл. 31.

Таблица 31

Показатель	МГН-2	МГИ-1М	МГИ-3	МГТ-1
Верхний предел измерения давления, МПа	10; 16; 25; 100	40; 60; 80	16; 25; 40; 60; 80; 100	25
Рабочая температура, °С	100	100	160	400
Класс точности	0,6; 1,0	0,6—1,0	0,25	2,0
Длина записи давления, мм	50	50	90	50
Длина записи времени, мм	120	120	190	—
Габариты, мм:				
длина	1700—1900	2000—2300	1900	1700
диаметр	32—36	36	56	32
Масса, кг	10	12	16,5	8,0

На базе глубинных геликсных манометров типа МГН-2 и МГИ-1М разработан ряд унифицированных скважинных

Таблица 32

Показатель	МСУ-1; МСУ-К-1	МСУ-2; МСУ-К-2	МСУ-3
Верхний предел измерения давления, МПа	10; 16; 25; 40; 60; 80; 100; 140; 160; 200		25
Класс точности:			
по прямому ходу	0,25	0,25	—
с учетом прямого и обратного хода	0,6; 1; 1,5	0,6; 1; 1,5	2
Наибольшая рабочая температура, °С	100; 160; 250		400
Габариты, мм:			
длина	1770—1945	1815—1990	1700
диаметр	32; 36	32; 36	36
Масса, кг (не более)	11,5	11,7	10,7

Примечания. 1. Манометры МСУ-1 и МСУ-К-1 предназначены для спуска в эксплуатационные скважины. 2. Манометры МСУ-2 и МСУ-К-2 с гидровключателем предназначены для установки в трубных испытателях пластов. 3. Манометры МСУ-3 с инерционным отметчиком времени предназначены для исследования паронагнетательных скважин.

Таблица 33

Показатель	ТГИ-1М	«Сириус-1»	ТГИ-3
Диапазон измерения температуры, °С	20—110; 40—140	20—100; 40—140; 80—180; 120—220; 150—250	20—100; 80—180
Наибольшее рабочее давление, МПа	80	80	80
Основная погрешность, %	1,0	1,0	1,0
Длина записи температуры, мм	50	50	80
Длина записи времени, мм	120	120	190
Тепловая инерция, мин	5	5	5
Габариты, мм:			
длина	2260	2000	2100
диаметр	36	32	55
Масса, кг	12	10	16,5

манометров типа МСУ с пределами измерения давления, равными 100—200 МПа, работоспособными при температуре до 250—400 °С.

Манометры в антикоррозионном исполнении МСУ-К применяют для измерения давления в агрессивных средах, содержащих до 25 % сероводорода и углекислого газа. Длина записи давления у всех типов манометров составляет 50±5 мм, длина записи времени — 120 мм. Характеристика скважинных манометров типа МСУ приведена в табл. 32.

Геликсные термометры «Сириус-1», ТГИ-1М и ТГИ-3 (табл. 33) используют для регистрации изменения температуры в скважинах. Конструкция этих приборов унифицирована с конструкцией соответствующих типов геликсных манометров. Отличие состоит в том, что вместо разделительного сильфона в термометрах установлен змеевик, внутренняя полость которого, заполненная легкокипящей жидкостью, соединяется с внутренней полостью геликсной пружины. При изменении температуры окружающей среды соответственно изменяется давление в полости змеевика и геликсной пружины. Так как полость змеевика заполнена жидкостью, а полость геликса паром, то тепловая инерция в основном определяется временем прогрева геликса.

Пределы измерения температуры изменяются только путем подбора различных жидкостей-заполнителей, в качестве которых используют: для измерения температуры в диапазоне 80—180 °С — хлористый этил, в диапазоне 150—250 °С — воду, в диапазоне 200—300 °С — толуол и в диапазоне 250—400 °С — анилин.

Таблица 34

Показатель	ТСУ-1, ТСУ-К-1	ТСУ-2, ТСУ-К-2	ТСУ-3	ТСУ-4
Диапазон измерения температуры, °С	2—110; 80—180; 150—250	120—220	150—300; 250—440	50—600
Класс точности	1		1,5; 2	6
Рабочее давление, МПа	100; 140; 160	200	25	25
Длина записи температуры, мм	50±5			
Длина записи времени, мм	120	—	—	120
Габариты, мм:				
длина	1885	2065	1885	2165 (термоблок 1853)
диаметр	36	36	36	32; 36
Масса, кг (не более)	11,1	12,0	10,3	20,0

Примечания. 1. Термометры ТСУ-1 и ТСУ-К-1 предназначены для спуска в эксплуатационные скважины. 2. Термометры ТСУ-2 и ТСУ-К-2 с гидровключателем предназначены для установки в трубных испытателях пластов. 3. Термометры ТСУ-3 с инерционным отметчиком времени предназначены для исследования паронагнетательных скважин. 4. Термометры ТСУ-4 предназначены для контроля температуры на забое нагнетательных скважин при создании внутрипластового очага горения. Они состоят из термоблока, соединенного капилляром диаметром 3 мм и длиной 79 м с измерительным блоком, установленным в зоне температур не более 160 °С.

Недостатком таких термометров является нелинейность шкалы, а следовательно и различная чувствительность в диапазоне измеряемых температур.

На базе глубинных термометров ТГИ-1М и «Сириус-1» разработан нормальный ряд термометров типа ТСУ, конструкция которых унифицирована с конструкцией аналогичных по назначению глубинных манометров типа МСУ. Для работы в средах, содержащих до 25 % сероводорода и углекислого газа, предназначены термометры типа ТСУ-К-1 и ТСУ-К-2 в антикоррозионном исполнении. Техническая характеристика скважинных унифицированных термометров приведена в табл. 34.

Пружинно-поршневые и компенсационные манометры и дифманометры

Пружинно-поршневой манометр МПМ-4 предназначен для исследования скважин, оборудованных насосами, через затрубное пространство. Действие его основано на уравновешивании измеряемого давления силой натяжения винтовой цилиндрической пружины (рис. 81, *а*).

Под влиянием скважинного давления *p* поршень *6*, уплотненный резиновым кольцом *7*, деформирует винтовую цилин-

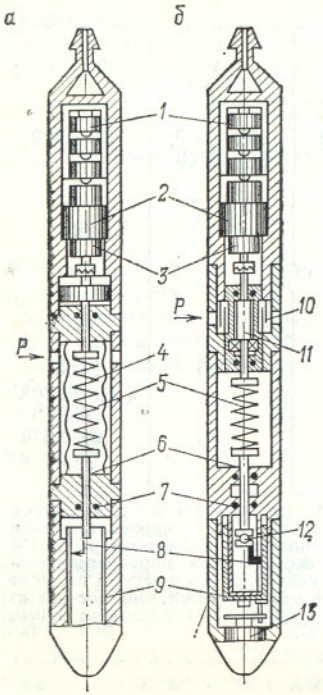


Рис. 81. Схемы манометров с вращающимся поршнем

дрическую пружину *5* и перемещается на ход, пропорциональный измеренному давлению. Перемещение поршня регистрируется пишущим пером *8* на бланке, вставленном в барабан *9*. Внутренняя полость маноблока, где размещена винтовая пружина, заполнена жидкостью и предохраняется от загрязнения разделителем *4*. В конце хода поршень садится на упор во избежание поломки пружины при дальнейшем повышении давления.

Для уменьшения трения в уплотнении поршня ему придается вращательное движение. В манометре МПМ-4 поршень жестко соединен с пишущим пером, а бланк установлен в неподвижном барабане. Вращение осуществляется с помощью электродвигателя *2*, питаемого от батареи сухих элементов *1*. Пишущее перо во время движения поршня чертит на диаграммном бланке винтовую линию.

Для получения четкой картины изменения давления частота вращения поршня уменьшается с помощью понижающего редуктора *3*. Такое же медленное вращение поршня можно обеспечить, если вместо электродвигателя с редуктором применить усиленный часовой привод. Подобные скважинные манометры разработаны за рубежом фирмой «Лойтерт» (ФРГ).

Однако при сравнительно небольшой частоте вращения поршня (0,1 об/мин) появляется так называемая динамическая погрешность, т. е. ошибка в процессе измерения. Поэтому манометр МПМ-4 целесообразно использовать для регистрации медленно меняющегося давления или поинтервального измерения установившихся давлений в скважине. Техническая характеристика манометра МПМ-4 приведена ниже.

Верхний предел измерения давления, МПа	12
Основная приведенная погрешность, %	0,6
Длина записи давления, мм	110
Рабочая температура, °С	60
Габариты, мм:	
длина	1460
диаметр	25
Масса, кг	4,0

Прецизионный пружинно-поршневой манометр МГН-1 (рис. 81, *б*) используют для определения давления при быстро протекающих процессах.

В этом приборе поршень вращается с частотой 10 об/мин, а пишущее перо, соединенное с поршнем посредством шарнира *12*, перемещается поступательно. Поэтому измеренное давление регистрируется на бланке, вращаемом с помощью часового привода *13*. Давление воздействует на полость манометра через лабиринтное уплотнение *10*, внутри которого смонтирован уплотненный с двух сторон промежуточный вал *11*, служащий для разгрузки электродвигателя от действия осевых сил.

Техническая характеристика манометра МГН-1 приведена ниже.

Верхний предел измерения давления, МПа	4; 6; 10; 16; 25; 30
Приведенная погрешность, %	0,1—0,25
Рабочая температура, °С	От +10 до +100
Длина записи давления, мм	100±10
Габариты, мм:	
длина	1800
диаметр	32
Масса, кг	7,5

Примечание. Нижний предел измерения не должен превышать 10 % от верхнего.

Автономные компенсационные манометры типа «Байкал-1» предназначены для измерения и регистрации сравнительно небольших (до 2,5 МПа) давлений в скважинах.

Действие манометра основано на уравновешивании измеряемого давления натяжением винтовой цилиндрической пружины. В отличие от пружинно-поршневых манометров прямого действия (МПМ-4) трение в записывающем устройстве этого прибора не влияет на его погрешность и чувствительность, так как деформация чувствительного элемента служит только для замыкания электрической цепи питания электродвигателя, который перемещает пишущее перо на ход, пропорциональный измеренному давлению.

Конструктивно манометр «Байкал-1» (рис. 82) состоит из преобразователя давления *I*, регистрирующего устройства *II* и блока питания *III*.

В качестве чувствительного элемента использованы сильфоны *16* и *18* разного диаметра, имеющие общее дно *17*, которое жестко соединено штоком *15* с винтовой цилиндрической пружиной *13*. Второй конец пружины навинчен на якорь *12*, выполненный в виде гайки, поступательно перемещающейся по ходовому винту *11*, вращаемому с помощью электродвигателя постоянного тока *6*. Вал электродвигателя одним концом соединен через понижающий редуктор с промежуточным винтом *9* и далее с основным винтом *11*, а вторым концом также через

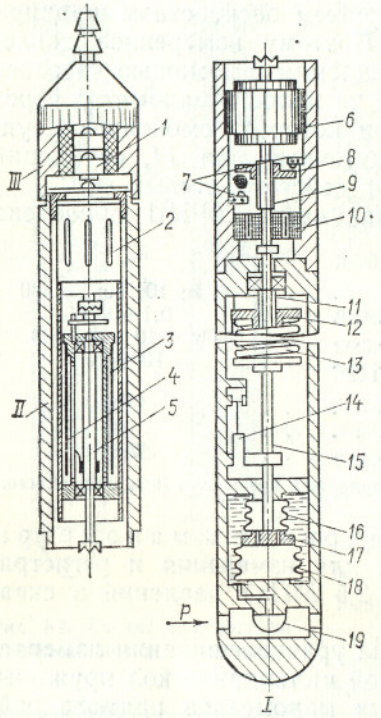


Рис. 82. Компенсационный манометр «Байкал-1»

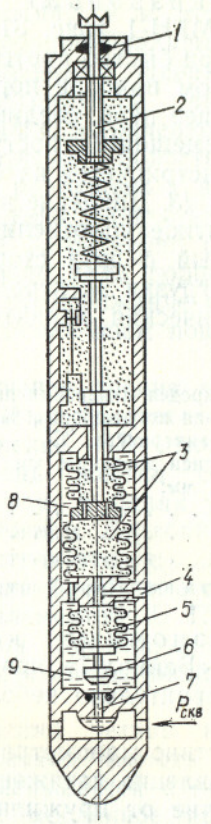


Рис. 83. Преобразователь давления дифманометра «Онега-1»

понижающий редуктор — с винтом *5* регистрирующего устройства.

Измеряемое давление через разделитель *19* воздействует на кольцевую площадь сильфона большего диаметра *18*, в результате чего он деформируется и перемещает шток *16* с закрепленным на нем плечом пружинного контакта *14*. При этом подвижной контакт замыкает электрическую цепь питания электродвигателя, вал которого приводит во вращение ходовые винты преобразователя давления и регистрирующего устройства. При вращении винта *11* гайка *12* деформирует пружину *13* до тех пор, пока ее натяжение не станет равным усилию, действующему на сильфон *18*. При равенстве усилий подвижной контакт вернется в нейтральное положение и разомкнет цепь питания электродвигателя. Частота вращения

вала электродвигателя, а следовательно, и деформация пружины будут пропорциональны измеренному давлению.

Одновременно пишущее перо *4* переместится по ходовому винту *5* на расстояние, также пропорциональное частоте вращения вала, а следовательно, измеренному давлению. Таким образом, на бланке, вставленном в барабан *3* часового привода *2*, будет прочерчена линия, длина которой характеризует измеренное давление. С понижением давления подвижной контакт отклонится в другую сторону и вновь замкнет цепь электродвигателя, вал которого начнет вращаться в обратную сторону до тех пор, пока усилие, действующее на сильфон, не уравновесится натяжением пружины. В этот момент подвижной контакт снова переместится в нейтральное положение и разомкнет цепь питания электродвигателя.

Для предотвращения прибора от поломки при повышении давления служат микровыключатели *7*, которые прерывают цепь питания электродвигателя в крайних положениях ползуна *8*, перемещающегося по промежуточному винту *9*. Электрическое питание двигателя осуществляется с помощью элементов *1*, установленных в блоке питания *1*, а реверс двигателя — с помощью электронного переключателя *10*, смонтированного в блоке электродвигателя.

Компенсационный скважинный дифманометр «Онега-1» предназначен для измерения и регистрации давления при исследовании скважин методами гидропрослушивания и восстановления давления.

Конструктивно прибор отличается от манометра «Байкал-1» наличием узла клапана, служащего для предотвращения поломки сильфонов при заполнении его сжатым газом. Преобразователь давления (рис. 83) через иглу *4* предварительно заполняется сжатым газом под давлением, примерно равным забойному давлению в скважине. Под действием этого давления сильфон *5* с клапаном *6* закрывает входное отверстие *7*, отсекая жидкость, заполняющую камеры *8* и *9*. Давление сжатого газа через сильфоны *3* передается находящейся в замкнутом объеме несжимаемой жидкости, что предохраняет эти сильфоны от разрушения. Ходовой винт *2* уплотнен сальником *1*.

При спуске прибора в скважину клапан *6* открывается, когда забойное давление станет несколько большим давления сжатого газа. После открытия клапана прибор начинает регистрировать изменение забойного давления (разность между давлениями в скважине и давлением сжатого газа). При подъеме прибора клапан *6* закрывается и сжатый газ остается в полости преобразователя.

Пределы измерения давления дифманометром «Онега-1» определяются только жесткостью винтовой цилиндрической пружины. Они не зависят от давления сжатого газа. Поэтому

Таблица 35

Показатель	«Байкал-1»	«Онега-1»
Верхний предел измерения давления, МПа	0,4; 1,0; 1,6; 2,5	0,4; 1,0; 1,6; 2,5
Максимальное статическое давление, МПа	2,5	25
Погрешность, % от верхнего предела измерения	0,6; 1,0	1,0
Порог чувствительности, МПа	0,001—0,002	0,001—0,002
Наибольшая рабочая температура, °С	100	100
Длина записи давления, мм	125	125
Габариты, мм:		
длина	1900	2300
диаметр	36	36
Масса, кг	8,0	10,0

Примечание. Погрешность приборов по прямому ходу (при монотонном изменении давления) не превышает 0,25 %.

с его помощью можно проводить гидропрослушивание скважин, когда максимальные приращения забойного давления составляют порядка 0,5—2 % от начального значения.

Продолжительность работы компенсационных приборов не зависит практически от времени их пребывания в скважине, так как в период, когда давление не изменяется, питание электродвигателя автоматически отключается.

В таблице 35 приведена характеристика манометров «Байкал-1» и «Онега-1».

Оборудование для спуска автономных приборов

Приборы в скважины спускают с помощью специальных механизированных лебедок, устанавливаемых в кузове автомашин. На устье монтируют различного типа лубрикаторы, снабженные сальником для герметизации проволоки, на которых подвешивают прибор.

Автомашину с лебедкой устанавливают примерно в 25—30 м от устья таким образом, чтобы вал лебедки был перпендикулярен к направлению движения проволоки от скважины до середины барабана. Общая схема оборудования устья скважин для проведения исследований с помощью глубинных приборов приведена на рис. 84. Вместо буферной головки на задвижку *9* устанавливают лубрикатор *2*, представляющий собой отрезок насосно-компрессорной трубы длиной от 1,5 до 4 м с резьбой на одном конце и фланцем на другом. На верхнюю часть лубрикатора навинчивается сальник *4*, уплотняющий про-

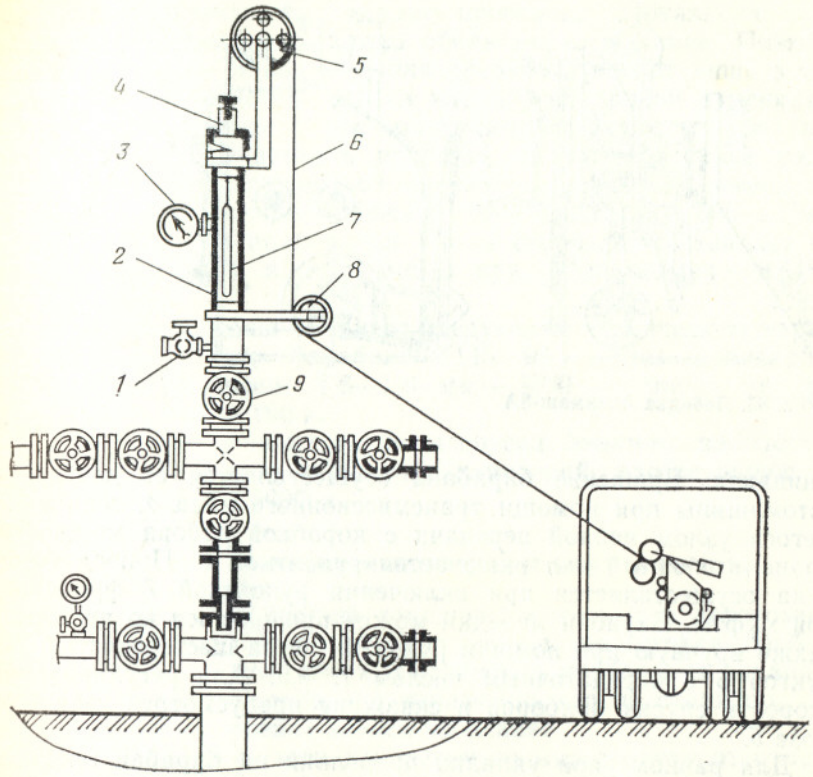


Рис. 84. Схема оборудования устья скважины для спуска автономных приборов

волоку *6*. К трубе лубрикатора приваривают два патрубка: для установки показывающего манометра *3* и для крана *1*, с помощью которого полость трубы может сообщаться с атмосферой.

К корпусу лубрикатора крепится направляющий ролик *5*, через который проходит проволока или кабель. Для уменьшения опрокидывающего момента, действующего на лубрикатор при подъеме глубинного прибора *7*, устанавливают оттяжной ролик *8*.

Устье оборудуют специальными мостками, изготовленными из труб. Мостки имеют обычно две площадки, огражденные перилами. Оператор, стоя на верхней площадке, спускает прибор в трубу лубрикатора, завинчивает сальник и открывает задвижку.

Лебедка Азинмаш-8А (рис. 85) собрана на станине *2*. Проволока навивается на барабан *1*, который вращается в под-

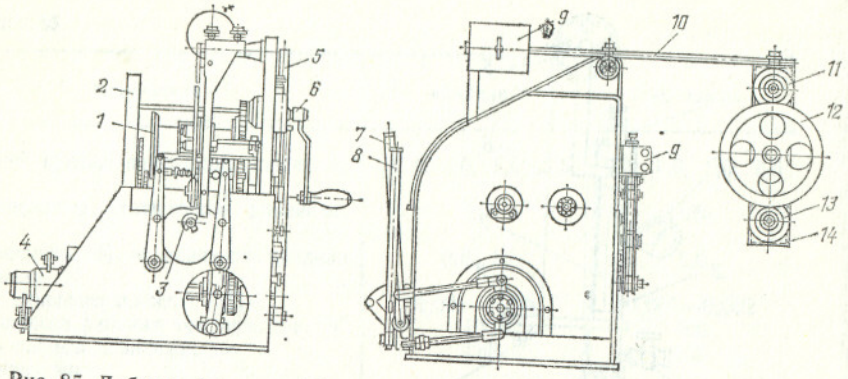


Рис. 85. Лебедка Азинмаш-8А

шипниках. Вращение барабана осуществляется от двигателя автомашины при помощи трансмиссионного вала *4*, соединяющегося узлом цепной передачи с коробкой отбора мощности. Трансмиссионный вал включается рукояткой *8*. Привод барабана осуществляется при включении рукояткой *7* фрикционной муфты. Барабан лебедки может приводиться во вращение также вручную при помощи рукоятки через шестеренчатый редуктор *6* с передаточным числом *1:* 6,5. Для регулирования скорости спуска приборов в скважину предусмотрен узел тормоза *5*.

Для равномерной укладки проволоки на барабан предназначен водильник, совершающий возвратно-поступательное движение вдоль образующей цилиндра барабана. Водильник приводится в движение кулачком *3* одновременно с вращением барабана через червячный редуктор, соединенный с шестерней, укрепленной на правой щеке барабана лебедки. Длина спущенной в скважину проволоки измеряется при помощи счетчика числа оборотов, укрепленного на кронштейне рамы *14* (на рисунке не показан).

