

1

ГЛАВА

ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩИЕ СИСТЕМУ СКВАЖИНА – ПЛАСТ

1.1. УСЛОВИЯ ЗАЛЕГАНИЯ НЕФТИ, ВОДЫ И ГАЗА

Большая часть месторождений нефти и газа приурочена к осадочным породам, являющимся хорошими коллекторами. Из минералов, входящих в состав нефтесодержащих пород, наиболее распространены кремнеземсодержащие. Значительную роль в составе пород играют глинистые минералы, слюды и полевые шпаты. Многие залежи нефти и газа приурочены к коллекторам, сложенным карбонатными породами — известняками, доломитами и др. Небольшое промышленное значение имеют коллекторы, сложенные сланцами и их разновидностями.

Осадочные горные породы (исключая карбонатные) состоят из зерен отдельных минералов различных размеров, сцементированных в той или иной степени глинистыми, известковистыми и другими веществами. Поэтому химический состав пород нефтяных и газовых месторождений отличается большим разнообразием компонентов: зерна кварца, полевого шпата, слюды, глауконита и других минералов.

Нефть и газ в нефтяных и газовых залежах располагаются в промежутках между зернами, в трещинах и кавернах пород, слагающих пласт.

Нефть в промышленных объемах обычно находят только в тех коллекторах, которые совместно с окружающими их породами образуют ловушки различных форм, удобные для накопления нефти (антиклинальные складки, моноклинами, ограниченные сбросами или другими нарушениями складчатости, ловушки литологического типа, образовавшиеся вследствие фациальных изменений пород, окружающих коллектор нефти, и др.).

Многообразие условий залегания нефти и газа и геологического строения залежей безгранично. Однако большинство из них обладает некоторыми общими чертами строения, характерными для определенных групп месторождений. Это обстоятельство дает возможность учитывать особенности строения залежи и условий залегания нефти и газа в процессах их разработки и эксплуатации.

До вскрытия месторождения скважинами все физические параметры пласта — температура, давление, распределение нефти, воды и газа в залежи — находятся в состоянии, установившемся в течение геологических периодов, прошедших с момента формирования залежи.

С вскрытием пласта и началом его эксплуатации эти установившиеся условия нарушаются, и наступает период, сопровождающийся изменением свойств пластовых жидкостей, их движением и перераспределением в пористой среде. Закономерности движения нефти, газа и воды и изменения всех их параметров зависят от условий эксплуатации и разработки залежи и от начальных условий пласта. Поэтому изучение особенностей строения залежи и условий первоначального залегания нефти, газа и воды чрезвычайно важно для разработки.

Нефть и газ располагаются в залежи обычно соответственно плотностям — в верхней части ловушки залегает газ, ниже располагается нефть и еще ниже — вода. В газовой залежи, не содержащей нефти, газ залегает непосредственно над водой, хотя полного гравитационного разделения газа, нефти и воды не происходит, и часть воды остается в нефтяной и газовой зонах пласта. Эту воду принято называть связанной или остаточной. Количество связанной воды в порах залежи может изменяться от долей процента до 70 % объема пор, составляя в большинстве коллекторов 15—25 %.

Весьма сложное строение переходных зон от воды к нефти и от нефти или воды к газу. Вследствие капиллярного подъема воды в порах пласта “зеркала воды” не существует, и содержание воды по вертикали постепенно изменяется от 100 % в водоносной части до значения содержания “связанной” воды в повышенных частях залежи. Толщина переходной зоны может достигать 3—5 м и больше.

Коллекторы нефти и газа меняются по минеральному составу и другим физическим свойствам по вертикали и горизонтали. Линзы песчаников и пропластки песка иногда без каких-либо закономерностей переходят в глинистые породы.

В связи с изменением свойств пород по залежи в различных ее частях не одинакова также нефте-, водо- и газона-

сыщенность пород. Жидкость и газы в пласте находятся под давлением, значение которого растет с глубиной залежи.