Счетчик оборотов соединяется мерным шкивом (роликом) *12* шестеренчатой парой. Диаметр шкива и передаточное отношение шестерен выбраны такими, что спуск прибора на 10 см соответствует повороту первого ряда чисел счетчика на одно деление. Рама *14* крепится к рычагу *10*, шарнирно укрепленному на станине, с противовесом *9* для уравновешивания вертикальной составляющей силы натяжения проволоки. Прижимные ролики *11* и *13* устраняют проскальзывание проволоки по шкиву. Прижим роликов к мерному шкиву регулируется.

Конструкция измерительного устройства механизированных лебедок обеспечивает возможность определения глубин без

введения поправки на навивку проволоки. Показания счетчика зависят только от длины обода мерного шкива. Поэтому поправку на показания счетчика предусматривают лишь в том случае, если вследствие износа или других причин изменилась длина обода. Вместе с тем при измерении глубины забоя или уровня следует учитывать поправку на температурное удлинение проволоки, спущенной в скважину. Лебедка имеет две скорости, при частоте вращения вала двигателя 600 об/мин скорость подъема прибора на I и II скоростях составляет соответственно 0,85 и 1,84 м/с, а при 2000 об/мин — 2,84 и 6,14 м/с.

Лебедка Азинмаш-8А имеет следующую техническую характеристику: диаметр барабана — 145 мм, длина навиваемой проволоки диаметром 1,6—1,8 мм — 3500 м, масса лебедки (без проволоки) — 196 кг.

С целью увеличения глубины спуска Азинмаш разработал новую лебедку для глубинных измерений, рассчитанную на глубину скважины 7000 м.

Эксплуатация автономных манометров и дифманометров

Работа по выполнению измерений с помощью автономных приборов состоит из нескольких этапов: подготовка прибора к спуску в скважину, спуск и остановка прибора на заданных глубинах, подъем прибора и извлечение его из скважины, обработка (расшифровка) записи на бланке.

Качество результатов измерения во многом зависит от того, насколько тщательно были выполнены операции по подготовке прибора перед спуском его в скважину. Для используемых конструкций скважинных манометров, термометров и дифманометров подготовка складывается из ряда одинаковых операций, выполняемых обычно в следующей последовательности: установка диаграммного бланка в каретке (барабане); прочерчивание нулевой линии; завод часового привода и установка его в корпусе прибора; затяжка резьбовых соединений корпуса; соединение головки прибора с узлом подвески; установка прибора в лубрикаторе и регулировка сальника; установка «нулей» на счетчике глубины лебедки.

В зависимости от типа прибора может измениться характер или последовательность некоторых операций. Так, нулевая линия в геликсных приборах прочерчивается путем перемещения каретки сначала в крайнее нижнее положение, а затем в крайнее верхнее. Для выполнения этой операции в дифманометрах необходимо повернуть барабан с бланком на один оборот.

При подготовке манометров с вращающимся поршнем, а также компенсационных дифманометров необходимо прове-

рить напряжение блока питания. Скорость спуска приборов в скважину выбирают в зависимости от их типа. Спуск манометров и термометров проводят со скоростью до 6,14 м/с, уменьшая ее при приближении к заданной глубине. Скорость спуска скважинных дифманометров обычно не превышает 2 м/с. Время пребывания приборов на заданной глубине зависит от цели исследования: измерение забойного давления, регистрация к. в. д. и др. При определении забойного давления время его остановки устанавливается временем, необходимым для прогрева манометра (термостатирование), и обычно составляет 15—20 мин.

Дифманометр «Онега-1» спускают в скважину поэтапно. Вначале он термостатируется в течение 20—25 мин на глубине, где давление в скважине меньше или равно давлению зарядки прибора, чтобы его клапан не открылся раньше времени, так как газ внутри него не успевает прогреваться. Далее прибор спускается на расчетную глубину, чтобы была гарантия в том, что впускной клапан откроется.

Для регистрации характера уменьшения (падения) давления в скважине после достижения заданной глубины дифманометр спускают на глубину несколько больше расчетной. При этом прибор регистрирует приращение давления выше расчетного. Пишущее перо перемещается вверх и дальнейшее уменьшение давления регистрируется на диаграммном бланке.

Для большей уверенности в том, что впускной клапан открывается на заданной глубине, можно провести два спуска. Вначале прибор спускают ниже заданной глубины и по записи на бланке определяют место, где открывается клапан, а при повторном спуске устанавливают прибор строго на заданной глубине.

Подъем приборов из скважины производят с помощью двигателя автомашины, а за 5—7 м от устья — с помощью ручного привода лебедки. После того, как оператор по натяжению проволоки определит, что прибор находится в лубрикаторе, закрывают задвижку и кран лубрикатора сообщают с атмосферой для уменьшения. Извлеченный прибор протирают ветошью и отвинчивают часовую трубку корпуса для проверки качества записи на диаграммном бланке.

Если измерение проведено качественно, т. е. на диаграммном бланке отчетливо видны все линии, соответствующие изменению забойного давления, бланк передается для расшифровки.

Дифманометр «Онега-1» перед спуском в скважину необходимо заполнить (зарядить) сжатым газом, давление которого определяется по формуле

$$p_з = \frac{T_з}{T_{скв}} p_{скв},$$

где $T_з$ — температура, при которой дифманометр заполняется сжатым газом; $p_{скв}$ и $T_{скв}$ — давление и температура в скважине на заданной глубине, измеренные предварительно с помощью скважинных манометров и термометров.

В том случае, когда дифманометр заполнен сжатым газом, необходимо определить глубину спуска прибора, на которой откроется впускной клапан. Если давление сжатого газа в камере дифманометра при температуре T_0 равно p_0, то клапан откроется при давлении в скважине $p_{скв}$, большем давления сжатого газа при температуре $T_{скв}$, т. е. когда

$$p_{скв} > p_0 \frac{T_{скв}}{T_0}.$$

Расчетную глубину спуска прибора можно определить графическим путем, построив зависимости изменения давления сжатого газа и забойного давления от глубины скважины. Точка пересечения прямых $p_з(H)$ и $p_{скв}(H)$ будет примерно соответствовать глубине спуска прибора, после которой откроется выпускной клапан, так как при этом $p_{скв} > p_з(H)$. На заданной глубине прибор термостатируется в течение 15—20 мин для того, чтобы сжатый газ прогрелся до температуры окружающей среды. После этого начинают исследование скважины. Если ожидаемое изменение давления превышает предел (диапазон) измерения дифманометра, прибор по истечении некоторого времени поднимают или спускают на глубину, пропорциональную пределу измерения.

Градуировка приборов

Все изготовленные заводом автономные скважинные манометры и дифманометры подлежат градуировке, в процессе которой определяется зависимость между измеряемым давлением и величиной записи на диаграммном бланке, т. е. снимается градуировочная характеристика прибора. При этом определяют также погрешность манометра, его порог чувствительности и температурную поправку. Все эти данные заносят в паспорт прибора.

Градуировка приборов производится следующим образом. Полностью подготовленный к работе прибор устанавливают в вертикальном положении и с помощью трубопроводов присоединяют к грузопоршневому манометру.

В прибор поступает давление ступенями по 10 % от верхнего предела измерения, который определяется предварительно как значение давления, соответствующее повороту геликсной пружины на 270 °С или перемещению пера поршневого манометра и дифманометра на 100—110 мм. На каждой ступени поворотом барабана или перемещением каретки прочерчивают

значение нагрузки. После доведения нагрузки до предела измерения давление снижается по тем же ступеням. Обычно такую операцию проводят 3 раза.

После каждой операции диаграмму заменяют, в результате получают три диаграммных бланка. При поверке манометра по грузовому манометру перед каждым нагружением тарелки грузового манометра следует закрывать вентиль на линии к поверяемому прибору. Затем, постепенно открывая вентиль, медленным вращением ручки пресса создавать (снижать) давление до момента уравновешивания грузов.

На каждом диаграммном бланке должны быть записаны номер прибора, ступени давления, температура окружающей среды с округлением до 0,5 °С и дата. Градуировка манометров при повышенной температуре в термостатах производится таким же способом. При этом весь прибор должен быть опущен в водяную баню или термостат. Сначала его выдерживают при повышенной температуре в течение 30—40 мин для выравнивания температур внутри прибора и в водяной бане.

Обработка результатов градуировки заключается прежде всего в измерении ординат, записанных на бланках при комнатной (номинальной) $t_н$ и повышенной $t_к$ температурах, с помощью лабораторных компараторов или инструментальных микроскопов. Погрешность измерения ординат записи не должна превышать 0,02—0,03 мм. Результаты заносят в таблицы градуировки прибора при разных температурах. Затем находят средние значения ординат для всех трех циклов поверки при нагружении (прямой ход) и разгружении (обратный ход) на каждой ступени давления. По средним значениям ординат строят градуировочные характеристики прибора при температурах $t_н$ и $t_к$ (рис. 86). Эти характеристики можно представить прямыми линиями, имеющими разный наклон вследствие изменения жесткости пружины от температуры.

Порог чувствительности манометров определяют при нормальной температуре. Для этого в приборе создается грузовым манометром давление, равное 10, 50 и 90 % от предела измерения. При каждом его значении прочерчивают на бланке линию, а затем повышают давление на 0,5—0,4 % от предела измерения. Отметив на бланке ступеньку, снимают с грузового манометра добавочный груз и вновь прочерчивают линию, соответствующую начальному давлению. После этого последовательно производят такие же операции, повышая и снижая давление на 0,3; 0,2 и 0,1 % от предела измерения поверяемого манометра. Для большей уверенности в полученных результатах каждое повышение и снижение добавочного давления производят 2 раза.

По окончании поверки с помощью отсчетного устройства устанавливают отчетливо видимое значение давления, записан-

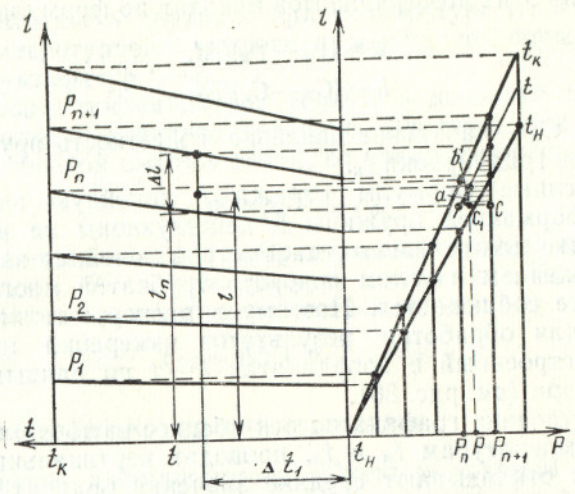


Рис. 86. Графики для определения давления, измеренного манометром

ное на диаграммном бланке, которое и определяет порог чувствительности манометра. Примерно через 10—15 измерений манометры поверяются в лаборатории.

Обработка результатов измерений

Градуировочные характеристики манометров и дифманометров, построенные при температурах $t_н$ и $t_к$, определяющих рабочую область применения приборов, позволяют найти значение измеренного давления при любой температуре t внутри рабочей области.

Считая, что в интервале температур $\Delta t = t_к - t_н$ жесткость пружины и ее начальное натяжение изменяется пропорционально изменению температуры, измеренное давление находят по формуле:

$$p = l(C_н - b\Delta t_1)$$

или с учетом изменения начального давления

$$p = p_н + C_н l - (a + bl)\Delta t_1,$$

где $p_н$ — начальное давление при температуре $t_н$; $C_н$ — жесткость пружины при температуре $t_н$; l — измеренная ордината при температуре $t = t_н + \Delta t_1$. Коэффициенты a и b, определяемые по результатам градуировки манометров, характеризуют соответственно температурное изменение жесткости пружины и начального натяжения.

Значения этих коэффициентов находят по формулам

$$a = (p_н - p_к)/\Delta t,$$
$$b = (C_н - C_к)/\Delta t.$$

Здесь $p_к$ и $C_к$ — начальное давление и жесткость пружины при температуре градуировки $t_к$.

Приведенные формулы отражают линейную зависимость между деформацией пружины и действующим на нее давлением. Однако для геликсных манометров линейная зависимость между давлением и углом поворота трубчатой многовитковой пружины не соблюдается. Поэтому в паспорте геликсных манометров для обработки результатов измерений приводится график, построенный в координатах $l - t$ по данным градуировки прибора (см. рис. 86).

Для построения графика на оси абсцисс из точек, соответствующих температурам $t_н$ и $t_к$, проводят вертикальные линии, на которых откладывают средние значения ординат, полученных при градуировке. Затем точки на вертикальных линиях, соответствующие ординатам равных давлений, соединяют прямыми линиями.

Измеренное давление определяют по формуле

$$p = p_п + (l - l_п)\,\Delta p/\Delta l,$$

где $p_п$ — давление при градуировке; l — измеренная ордината при температуре t; $l_п$ — ближайшее меньшее значение ординаты при той же температуре по графику; Δp — заданные при градуировке ступени давления; Δl — разность ординат, соответствующая данной ступени давления.

Для определения измеренного давления на абциссе из точки, соответствующей температуре t, откладывают вертикально отрезок длиною l и по формуле определяют p.

Результаты измерений прибором «Онега-1» обрабатывают следующим образом. Значение изменения давления в любой момент времени t_i определяют по формуле

$$\Delta p = p_i - p_{скв}.$$

Этому изменению давления соответствует разность ординат на бланке

$$\Delta h = h_i - h_1.$$

Учитывая, что измеренное давление характеризуется деформацией винтовой пружины, как и в пружинно-поршневом манометре, его значение можно определить по аналогичной формуле

$$\Delta p = \Delta h\,(C_н - b\Delta t);$$

где $C_н$ — жесткость пружины при температуре $t_н$; b — коэффициент температурного изменения жесткости пружины; Δt — разность температур $t_i - t_н$.

С помощью дифманометра «Онега-1» довольно точно определяют также и забойное давление. Давление в камере прибора, заполненной сжатым газом, во время измерения

$$p_t = p_0\,T_{скв}/T_0,$$

где p_0 и T_0 — давление и температура сжатого газа при зарядке дифманометра. Зная температуру в скважине $T_{скв}$, забойное давление можно подсчитать по соотношению

$$p_{заб} = \Delta p + p_0\,T_{скв}/T_0.$$

Заполнение дифманометров сжатым газом

Заполнение дифманометров «Онега-1» сжатым газом проводится на установке, собранной по схеме, приведенной на рис. 87. Прибор устанавливают вертикально и подсоединяют с помощью стакана *1* к прессу *14* грузопоршневого манометра. На переходнике с запорными иглами *2* и *4* монтируют муфту *3*, которая подсоединяется к источнику давления сжатого газа *13* (баллон с азотом). Штуцер муфты вставляют в отверстие на переходнике прибора. Затем прибор подключают к источнику постоянного тока с напряжением питания 12—15 В.

После открытия запорных игл *2* и *4* в дифманометре с помощью пресса повышается давление до включения электродвигателя. Через 2—3 мин непрерывной работы электродвигателя при закрытых ветилях *6*, *8*, *9* и открытом вентиле *7* в прибор с помощью зарядной головки *11* подается сжатый газ от баллона *13* до момента переключения электродвигателя. Этот момент можно определить как на слух, так и визуально по изменению направления вращений вала электродвигателя. Далее с помощью пресса давление, контролируемое по манометру *5*, вновь плавно повышается. После реверсирования электродвигателя открывают вентиль *7* и подают сжатый газ до момента переключения электродвигателя и т. д. Таким образом, прибор постепенно заполняется газом до необходимого давления, после чего закрывается сначала запорная игла *4*, перекрывающая камеру клапана, а затем игла *2*.

Если давление газа в баллоне недостаточно, дозарядку прибора проводят с помощью дожимного устройства *12* по аналогии с описанной методикой. При этом вентили *7*, *8* — закрыты, а вентили *6*, *9* — открыты. Давление на входе устройства *12*, контролируемое по манометру *10*, должно превышать 5 МПа. В процессе ступенчатого заполнения газом прибора разность давлений, подаваемых поочередно в дифмано-

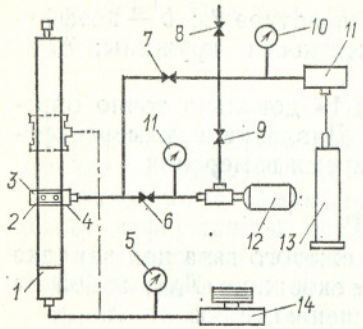


Рис. 87. Схема установки для заполнения дифманометров сжатым газом

метр от пресса и в полость прибора от баллона, не должна превышать 1 МПа.

Уменьшение давления определяют по формуле

$$p_з = p_{скв} T_з / T_{скв}.$$

Перезарядку компенсационных дифманометров сжатым газом обычно проводят только в случае, если требуется провести исследование скважин, забойное давление которых достаточно заметно отличается от давления газа в приборе.

Для полной уверенности, что утечки газа отсутствуют, перед каждым выездом на скважину проверяют давление зарядки дифманометров. Для периодической проверки этого давления измерительный блок с помощью специального стакана соединяют с источником давления. В блок плавно нагнетают сжатый газ до момента включения электродвигателя. Значение давления регистрируется по образцовому манометру класса точности не ниже 0,4. Операцию повторяют 3—4 раза и по данным проверки вычисляют среднее значение $p_з$. Одновременно регистрируется температура $T_з$ окружающей среды, соответствующая давлению $p_з$. Если наблюдается падение давления $p_з$, дифманометр помещают в емкость с водой, выявляют и устраняют причины негерметичности измерительного блока.

Источники погрешности автономных приборов

Диаграммный бланк глубинного прибора — первичный документ, отражающий результаты исследования скважин. При измерении забойных и пластовых давлений и температуры, регистрации кривых восстановления давлений (к. в. д.) и гидропрослушивании скважин на бланке должна быть получена качественная запись изменения контролируемой величины во времени.

В геликсных манометрах и термометрах пишущее перо поворачивается, а каретка с бланком перемещается поступательно вдоль от глубинного прибора. В пружинно-поршневых манометрах и дифманометрах «Онега-1» пишущее перо перемещается поступательно, а бланк, помещенный в барабан часового привода, поворачивается. В результате этих движений на диаграммном бланке регистрируется характер изменения давления или температуры в процессе исследования скважины.

Характеристикой измеренной автономным прибором величины служит длина ординаты, т. е. кратчайшее расстояние от нулевой линии до любой точки на линии записи. По этим расстояниям после определенной обработки получают искомые значения измеряемой величины.

Вне зависимости от назначения скважинного прибора точность полученных с его помощью результатов измерения зависит от того, насколько хорошо отрегулирован механизм регистрации, а также от того, насколько малы ошибки, допускаемые при измерении ординат записи. Экспериментальные исследования показали, что при сравнительно небольших движущих силах сила трения пера может существенно искажать результат измерений: дополнительная погрешность будет составлять примерно 0,2—0,4 %.

В процессе измерений люфты, перекосы или несоосности сопрягаемых деталей могут повлиять на длину записи. При одном и том же значении измеряемой величины эта длина может быть разной (например, в случае эксцентричного положения барабана относительно пера). Ошибка, допускаемая при измерении ординат линии записи на отсчетном устройстве, складывается из ошибок установки бланка на столике компаратора и ошибок отсчета (посредине или по краю линии).

Кроме того, на погрешность результатов измерений влияют также систематическое отклонение хода часовых приводов от номинального значения и неравномерность хода в процессе измерения. Систематическая погрешность хода часовых приводов может быть учтена путем индивидуальной градуировки отдельного привода совместно с данным прибором, в котором выходной вал часового привода имеет определенную нагрузку.

Случайная погрешность, характеризующаяся отклонением частоты вращения вала от среднего значения в процессе работы часового привода, является основной причиной погрешности при определении скорости изменения измеряемой величины (давления, температуры и др.). Угловой коэффициент касательной в любой точке линии записи (уклон линии) зависит не только от темпа (скорости) изменения величины, но и от скорости перемещения бланка. Поэтому, если скорость хода часовых приводов будет увеличиваться (уменьшаться), то и значения уклона линии будут разными при одном и том же темпе изменения величины.

Полевой компаратор

Ординаты записи глубинных манометров, дифманометров и термометров измеряют с помощью универсальных микроскопов или специальных устройств. Чем меньше длина записи прибора, тем точнее должно быть устройство, чтобы не исказить резуль-

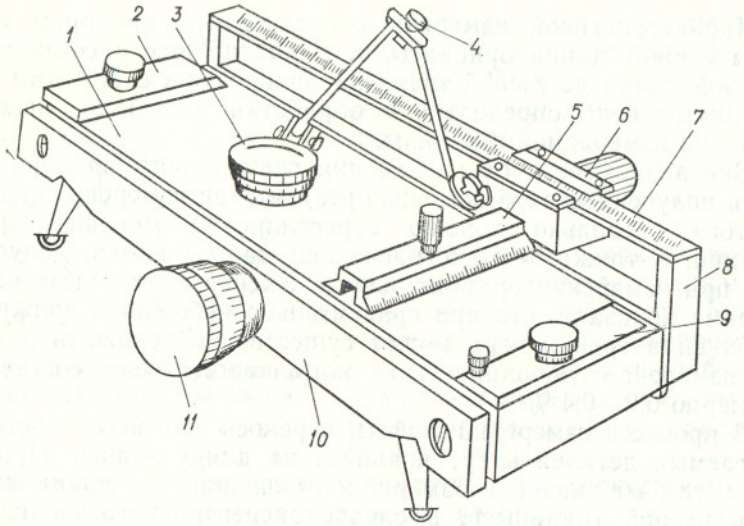


Рис. 88. Полевой компаратор К-7

таты исследования скважин. Для измерения ординат записи в полевых условиях применяют полевые компараторы.

Полевой компаратор (рис. 88) состоит из столика и увеличительной лупы. Задний кронштейн *8* и передняя планка *10* соединяются двумя параллельными цилиндрическими направляющими в жесткую рамку. По направляющим движется предметный столик *1*, на котором имеются два прижима *2* и *9* для закрепления диаграммного бланка. Перемещение столика осуществляется микровинтом *11*, закрепленным на передней планке. Цена деления лимба микровинта составляет 0,01 мм. Сильная возвратная пружина обеспечивает безлюфтовый контакт столика с микровинтом. На заднем кронштейне закреплена продольная измерительная линейка *7* с миллиметровыми делениями, которая одновременно служит направляющей для каретки *6* поперечной измерительной линейки *5*.

Компараторы снабжены лупами *3* часового типа с четырех- или десятикратным увеличением, закрепленными на шарнирно-рычажном штативе *4*.

Поле измерения на компараторе К-7 составляет 200×70 мм, а на компараторе К-8 — 130×130 мм, что позволяет обрабатывать диаграммы поршневых манометров при любой желаемой ориентации их нулевой линии по отношению к измерительной линейке прибора. Для производства измерений на диаграммном бланке необходимо предварительно установить лимб микровинта 11 на нулевое деление. После этого бланк закрепляют на столике компаратора прижимами таким образом,

чтобы нулевая линия совпадала бы с нулевым делением измерительной линейки *5* по всей длине. Длину ординаты определяют с помощью поперечной измерительной линейки и лимба микровинта. По линейке *5* находят длину ординаты в миллиметрах до выбранной точки на линии записи, а затем вращением лимба *11* перемещают столик до совмещения этой точки с ближайшей риской на линейке *5*.

Показания на лимбе будут соответствовать десятым и сотым долям миллиметров, которые надо добавить к целым числам. Перемещая каретку по продольной линейке *7* вдоль нулевой линии бланка, таким же образом измеряют ординаты любых выбранных точек на линии записи.

7. ГЛУБИННЫЕ ДИСТАНЦИОННЫЕ МАНОМЕТРЫ И ТЕРМОМЕТРЫ

Манометры и термометры со струнными датчиками

Дистанционные манометры, спускаемые в скважину на кабеле, в основном используют в составе комплексных дистанционных приборов для исследования добывающих и нагнетательных скважин. Для контроля работы скважин, оборудованных центробежными электронасосами, применяют стационарные термоманометрические системы с дистанционной передачей показаний на поверхность, устанавливаемые на приеме насоса.

Скважинный дистанционный манометр-термометр ДРМТ-3 состоит из глубинного прибора со струнными датчиками и наземной аппаратуры, соединенных одножильным кабелем. Принцип действия струнных датчиков основан на использовании зависимости частоты поперечных колебаний струны от действующего на нее растягивающего усилия, передаваемого трубчатой пружиной, воспринимающей измеряемое давление или давление в термобаллоне при изменении температуры окружающей среды. Основная доля усилия, передаваемого трубчатой пружиной, затрачивается на деформацию струны и только небольшая часть — на деформацию самой пружины. Поэтому упругие несовершенства последней практически не отражаются на погрешности приборов. Трубчатые пружины преобразователя давления сообщаются через разделитель с измеряемым давлением, а трубчатые пружины преобразователя температуры сообщены со змеевиком, заполненным легкокипящей жидкостью.

Преобразователи давления *7* и температуры *1* скважинного манометра-термометра (рис. 89) объединены конструктивно в одном герметичном корпусе *6*. Каждый преобразователь выполнен в виде двух трубчатых пружин *5*, подвижные концы которых связаны перемычкой (струной) *3*, а неподвижные — закреплены в основании *4*, имеющем систему каналов для одно-

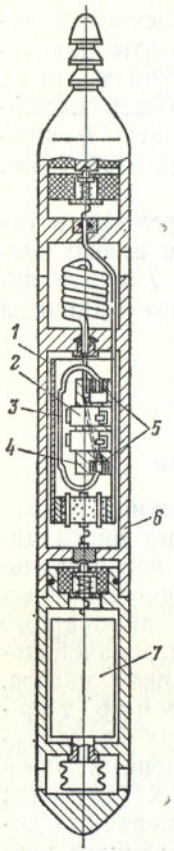


Рис. 89. Схема манометра-термометра со струнными датчиками

временной подачи давления в полости трубчатых пружин. В основании неподвижно закреплен электромагнит *2*. Измеряемое давление воздействует на трубчатые пружины и преобразуется в усилие, вызывающее изменение натяжения перемычки, а следовательно, и частоты ее поперечных колебаний. Электромагнит служит для возбуждения колебаний перемычки, изготовленной из ферромагнитного материала. При посылке импульса в электромагните наводится переменная электродвижущая сила, частота которой равна частоте колебания перемычки. Выходные сигналы преобразователей разделены по частотам, что обеспечивает возможность одновременной передачи обоих сигналов по одножильному кабелю. В наземной аппаратуре эти сигналы разделяются с помощью полосовых фильтров, установленных на входе аппаратуры. Измерение и регистрация сигналов последовательно осуществляются наземной аппаратурой.

Наземная аппаратура состоит из цифрового измерителя ЦИ-3 и электроуправляемой печатающей машинки. Аппаратура работает циклически, т. е. за один цикл измерения с интервалом в 2 с проводится «опрос» преобразователей. Время повторения циклов —от 10 с до 14 ч. На цифровом табло и на печатающей машинке показываются и регистрируются текущее время, результаты измерения давления и температуры. С помощью измерителя ЦИ-3 можно регистрировать показания также в функции глубины спуска прибора в скважину. В этом случае циклы измерений повторяются через 0,5; 5 и 10 м.

Техническая характеристика ДРМТ-3

Верхний предел измерения давления, МПа	25; 40; 60
Диапазон измеряемой температуры, °С	80—180
Основная погрешность, %:	
манометра	0,4
термометра	1,0
Тепловая инерционность, с	5
Габариты глубинного прибора, мм:	
длина	1100
диаметр	26
Масса, кг	4,5

Дистанционные манометры МСД-1, СДМ-1 и термометры ТСД-1 со струнными датчиками применяют для

Таблица 36

Показатель	МСД-1	СДМ-1	ТСД-1
Верхний предел измерения:			
давления, МПа	80	20	—
температуры, °С	—	—	350
Основная погрешность, %	2,0 (до 150 °С) 4,0 (до 300 °С)	2,0	4,0
Рабочее давление, МПа	—		80
Рабочая температура, °С	300	300	350
Габариты, мм:			
скважинного преобразователя			
диаметр	26	28	26
длина	650	650	900
цифрового измерителя		480×360×170	
Масса, кг:			
скважинного преобразователя	3,0	5,0	3,5
цифрового измерителя	15	15	15

исследования паронагнетательных и геотермальных скважин.

Манометры и термометры состоят из глубинного прибора (скважинного преобразователя) и наземного цифрового измерителя.

Цифровой измеритель осуществляет индикацию результатов измерения на цифровом табло и имеет выход для подключения электроуправляемой машинки ЭУМ-23Д. Измерение параметров производится автоматически через 10, 30, 60, 120, 600 или 1800 с.

Каждая строка на бланке цифропечатающей машинки представляет результат одного цикла измерений. Первая группа из четырех цифр обозначает время измерения в минутах, а следующая группа из 6-ти цифр — результат измерения.

Для получения результата (в МПа) применяют формулу

$$p = A\left[\left(\frac{N_н}{N_i}\right)^2 - 1\right]\{1 - B[(N_н/N_i)^2 - 1]\},$$

где N_i и $N_н$ — числа, соответствующие измеряемому давлению и нулевому давлению. Значения коэффициентов A, B и $N_н$ указаны в свидетельстве о приемке приборов.

Техническая характеристика этих приборов приведена в табл. 36.

Термометры сопротивления

При исследовании скважин используют электрические скважинные термометры типов ТЭГ и ТЧГ с частотным выходным сигналом.

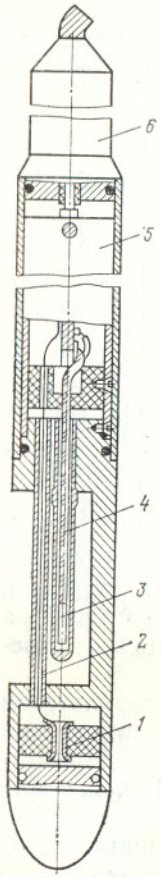


Рис. 90. Датчик глубинного термометра типа ТЧГ

Термометры типа ТЭГ-36 и ТЭГ-60. Чувствительным элементом служат два резистора из медной проволоки, что обеспечивает линейность характеристики. Температуру определяют по изменению частоты RC-генератора. На поверхности длительность периода колебаний тока измеряется при помощи частотомера, выходное напряжение которого пропорционально периоду колебаний. Показания термометра передаются на показывающий и регистрирующий приборы. Скважинный прибор питается от стабилизированного источника постоянного тока с напряжением 250 В через балластное сопротивление.

Термометры типа ТЭГ имеют малую разрешающую способность, что ограничивает возможность применения их для регистрации небольших температурных аномалий в продуктивной зоне добывающей скважины. Их используют для исследований в процессе бурения скважин с высокой температурой на забое (150—200 °С).

Дистанционные термометры типа ТЧГ, спускаемые на одножильном кабеле, предназначены для проведения термических исследований добывающих скважин. Термочувствительным элементом (рис. 90) служит конденсатор, емкость которого зависит от температуры. Конденсатор включен в цепь колебательного контура генератора высокой частоты. Частота, пропорциональная изменению температуры, передается по кабелю в частотомер. Скважинный датчик состоит из узла термочувствительного элемента *3*, соединенного кабелем *4* с электронным блоком *5* и кабельной головки *6*. Для подсоединения других приборов предусмотрен транзитный провод в трубке *2* и разъем *1*. Применение в качестве чувствительного элемента конденсатора устраняет погрешность, вызванную собственным тепловыделением. В последнее время разработано несколько модификаций термометров типа ТЧГ, которые в основном отличаются диаметром корпуса. В табл. 37 дана характеристика глубинных термометров сопротивления.

Таблица 37

Показатель	ТЭГ-36	ТЧГ-28	ТЧГ-25	ПТС-1
Диапазон измерения температуры, °С	0—150	0—100	0—70	5—120
Погрешность, %	1,0	1,0	1,5	0,5
Тепловая инерция, с	2	10	10	3
Наибольшее рабочее давление, МПа	100	25	25	30
Диаметр корпуса, мм	36	28	25	28
Длина, мм	2010	680	670	560
Масса, кг	10	1,8	1,5	1,5

8. ГЛУБИННЫЕ ДИСТАНЦИОННЫЕ РАСХОДОМЕРЫ И КОМПЛЕКСНЫЕ ПРИБОРЫ

Приборы для измерения расхода жидкости и газа

При разработке многопластовых объектов возникает необходимость их послойного изучения, связанная с количественной оценкой притока жидкости по каждому пропластку или приемистости пропластков нагнетательных скважин. Для этой цели применяют дистанционные приборы, с помощью которых получают информацию о значениях дебитов (расходов) жидкости (газа) в разных точках по толщине продуктивного пласта. С помощью скважинных расходомеров можно также получить более точную кривую дополнительного притока жидкости в скважину после ее остановки, чем кривую, построенную по показаниям устьевых и глубинных манометров.

Приборы для измерения расходов жидкости и газа в скважинах условно подразделены на расходомеры, предназначенные для измерения расходов воды и влажного пара, нагнетаемых в скважину, и дебитомеры, служащие для определения дебитов нефти и газа.

Измерения расходов жидкости в скважинах имеют свои особенности, обусловленные прежде всего тем, что они проводятся в трубопроводах, образуемых открытым стволом скважины или эксплуатационной колонной, площадь поперечного сечения которых в месте замера обычно неизвестна. Поэтому при определении только скорости потока жидкости или газа нельзя точно измерить расход, равный произведению скорости на площадь поперечного сечения трубопровода. Кроме того, глубинный снаряд может занимать различные положения по сечению трубопровода и в зависимости от этого показания даже на одной и той же глубине будут неодинаковыми.

В связи с этим глубинные расходомеры (дебитомеры), как правило, снабжены специальными пакерами, предназначенными для направления всего измеряемого потока через калиброванное сечение прибора и центровки положения глубинного снаряда в стволе скважины. Пакер раскрывается в скважине

с помощью силового привода, управляемого с поверхности. В качестве пакеров применяют резиновые оболочки, раскрываемые гидравлически с помощью насосов, и металлические пластины, раскрываемые с помощью микроэлектродвигателей.

Различные типы пакеров обеспечивают полное или неполное перекрытие ствола скважины. Отношение расхода жидкости, проходящей через прибор, ко всему измеряемому расходу, называют коэффициентом перекрытия или пакеровки

$$\eta = \frac{\omega - \omega_y}{\omega},$$

где ω — измеряемый расход в данном сечении; ω_y — расход жидкости между пакером и стволом скважины (утечки).

Если пакер перекрывает кольцевой зазор между прибором и стенками скважины так, что практически весь поток проходит через калиброванный канал, коэффициент перекрытия будет равен единице. С увеличением ω_y коэффициент перекрытия η уменьшается и, если весь поток проходит мимо прибора ($\omega_y = \omega$), коэффициент перекрытия равен нулю.

Чувствительным элементом большинства глубинных приборов служит турбинка. На практике широко применяют глубинные турбинные дебитомеры с металлическим пружинным пакером.

Для контроля расходов воды в нагнетательных скважинах часто используют беспакерные расходомеры с центратором, а также расходомеры с бесприводным пружинным пакером. Расходомеры с резиновым (абсолютным) пакером применяют довольно редко.

Дебитомеры с управляемым пакером

Дистанционные дебитомеры РГД-2М, РГД-36, Кобра-Р36 и ДГД в основном применяют для исследования добывающих скважин: фонтанных и насосных.

Дебитомер РГД-2М состоит из турбинного датчика расхода и пакерующего устройства с приводом от электродвигателя (рис. 91). Поток жидкости направляется пакером в корпус датчика расхода и вращает турбинку *8*, на оси которой укреплен магнит *7*, взаимодействующий с магнитоуправляемым контактом *6*, размещенным в герметичной камере. При вращении турбинки контакт размыкает и замыкает электрическую цепь питания с частотой, пропорциональной скорости ее вращения, и следовательно, объемному расходу жидкости.

Пакер расходомера раскрывается с помощью блока управления *1* и электродвигателя постоянного тока *2*. Каркас пакера изготовлен из пружинящих лент, обтянутых оболочкой из ткани или пленки. В закрытом состоянии оболочка пакера находится

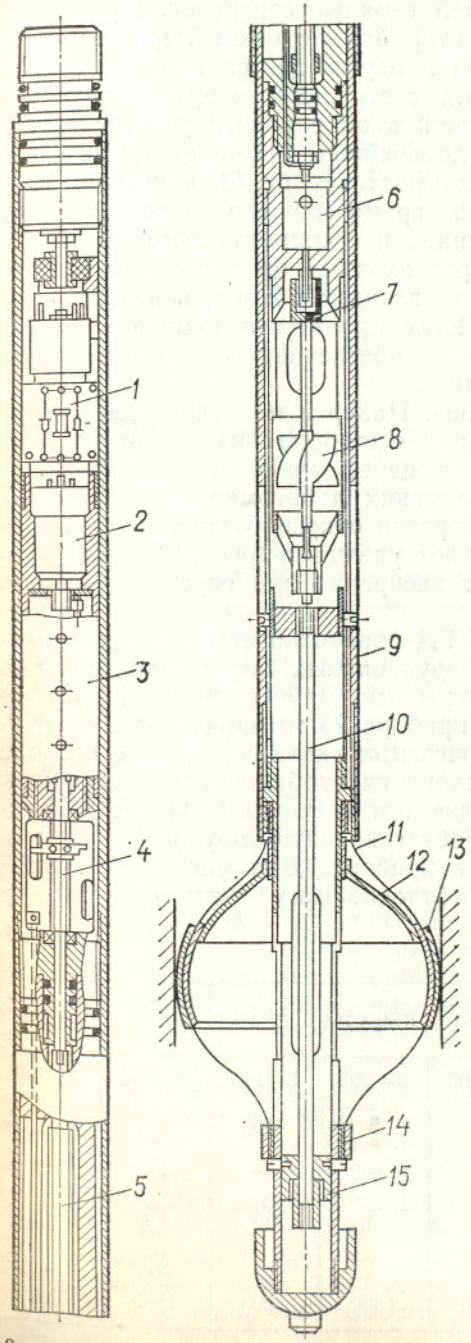


Рис. 91. Глубинный дебитомер РГД-2М

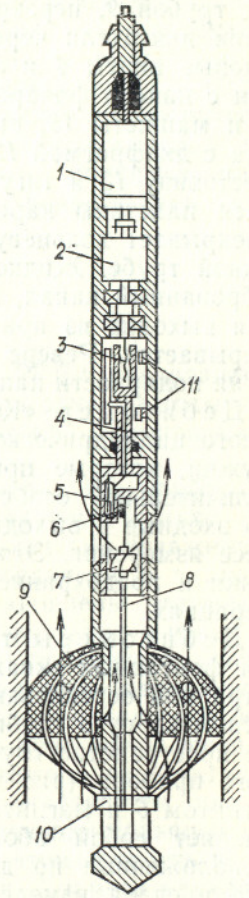


Рис. 92. Глубинный дебитомер ДГД-8

под трубой *9*, перекрывающей входные отверстия. При включении двигателя через редуктор *3* уплотненный вал вращает ходовые винты *4* и *5*. Труба *9* перемещается вверх и снимается с пакера фонарного типа, состоящего из пружинных лент *11* и манжеты *13*, выполненной в виде полого усеченного конуса с диафрагмой *12*. При дальнейшем движении труба через крестовину *15* и тягу *10* поднимает втулку *14*, к которой крепятся пластины каркаса. Во время сжатия пластин пакер перекрывает кольцевую площадь и прижимает оболочку к обсадной трубе. Жидкость через входные окна поступает в калиброванный канал, где установлена турбинка, и через отверстия выходит из прибора. После проведения измерений пакер закрывается. Реверс двигателя обеспечивается за счет изменения полярности напряжения.

Дебитомер «Кобра-Р36». Пакер в нем выполнен в виде полого цилиндрического пакета, состоящего из тонких плоских пружин, которые при сжатии перекрывают кольцевой зазор. Отличительной особенностью таких дебитомеров является то, что входные и выходные отверстия открываются только в процессе измерения. Это позволяет увеличить ресурс работы турбинки и предохраняет ее от засорения при спуско-подъемных операциях.

Дебитомеры типа ДГД предназначены для исследования фонтанных скважин, оборудованных лифтом малого диаметра или остеклованными трубами. Дебитомер ДГД-8 с диаметром корпуса глубинного прибора 26 мм спускают в затрубное пространство глубинно-насосных скважин. Датчик расхода этого прибора (рис. 92) состоит из турбинки *7* с постоянным магнитом *6* и магнитоуправляемого контакта *5*. Пакер *9* представляет собой оболочку, обтягивающую пружинные ленты, расположенные по диаметру прибора. Для увеличения верхнего предела измерения в оболочке могут быть сделаны отверстия.

Таблица 38

Показатель	РГД-2М	РГТ-1	Кобра-Р36	ДГД-6	ДГД-6Б	ДГД-8
Предел измерения дебита, $м^3$/сут	5—200	5—200	5—200	5—200	5—200	3,6—36
Погрешность измерения, %	5	5	5	10	5	5
Рабочее давление, МПа	—	35	—	—	20	—
Рабочая температура, °С	70	100	70	100	80	80
Диаметр корпуса, мм	42	42	36	30	30	26
Длина, мм	1800	1630	1600	1500	1550	1360

Открывается пакер с помощью электродвигателя *1*, который через редуктор *2* вращает ходовой винт *3* и перемещает поступательно уплотненный шток *4* с размещенным на нем преобразователем. При этом тяга *8*, соединенная с ползуном *10*, сжимает пружины пакера, который принимает сферическую форму и перекрывает кольцевой зазор. Для включения и отключения электродвигателя предназначены концевые микровыключатели *11*. Характеристика дебитомеров указанных типов приведена в табл. 38.

Расходомеры для исследования нагнетательных скважин

Расходомеры РГД-3, РГД-4, РГД-5 и РГД-6 предназначены для измерения расходов в скважинах при закачке воды непосредственно через эксплуатационную колонну. Измерительные части их имеют одинаковую конструкцию.

Расходомер РГД-3 не имеет пакера. Это прибор парциального типа, т. е. с его помощью измеряется только часть общего расхода воды, проходящей через сечение скважины.

Корпус представляет собой трубу, соединенную с направляющими фонарями. Внутри трубы установлены струевыпрямители для сглаживания завихрений потока перед и после турбинки. Вращение турбинки посредством кольцевого магнита вызывает работу магнитного прерывателя тока, размещенного в герметичной камере, изготовленной из немагнитного материала (бронза, латунь). Для увеличения чувствительности при небольших расходах (в скважинах с диаметром эксплуатационной колонны 168—219 мм) на корпус надевается насадка, уменьшающая кольцевой зазор и направляющая большую часть потока через калиброванный канал. При этом скорость потока, проходящего через прибор, увеличивается. Диаметр канала равен 100 мм, а диаметр турбинки — 95 мм.

Расходомер РГД-4 (рис. 93) имеет турбинку *3* с магнитным прерывателем, состоящим из магнита *2* и геркона *1*. В нижней части вместо пакера смонтирован центратор, фиксирующий положение корпуса относительно стенок труб. Центратор состоит из шарнирно соединенных полозьев *5*, раскрываемых в скважине с помощью пружинного толкателя *4*.

Расходомер РГД-5 снабжен манжетным пакером и центратором. Весь поток жидкости проходит через калиброванное сечение струенаправляющей трубы, в которой расположена турбинка. Эластичные резиновые мембраны, не затрудняя спуск прибора в скважину, обеспечивают надежное перекрытие кольцевого зазора между стенками скважины и струенаправляющей трубой. Для фиксации положения прибора в скважине к наружной поверхности центрального корпуса крепится

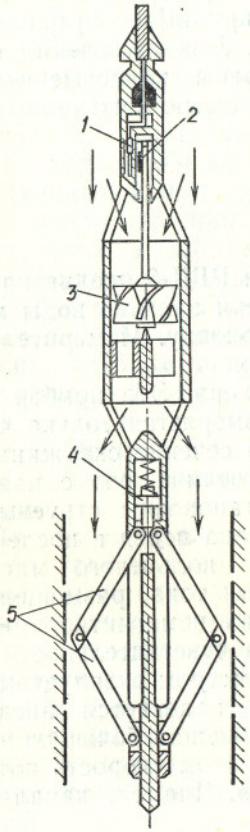


Рис. 93. Расходомер РГД-4

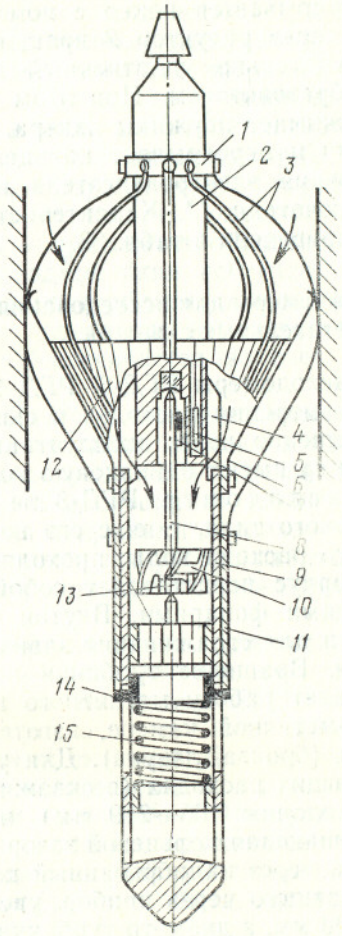


Рис. 94. Расходомер «Терек-3»

пружинный фонарь, предохраняющий резиновые манжеты пакера от повреждений. Этот пакер надежно перекрывает кольцевой зазор, если диаметр эксплуатационной колонны не превышает 10 мм номинального значения.