Градиент давления, т.е. прирост давления на 1 м глубины, колеблется в значительных пределах от 6 до 15 кН/м², а в среднем приблизительно принимается равным 10 кН/м². Давление, под которым находятся нефть, вода и газ в месторождении называют пластовым давлением. В газовой залежи оно одинаково по всей площади или же изменяется незначительно. В связи с большей плотностью нефти и воды по сравнению с газом в нефтяном месторождении при значительных углах падения пластов давление в различных частях залежи не одинаково — в сводовых частях оно меньше, в крыльевых больше. По мере извлечения нефти и газа давление в залежах обычно падает, что сказывается на состоянии их содержимого.

Так же как и давление по мере углубления в недра земли возрастает температура. Глубина в метрах, необходимая для повышения температуры на 1 градус, называется геотермической ступенью.

Среднее для всех слоев земли значение геотермической ступени составляет примерно 33 м/град. Однако это значение резко колеблется в различных частях земного шара и даже по вертикали на одних и тех же месторождениях.

Столь большие давления и температуры существенно влияют на свойства, а иногда и на качественное состояние пластовых флюидов. В залежах, расположенных на большой глубине, с большим пластовым давлением и высокими температурами при наличии достаточного количества газа значительная часть нефти находится в виде газового раствора. Такие месторождения называются газоконденсатными.

Физические свойства горных пород в пластовых условиях в связи с высоким давлением также отличаются от их свойств на поверхности. Значение горного давления, обусловливаемого весом вышележащих пород, на глубине 2000—3000 м достигает 40—65 МН/м². Для промышленной практики очень важно знать эти свойства, так как горные породы, слагающие пласт, представляют резервуар нефти и газа и служат путями движения их к забоям скважин при эксплуатации месторождения.

Условия залегания нефти и газа в пласте и физические свойства пластовых жидкостей являются важными исходными данными, которые используют и учитывают при разработке и эксплуатации залежи. Основные физические свойства пород и жидкостей, характеризующие нефтяную или газовую залежь, которые необходимо знать для решения задач

рациональной разработки и эксплуатации месторождений, следующие: гранулометрический состав пород, пористость пласта, проницаемость пород коллектора, удельная поверхность пород пласта, карбонатность и глинистость пород, механические свойства пород и сжимаемость пластовых жидкостей, насыщенность пород газом, нефтью и водой, физические и физико-химические свойства нефти, воды и газа (вязкость, плотность, растворимость газа в нефти и воде, поверхностные свойства нефти и воды и др.).

Продуктивные пласты (как и прочие) характеризуются неоднородностью по геологическому строению; по параметрам (толщине, проницаемости, пористости, прочности); кроме того, они бывают прерывистые, линзовидные.

1.2. 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 атомов углерода и более. 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 асфальтосмолистых веществ. По мере подъема нефти на поверхность парафин и асфальтосмолистые вещества начинают выделять-

ся, отлагаясь на стенках подъемных труб, арматуры и в призабойной зоне. В качестве примесей в нефти находятся соединения, содержащие кислород, серу и азот и в ничтожных количествах другие элементы (хлор, йод, фосфор, калий и т.д.).

Во многих нефтяных и газовых месторождениях присутствуют сероводород (H_2S) и углекислый газ (CO_2).

В зависимости от состава нефти плотность ее изменяется от 760 до 960 $кг/м^3$ 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 $кг/м^3$ при плотности сепарированной нефти 800 $кг/м^3$.

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 d_4^{20} . Так как плотность дистиллированной воды при 4 °С равна 1 $г/см^3$, то относительная плотность какого-либо вещества и плотность, выраженная в $г/см^3$, численно равны. Относительная плотность нефтей, добываемых в России, находится в пределах 0,76 – 0,96.