Расходомер РГД-6 применяют для проведения контрольных измерений расходов воды в нагнетательных скважинах. В отличие от расходомеров РГД-3 и РГД-5, он снабжен гидравлическим пакерующим устройством, обеспечивающим полное перекрытие кольцевого зазора в скважинах различного диаметра (от 140 до 180 мм).

Пакер представляет собой резиновую оболочку, концы которой закрепляются на наружном корпусе глубинного снаряда

резьбовыми кольцами. Раскрывается и закрывается пакер с помощью аксиального поршневого насоса с наклонной шайбой, приводимого в движение от электродвигателя постоянного тока.

Расходомер «Терек-3» с беспривод ным пакером. Предназначен для измерения расходов горячей воды, закачиваемой в пласт при термических методах добычи нефти.

Измерительный преобразователь прибора (рис. 94) содержит турбинку *10*, на оси *8* которой установлен постоянный магнит *7*. Геркон *5* работоспособен при температуре до 155 °С. Пакерующее устройство образовано пружинящими пластинами *3*, выполняющими функцию центратора, и плоскими пластинами *6*, обтянутыми оболочкой *12*, изготовленной из ткани, выдерживающей высокую температуру. Пластины центратора одними концами прикреплены к неподвижной втулке *1*, установленной на корпус *2* диаметром 28 мм. Вторые концы пластин связаны со втулкой *11*, которая может скользить по поверхности трубы *9* с калиброванным каналом. На этой же трубе укреплены плоские пластины *6*, вторые концы которых могут свободно скользить по пластинам центратора.

В процессе спуска прибора через насосно-компрессорные трубы пластины центратора сжимаются, перемещая вниз втулку *11*. Одновременно пластины *6* убирают оболочку пакера в прибор, перекрывая при этом входные окна *4*. После выхода из воронки насосно-компрессорных труб толкатель *14* под действием пружины сжатия *15* перемещает втулку *11* вверх и пластины центратора прижимаются к стенкам пакера. Поток нагнетаемой в скважину жидкости через входные окна поступает в калиброванный канал трубы *9*, в котором размещена турбинка с подпятником *13*.

Применение беспривод ного пакера позволило значительно повысить чувствительность расходомера и уменьшить нижний предел измерения расхода до 60 м³/сут. Наземная аппаратура

Таблица 39

Показатель	РГД-3	РГД-5	РГД-6	РГД-4	«Терек-3»
Предел измерения, расхода, м³/сут	20—3000	5—1000	5—3000	170—3000	60—600
Рабочее давление, МПа	50	50	40	50	40
Рабочая температура, °С	120	120	100	120	150
Диаметр калиброванного канала, мм	100	70	80—95	36	30
Размеры, мм:					
длина	880	860	1110	900	900
диаметр	100—135	80	110	42	42
Масса, кг	12	10	13	6	3,4

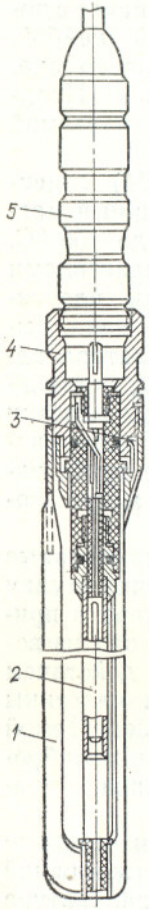


Рис. 95. Скважинный дебитомер СТД-2

этого расходомера состоит из конденсаторного частотомера и универсального каротажного регистратора типа Н-381.

Техническая характеристика приведенных расходомеров дана в табл. 39.

Термоэлектрические расходомеры

Термоэлектрические расходомеры в основном применяют для измерения расхода газа.

В СССР наиболее распространены так называемые термокондуктивные расходомеры типа СТД.

Беспакерный скважинный расходомер СТД-2 (рис. 95) состоит из кожуха *1*, датчика *2* и кабельной головки *3*, соединенной с датчиком с помощью переходника *5*, уплотненного кольцами *4*. Чувствительным элементом служит терморезистор, представляющий собой сопротивление, навитое из изолированного тонкого медного провода и помещенное в медную трубку. При подводе напряжения термосопротивление нагревается до температуры большей, чем температура окружающей среды. При движении жидкости (газа) терморезистор охлаждается тем больше, чем больше скорость потока, а следовательно, уменьшается его активное сопротивление, которое регистрируется наземным прибором. Электрическая схема расходомера представляет собой мост постоянного тока с четырьмя плечами, три плеча которого расположены в наземном приборе, а четвертое образуется одножильным кабелем с подключенным к нему терморезистором. Прибор может работать в режимах «дебитомер» и «термометр» с пределом измерения температуры до 80 °С.

Расходомер СТД-2 имеет чувствительность порядка 4 м³/сут для воды и около 1—3 м³/сут для нефти (в начале диапазона измерений дебита). Рассчитан он на рабочее давление до 35 МПа. Тепловая инерция составляет примерно 19—20 в режиме «дебитомер». Диаметр корпуса прибора 36 мм, что позволяет опускать его в эксплуатационные трубы диаметром 52—63 мм.

Для исследования глубиннонасосных скважин разработаны расходомеры СТД-16 и СТД-4 диаметрами соответственно 16 и 20 мм.

Комплексные приборы

Для получения наиболее достоверных результатов исследования скважин необходимо контролировать не только характер изменения давления, температуры и расхода жидкости, но и содержание в ней воды и газа, вязкость, плотность и другие параметры.

В последние годы при исследованиях скважин стали применять глубинные комплексные приборы, предназначенные для определения в процессе исследования нескольких физических величин: давления, температуры, расхода и содержания нефти, воды и газа в потоке.

Для определения фазовых соотношений потока используют конденсаторы. Емкость плоского или цилиндрического конденсатора зависит от его геометрических размеров и диэлектрической проницаемости среды, находящейся между обкладками. Изменение диэлектрической проницаемости среды при постоянных размерах вызывает соответствующее изменение емкости конденсатора, что позволяет определить процентное отношение, например, воды и нефти по известным диэлектрическим постоянным отдельно воды и нефти.

Глубинные влагомеры обычно применяют в сочетании с дебитомерами. При исследованиях скважин с помощью таких комплексных приборов получают ценную информацию о местах притока жидкости и ее обводненности по отдельным пластам и пропласткам.

Комплексные приборы ВРГД-36 и Кобра-36РВ содержат преобразователи расхода и влажности, а также пакетирующее устройство. Преобразователь влагомера, в полости которого смонтирован магнитный прерыватель датчика расхода, выполнен в виде цилиндрического конденсатора.

Емкость конденсатора зависит от его геометрических размеров и диэлектрической проницаемости среды, находящейся между обкладками. Изменение диэлектрической проницаемости среды при постоянных размерах конденсатора вызывает изменение его емкости, что позволяет определять фазовое соотношение в потоке воды и нефти по известным диэлектрическим постоянным отдельно воды и нефти.

Нижний конец преобразователя влагомера используется в качестве верхней опоры оси турбинки, на которой укреплены магниты, взаимодействующие с магнитным прерывателем тока. Последовательное расположение турбинки и проточного конденсатора способствует образованию части конденсата мелкодисперсной смеси, проходящей за счет турбулизирующего эффекта вращения турбинки.

Эти приборы снабжены пакером с электромеханическим приводом, конструкция которого унифицирована с пакерующим

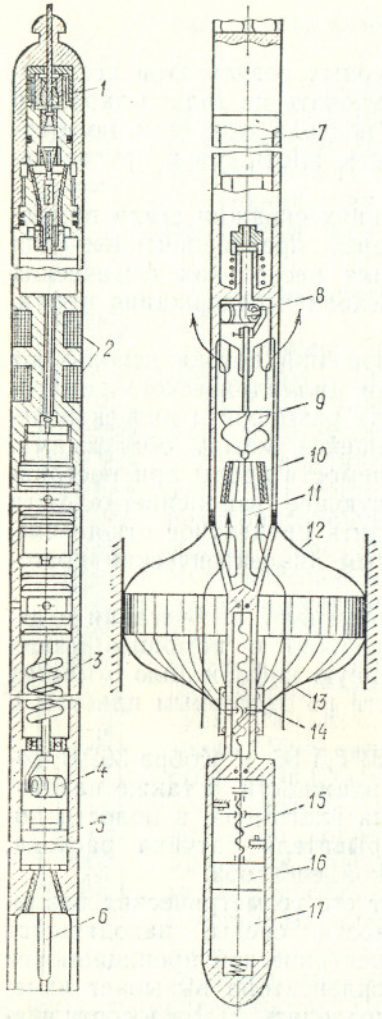


Рис. 96. Комплексный прибор «Поток-5»

устройством расходомера РГД-2М или Кобра-36РВ. Выходной сигнал, передаваемый на поверхность по одножильному кабелю, несет двойную информацию: о содержании воды в нефти и частоте вращения турбинки.

Частотный сигнал, модулированный по амплитуде, по кабелю поступает на вход наземного блока, где происходит его усиление и разделение на два канала. В первом канале происходит выделение несущей частоты, характеризующей влажность потока жидкости, во втором — модулирующей частоты, характеризующей частоту вращения турбинки.

Комплексный прибор «Поток-5» предназначен для измерения четырех величин: давления, температуры, расхода и влажности жидкости. Этот прибор (рис. 96), опускаемый в скважину на одножильном кабеле *1*, состоит из преобразователей указанных величин и пакера с электромеханическим приводом. Локатор сплошности, в который входят трансформаторы *2*, включенные совместно, и электронный блок, обеспечивает точную привязку данных к разрезу скважины. Датчик давления состоит из геликсной пружины *3* и индуктивного преобразователя. Свободный конец геликса соединен с ферритовым полукольцом, входящим в катушку *4*. С повышением или понижением давления в скважине ферритовый сердечник перемещается внутри катушки, изменяя ее индуктивность. В качестве преобразователей температуры использованы полупроводниковые элементы *6*. Изменение сопротивления этих элементов, пропорциональное уменьшению или увеличению температуры окружающей среды, преобразуется в частоту. Расход измеряют с помощью датчика с заторможенной турбинкой *9*. Поток жидкости, воздействуя на

турбинку, вызывает закручивание струн на определенный угол, что приводит к перемещению ферритового полукольца *8* внутри катушки и изменению ее индуктивности. Содержание воды в нефти определяется с помощью емкостного датчика *10*.

Катушки индуктивности датчиков давления и расхода входят в состав колебательных контуров LC-генераторов. Поэтому при изменении индуктивности изменяется частота выходного сигнала. Преобразование индуктивности в частоту происходит в электронных блоках *5* и *7*. Датчики подключаются к наземной аппаратуре последовательно посредством вызова сигнала или автоматически через 10—12 с. При подключении по вызову время измерения неограниченно. В автоматическом режиме работы время измерения составляет 2—3 с. Пакерующее устройство состоит из пакера, образованного металлическими пластинами *12*, пары винт — гайка *15* и электродвигателя *17*. Пластины пакера, образующие каркас, закреплены во втулках в два ряда. Нижняя подвижная втулка *14* соединена с гайкой, перемещающейся по ходовому винту *13*, который через редуктор *16* соединен с валом электродвигателя. При открытии пакера по сигналу с поверхности гайка вначале совершает движение по винтовой линии, перемещаясь по пазу со скосом. Пластины *12* каркаса изгибаются и прижимают надетую на них оболочку к стенкам скважины. В конце хода гайка перемещается поступательно по пазу, параллельному осевой линии, в результате чего усиливается прижатие пластин к стенкам скважины. При движении гайки по винтовой линии пластины каркаса, закрепленные шарнирно на втулке *14*, поворачиваются под углом к образующей. Закрытие пакера происходит в обратном порядке. В конце хода пластины плотно прижимаются к корпусу прибора, перекрывая входные отверстия. Диаметр корпуса прибора составляет 40 мм при длине 2800 мм. Предел измерения давления 25 МПа, погрешность ±1,5 %. Диапазоны измеряемых расходов в зависимости от коэффициента пакеровки могут быть 1—60 или 2—150 т/сут. Предел измерения температуры — 100 °С с погрешностью ±1,5 %. Масса глубинного прибора не более 15 кг.

Станции и лаборатории для исследования скважин дистанционными приборами

Для исследования скважин применяют самоходные лаборатории типа АПЭЛ (автоматическая промысловая электронная лаборатория) и самоходные станции типа АИСТ и КОМПАС, которые комплектуются глубинными дистанционными приборами. Эти станции монтируются в кузове, разделенном перегородкой на два отделения: салон оператора и лебедочное отделение. Спуско-подъемные операции производят с помощью

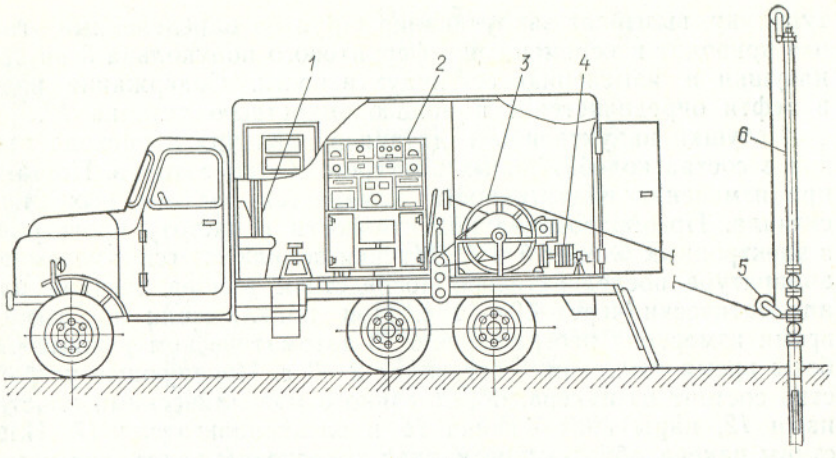


Рис. 97. Промысловая лаборатория типа АПЭЛ

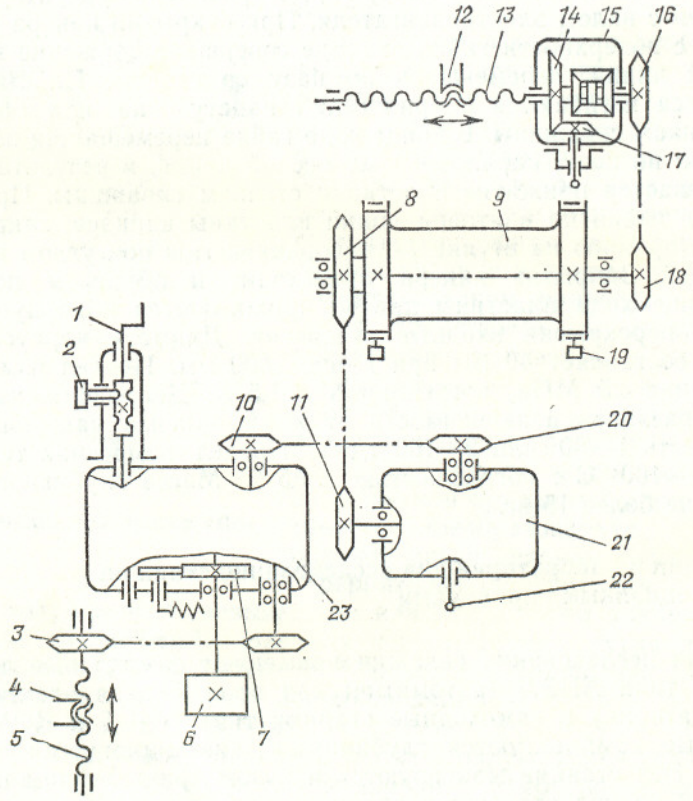


Рис. 98. Кинематическая схема спуско-подъемного оборудования АПЭЛ-66

лебедки, приводимой от двигателя автомашины. Управление операциями осуществляется специальными системами, находящимися в салоне оператора.

Лаборатория АПЭЛ-66 (рис. 97) смонтирована на шасси автомобиля ЗИЛ-157Е в утепленном кузове. В салоне оператора размещен стенд *2*, на котором смонтированы блоки питания и приборы, системы управления каротажным подъемником и малогабаритная лебедка для спуска автономных приборов на проволоке. Здесь же устанавливают скважинные приборы *1*. В лебедочном отделении находятся каротажный подъемник *3*, устройство *4* с кабелем для подключения аппаратуры станции к электросети и бензоэлектроагрегат, служащий для электропитания аппаратуры при отсутствии промышленной электросети. Кабель *5*, навитый на барабан подъемника, проходит через нижние и верхние направляющие ролики в лубрикатор *6*. Спускают приборы на проволоке с помощью малогабаритной лебедки, имеющей общий с каротажным подъемником привод от двигателя автомобиля.

Кинематическая схема спуско-подъемного оборудования лаборатории АПЭЛ-66 приведена на рис. 98. Барабан каротажного подъемника *9* и барабан лебедки *6* приводятся в действие от двигателя автомобиля через коробку отбора мощности, карданную передачу *22* и двухскоростной понижающий редуктор *21*, имеющий соответствующие цепные передачи *8*, *11* и *10*, *20* на валы лебедок. Редуктор *21* с двумя скоростями передачи обеспечивает возможность поочередно подключать лебедки к приводу автомобиля, а также отключать их от привода.

Вал лебедки подъемника *9* соединен цепной передачей *18* и *16* с автоматическим укладчиком кабеля, состоящим из редуктора *15*, винта *13* и водила *12*. При укладке на барабан лебедки (или сматывании) кабель проходит через водило, которое совершает возвратно-поступательное движение, согласованное с вращением барабана лебедки. Скорость движения водила можно изменять вручную с помощью штурвала, находящегося на пульте оператора и соединенного карданной передачей с коническими шестернями *17* и *14*. Для предотвращения поворота конических шестерен при автоматической укладке кабеля входной вал шестерни *17* имеет фиксатор. Ручное торможение лебедки осуществляется с помощью пары ленточных тормозов *19*, рычаг которых выведен к пульту оператора. Для спуска приборов предусмотрен автоматический укладчик, состоящий из водила *4* и винта *5*, соединенного цепной передачей *3* с валом редуктора *23*. Торможение лебедки осуществляется с помощью дискового тормоза, приводимого в действие рукояткой *1*. Этой же рукояткой можно вручную поднимать приборы из скважины, для чего ее устанавливают и фиксируют в крайнем положении с помощью фиксатора *2*. Чтобы предотвратить возможность

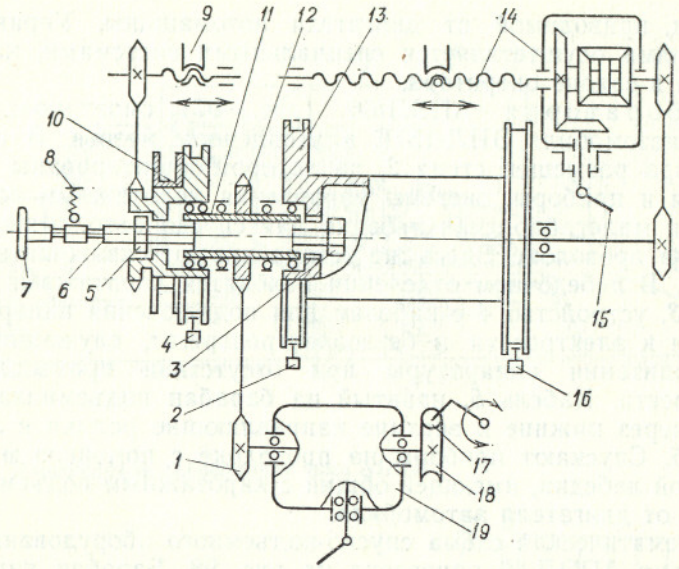


Рис. 99. Кинематическая схема спуско-подъемного оборудования АИСТ

обратного вращения барабана при подъеме приборов из скважины, вал лебедки имеет колесо *7* с храповиком.

Лебедка для кабеля, имеющая восемь передач, обеспечивает скорость подъема прибора от 99 до 5920 м/ч, а малогабаритная лебедка — от 290 до 7320 м/ч.

Станция АИСТ. В отличие от лабораторий типа АПЭЛ спуско-подъемное оборудование этой станции состоит из лебедки с двумя барабанами: для кабеля и проволоки (рис. 99). Барабан для навивки кабеля *13* и барабан для проволоки *10* имеют общий полый вал *11*, внутри которого на шлицах смонтирован промежуточный вал *6* с зубчатыми муфтами *3* и *5*. При перемещении вала *6* вправо или влево зубчатые муфты входят в зацепление с тем или другим барабаном, которые подключаются с помощью рукоятки *7*. Затем положение вала *6* фиксируется шариковым фиксатором *8*.

Привод лебедки осуществляется от двигателя через двухскоростной редуктор *19*. Выходной вал редуктора со звездочкой *1* цепной передачей соединен со звездочкой *12*, закрепленной на полом валу. Для ручного привода лебедок предусмотрена червячная передача с падающим червяком *17*, для чего ручка управления ставится в нейтральное положение, а червяк *17* соединен с колесом *18*.

Укладка кабеля и проволоки производится с помощью автоматических укладчиков *9* и *14*, причем последний имеет руч-

ную корректировку скорости *15*. Барабан снабжен ленточными тормозами *2* и *16* с общим рычажным приводом, выведенным к пульту оператора, и пневматическим приводом, управляемым педалью. Такой же ленточный тормоз *4* предусмотрен для торможения барабана *10* с проволокой.

Лебедка станции АИСТ, имеющая восемь передач, обеспечивает скорости подъема кабеля от 242 до 9440 м/ч и проволоки — от 195 до 7560 м/ч.

Контроль за спуско-подъемными операциями осуществляется по показаниям приборов, находящихся на передней панели блока контроля каротажа, который размещен непосредственно перед оператором, управляющим работой подъемника. Кроме того, на панели смонтированы электрический звонок и сигнальная лампа для фиксации (индикации) магнитных меток, а также приборы, предназначенные для контроля за работой автомобиля.

Спуск дистанционных приборов в скважину

Для спуска дистанционных приборов в скважину применяют лубрикаторы со специальным сальником, который состоит из двух уплотнений с буферной емкостью между ними и со штуцером для отвода просочившейся через нижнее уплотнение жидкости.

Верхний ролик, устанавливаемый на кронштейне, крепится к лубрикатору, а нижний ролик своим основанием присоединяется к фланцу буферной задвижки с помощью одного болта.

Нижний ролик (рис. 100) служит для определения глубины и скорости спуска прибора и натяжения кабеля. С этой целью длину окружности канавки ролика, в которой помещается кабель, выбирают такой, чтобы один полный оборот ролика соответствовал перемещению кабеля на 1 м. Для определения глубины спуска прибора на основаниях (щеках) *4* устанавливают датчик-сельсин *3* и механический счетчик глубины *5*, кинематически соединенные с валом мерного ролика *2*. При вращении мерного шкива электрический сигнал от датчика передается на электрический тахометр, предназначенный для определения скорости перемещения кабеля во время спуска или подъема, а также для привода лентопротяжного механизма самопишущего потенциометра, если регистрируется изменение какой-либо величины (температура, расход) в зависимости от глубины спуска прибора в скважину. На нижнем ролике предусмотрено также устройство для предотвращения проскальзывания кабеля при резкой остановке лебедки.

Кабель в канавке мерного ролика *2* удерживается двумя прижимными подпружиненными роликами *1*, чем устраняется возможность его проскальзывания относительно мерного

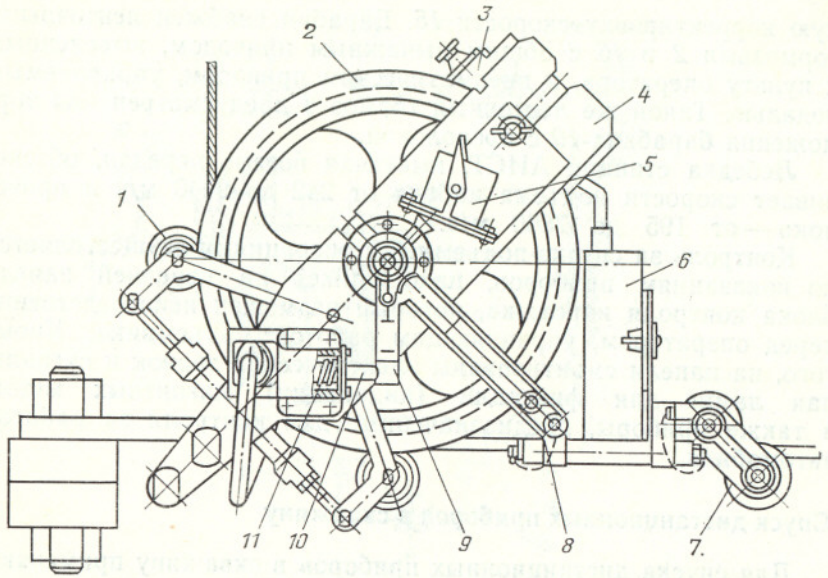


Рис. 100. Нижний ролик с первичными датчиками

ролика. Датчик натяжения кабеля представляет собой рычажный механизм с измерительной пружиной, снабженный электрическим преобразователем (потенциометром). Одно плечо рычага имеет эксцентриситет между осью вращения мерного ролика и осью его подвески на щеках основания. Вторым плечом служит толкатель *9*, закрепленный на оси подвески ролика. Преобразователь датчика натяжения состоит из штока *10*, пружины *11* и размещенных в его корпусе рейки и шестерни, посаженной на ось ползуна потенциометра. При изменении натяжения кабеля изменяется также усилие натяжения толкателя *9* на шток, которое уравновешивается пружиной *11*. Ход штока передается через рейку шестерне, соединенной с ползуном потенциометра, в результате чего пропорционально повороту изменяется электрическое сопротивление потенциометра. В свою очередь, это приводит к изменению напряжения постоянного тока, подаваемого на индикатор напряжения блока контроля каротажа, который соединен кабелем с датчиком натяжения.

Кабель под действием собственного веса и веса прибора и температуры деформируется (удлиняется). Поэтому показания датчика глубины и счетчика могут не соответствовать действительному положению прибора в стволе скважины. Для более точного определения этого положения служат магнитные метки, наносимые через равные расстояния на кабель при его спуске в скважину.

Датчик магнитных меток *6* (или размагничивающее и намагничивающее устройство) смонтирован на отдельном кронштейне, который с помощью двух фасонных роликов *7* навешивается на кабель, и двух щек *8* с ушками и защелками — на ось мерного ролика. Такой способ крепления повышает надежность фиксации магнитных меток за счет сохранения постоянного расстояния между кабелем и магнитным зондом датчика во время колебания кабеля или незначительного его натяжения. Момент прохождения метки мимо датчика отмечается прибором, смонтированным в кузове станции на передней панели блока контроля каротажа.

9. КОНТРОЛЬ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Автоматизация добывающих скважин

В технологическом процессе добычи нефти скважина является основным объектом автоматизации и контроля. Задача автоматизации при всех способах добычи нефти состоит в обеспечении бесперебойной работы скважинного оборудования и защите его от повреждения в аварийных ситуациях.

Для контроля давления на буфере, в затрубном пространстве и на выкидной линии устанавливают показывающие манометры. На выкидных линиях скважин, кроме того, монтируют автоматические клапаны (отсекатели), служащие для перекрытия трубопровода в случае его порыва или образования пробок. Разработаны и применяют конструкции подземных отсекающих клапанов, устанавливаемых в подъемных трубах фонтанных скважин. Автоматический отсекатель типа РОМ-1 (разгруженный отсекатель манифольдный), устанавливаемый на выкидной линии, перекрывает трубопровод при резком повышении или понижении давления. Подземные отсекатели также автоматически перекрывают подъемные трубы во время увеличения или уменьшения перепада давлений на клапане в зависимости от дебита скважины. Как правило, добывающие и нагнетательные скважины имеют минимум средств местной автоматики и контроля. Исключение представляют собой кустовые скважины месторождений Западной Сибири, на которых устанавливают автоматические средства дистанционного контроля и управления. В зависимости от способа эксплуатации скважин применяют различные схемы автоматизации их работы.

В газлифтных скважинах контроль устьевого давления и расхода нагнетаемого газа осуществляется с помощью соответствующих преобразователей, сигнал от которых поступает на вычислительное устройство. Расход газа регулируется с помощью специального клапана типа ВРЭ в зависимости от давления на устье. При периодической работе скважин подача

газа в каждую скважину осуществляется по программе. Для этого на газопроводящей линии устанавливают пусковой клапан, открываемый с помощью электропневматического клапана, включенного в электроцепь программного реле времени.

Работой скважин, оборудованных глубинными насосами, управляют с помощью специальных станций, основное назначение которых состоит в остановке и пуске электродвигателей станка-качалки или центробежного электронасоса.

Станция управления скважин, оборудованных СШН, предусматривает выполнение следующих операций:

1) автоматическое отключение электродвигателя при аварийных ситуациях (обрыв штанг, поломка редуктора, короткое замыкание, обрыв фаз и др.); 2) автоматическое включение электродвигателя после перерывов в электроснабжении; 3) запуск и остановка электродвигателя по заданной программе при периодической эксплуатации скважин; 4) ручной пуск и остановка электродвигателей; 5) отключение электродвигателя при повышении давления в выкидной линии, вызванное ее запарафиниванием или неисправностями на групповой замерной установке.

Для диагностики состояния скважинного оборудования используют ваттметрограмму, характеризующую потребляемую электродвигателем мощность в функции хода штока станка-качалки. По ней можно определить не только наличие, но и вид неисправности насоса: поломка клапанов, место обрыва штанг и др. Отключение электродвигателя при повышении давления в выкидной линии осуществляется по сигналу от электроконтактного манометра, установленного на устье.

Контроль за работой глубинных насосов проводят также с помощью телединамометрических частотных устройств типа УТЧ или динамографов, предназначенных для измерения нагрузок, испытываемых штангами при работе станка-качалки.

Устройство телединамометрическое частотное состоит из датчиков угловых и линейных перемещений, монтируемых соответственно на оси балансира станка-качалки и на верхнем конце полированного штока, и приемно-преобразовательного блока, который либо устанавливают на автомашине, либо подключают к системам телемеханики (ТМ-600, ТМ-620 и др.). В этом блоке измеряются и запоминаются текущие значения выходных сигналов датчиков, определяющие координаты точек динамограммы, а на экране индикаторного устройства получается устойчивое изображение динамограммы в течение каждого цикла работы станка-качалки. В блоке предусмотрена также возможность цифровой регистрации информации на перфоленте.

Станция управления скважин, оборудованных ЭЦН, обеспечивает: 1) автоматическое отключение электродвигателя погружного насоса при аварийных ситуациях, 2) пуск электродвигателя после перерыва в электроснабжении, 3) контроль изоляции силового кабеля и отключение электродвигателя при снижении сопротивления, 4) автоматическое отключение электродвигателя при значительных перегрузках и коротких замыканиях, а также при срыве подачи насоса и соответствующем уменьшении силы тока. Управление работой погружного насоса осуществляется, кроме того, с помощью глубинного прибора, устанавливаемого на приеме насоса для дистанционного измерения давления в скважине и температуры обмотки статора электродвигателя.

Измерительные сигналы от датчиков передаются по силовому кабелю. С уменьшением давления ниже допустимого или с повышением температуры обмотки статора выше допустимой по сигналу соответствующих датчиков электродвигатель отключается, что предохраняет его от повреждения. После восстановления давления (уровень в затрубном пространстве повысится) электродвигатель насоса автоматически запускается в работу. С помощью глубинного прибора можно также проводить гидродинамические исследования скважин, оборудованных ЭЦН.

Для контроля давления и температуры промышленностью выпускаются термоманометрическая система ТМС-3 и комплекс технических средств КТС УЭЦН.

Система ТМС-3 состоит из скважинного преобразователя давления и температуры ПДТ, монтируемого в нижней части погружного электродвигателя, и наземного прибора, включающего блок управления БУ и устройство питания и распределения УПП, соединенных между собой кабелем. Эта система обеспечивает отключение УЭЦН при достижении заданного забойного давления или максимальной температуры масла в нижней части двигателя, а также автоматический запуск установки после повышения забойного давления или уменьшения температуры масла. Наземный прибор имеет электрические выводы для раздельной регистрации изменения давления и температуры, а также световую сигнализацию.

Конструкция КТС УЭЦН принципиально не отличается от ТМС-3. Кроме указанных функций, КТС обеспечивает регистрацию забойного давления с погрешностью $\pm 1{,}5$ %.

Скважинные преобразователи этих систем работают при давлениях 20—25 МПа и температуре до 100—105 °С.

Индивидуальные установки для измерения дебита

Для контроля дебита скважин, удаленных друг от друга на большие расстояния, применяют индивидуальные автоматизированные установки и трапы.

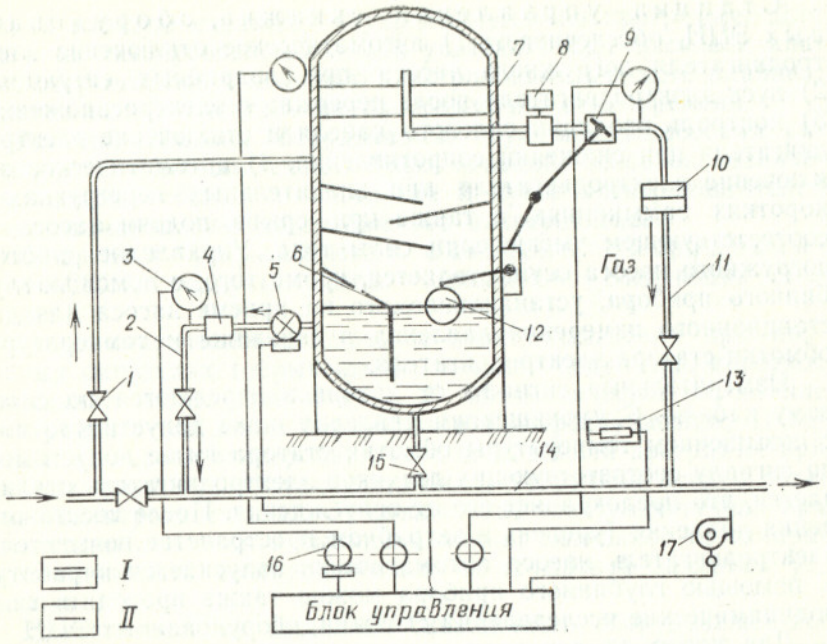


Рис. 101. Схема блочной автоматизированной индивидуальной установки БИУС-40-50:
I — линия потока нефти и газа; *II* — линия электросвязи

Блочная автоматизированная индивидуальная установка БИУС-40-50 (рис. 101). Дебит скважины измеряется автоматически через определенные промежутки времени. Установка состоит из вертикального сепаратора и измерительного устройства, расположенных в отапливаемом помещении, и блока управления, выполненного в виде утепленного герметичного шкафа, в котором смонтирована электрическая аппаратура. Принцип действия ее следующий. Жидкость из скважины через открытую задвижку *1* поступает в сепаратор *7*, внутри которого смонтирован поплавок *12*, соединенный системой рычагов с заслонкой *9* на газовой линии *11*. Выделившийся после сепарации газ поступает в эту линию и затем через открытую заслонку — в рабочий коллектор *14*, а жидкость скапливается в нижней части сепаратора. При повышении уровня жидкости до определенного значения поплавок через систему рычагов поворачивает заслонку *9* и перекрывает газовую линию. Давление внутри сепаратора начинает повышаться. После достижения заданного перепада давления между сепаратором *7* и выходным трубопроводом *2* открывается клапан регулятора давления *4* и жидкость под действием этого перепада

сливается за короткий промежуток времени в рабочий коллектор. При этом она проходит через турбинный счетчик-расходомер *5*, с помощью которого определяют объем жидкости, поступавшей за данный отрезок времени в сепараторе.

Вследствие понижения уровня жидкости поплавок опустится и откроет заслонку *9*, а клапан-регулятор *4* перекроет выходной трубопровод, так как давление в сепараторе понизится. Затем уровень жидкости снова повышается и через некоторое время процесс измерения дебита повторится. Таким образом, с помощью поплавка и регулятора давления обеспечивается циклическое измерение объемов жидкости, поступившей из скважины в сепаратор.

Дебит скважины определяется автоматически в блоке управления. Кроме того, дебит можно установить путем непосредственного отсчета показаний по шкале счетчика и времени заполнения емкости.

На газовой линии смонтирована диафрагма *10* для измерения расхода газа и предохранительный клапан *8*, открывающийся в случае, если давление внутри сепаратора превысит допустимое значение. До этого при повышении или понижении давления за установленные пределы в блок управления от электроконтактных манометров *3* поступает аварийный сигнал и на его панели загорается одна из лампочек *16*. При установке в блоке телемеханического устройства измерительная информация и аварийные сигналы передаются на диспетчерский пульт. Перегородка и сетка *6* предназначены для защиты счетчика от инородных тел и парафина, поступающих с продукцией скважины. Они накапливаются в грязевом отсеке и периодически сбрасываются через задвижку *15* в рабочий коллектор. Для создания нормальных условий обслуживания в помещении, где расположены измерительные приборы, установлены электрический обогреватель *13* и вентилятор *17*.

Техническая характеристика установки типа БИУС-40-50 приведена ниже.

Рабочее давление, МПа	4,0
Пропускная способность, м³/сут	50
Содержание свободного газа в продукции скважины, м³/м³ (не более)	0,1
Относительная погрешность измерения количества жидкости, %	2,5

Замерные трапы представляют собой вертикальную емкость диаметром до 1,6 м и высотой до 4,5 м. Дебит нефти определяют с помощью поплавкового регулятора уровня, прямое назначение которого состоит в автоматическом поддержании уровня жидкости в заданных пределах с целью предотвращения попадания газа в нефтепровод, а нефти — в газовую

линию. Если уровень нефти в трапе повышается, поплавок через систему рычагов открывает заслонку, увеличивая тем самым проходное сечение нефтепровода. И наоборот, при понижении уровня, заслонка закрывается, уменьшая проходное сечение. Одновременно с изменением уровня жидкости в трапе перемещается указатель. По времени и длине хода указателя можно установить дебит жидкости. Для этого предварительно трап заполняют жидкостью известного объема и определяют зависимость положения поплавка от объема жидкости в трапе. По этим данным на шкале наносят деления. При работе трапа необходимо заметить на сколько делений переместился указатель за данный промежуток времени и затем по калибровочной таблице «деление шкалы — объем» вычислить дебит скважины. Чтобы получить достоверный результат, эти наблюдения необходимо проводить несколько раз в течение рабочего дня, а затем определять среднее значение. Чем чаще измерять дебит, тем более достоверным получится среднее его значение, так как дебит скважины в небольшие промежутки времени существенно изменяется.

Для контроля дебитов малопродуктивных скважин разработаны установки БИУС 40-2-100; БИУС 40-3-100 и БИУС-40-4-100, к которым могут подключаться соответственно 2, 3 и 4 скважины. Пропускная способность этих установок не более 100 м³/сут при рабочем давлении до 4 МПа.

Групповые замерные установки типа «Спутник»

Групповая замерная установка «Спутник-А», обеспечивающая периодический контроль дебита каждой скважины, предназначена для контроля продукции при герметизированной схеме сбора нефти. На рис. 102 показана типовая структурная схема такой установки. Продукция от нескольких скважин (до 14) поступает через задвижки *2* в многоходовый переключатель скважин (ПСМ) *1*, который соединен с замерным патрубком *4* и с общим рабочим коллектором *6*, снабженными отсекателями *5*. По замерному патрубку продукция одной из подключенных скважин направляется в гидроциклонный сепаратор *7*, затем в турбинный счетчик типа Тор и возвращается в общий рабочий коллектор. В это время продукция всех остальных скважин через переключатель *1* поступает в рабочий коллектор и направляется в общую сеть промысла. Таким образом, периодически измеряется дебит каждой из скважин. Поочередное подключение их к замерному патрубку осуществляется по заданной программе путем поворота роторной каретки *3* переключателя на определенный угол. Поворот каретки происходит автоматически через заданные интервалы времени по сигналу от блока местной автоматики (БМА). Пре-

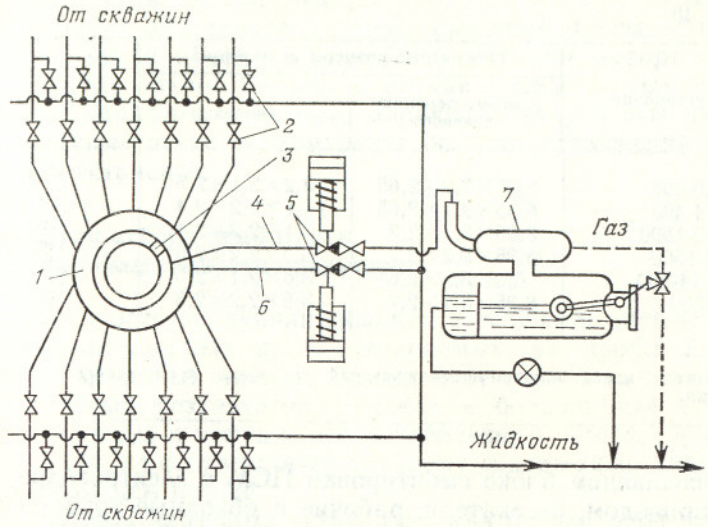


Рис. 102. Схема групповой замерной установки «Спутник-А»

дусмотрена возможность поворота ПСМ вручную с помощью специальной ручки вала по часовой стрелке до щелчка, означающего конец поворота. Схема измерения дебита скважин с помощью групповых установок принципиально не отличается от схемы измерения на индивидуальных установках типа БИУС.

Устройство для измерения дебита типа «Импульс» состоит из гидроциклонной головки, верхнего и нижнего сепараторов и турбинного счетчика. Время измерения дебита каждой скважины устанавливается в зависимости от режима ее работы, дебита и других факторов. Программа измерения задается с помощью реле времени. Количество жидкости, прошедшей через турбинный расходомер, регистрируется с помощью счетчика импульсов. Если отсутствует подача, БМА выдает аварийный сигнал, который передается на диспетчерский пункт. Такие же сигналы выдаются при возникновении любой аварийной ситуации на групповой установке. С повышением или понижением давления в рабочем коллекторе за допустимые пределы по команде БМА отсекающие клапаны перекрывают измерительную и рабочую линии. Контроль за давлением в рабочем коллекторе осуществляется с помощью электроконтактного манометра, аварийный сигнал которого поступает в БМА.

Конструктивно все устройства групповой установки объединяются в два блока: замерно-переключающий и блок управления, которые монтируются на специальных рамных основаниях в утепленных закрытых помещениях (домиках). В замерно-

Таблица 40

Тип установки	Габаритные размеры (в м) блока		Масса, т*
	замерно-переключающего	управления	
АМ-40-10-400	6,35×3,2×2,65	3,2×2,1×2,5	6,8/1,4
АМ-40-14-400	6,35×3,2×2,65	3,1×2,2×2,4	7,1/1,6
АМ-25-10-1500	8,35×3,2×2,7	3,1×2,2×2,4	10/1,6
АМ-40-8-1500	8,35×2,2×2,7	3,0×2,2×2,5	12/2,0
АМС-40-14-400	6,6×3,2×2,65	3,6×2,1×2,5	8,6/1,6
Б-40-14-500	8,35×3,2×2,7	3,5×2,2×2,5	10/2,0

* В числителе масса замерно-переключающей установки; в знаменателе — щитового помещения.