Вязкость – свойство жидкости или газа оказывать сопротивление перемещению одних ее частиц относительно других. 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 $м^2$ поверхности слоя действует сила, равная 1 Н, 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 меньше – миллипаскаль-секунда (мПа·с). Так, пресная вода при температуре 20 °С имеет вязкость 1 мПа·с, а большинство нефтей, добываемых в России, – 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 вязкость заметно уменьшается. Для большинства нефтей, добываемых в России, 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 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 квадратный метр в секунду (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 коэффициентом объемного упругого расширения β_n , равного отношению изменения объема нефти ΔV к ее первоначальному объему V при изменении давления на 1 Па или 1 МПа:

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

где Δp — изменение внешнего давления.

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

Коэффициент сжимаемости нефти возрастает 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, β_n иногда превышает $5 \cdot 10^{-10}$ 1/Па.

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 b , характеризующим отношение объема нефти в пластовых условиях $V_{\text{пл}}$ к объему, который она занимает на поверхности $V_{\text{пов}}$ после дегазации (сепарации):

$$b = V_{\text{пл}} / V_{\text{пов}}.$$

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. Под действием пластового давления нефть в пласте сжата и при поступлении на поверхность она расширяется. Но это расширение весьма незначительно. Более существенно на изменение объема нефти влияют изменение температуры и выделение из нее растворенного газа. Для нефтей, добываемых в России, объемный коэффициент изменяется в пределах от 1,0 до 2,0. На практике часто пользуются понятием усадки нефти ΔV , т.е. уменьшением объема пластовой нефти при подъеме ее на поверхность:

$$\Delta V = V_{\text{пл}} - V_{\text{пов}}.$$

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

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

Иногда усадку относят к объему нефти на поверхности. Тогда

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

Важной характеристикой нефти в пластовых условиях является газовый фактор — количество газа, приведенное к атмосферному давлению, содержащееся в 1 м³ или 1 т нефти. Для нефтяных месторождений нашей страны 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 Δt к первоначальному ее объему V .

Коэффициент термического расширения нефти

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

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 йода 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 минерализована вода, тем выше ее плотность. Термический коэффициент расширения пластовых вод в интервале температуры 20–70 °С изменяется в пределах от 2·10⁻⁴ до 8·10⁻⁴ 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 России коэффициент сжимаемости изменяется от 3·10⁻⁴ до 5·10⁻⁴ МПа⁻¹. Сжимаемость пластовой воды возрастает с увеличением в ней содержания растворенного газа.

Содержание растворенного в пластовой воде газа зависит главным образом от давления, в меньшей степени от температуры и минерализации воды. С увеличением минерализации растворимость газа в воде снижается. В водах нефтяных месторождений нашей страны 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 (например, в г/см^3 , кг/м^3) и относительных единицах. 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/см^3 (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 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; α — коэффициент растворимости газа в жидкости, характеризующий объем газа (приведенный к стандартным условиям), растворяемый в единице объема жидкости при увеличении давления на 1 МПа; p — давление газа над жидкостью; b — показатель, характеризующий степень отклонения растворимости реального газа от идеального. Значения α и b зависят от состава газа и жидкости. Например, для некоторых условий показатель b изменяется в пределах 0,8–0,95. Коэффициент растворимости α для нефтей и газов основных месторождений России изменяется в пределах 5–11 $\text{м}^3/\text{м}^3$ 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 темпера-

туре 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, имеют, как правило, большую вязкость.

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:

$$pV = p_0V_0,$$

где p , V – соответственно давление и объем газа при данном состоянии; p_0 , 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:

$$\Delta V = \alpha_v V_0(t - t_0),$$

где α_v – температурный коэффициент расширения газа; V_0 , t_0 – соответственно объем и температура газа при начальном состоянии (до нагрева).

Объем газа V_t 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 ($V = \text{const}$), 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 Клапейрона, обобщающим законы Бойля – Мариотта, Гей-Люссака и Шарля:

$$pV/T = p_0V_0/T_0 = R',$$

где T , T_0 – соответственно текущая и начальная абсолютная температура 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 Клапейрона 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 Клапейрона используют во многих задачах исследования скважин и, в частности, для приведения объема газа к стандартным условиям.