переключающем блоке смонтирован ПСМ с электрогидравлическим приводом, отсекатели, рабочие и обводные трубопроводы, задвижки и др. Там же установлено устройство «Импульс». В блоке управления смонтирован шкаф БМА, регистрирующая аппаратура и устройства телемеханики.

Разные модификации групповых установок имеют свое обозначение. Например, шифр «Спутник-А-16-14-400» означает: буква А — модель; цифры непосредственно после буквы — рабочее давление в кгс/см^2; число подключенных скважин; максимальный дебит скважины в м^3/сут.

Групповая замерная установка «Спутник-Б» предназначена для раздельного определения дебитов нефти, воды и газа. В таких установках для измерения дебита газа на газовой линии установлен турбинный счетчик «Агат», а после расходомера Тор — влагомер типа УВН. Газ, прошедший через счетчик, вновь поступает в общий коллектор, а незначительная его часть используется для питания пневматических силовых устройств. Кроме того, установка снабжена устройством для ловли шаров, предназначенных для очистки трубопроводов от парафина и двигающихся от скважин за счет напора жидкости.

Технические данные групповых установок типа «Спутник» приведены в табл. 40.

В модернизированных установках типа АМ-40-10-400К, АМ-40-8-400КМ вместо задвижек используют трехходовые шаровые краны. В этом случае шифр установки содержит букву К.

Групповая установка «Спутник-В». Расход нефти в ней определяется путем взвешивания ее в калиброванной емкости (сепараторе). Преимущество этого типа групповой установки состоит в возможности получения более достоверных результатов измерения при значительных дебитах и газовых факторах. При этом обеспечивается более глубокая сепарация нефти, а дебит определяется путем сравнения массы жидкости в калиброванном объеме с массой чистой воды, которая занимала бы этот объем. Однако в случае парафинистых нефтей отложения парафина в емкости влияют на результаты измерений, что существенно ограничивает область применения таких групповых установок.

Приборы для отбора проб нефти и контроля обводненности продукции

Обводненность продукции скважин в основном определяется на основании анализа проб, отбираемых из пробоотборных кранов на выкидных линиях. Однако этот способ не дает удовлетворительных результатов, так как в большинстве случаев содержание воды и нефти в пробе небольшого объема, отбираемой из крана, не соответствует среднему содержанию этих компонентов в общем потоке.

В групповых замерных установках для отбора проб используют пробоотборники: специальные типа «Проба» и многокамерные.

В резервуарных парках проба периодически отбирается с помощью полуавтоматического пробоотборника, установленного постоянно (стационарно) внутри резервуара. Он представляет собой собранную из секций вертикальную трубку с пневмоклапанами, расположенными через каждый 1 м по высоте резервуара. Эти клапаны управляются ручным воздушным насосом, установленным с внешней стороны и соединенным с клапанами пневматической трубкой. При подаче в клапаны воздуха они открываются и жидкость из резервуара поступает в трубку пробоотборника. После сообщения пневматической линии с атмосферой клапаны закрываются и заключенная внутри пробоотборника проба жидкости сливается в емкость для последующего анализа.

Автоматический пробоотборник типа «Доза-ТН», устанавливаемый на трубопроводе. Применяют его для отбора проб товарной нефти из потока. Состоит из камеры с электромагнитным клапаном, блока управления и контейнера. Пробу отбирают с помощью отборника, имеющего отверстия для входа жидкости. При срабатывании электромагнитного клапана (по сигналу от блока управления) жидкость из трубопровода поступает через открытый вентиль в дозатор. После снятия напряжения клапан возвращается вниз, закрывая входное окно. Поршень дозатора под действием возвратной пружины вытесняет пробу жидкости в контейнере. По заданной блоком управления программе отбор пробы повторяется несколько раз до полного заполнения контейнера. Таким образом, в нем со-

бирается усредненная по времени проба жидкости, проходящей через трубопровод.

Техническая характеристика автоматического пробоотборника «Доза-ТН» приведена ниже.

Диаметр трубопровода, мм	40—1200
Объем одной дозы отбираемой пробы, см³	10,0
Параметры отбираемой пробы:	
температура, °С	От —2 до +65
давление, МПа	6,4
плотность, кг/м³	750—990
Габаритные размеры, мм:	
камеры с клапаном	300×145×155
блока управления	480×120×180
контейнера	155×270×380
Масса, кг:	
камеры с клапаном	15
блока управления	8
контейнера	11,5

Для определения обводненности нефти, трансформируемой по трубопроводу, применяют унифицированный влагомер УВН, действие которого основано на измерении диэлектрической проницаемости водонефтяной смеси. Питается он от сети переменного тока напряжением 220 В. Прибор выпускается в двух модификациях: для определения обводненности сырой нефти при содержании воды от 0 до 60 % и для товарной нефти с содержанием воды от 0 до 3 %.

Характеристика влагомеров сырой нефти УВН-2С приведена ниже.

Диапазон измерения, %	0—3; 0—15; 0—60
Класс точности	6
Время прогрева, мин (не более)	30
Продолжительность анализа одной пробы, мин (не более)	5
Габаритные размеры, мм	450×550×255
Масса, кг	6

Контроль работы скважинного насоса

Динамометрия скважин. Динамометрия — измерение нагрузок, испытываемых штангами при эксплуатации глубиннонасосной установки, с помощью специальных приборов — динамографов, монтируемых вблизи точки подвески штанг (у верхнего конца полированного штока).

При нормальной работе установки (отсутствие влияния колебаний штанг, а также инерционных сил) штанги вблизи точки их подвески всегда испытывают растягивающие усилия, зависящие от положения плунжера скважинного насоса. Этот многократно повторяемый циклический процесс можно графически изобразить с помощью динамограммы, построенной в прямо-

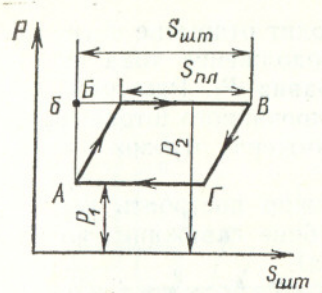
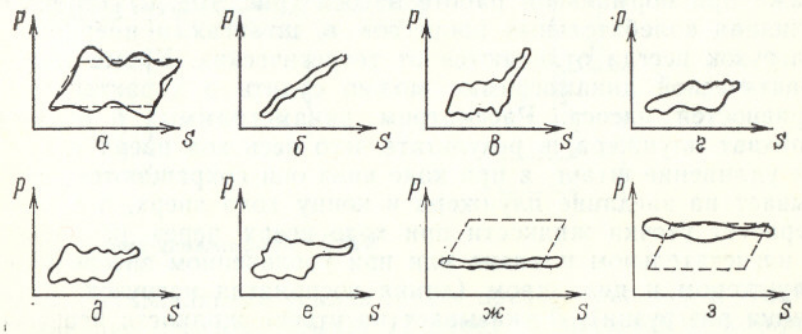


Рис. 103. Теоретическая динамограмма

Рис. 104. Типы динамограмм



угольной системе координат (рис. 103). По оси абсцисс откладывается расстояние s точки подвески штанг от произвольно выбранной точки начала отсчета (например, от верхней плоскости устьевого фланца), а по оси ординат — нагрузка на штанги P.

При ходе плунжера вниз растягивающее усилие P_1 в точке подвески равно собственному весу штанг $P_{шт}$ за минусом сил трения $P_{тр}$ в паре плунжер — цилиндр и штанг о трубы. При ходе вверх на штанги действует дополнительная нагрузка от веса столба жидкости в насосно-компрессорных трубах. Первое время колонна штанг под действием веса столба жидкости будет удлиняться и растягивающее усилие в точке подвески будет постепенно возрастать, пока не достигнет P_2 (участок $АБ$). Точка $Б$ соответствует моменту открытия всасывающего клапана насоса. С этого момента до достижения верхней мертвой точки нагрузка на полированный шток будет оставаться постоянной и равной P_2 (участок $БВ$).

В начальной стадии хода штока вниз (участок $ВГ$) растягивающее усилие будет плавно снижаться, пока не произойдет сокращение длины штанг и удлинение колонны труб, а в последующем (после открытия нагнетательного клапана) до нижней мертвой точки будет оставаться постоянным и равным P_1. В интервале $ВГ$ (ход вниз) со штанг снимается вес

столба жидкости и в точке *Г* происходит открытие нагнетательного клапана. В интервале *ГА* (продолжение хода вниз) нагрузка на штанги минимальна и равна P_1. Расстояние $БВ = s_{шт}$ характеризует длину хода полированного штока; расстояние $БВ = s_{пл}$ соответствует ходу плунжера, отрезок *бБ* характеризует деформацию штанг и труб.

Теоретическую динамограмму можно построить расчетным путем по данным о весе штанг, глубине скважины, плотности извлекаемой жидкости и силах трения.

Определение неисправностей скважинного насоса по динамограмме. Фактические динамограммы даже при нормальной работе насоса (рис. 104, *а*) вследствие влияния колебательных процессов в штангах и инерционных нагрузок всегда отличаются от теоретических. Кроме того, по фактической динамограмме можно судить о характере неисправностей насоса. Рассмотрим динамограммы: *б* отражает прихват плунжера, в результате чего весь ход вверх тратится на удлинение штанг, а при ходе вниз они сокращаются; *в* указывает на заедание плунжера к концу хода вверх, а *г* характеризует утечки жидкости при ходе вверх через неплотности в нагнетательном клапане или при увеличенном зазоре между плунжером и цилиндром (линия восприятия нагрузок положе линии разгрузки); *д* указывает на утечки жидкости через всасывающий клапан при ходе вниз (линия разгрузки положе линии нагрузки), а *е* — на наличие в насосе свободного газа. При ходе вниз штанги некоторое время испытывают почти ту же нагрузку, что и при ходе вверх (имеется некоторая разница за счет сил трения). Это означает, что нагнетательный клапан закрыт и на плунжер продолжает действовать вес столба жидкости в трубах. При сжатии газа в насосе до давления, равного давлению столба жидкости, нагнетательный клапан открывается и нагрузка от столба жидкости передается на трубы. Штанги же при этом разгружаются.

Динамограмма *ж* характеризует полный выход из строя нагнетательного клапана, а динамограмма *з* — выход из строя всасывающего клапана.

Гидравлический динамограф ГДМ-3. Фактические динамограммы строят с помощью динамографов механического, электрического и гидравлического типов.

Динамограф механического типа ГДМ-3 (рис. 105) состоит из двух основных узлов: измерительного и регистрирующего. В измерительный узел входят: мессдоза *11*, представляющая собой полость *10*, заполненную спиртом и перекрытую металлической или резиновой мембраной, на которую опирается поршень *9*; геликоидальная трубчатая пружина *7*, соединенная с мессдозой капилляром *8*, и рычаг *12*. Измерительный узел вставляется между траверсами подвески штанг таким образом,

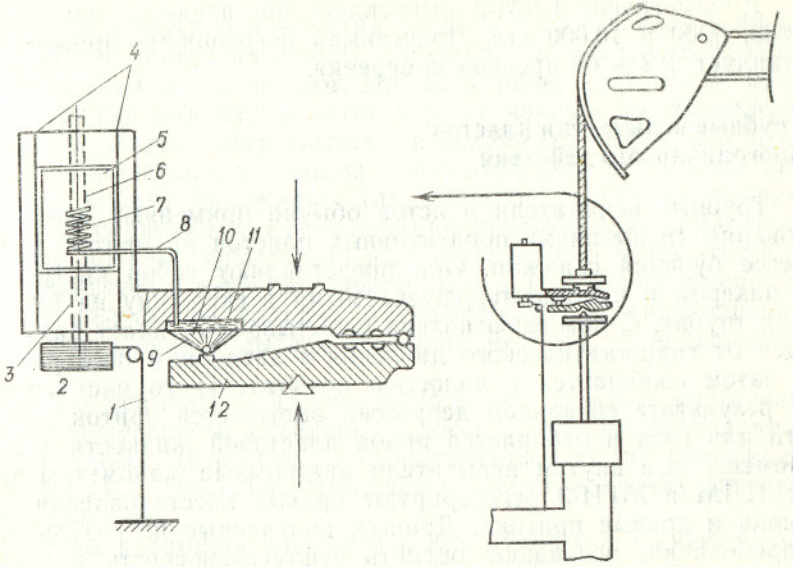


Рис. 105. Схема динамографа ГДМ-3

чтобы растягивающие усилия штанг преобразовались в усилия, сжимающие мессдозу (рычаг *12* давит на поршень *9*, который в свою очередь давит на мембрану). Регистрирующий узел состоит из ходового винта *3*, столика-самописца *5*, шкива *2* и пера *6*, прикрепленного к геликоидальной пружине *7*.

Создаваемое нажатием поршня давление жидкости в полости мессдозы, капилляре и геликоидальной пружине приводит к раскручиванию последней на угол, величина которого прямо пропорциональна растягивающему усилию на штанги. Во время раскручивания перо *6* чертит на диаграммном бланке, присоединенном к столику самописца *5*, линию нагрузки. Динамограф вместе со штангами совершает движение вверх и вниз. При ходе вверх нить *1*, прикрепленная к неподвижной части устьевого оборудования, свивается со шкива *2*, заставляя его вращаться вместе с ходовым винтом *3*. При этом ходовая гайка (на чертеже не показана) вместе со столиком самописца, к которому она жестко прикреплена, движется вместе с последним вверх по направляющим *4*. В полости винта *3* предусмотрена возвратная спиральная пружина (на чертеже не показана), которая при ходе вверх заводится, а при ходе вниз раскручивается, возвращая столик в начальное положение. Во время перемещения столика перо записывает на нем движение полированного штока в определенном масштабе. Масштаб записи зависит от диаметра шкива *2*. В комплекте динамографа имеются сменные шкивы для масштабов 1 : 15, 1 : 30 и 1 : 45.

Динамографы ГДМ-3 выпускают на пределы измерений: 4000, 8000 и 10 000 кгс. Допустимая погрешность прибора составляет ±2 % от предела измерения.

Трубные испытатели пластов многоциклового действия

Трубные испытатели пластов обычно применяют для опробования (испытания) продуктивных пластов на приток в процессе бурения скважин. Они представляют собой инструмент с пакером и клапанами, спускаемыми в скважину на бурильных трубах. С помощью пакера испытываемый пласт разобщается от гидростатического давления в затрубном пространстве и затем сообщается с полостью испытательного инструмента. В результате созданной депрессии вызывается приток жидкости или газа и отбирается проба пластовой жидкости (газа). Помещенные внутри испытателя автономные манометры типа МГИ-1М и МГИ-3 регистрируют кривые восстановления давления и кривые притока. Данные, полученные по результатам опробования, позволяют оценить нефтегазоносность пласта и сделать заключение о целесообразности проведения работ по заканчиванию скважины. Эти испытания, таким образом, помогают уменьшить дополнительные затраты, связанные с обустройством «сухих» скважин, не дающих промышленного притока нефти или газа.

Трубные испытатели пластов успешно применяются для исследования добывающих скважин. Современные конструкции испытателей пластов двух- и многоциклового действия КИИ-2М-95; МИГ-95 и КИОД-110 представляют собой комплексы инструментов, в состав которых входит четыре скважинных манометра и один проточный пробоотборник.

Многоцикловый испытательный комплекс КИОД-110, предназначенный для исследования добывающих скважин, спускается на насосно-компрессорных трубах с помощью подъемников типа А-50 или «Бакинец-4М». В зависимости от цели исследования комплекс имеет разные компоновки. В основную входят три глубинных манометра, устанавливаемые над испытателем пластов и в фильтре. Между пакером и испытателем устанавливается пробоотборник ПО-110, имеющий автономный привод открытия пробоотборной камеры в период вызова притока.

Двухпакерную компоновку применяют в том случае, когда в скважине вскрыто два пласта, а упрощенную используют для исследования скважин с одним продуктивным пластом с целью проверки герметичности цементного моста между интервалами перфорации.

Управление испытателем пластов осуществляется с устья путем вертикального перемещения труб. После установки пакера

и открытия впускного клапана создается депрессия и в трубы вызывается приток жидкости. Для закрытия впускного клапана трубы несколько поднимают. При этом пакер остается на месте и глубинные манометры регистрируют кривую восстановления давления. Затем пакер срывают и поднимают трубы. По числу труб, заполненных жидкостью, можно судить об объеме притока и дебите скважины. Для открытия сливного клапана в трубы сбрасывают металлический пруток (лом). При дальнейшем подъеме испытателя жидкость из труб через этот клапан сливается в затрубное пространство. С помощью специального перепускного клапана и компрессора, устанавливаемого на устье, можно испытать скважину методом установившихся отборов.

Часто испытатель пластов используют с целью увеличения производительности скважин. В этом случае создаются кратковременные депрессии, способствующие более интенсивной очистке забоя от глинистых частиц, песка и прочих взвешенных примесей.

Пробы пластовой жидкости и газа отбирают пробоотборником, имеющим камеру вместимостью 1000 см^3 и гидропривод, с помощью которого она открывается. После открытия впускного клапана испытателя шток гидропривода под действием перепада давления перемещает гильзы корпуса, обеспечивая проход пластовой жидкости в камеру. После выравнивания давлений гильзы возвращаются под действием пружин в исходное положение, отсекая пробу от внешней среды.

10. ПРИБОРЫ И АППАРАТУРА ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ПЛАСТОВЫХ ЖИДКОСТЕЙ И КЕРНОВ

Глубинные пробоотборники

Пробы пластовых жидкостей и газов отбирают с помощью глубинных пробоотборников проточного и непроточного типов, спускаемых в скважину на проволоке с помощью установок Азинмаш-8А. Эти приборы состоят из приемной камеры с клапанами для герметизации пробы и автономного привода, служащего для закрытия и открытия клапанов. В проточных пробоотборниках клапаны во время спуска прибора открыты, в непроточных — закрыты. На заданной глубине у первых клапаны закрываются, у вторых — открываются и закрываются.

Пробоотборники проточного типа применяют в основном для отбора проб в фонтанных скважинах при сравнительно небольших вязкостях нефти и высоких дебитах, когда имеется уверенность, что после спуска прибора на заданную глубину произойдет полное замещение приемной камеры плас-

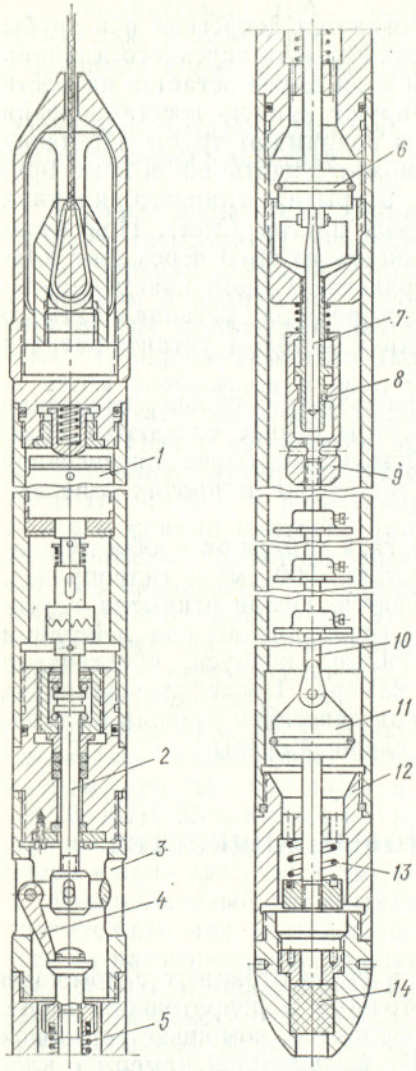


Рис. 106. Конструкция глубинного пробоотборника ПД-2М:

1 — часовой привод; *2* — уплотненный валик; *3* — выходные окна; *4* — стопорный рычаг; *5* — пружина верхнего клапана; *6* — верхний клапан; *7* — игла; *8* — шарик; *9* — втулка шарикового затвора; *10* — тяга; *11* — нижний клапан; *12* — седло; *13* — пружина нижнего клапана; *14* — фильтр входного отверстия

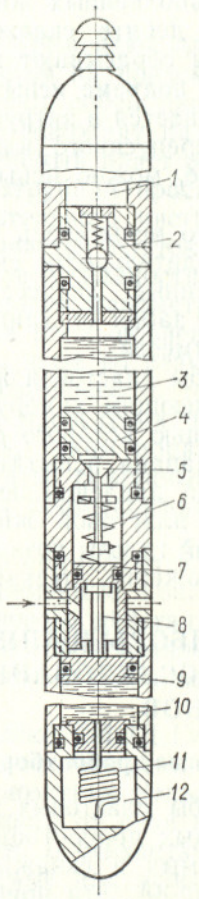


Рис. 107. Схема глубинного пробоотборника ВПП-300

товой жидкостью. Конструкции пробоотборников такого типа различаются в основном принципом действия управляющего устройства: в одних закрытие клапанов осуществляется ударом груза, сбрасываемого в скважину по проволоке (пробоотборник ПРИЗ-1), в других — при поднятии прибора за счет поворота рычагов о стыки муфт подъемных труб (пробоотборник Кондратьева). В наиболее распространенной конструкции типа ПД-2М клапаны закрываются с помощью усиленного часового привода, в пробоотборнике ПГ-1000 — с помощью реле, срабатывающего во время подъема прибора на 20—30 м.

Конструкция пробоотборника ПД-2М показана на рис. 106. Во время спуска в скважину верхний *6* и нижний *11* клапаны открыты и приемная камера промывается встречным потоком жидкости, проходящей через фильтр *14*. На заданной глубине пробоотборник останавливают на время, достаточное для заполнения приемной камеры пластовой жидкостью, после чего срабатывает стопорный рычаг *4* и клапаны под действием пружин *5* и *13* закрывается. Таким образом проба, отобранная при пластовом давлении и температуре, отсекается от внешней среды. Во время подъема пробоотборника давление в приемной камере вследствие уменьшения температуры падает, но это происходит менее интенсивно, чем уменьшение внешнего давления. Поэтому разность давлений, действующих на клапаны, все время увеличивается, что способствует более надежной герметизации отобранной пробы.

Для перевода отобранной пробы из пробоотборника в контейнер или исследовательскую аппаратуру применяют специальные переводники, которые навинчиваются на корпус пробоотборника.

Пробоотборники непроточного типа (ВПП-300 и ПВП-5) рекомендуется применять в скважинах, где происходит интенсивное выделение парафина, в нефонтанирующих скважинах, а также при большой вязкости нефти. Приемная камера этих приборов во время спуска закрыта. Пробы на заданной глубине отбираются при последовательном открытии и закрытии клапана. Пробоотборники этого типа различаются по принципу управления клапаном и способу заполнения приемной камеры.