1.3. ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

До недавнего времени вскрытие продуктивного объекта технологически мало отличалось от разбуривания вышележащих пород, и в основе разработки технологической программы оставались технико-экономические вопросы – без осложнений и как можно быстрее пройти коллектор. Обращалось внимание на возможность возникновения газопроявлений, в связи с чем предпринимались предупредительные мероприятия.

Однако исследователями с 50-х годов поднималась проблема сохранения естественной проницаемости продуктивного пласта после его бурения. Предложено большое количество рецептур буровых растворов и растворов (жидкостей), используемых при перфорации. Тем не менее сохранность продуктивного пласта – задача более глубокая и сложная и не ограничивается подбором специальных буровых растворов. Необходимо обратить внимание на все элементы технологии заканчивания скважин с приоритетом сохранения есте-

ственной проницаемости пласта при очевидном негативном воздействии ряда технологических факторов.

Эффективность разработки нефтяных и газовых месторождений скважин во многом определяется состоянием призабойной зоны в период заканчивания.

В результате физико-химического и механического воздействия при заканчивании скважин изменяются коллекторские свойства пород в призабойной зоне.

Физико-химическое воздействие на призабойную зону обусловлено взаимодействием флюида пласта и фильтрата бурового и цементного растворов, а также действием адсорбционных, капиллярных и диффузионно-осмотических сил.

Физико-механическое воздействие на продуктивный горизонт оказывают следующие факторы:

разгрузка горного массива в результате разбухания пласта;

изменяющееся противодействие столба бурового раствора (вследствии изменяющегося давление столба цементного раствора);

фильтрация фильтрата бурового (и цементного) раствора;

изменяющийся температурный режим в скважине;

гидродинамическое и механическое воздействие на породы в разбуживаемом пласте движущимся инструментом;

гидродинамические эффекты (гидроудары, понижение давления и др.) в стволе и призабойной зоне в процессе цементирования и освоения скважины и др.

В процессе вскрытия и разбухания продуктивного пласта следует уделять внимание технологическим факторам, до минимума снижающим отрицательное воздействие не только потому, что современная технология вращательного бурения не имеет пока достаточно средств для управления процессами в призабойной зоне, но и потому, что не учитывается большое значение этого процесса для последующей эксплуатации продуктивного пласта.

В соответствии с едиными правилами буровых работ столб бурового раствора в скважине должен создавать давление, превышающее пластовое значение (в зависимости от глубины) от 1,5 до 3,5 МПа. В реальных условиях давление на продуктивные пласты существенно больше из-за переутяжеления бурового раствора, гидравлических сопротивлений при его движении, а также движения вниз бурового инструмента.

Нечетко определены понятия качества работ в бурении и

заканчивании скважин. Проблема качества строительства скважин (особенно горизонтальных) для многих производственных объединений России стоит очень остро. Интегральная характеристика качества скважин — получаемый полезный эффект, т.е. добыча углеводородов на рубль затрат при строительстве скважин — за последние годы сократилась. Это объясняется не только необходимостью освоения новых, более труднодоступных и сложно построенных месторождений. Результаты анализа показывают, что при условии полного использования возможностей продуктивных пластов (если бы добывающие способности скважин не ограничивались возможностями применяемой технологии их строительства) добыча нефти и газа на одну скважину была бы в 2–4 раза больше в зависимости от условий — это один из главных путей увеличения эффективности нефтегазодобывающей промышленности, альтернатива экстенсивному пути ее развития, экономически не оправданному освоению многих новых малопродуктивных месторождений.

Решение проблемы качества строительства скважин сдерживается в первую очередь следующим факторами.

1. Отсутствуют обоснованные методы оценки и управления качеством. Действительно, критерию обоснованности — наличию взаимно однозначного соответствия между результатами оценки качества и получаемым полезным эффектом — не удовлетворяет ни одна из известных методик. А если нет обоснованных методов оценка качества, то нет и обоснованного управления качеством.

2. Регламенты и проекты на строительство скважин составляются без учета требований к качеству скважин, без обоснования условий, при которых они будут выполнять свое назначение. Например, в проектах отсутствует оценка качества технологии вскрытия пласта и освоения скважины, обоснование допустимых нагрузок на крепь, т.е. уже на стадии проектирования закладываются все предпосылки некачественного строительства скважин.

3. При действующем экономическом механизме отсутствует заинтересованность буровых предприятий в повышении качества, во внедрении новых технических и технологических средств. Буровым предприятиям выгодно ускорение и снижение фактической себестоимости строительства скважин по сравнению с проектными нормативами даже в ущерб качеству, лишь бы был достигнут его минимальный уровень, необходимый для сдачи скважин.

4. Буровые предприятия недостаточно оснащены необхо-

димыми техническим средствами, материалами, оборудованием, устройствами контроля, программами и т.д.

Успешное решение проблемы качества требует комплексного подхода, т.е. реализации широкого комплекса взаимосвязанных, разработанных на единой методической основе организационных, экономических и технических мероприятий.

1.4. КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН

Успешная проводка и заканчивание скважин в значительной степени зависят от правильного выбора конструкции, обеспечивающей разделение зон, характеризующихся несовместимыми условиями бурения, различными режимами бурения с соответствующими буровыми растворами.

Одной из основных задач в глубоком разведочном бурении является тщательный учет всех факторов с целью выбора наиболее рациональной конструкции скважин, особенно бурящихся на глубины свыше 4000–5000 м. Наиболее важный фактор — использование совершенной технологии процессов бурения, разработанной с учетом особенностей проходки скважин в сходных геологических условиях на основе глубокого анализа опыта их бурения.

Практика проводки скважин в сложных геологических условиях, научные разработки в области бурения и крепления, выполненные за последние 5–7 лет, позволили резко увеличить глубину скважин (до 7000 м и более) и совершенствовать их конструкции в следующих направлениях:

увеличение выхода из-под башмака предыдущих колонн, использование долот уменьшенных и малых диаметров;

применение способа секционного спуска обсадных колонн и крепление стволов промежуточными колоннами-хвостовиками;

использование обсадных труб со сварными соединительными элементами и безмуфтовых обсадных труб со специальными резьбами при компоновке промежуточных и в некоторых случаях эксплуатационных колонн;

уменьшение конечного диаметра скважин и эксплуатационных колонн;

обязательный учет условий вскрытия и разбуривания продуктивного объекта и оценка возможности упрощения и облегчения конструкции скважины за счет совершенствования технологии заканчивания.

1.4.1. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ КОНСТРУКЦИЙ СКВАЖИН

Все обсадные колонны по своему назначению делятся следующим образом.

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

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

Промежуточная обсадная колонна служит для разобщения несовместимых по условиям бурения зон при углублении скважины до намеченных глубин.

Промежуточные обсадные колонны могут быть следующих видов:

сплошные, перекрывающие весь ствол скважины от забоя до ее устья независимо от крепления предыдущего интервала; хвостовики для крепления только необсаженного интервала скважины с перекрытием предыдущей обсадной колонны на некоторое расстояние;

летучки — специальные промежуточные обсадные колонны, служащие только для перекрытия интервала осложнений и не имеющие связи с предыдущими или последующими обсадными колоннами.

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

В тяжелых условиях бурение (искривление ствола, боль-

шое количество долблений) в конструкции скважины предусматриваются специальные виды промежуточных обсадных колонн.

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

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

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

а) геологические особенности залегания горных пород, их физико-механическая характеристика, наличие флюидосодержащих горизонтов, пластовые температуры и давления, а также давление гидроразрыва проходимых пород;

б) назначение и цель бурения скважины;

в) предполагаемый метод заканчивания скважины;

г) способ бурения скважины;

д) уровень организации, техники, технологии бурения и геологическая изученность района буровых работ;

е) уровень квалификации буровой бригады и организации материально-технического обеспечения;

ж) способы и техника освоения, эксплуатации и ремонта скважины.