Глубинный пробоотборник ВПП-300 (рис. 107) состоит из пьезопривода с реле времени, клапанов, приемной камеры и балластной камеры, в которую перетекает масло из основной камеры.

Балластная *1* и пробоотборная *3* камеры разделены переходником *2* с клапаном. Пробоотборная камера и камера пьезопровода *10* перед спуском прибора в скважину заполняются маслом. В основной камере смонтирован разделительный поршень *4*, а ниже его — клапан *5*. Полость под клапаном *5*

изолирована от внешней среды уплотнительными кольцами форклапана *7*, который представляет собой полый цилиндр. Торец форклапана связан с пружиной *6*, а внутри его находится хвостовик *8* поршня пьезопривода. При спуске прибора в скважину давление окружающей среды воздействует на поршень *9* пьезопривода. Под действием этого давления поршень с хвостовиком перемещается вниз, вытесняя масло из камеры под ним в камеру *12*. Скорость движения поршня определяется гидравлическим сопротивлением капилляра *11*.

После спуска прибора на заданную глубину выступающая часть хвостовика соприкасается с торцем форклапана *7* и перемещает его вниз. После того как уплотнительные кольца форклапана выйдут из посадочного места в переходнике, нефть через отверстия начнет заполнять приемную камеру, вытесняя поршнем *4* масло в балластную камеру. В конце хода разделительного поршня, когда камера *3* заполнится отобранной пробой, необходимо закрыть клапан *5*. Эту функцию выполняет пружина *6*, скользящая по штанге клапана *5*. В конце хода пружина начинает тянуть вниз буртик клапана *5* и закрывает его, отсекая отобранную пробу от окружающей среды. Во время подъема прибора под действием перепада давления клапан прижимается к седлу, обеспечивая надежную герметизацию пробы. В комплект пробоотборника входят три приемные камеры вместимостью 300 см³, а также три гидравлических реле времени с капиллярами, обеспечивающими разное время срабатывания в отношении 1,5 : 3,5.

Основные технические данные глубинных пробоотборников приведены в табл. 41.

Перевод проб пластовой жидкости в контейнеры. Схема перевода пробы из пробоотборника в контейнер приведена на рис. 108. Корпус пробоотборника *2* устанавливается в зажимные качалки *3*, предназначенные для перемешивания пробы в приемной камере прибора. На верхний и нижний

Таблица 41

Показатель	Тип пробоотборника			
	ПДМ-2М	ВПП-300	ПГ-1000	ПВП-5
Объем пробоотборной камеры, см³	800	300	400	400
Рабочее давление, МПа	30	30	100	30
Рабочая температура, °С	80	100	200	150
Габаритные размеры, мм:				
длина	2240	1800	2000	1240
диаметр	36	38	38	36
Масса, кг	10	9	9,5	5,2

концы корпуса приемной камеры навинчивают переводники *1* и *5*. Нижний переводник *5* соединяется трубкой с измерительным прессом *7* (или ручным насосом), а верхний *1* с контейнером *9*, имеющим разделительный поршень *8*. Полость пресса сообщается с переводником, в результате чего контейнер заполняется рабочей жидкостью (масло, глицерин и др.). Открыв вентиль переводника *5*, заполняют его полость рабочей жидкостью, вытесняя находящийся в ней воздух. Затем закрыв вентиль *4*, продолжают повышать давление до момента открытия клапана пробоотборника. Этот момент отмечается по манометру *6*, стрелка которого делает небольшой скачок вниз. Перед началом перевода пробы толкателем верхнего переводника открывают верхний клапан пробоотборника. Нефть из приемной камеры выжимается прессом и поступает в контейнер. Под действием давления нефти разделительный поршень контейнера опускается вниз, в результате чего рабочая жидкость вытесняется в емкость *10*. Давление в системе в процессе перевода пробы должно быть постоянным, равным пластовому или несколько выше. Давление открытия нижнего клапана пробоотборника является первым показателем качества отбора пробы. Если это давление с учетом разности температур окажется меньше, чем измеренное на глубине отбора, проба не может считаться пригодной для исследования. Некачественный отбор пробы возможен либо вследствие преждевременного закрытия клапана на глубине, меньшей заданной, либо вследствие их негерметичности клапанов, что приводит к падению давления внутри приемной камеры во время извлечения прибора из скважины.

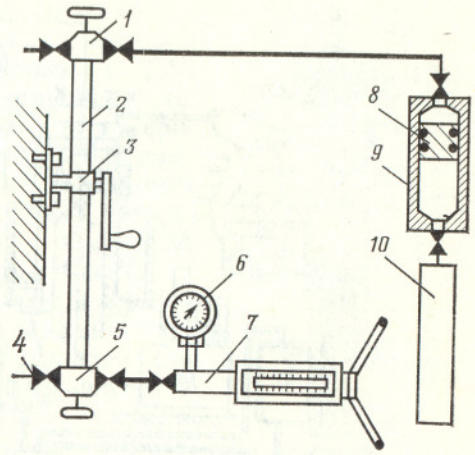


Рис. 108. Схема перевода пробы

Установка для исследования пластовых нефтей АСМ-300М

Для определения свойств пластовых нефтей при различных давлениях и температурах используют комплект приборов, состоящий из измерительного пресса, термостата, вискозиметра высокого давления и различных вспомогательных устройств. По данным исследования определяют давление насыщения и

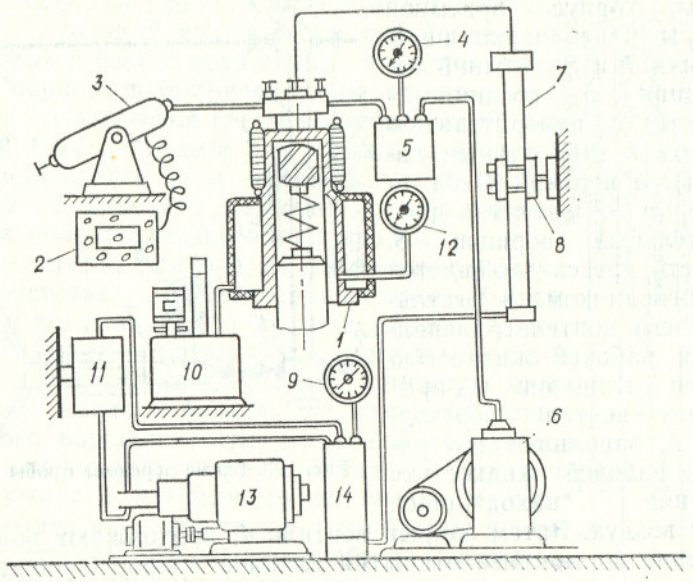


Рис. 109. Схема установки АСМ-300М:

1 — измерительный пресс; *2* — вторичный прибор вискозиметра; *3* — вискозиметр; ВВДУ-01; *4* — вакуумметр; *5* — ловушка; *6* — вакуумнасос; *7* — пробоотборник; *8* — качалка; *9*, *12* — манометры; *10* — термостат; *11* — напорный бачок; *13* — насос жидкостной; *14* — промежуточная емкость

коэффициент сжимаемости нефти в пластовых условиях, газосодержание, плотность, объемный коэффициент и усадку нефти, коэффициент растворимости газа в нефти.

На установке АСМ-300М (рис. 109) проба нефти из пробоотборника переводится в измерительный пресс (бомбу PVT) с помощью насоса, который нагнетает масло из бачка в верхнюю часть промежуточной емкости, заполненную соленой водой. Затем она попадает в измерительный пресс, плунжер которого перемещается со скоростью, равной скорости вытеснения пробы нефти. Для определения вязкости нефти эту пробу вытесняют в вискозиметр. В процессе перевода пробы нефть перемешивается за счет качания самого пробоотборника и с помощью специальной мешалки, установленной в цилиндре измерительного пресса. Установка снабжена блоком автоматики, обеспечивающим запуск насоса, качалки и мешалки, а также электродвигателя для перемещения плунжера.

После перевода пробы в измерительный пресс и нагрева ее до определенной температуры с помощью термостата, проводят опыты, состоящие в изменении объема и давления нефти за счет перемещения плунжера. Давление снижают ступенями до выделения некоторого количества газа. По графику зависимости

приращения объема нефти от давления определяют давление насыщения, соответствующее точке перелома кривой p (V), находят коэффициент сжимаемости и др. Объем газонефтяной смеси внутри измерительного пресса измеряют по шкале и лимбу с точностью до 0,02 см³. Полезный объем пресса установки АСМ-300М составляет 200 см³, максимальное давление 30 МПа, рабочая температура до 100 °С.

Вискозиметр высокого давления. Вискозиметр высокого давления унифицированный (ВВДУ) предназначен для определения вязкости пластовых нефтей и вод при давлении до 50 МПа и температуре до 80 °С. Вязкость жидкости определяют по времени падения шарика внутри трубки, заполненной нефтью или водой.

Динамическую вязкость жидкости рассчитывают по формуле

$$\mu = t(\rho_ш - \rho_ж)K,$$

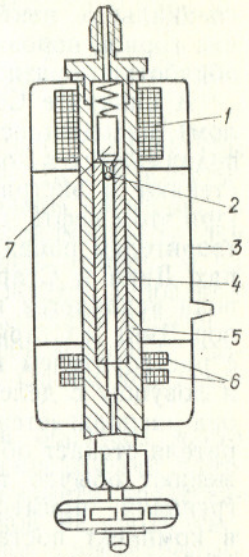


Рис. 110. Вискозиметр ВВДУ-01

где t — время падения шарика; $\rho_ш$ и $\rho_ж$ — плотность соответственно шарика и жидкости; K — постоянная прибора, определяемая при его индивидуальной калибровке на жидкости с известной вязкостью при различных углах наклона корпуса прибора.

Вискозиметр (рис. 110) состоит из корпуса *5*, помещенного в термостат *3*, который имеет возможность поворачиваться в опорах, относительно горизонтальной оси. Внутри корпуса установлена немагнитная трубка *4* с металлическим шариком *2*. Снаружи корпуса помещены две катушки: верхняя соленоидная *1* образует с сердечником *7* электромагнит, удерживающий шарик; нижняя индуктивная *6* соединена через усилитель с электрическим секундомером. При включении секундомера автоматически отключается верхний электромагнит и шарик начинает свободное падение. Попадая в поле индукционных катушек, он наводит электродвижущуюся силу, под действием которой срабатывает реле, разрывающее электрическую цепь секундомера.

Приборы для определения нефтенасыщенности и связанной воды

Для определения водо- и нефтенасыщенности горных пород используют стеклянную аппаратуру, называемую обычно по имени ее создателей (Сокслет, Дин и Старк, Закс), а также

специальные центрифуги. Содержание нефти и воды в образцах горной породы определяют путем их экстрагирования, т. е. обработки образцов различными растворителями.

В аппарате Сокслета растворитель (смесь спирта с бензолом), находящийся в колбе, нагревается до кипения и его пары поднимаются в холодильник, в котором они конденсируются и стекают в экстрактор, заливая помещенный образец породы. При этом нефть и битум, содержащиеся в образце, вместе с растворителем попадают вновь в колбу, где и остаются. В приборах Дина и Старка и Закса во время кипения растворителя вода испаряется из образца, помещенного либо в колбу (прибор Дина и Старка), либо в воронку (прибор Закса), и вместе с растворителем конденсируется в холодильнике, стекая затем в ловушку с делениями. Так как вода тяжелее растворителей, она располагается в нижней части ловушки, избыток же растворителя стекает обратно в колбу. В качестве растворителей применяют обычно толуол с точкой кипения 110 °С. Для их нагревания применяют специальные электропечи, входящие в комплект поставки аппаратуры. Количество содержащейся в образце нефти и воды определяют по массе образца до и после экстрагирования и по объему воды в ловушке, выделившейся из керна. Процесс экстрагирования с подогревом длится довольно долго (от нескольких часов до нескольких суток). Быстро и просто остаточная водонасыщенность определяется методом центрифугирования. Для этого используют центрифуги с частотой вращения до 15 000 об/мин. Образцы помещают в камеру, которую закрепляют на валу электродвигателя. Под действием центробежных сил вода и нефть вместе с подаваемым в камеру растворителем вытекают в ловушку. Время полного экстрагирования образца составляет 30—40 мин.

Приборы для определения пористости и проницаемости горных пород

Существует много различных методов и приборов для оценки коэффициента пористости. Одним из наиболее распространенных является метод определения открытой пористости путем насыщения образцов жидкостью (обычно керосином) и взвешивания их на точных (аналитических) весах. Если масса сухого образца G_1, масса образца, насыщенного керосином, G_2, то объем пор в образце

$$V_{\text{пор}} = (G_2 - G_1)/\rho_к,$$

где $\rho_к$ — плотность керосина.

Объем всего образца определяют после его взвешивания в керосине по формуле

$$V_{\text{обр}} = (G_2 - G_3)/\rho_к,$$

где G_3 — масса насыщенного образца, помещенного в керосин.

Коэффициент открытой пористости

$$m = V_{\text{пор}}/V_{\text{обр}} = (G_2 - G_1)/(G_2 - G_3).$$

В комплекте керновой модернизированной аппаратуры АКМ-2М для этой цели имеются порозиметр ПК-2 и вакуумная установка ВУ-3, с помощью которых образцы насыщаются керосином. Порозиметр представляет собой стеклянную трубку с делениями, которая имеет на верхнем конце камеру, а на нижнем — стакан для образца. Камера заполняется керосином до определенного уровня. Затем в стакан помещается насыщенный керосином образец и определяется уровень керосина. Разность уровней соответствует объему образца. Объем пор находится методом взвешивания.

Для определения абсолютной пористости образцов часто пользуются пикнометрами — приборами для определения плотности газов, жидкостей и твердых тел. Пикнометр представляет собой сосуд небольшого объема с меткой на горловине, действие которого основано на взвешивании его с исследуемым телом известного объема.

Широко распространены различные конструкции газовых порозиметров, действие которых основано на использовании закона Бойля — Мариотта. Если в емкость объемом V, заполненную газом при давлении p, поместить образец горной породы, то давление газа изменится на Δp, пропорционально объему твердой части образца $\Delta V_т$. Откуда

$$\Delta V_т = \Delta p V/(p + \Delta p).$$

Проницаемость горных пород определяют по зависимости скорости фильтрации жидкости или газа от перепада давления на данном образце. В комплект аппаратуры АКМ входит прибор ГК-5, предназначенный для определения абсолютной проницаемости горных пород при фильтрации газа (газопроницаемость). Прибор состоит из кернодержателя, манометра и расходомера. Сжатый газ от баллона поступает через фильтр в кернодержатель, в котором находится образец горной породы. Измеряя давление газа до и после образца и его расход, на выходе из кернодержателя по закону Дарси определяют коэффициент проницаемости для разных пород. Постоянство расхода газа обеспечивается редуктором. В комплект прибора входит также хлоркальциевая трубка, предназначенная для очистки газа от водяных паров.

Кроме приборов, работающих по принципу постоянства расхода, применяют приборы, позволяющие определить проницаемость при нестационарной фильтрации газа. Для этого образец в кернодержателе соединяется со стеклянной трубкой, опущен-

ной под уровень воды в сосуде. При создании под керном разряжения уровень воды в трубке поднимается на некоторую высоту. После закрытия вентиля воздух над керном будет фильтроваться через него под действием переменного разряжения, зависящего от высоты столба жидкости в трубке. Для данного образца горной породы проницаемость будет характеризоваться скоростью перемещения уровня жидкости в трубке, т. е. временем опускания уровня в заданном интервале.

Установка УИПК-1М для определения проницаемости

Проницаемость горных пород зависит от многих факторов, а для данной породы во многом от горного давления и температуры. Для исследования проницаемости горных пород в пластовых условиях применяют специальную установку УИПК-1М, принципиальная схема которой приведена на рис. 111.

Установка состоит из двух измерительных прессов *1* и *2*, обеспечивающих постоянную фильтрацию жидкости или газа через образец горной породы, установленный в термостатируемом кернодержателе *7*; контейнера двойного действия *13*, предназначенного для разделения рабочей и фильтрующейся жидкостей; ручного пресса *3* для создания горного давления на керне (обжима керна) и давления в линии фильтрации; вспомогательного оборудования (бачки *4*, баллон со сжатым газом *9*, фильтры *6* и *12* и др.). Давления измеряют с помощью манометров *5* и дифманометра *8*. Расход жидкости определяют по скорости перемещения плунжеров прессов. Привод прессов осуществляется с помощью электродвигателя *14*, вал которого через червячный редуктор *15* и фрикционный вариатор *16* соединен с планетарным редуктором *17* и далее с помощью шестерен *18* с валами прессов. Планетарный редуктор обеспечивает ступенчатое изменение частоты вращения валов прессов (в 10, 100 и 1000 раз). Для плавной регулировки частоты вращения на каждой ступени служит фрикционный вариатор.

Перед началом исследования установка заполняется фильтрующейся жидкостью или газом, а керн обжимается заданным горным давлением с помощью ручного пресса. При движении плунжера одного из прессов с постоянной скоростью в системе, заполненной рабочей жидкостью (маслом), создается давление, которое через поршень контейнера передается фильтрующейся жидкости. Под действием перепада давлений на кернодержателе жидкость движется через образец и поступает во второй пресс, если установка работает с противодавлением, или в атмосферу. Плунжер второго пресса кинематически связан с плунжером первого и перемещается в противоположную сторону с той же скоростью. Таким образом, наличие двух

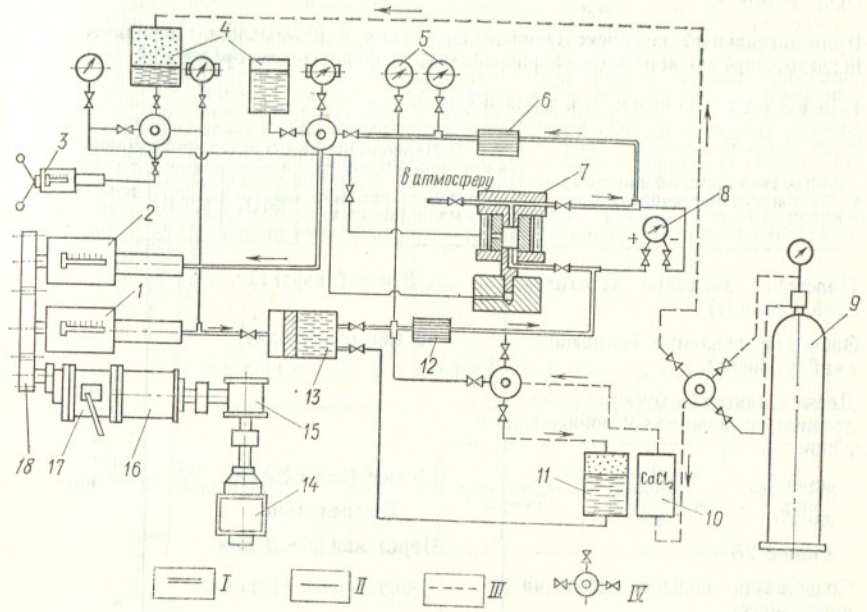


Рис. 111. Принципиальная схема установки УИПК-1М.
Линии: *I* — фильтрации; *II* — подводящие; *III* — газовые; *IV* — манифольды

прессов обеспечивает возможность создания любых перепадов давления на образце.

Если исследуется газопроницаемость керна, сжатый газ поступает в коммуникации системы из баллона через осушитель *10*. Этот газ можно использовать не только для исследования газопроницаемости горных пород. Он служит также для создания добавочного давления на рабочую жидкость, что улучшает степень заполнения измерительного пресса и всей системы коммуникаций, а также для создания давления над исследуемой жидкостью в бачке *11*, благодаря чему последняя может перемещаться в контейнер.

Установка УИПК-1М позволяет определить абсолютную и фазовую проницаемости при давлениях до 30 МПа, температурах до 80 °С и горном давлении до 60 МПа. Эти условия проведения исследований обеспечиваются конструкцией кернодержателя. Керн, представляющий собой цилиндр диаметром 30 мм и высотой 50 мм, вставляется в резиновую манжету, которая сжимает его под действием давления, создаваемого ручным прессом. Снаружи корпус кернодержателя закрыт кожухом с термоизоляцией. В кожухе имеются два штуцера для присоединения шлангов термостата, по которым подается горячая вода. Контроль температуры выходящих сред осуществляется с помощью ртутного термометра, помещенного в гильзу.

Приложение 1

Принципиальный комплекс гидродинамических и промыслово-геофизических исследований по контролю за разработкой нефтяных месторождений

I. Действующие скважины

Контролируемый параметр и вид исследований	Периодичность исследований скважин				
	фонтанных	газлифтных	ЭЦН	ШСН	водонагнетательных
Пластовое давление (статический уровень)	3 мес (квартал)				—
Забойное давление (динамический уровень)	6 мес (полугодие)				—
Дебит жидкости и буферное давление на скважинах с дебитом, т/скв:					То же в зависимости от расхода воды
до 5	0,5 мес (две недели)				
до 25	Еженедельно				
свыше 25	Через каждые 3 дня				
Содержание воды в нефти на скважинах:					
безводных и высокообводненных (90 %)	0,5 мес (две недели)				—
низко и среднеобводненных (2—90 %)	Еженедельно				—
Построение индикаторных диаграмм (метод установившихся отборов)	2 года		—	—	—
Регистрация к. в. д. и падения	2 года				
Построение профилей притока (поглощения)	1 год		—	1 год	6 мес
Определение интервалов обводнения пластов, вскрытых перфорацией	1 год		—	1 год	—
Отбор проб жидкости и химический анализ попутной воды	3 мес (квартал)				—
Газовый фактор:					
нормальный	1 год				—
повышенный	1 мес				—
Отбор проб закачиваемой воды	—				Один раз в смену

Примечания. 1. При проведении на скважинах геолого-технологических мероприятий (ГТМ) и ремонтных работ исследования проводят до и после этих операций. 2. При ГТМ, связанных со сменой оборудования и (или) изменением режима эксплуатации, определяют пластовое и забойное давление (статический и динамический уровни),

дебит и буферное давление, обводненность продукции, газовый фактор, а также профиль поглощения нагнетательных скважин. После проведения ГТМ (ремонта) дополнительно строят профиль притока и определяют интервалы обводнения пластов, вскрытых перфорацией. 3. При ГТМ, связанных с изменением состояния призабойной зоны, кроме перечисленных в п. 2 исследований, регистрируют к. в. д. (уровня) и строят индикаторные диаграммы. Профили притока и поглощения жидкости, интервалы обводнения определяют до и после проведения ГТМ. Дополнительно измеряют пластовую температуру до и после ГТМ. 4. Если изменение состояния призабойной зоны связано с изоляцией приобщением пластов, кроме исследований по п. 3, дополнительно отбирают пробы продукции скважин для химического анализа попутной воды и глубинные пробы — для физико-химического анализа нефти. 5. При переводе скважин из добывающих в нагнетательные на них до перевода проводится комплекс исследований, указанных в п. 3, а после перевода определяют только пластовое и забойное давления, строят профиль поглощения и индикаторные диаграммы, а также регистрируют кривую падения давления.

II. Бездействующие и водозаборные скважины

Контролируемый параметр и вид исследования	Периодичность исследований скважин		
	пьезометрических	наблюдательных и опорной сети	водозаборных
Пластовое давление (статический уровень)	3 мес (квартал)		6 мес
Пластовая температура	—	6 мес	—
Нефтенасыщенность и положение ВНК	—	6 мес	—
Нефтенасыщенность и положение ГНК	—	6 мес	—
Отбор проб для химического анализа попутной воды	3 мес	—	3 мес
Отбор проб для физико-химического анализа нефти	—	1 год	—

Примечания. 1. На водозаборных скважинах определяют также дебит воды с периодичностью от 3 дней для высокодебитных скважин (более 25 т/сут) до 0,5 мес — для низкодебитных скважин (до 5 т/сут). 2. При переводе добывающих скважин в пьезометрические на них до перевода проводится комплекс исследований, указанный для действующих скважин, а после перевода определяют только пластовое давление (статический уровень). Кроме того, до и после перевода отбирают пробы жидкости для химического анализа попутной воды.

III. Прочие категории и виды скважин

1. По вновь вводимым из бурения скважинам проводят все виды исследований, предусмотренных настоящим комплексом для действующих и бездействующих скважин.

2. Разведочные скважины, вводимые в опытную эксплуатацию, исследуют по специальному плану.

3. В добывающих, нагнетательных и наблюдательных скважинах месторождений, где применяют тепловые и другие методы повышения нефтеотдачи пластов, определение пластовой температуры проводят по специальной программе.

x	$-\mathrm{Ei}(-x)$	x	$-\mathrm{Ei}(-x)$	x	$-\mathrm{Ei}(-x)$	x	$-\mathrm{Ei}(-x)$
0,0001	8,6332	0,270	0,9849	0,800	0,3106	1,60	0,0863
0,005	7,0241	0,280	0,9573	0,810	0,3050	1,70	0,0746
0,001	6,3315	0,290	0,9309	0,820	0,2996	1,80	0,06471
0,002	5,6393	0,300	0,9057	0,830	0,2943	1,90	0,05620
0,003	5,2349	0,310	0,8815	0,840	0,2891	2,0	0,04990
0,004	4,9482	0,320	0,8583	0,850	0,2840	2,10	0,04261
0,005	4,7260	0,330	0,8361	0,860	0,2790	2,20	0,03719
0,010	4,0379	0,340	0,8147	0,870	0,2742	2,30	0,03250
0,015	3,6374	0,350	0,7942	0,880	0,2694	2,40	0,02844
0,020	3,3547	0,360	0,7745	0,890	0,2647	2,50	0,02491
0,025	3,1365	0,370	0,7554	0,900	0,2602	2,60	0,02185
0,030	2,9591	0,380	0,7371	0,910	0,2557	2,70	0,01918
0,035	2,8098	0,390	0,7194	0,920	0,2513	2,80	0,01685
0,040	2,6812	0,400	0,7024	0,930	0,2470	2,90	0,01482
0,045	2,5683	0,410	0,6859	0,940	0,2428	3,00	0,01305
0,050	2,4678	0,420	0,6700	0,950	0,2387	3,05	0,01224
0,055	2,3774	0,430	0,6546	0,960	0,2347	3,10	0,01149
0,060	2,2953	0,440	0,6397	0,970	0,2307	3,15	0,01079
0,065	2,2201	0,450	0,6253	0,980	0,2269	3,20	0,01013
0,070	2,1508	0,460	0,6114	0,990	0,2231	3,25	$0,0^{2}9516$
0,075	2,0866	0,470	0,5979	1,00	0,2194	3,30	$0,0^{2}8939$
0,080	2,0269	0,480	0,5848	1,01	0,2157	3,35	$0,0^{2}8398$
0,085	1,9711	0,490	0,5721	1,02	0,2122	3,40	$0,0^{2}7891$
0,090	1,9187	0,500	0,5598	1,03	0,2087	3,45	$0,0^{2}7416$
0,095	1,8694	0,510	0,5478	1,04	0,2052	3,50	$0,0^{2}6970$
0,100	1,8229	0,520	0,5362	1,05	0,2019	3,55	$0,0^{2}6552$
0,105	1,7788	0,530	0,5250	1,06	0,1986	3,60	$0,0^{3}6160$
0,110	1,7371	0,540	0,5140	1,07	0,1953	3,65	$0,0^{2}5793$
0,115	1,6973	0,550	0,5034	1,08	0,1922	3,70	$0,0^{2}5448$
0,120	1,6595	0,560	0,4930	1,09	0,1890	3,75	$0,0^{2}5124$
0,125	1,6234	0,570	0,4830	1,10	0,1860	3,80	$0,0^{2}4820$
0,130	1,5888	0,580	0,4732	1,11	0,1830	3,85	$0,0^{2}4535$
0,135	1,5558	0,590	0,4636	1,12	0,1800	3,90	$0,0^{2}4267$
0,140	1,5241	0,600	0,4544	1,13	0,1772	3,95	$0,0^{2}4016$
0,145	1,4937	0,610	0,4453	1,14	0,1743	4,00	$0,0^{2}3779$
0,150	1,4644	0,620	0,4366	1,15	0,1715	4,05	$0,0^{2}3557$
0,155	1,4363	0,630	0,4280	1,16	0,1688	4,10	$0,0^{2}3349$
0,160	1,4091	0,640	0,4197	1,17	0,1661	4,15	$0,0^{2}3153$
0,165	1,3830	0,650	0,4115	1,18	0,1635	4,20	$0,0^{2}2969$
0,170	1,3577	0,660	0,4036	1,19	0,1609	4,25	$0,0^{2}2796$
0,175	1,3333	0,670	0,3958	1,20	0,1584	4,30	$0,0^{2}2633$
0,180	1,3097	0,680	0,3883	1,21	0,1559	4,35	$0,0^{2}2480$
0,185	1,2869	0,690	0,3809	1,22	0,1535	4,40	$0,0^{2}2336$
0,190	1,2648	0,700	0,3738	1,23	0,1511	4,45	$0,0^{2}2201$
0,195	1,2434	0,710	0,3668	1,24	0,1487	4,50	$0,0^{2}2073$
0,200	1,2226	0,720	0,3599	1,25	0,1464	4,55	$0,0^{2}1954$
0,210	1,1829	0,730	0,3532	1,26	0,1441	4,60	$0,0^{2}1841$
0,220	1,1454	0,740	0,3467	1,27	0,1419	4,65	$0,0^{2}1734$
0,230	1,1099	0,750	0,3403	1,28	0,1397	4,70	$0,0^{2}1635$
0,240	1,0762	0,760	0,3341	1,29	0,1376	4,75	$0,0^{2}1541$
0,250	1,0443	0,770	0,3280	1,30	0,1354	4,80	$0,0^{2}1453$
0,260	1,0139	0,780	0,3221	1,40	0,1162	4,85	$0,0^{2}1370$

x	$-\mathrm{Ei}(-x)$	x	$-\mathrm{Ei}(-x)$	x	$-\mathrm{Ei}(-x)$		$-\mathrm{Ei}(-x)$
		0,790	0,3163	1,50	0,1000	4,90	$0,0^{2}1291$
4,95	$0,0^{2}1218$	6,35	$0,0^{3}2413$	7,70	$0,0^{4}5263$	9,05	$0,0^{4}1178$
5,00	$0,0^{2}1148$	6,40	$0,0^{3}2279$	7,75	$0,0^{4}4977$	9,10	$0,0^{4}1115$
5,05	$0,0^{2}1083$	6,45	$0,0^{3}2153$	7,80	$0,0^{4}4707$	9,15	$0,0^{4}1055$
5,10	$0,0^{2}1021$	6,50	$0,0^{3}2034$	7,85	$0,0^{4}4452$	9,20	$0,0^{5}9988$
5,15	$0,0^{3}9633$	6,55	$0,0^{3}1922$	7,90	$0,0^{4}4210$	9,25	$0,0^{5}9454$
5,20	$0,0^{3}9086$	6,60	$0,0^{3}1816$	7,95	$0,0^{4}3982$	9,30	$0,0^{5}8948$
5,25	$0,0^{3}8571$	6,65	$0,0^{3}1716$	8,00	$0,0^{4}3766$	9,35	$0,0^{5}8470$
5,30	$0,0^{3}8086$	6,70	$0,0^{3}1621$	8,05	$0,0^{4}3563$	9,40	$0,0^{5}8018$
5,35	$0,0^{3}7629$	6,75	$0,0^{3}1532$	8,10	$0,0^{4}3370$	9,45	$0,0^{5}7590$
5,40	$0,0^{3}7198$	6,80	$0,0^{3}1447$	8,15	$0,0^{4}3188$	9,50	$0,0^{5}7185$
5,45	$0,0^{3}6792$	6,85	$0,0^{3}1368$	8,20	$0,0^{4}3015$	9,55	$0,0^{5}6801$
5,50	$0,0^{3}6409$	6,90	$0,0^{3}1293$	8,25	$0,0^{4}2853$	9,60	$0,0^{5}6439$
5,55	$0,0^{3}6048$	6,95	$0,0^{3}1222$	8,30	$0,0^{4}2699$	9,65	$0,0^{5}6096$
5,60	$0,0^{3}5708$	7,00	$0,0^{3}1155$	8,35	$0,0^{4}2553$	9,70	$0,0^{5}5771$
5,65	$0,0^{3}5388$	7,05	$0,0^{3}1091$	8,40	$0,0^{4}2415$	9,75	$0,0^{5}5463$
5,70	$0,0^{3}5085$	7,10	$0,0^{3}1032$	8,45	$0,0^{4}2285$	9,80	$0,0^{5}5173$
5,75	$0,0^{3}4800$	7,15	$0,0^{4}9752$	8,50	$0,0^{4}2162$	9,85	$0,0^{5}4897$
5,80	$0,0^{3}4532$	7,20	$0,0^{4}9219$	8,55	$0,0^{4}2046$	9,90	$0,0^{5}4637$
5,85	$0,0^{3}4278$	7,25	$0,0^{4}8716$	8,60	$0,0^{4}1936$	9,95	$0,0^{5}4390$
5,90	$0,0^{3}4039$	7,30	$0,0^{4}8239$	8,65	$0,0^{4}1831$	10,00	$0,0^{5}4157$
5,95	$0,0^{3}3813$	7,35	$0,0^{4}7789$	8,70	$0,0^{4}1738$	10,5	$0,0^{5}2410$
6,00	$0,0^{3}3601$	7,40	$0,0^{4}7364$	8,75	$0,0^{4}1640$	11,00	$0,0^{5}1400$
6,05	$0,0^{3}3400$	7,45	$0,0^{4}6962$	8,80	$0,0^{4}1552$	11,5	$0,0^{6}8150$
6,10	$0,0^{3}3211$	7,50	$0,0^{4}6583$	8,85	$0,0^{4}1468$	12,00	$0,0^{6}4751$
6,15	$0,0^{3}3032$	7,55	$0,0^{4}6224$	8,90	$0,0^{4}1390$	12,5	$0,0^{6}2774$
6,20	$0,0^{3}2884$	7,60	$0,0^{4}5886$	8,95	$0,0^{4}1315$	13,00	$0,0^{6}1622$
6,25	$0,0^{3}2705$	7,65	$0,0^{4}5566$	9,00	$0,0^{4}1245$	14,00	$0,0^{6}5566$
6,30	$0,0^{3}2555$						

СПИСОК ОСНОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

k — абсолютная (физическая) проницаемость пласта
$k_н$; $k_в$; $k_г$ — фазовые проницаемости для нефти, воды и газа
$k_н'$; $k_в'$; $k_г'$ — относительные проницаемости соотв. для нефти, воды и газа
m — пористость
s — насыщенность порового пространства
$S_н$; $S_в$; $S_г$ — — насыщенность порового пространства нефтью, водой, газом
ρ — плотность
$\rho_н$; $\rho_в$; $\rho_ж$; $\rho_{см}$ — плотность нефти, воды, жидкости, смеси
$\rho_г$ — относительная плотность газа (по воздуху)
β — коэффициент сжимаемости
$\beta_н$; $\beta_в$; $\beta_ж$; $\beta_с$ — коэффициенты сжимаемости нефти, воды, жидкости, пористой среды
β^* — коэффициент упругоемкости пласта
z — коэффициент сверхсжимаемости газа
b — объемный коэффициент
μ — динамическая вязкость
$\mu_н$; $\mu_в$; $\mu_г$ — вязкость нефти, воды, газа
ε — коэффициент гидропроводности пласта
$\varkappa$ — коэффициент пьезопроводности
p — давление
Δp — перепад давления
$p_{пр}$ — измеренное или рассчитанное давление в точке приведения
$p_{пл}$ — пластовое давление
$p_{заб}$ — забойное давление
$p_у$ — устьевое давление
$p_б$; $p_{зат}$ — буферное, затрубное давление
V — объем (жидкости, газа, породы)
ω — объемный расход (дебит скважины)
$w_н$; $w_ж$; $w_г$ — объемный дебит нефти, жидкости, газа
q — массовый расход (дебит скважины)
K — коэффициент продуктивности скважины
T — абсолютная температура, К
t — время
H — глубина
$H_{пр}$ — расстояние от устья скважины до точки приведения давления
$H_{зам}$ — вертикальная глубина точки, в которой давление определено путем прямого измерения
h — толщина продуктивного пласта, расстояние от устья до уровня жидкости
$h_{дин}$ — расстояние от устья скважины до динамического уровня
$h_{ст}$ — то же до статического уровня
σ — половина расстояния между скважинами
R — радиус условного контура питания скважины
$r_с$ — действительный радиус скважины
$r_{пр}$ — приведенный радиус скважины
C — поправка, учитывающая степень гидродинамического совершенства скважины
α — коэффициент гидродинамического совершенства скважины
d — диаметр

СОДЕРЖАНИЕ

Часть I. ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА 3

1. Залежи нефти и природного газа 3
Состав земной коры 3
Залежи и месторождения нефти и газа 4
Горно-геометрические характеристики залежей 6
Источники пластовой энергии 8
Запасы нефти и газа 12
2. Разработка нефтяных и газовых месторождений 13
Режимы разработки залежей 13
Коэффициенты нефте- и газоотдачи пластов при естественных режимах 14
Системы разработки залежей 15
Виды заводнения и схемы размещения нагнетательных скважин . . . 17
Методы повышения нефтеотдачи пластов 20
Цели и задачи контроля разработки нефтяных месторождений 21
Методы исследования, применяемые при разведке и разработке месторождений нефти и газа 23
Комплексы исследований при разведке и разработке нефтяных месторождений 25
Использование данных исследования скважин для регулирования разработки 27
3. Общие сведения о процессе бурения и заканчивания скважин 28
Технология проводки скважин 28
Заканчивание скважин 32
Освоение скважин 34
Конструкция скважин и призабойной зоны 35
4. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин 38
Фонтанная эксплуатация нефтяных скважин 38
Газлифтная эксплуатация 42
Эксплуатация скважин штанговыми насосами 46
Эксплуатация скважин бесштанговыми насосами 52
Раздельная эксплуатация пластов одной скважиной 54
Эксплуатация газовых скважин 56
Методы увеличения производительности скважин 58
Борьба с осложнениями при эксплуатации скважин 59
Ремонтные работы в скважинах 62
5. Промысловый сбор и подготовка нефти, газа и воды 63
Система сбора и подготовки нефти 63
Технологические объекты внутрипромыслового транспорта нефти . . . 66
Подготовка нефти на промыслах 67
Подготовка воды для заводнения 68
Водозаборные сооружения 70

Часть II. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ 71

1. Физические свойства коллекторов, пластовых жидкостей и газов . . . 71
Состав и физические свойства нефти 71
Объемные характеристики нефти 73
Свойства пластовой воды 74
Свойства углеводородных газов 75
Уравнение состояния газов 76
Пористость и проницаемость горных пород 78

Зависимость фазовой проницаемости от насыщенности горных пород жидкостью и газом . . . 80
2. Приток жидкости и газа в скважины . . . 82
Закон Дарси . . . 82
Производительность скважин. Формула Дюпюи . . . 83
Виды гидродинамического несовершенства скважин . . . 86
Расчет дебитов несовершенных скважин . . . 88
Учет несовершенства скважин по способу В. И. Щурова . . . 89
3. Гидродинамические методы изучения свойств продуктивных пластов . 91
Гидродинамические параметры пластов и скважин . . . 91
Условия применения методов гидродинамических исследований . . . 93
Основные типы индикаторных диаграмм . . . 94
Кривые восстановления давления и гидропрослушивания . . . 96
Типы неоднородностей пласта . . . 99
4. Технология гидродинамических исследований скважин и пластов . . . 102
Исследование добывающих и нагнетательных скважин методом восстановления давления . . . 102
Исследование добывающих и нагнетательных скважин методом установившихся отборов . . . 103
Исследование скважин, оборудованных ШСН и ЭЦН . . . 105
Исследование наблюдательных и пьезометрических скважин экспресс-методами . . . 107
Особенности исследования газовых скважин . . . 109
Определение пластового и забойного давления расчетным путем . . . 111
Определение дебита скважин с помощью мерников . . . 114
Формулы для пересчета дебита скважин . . . 115
Определение обводненности продукции скважин в мерниках . . . 116
5. Обработка результатов гидродинамических исследований . . . 117
Определение параметров пласта по к. в. д. без учета дополнительного притока жидкости . . . 117
Определение гидропроводности по к. в. д. газовой скважины . . . 120
Определение гидропроводности по индикаторным диаграммам . . . 122
Определение параметров пластов и скважин при совместной обработке к. в. д. и индикаторных диаграмм . . . 125
Определение гидропроводности и пьезопроводности по кривым гидропрослушивания . . . 127
Определение гидропроводности пластов по карте изобар . . . 129
Обработка результатов исследования скважин методом подкачки газа . 132
Построение индикаторных диаграмм при исследовании многопластового объекта . . . 134

Часть III. ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И АППАРАТУРА . . . 136

1. Общие сведения о метрологии . . . 136
Физические величины и их единицы . . . 136
Основные виды и характеристики измерений . . . 137
Виды средств измерений . . . 138
Эталоны, образцовые и рабочие средства измерений . . . 139
Структура измерительных приборов . . . 140
Типы измерительных приборов . . . 142
Погрешность измерений . . . 143
Метрологическая характеристика средств измерений . . . 144
Градуировка и поверка измерительных приборов . . . 147
2. Измерение давлений и разрежений . . . 147
Показывающие манометры, вакуумметры и мановакуумметры . . . 148
Самопишущие манометры, вакуумметры и мановакуумметры . . . 151
Дифманометры сильфонные, показывающие и самопишущие . . . 153
Преобразователи давления с электрическим выходным сигналом . . . 154
Жидкостные манометры и дифманометры . . . 158
Грузопоршневые манометры . . . 159

3. Измерение расхода жидкости и газа . . . 160
Расходомеры и счетчики . . . 160
Расходомеры переменного перепада давлений . . . 161
Объемные счетчики . . . 166
Скоростные расходомеры-счетчики жидкости и газа . . . 168
Электромагнитные расходомеры . . . 174
Ротаметры . . . 175
4. Измерение уровня жидкости . . . 176
Механические уровнемеры . . . 176
Пьезометрические уровнемеры . . . 179
Акустические уровнемеры . . . 180
5. Измерение температуры . . . 184
Температурная шкала . . . 184
Термометры стеклянные . . . 185
Дилатометрические терморегулирующие устройства . . . 187
Манометрические термометры . . . 189
Электрические термометры . . . 193
Тепловая инерция термометров . . . 194
6. Глубинные автономные приборы . . . 195
Часовые приводы . . . 195
Геликсные манометры и термометры . . . 196
Пружинно-поршневые и компенсационные манометры и дифманометры 201
Оборудование для спуска автономных приборов . . . 206
Эксплуатация автономных манометров и дифманометров . . . 209
Градуировка приборов . . . 211
Обработка результатов измерений . . . 213
Заполнение дифманометров сжатым газом . . . 215
Источники погрешности автономных приборов . . . 216
Полевой компаратор . . . 217
7. Глубинные дистанционные манометры и термометры . . . 219
Манометры и термометры со струнными датчиками . . . 219
Термометры сопротивления . . . 221
8. Глубинные дистанционные расходомеры и комплексные приборы . . 223
Приборы для измерения расхода жидкости и газа . . . 223
Дебитомеры с управляемым пакером . . . 224
Расходомеры для исследования нагнетательных скважин . . . 227
Термоэлектрические расходомеры . . . 230
Комплексные приборы . . . 231
Станции и лаборатории для исследования скважин дистанционными приборами . . . 233
Спуск дистанционных приборов в скважину . . . 237
9. Контроль и автоматизация добычи нефти . . . 239
Автоматизация добывающих скважин . . . 239
Индивидуальные установки для измерения дебита . . . 241
Групповые замерные установки типа «Спутник» . . . 244
Приборы для отбора проб нефти и контроля обводненности продукции . 247
Контроль работы скважинного насоса . . . 248
Трубные испытатели пластов многоциклового действия . . . 252
10. Приборы и аппаратура для исследования пластовых жидкостей и кернов . . . 253
Глубинные пробоотборники . . . 253
Установка для исследования пластовых нефтей АСМ-300М . . . 257
Приборы для определения нефтенасыщенности и связанной воды . . . 259
Приборы для определения пористости и проницаемости горных пород . 260
Установка УИПК-1М для определения проницаемости . . . 262

Приложения . . . 264

Список основных обозначений . . . 268