К объективным геологическим факторам относятся предполагаемая и фактическая стратиграфия и тектоника разреза, мощность пород с различной проницаемостью, прочность, пористость, наличие флюидосодержащих пород и пластовые давления. Они определяют принципы проектирования.

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

В процессе разработки залежи ее первоначальные пластовые характеристики будут изменяться, так как на пластовые давления и температуру влияют продолжительность эксплуатации, темпы отбора флюидов, способы интенсификации

добычи и поддержания пластовых давлений, использование новых видов воздействия на продуктивные горизонты с целью более полного извлечения нефти и газа из недр. Поэтому эти факторы необходимо учитывать при проектировании конструкции скважин.

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

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

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

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

Следовательно, рациональной можно назвать такую конструкцию, которая соответствует геологическим условиям бурения, учитывает назначение скважины и другие, отмеченные выше факторы, и создает условия для бурения интервалов между креплениями в наиболее сжатые сроки. Последнее условие является принципиальным, так как практика буровых работ четко подтверждает, что чем меньше времени затрачивается на бурение интервала ствола между креплениями, тем меньше количество и тяжесть возникающих осложнений и ниже стоимость проводки скважины.

Рассмотрим влияние некоторых перечисленных факторов на подбор рациональной конструкции скважины.

Геологические условия бурения. Чтобы обеспечить лучшие условия бурения и наиболее эффективную технологию проводки, а также предупредить возможные осложнения, необходимо учитывать:

характеристику пород, вскрываемых скважиной, с точки зрения возможных обвалов, осыпей, кавернообразования;

проницаемость пород и пластовые (поровые) явления;

наличие зон возможных газо-, нефте- и водопроявлений и поглощений промывочной жидкости и условия, при которых эти осложнения возникают;

температуру горных пород по стволу;

углы падения пород и частоту чередования их твердости.

Детальный учет первых трех факторов позволяет определить необходимые глубины спуска обсадных колонн.

Породы с низкой прочностью должны быть перекрыты обсадной колонной (или колоннами) сразу же после вскрытия всей их мощности, так как при бурении могут образоваться обвалы и резко осложнятся работы по проходке.

Зоны с различным характером осложнений (проявления и поглощения) также должны быть изолированы друг от друга, так как предупреждение каждого из этих осложнений достигается прямо противоположными несовместимыми методами.

Температура горных пород в процессе бурения значительно влияет на вязкость, статическое напряжение сдвига (СНС) и водоотдачу бурового раствора: чем выше температура горных пород, тем труднее поддерживать эти параметры в допустимых пределах. Иногда, кроме термостойких реагентов для прохождения таких зон требуются различные несовместимые системы буровых растворов, что вызывает необходимость разобщения подобных зон обсадными колоннами. Значительная разница температур требует применения различных цементов.

Углы падения горных пород и частота чередования их по твердости при прочих условиях оказывают доминирующее влияние на темп искривления ствола в процессе бурения. Чем больше углы падения пород (примерно до 60°) и чем чаще породы с различной твердостью переслаиваются, тем выше темп набора кривизны.

Колебания зенитного и азимутального углов являются основной причиной образования желобных выработок в стволе и препятствуют достижению обсадными колоннами проектных глубин в стволе вследствие их заклинивания при спуске в желобах. Для успешного выполнения заданной программы крепления необходимо, чтобы углы искривления ствола были минимальными. Проектная конструкция нарушается, что, как правило, приводит к ликвидации скважины в результате невозможности довести ее до заданной глубины.

Назначение скважины. Сочетание обсадных колонн различных диаметров, составляющих конструкцию скважины, зависит от диаметра эксплуатационной колонны.

Диаметр эксплуатационных колонн нагнетательных скважин обусловлен давлением, при котором будет закачиваться вода (газ, воздух) в пласт, и приемистостью пласта. При выборе диаметра эксплуатационной колонны разведочных скважин на структурах с выявленной продуктивностью нефти или газа решающим фактором является обеспечение условий для проведения опробования пластов и последующей эксплуатации промышленных объектов.

В разведочных скважинах (поискового характера) на новых площадях диаметр эксплуатационной колонны зависит от необходимого количества спускаемых промежуточных обсадных колонн, качества получаемого кернового материала, возможности проведения электрометрических работ и испытания вскрытых перспективных объектов на приток. Скважины этой категории после спуска последней промежуточной колонны можно бурить долотами диаметром 140 мм и меньше с последующим спуском 114-мм эксплуатационной колонны или колонны меньшего диаметра.

Наиболее жесткие требования, по которым определяют диаметр эксплуатационной колонны, диктуются условиями эксплуатации скважин. Снижение уровня жидкости при добыче нефти или воды в обсадной колонне и уменьшение давления газа в пласте обуславливает возникновение сминающих нагрузок.

Вследствие этого обсадная колонна должна быть составлена из труб такой прочности, чтобы в процессе эксплуатации не произошло их смятия (необходимая прочность обсадной колонны на сминающие и страгивающие усилия и внутреннее давление).

При проектировании конструкций газовых и газоконденсатных скважин необходимо учитывать следующие особенности:

давление газа на устье близко к забойному, что требует обеспечения наибольшей прочности труб в верхней части колонны;

незначительная вязкость газа обуславливает его высокую проникающую способность, что повышает требования к герметичности резьбовых соединений и колонного пространства;

интенсивный нагрев обсадных колонн приводит к возникновению дополнительных температурных напряжений на не-

зацементированных участках колонны и требует учета этих явлений при расчете их на прочность (при определенных температурных перепадах и некачественном цементировании колонны перемещаются в верхнем колонном направлении);

возможность газовых выбросов в процессе бурения требует установки противовыбросового оборудования;

длительный срок эксплуатации и связанная с ним возможность коррозии эксплуатационных колонн требуют применения специальных труб с противокоррозионным покрытием и пакеров.

Общие требования, предъявляемые к конструкциям газовых и газоконденсатных скважин, заключаются в следующем:

достаточная прочность конструкции в сочетании с герметичностью каждой обсадной колонны и цементного кольца в заколонном пространстве;

качественное разобщение всех горизонтов и, в первую очередь, газонефтяных пластов;

достижение запроецированных режимов эксплуатации скважин, обусловленных проектами разработки горизонта (месторождения);

максимальное использование пластовой энергии газа для его транспортировки по внутрипромысловым и магистральным газопроводам.

Запроецированные режимы эксплуатации с максимальными дебитами и максимальное использование пластовой энергии требуют увеличения диаметра эксплуатационной колонны.

Метод вскрытия пласта. Метод вскрытия определяется главным образом особенностями продуктивных пластов, к которым относятся пластовое давление, наличие пропластковых и подошвенных вод, прочность пород, слагающих пласт, тип коллекторов (гранулярный, трещиноватый и др.).

При нормальных (гидростатических) и повышенных давлениях эксплуатационную колонну цементируют через башмак.

При пониженных пластовых давлениях, отсутствии пропластковых и подошвенных вод и достаточной прочности пород пласта в некоторых случаях после вскрытия объекта эксплуатационную колонну, имеющую фильтр против продуктивных горизонтов, цементируют через боковые отверстия, расположенные над кровлей этих горизонтов (так называемое манжетное цементирование), или "обратным" цементированием.

Однако в ряде случаев до вскрытия продуктивных горизонтов при наличии в разрезе пластов с аномально высоким пластовым давлением (АВПД) или обваливающихся пород скважины бурят с промывкой забоя буровыми растворами повышенной плотности. Вскрытие объекта с использованием указанных растворов часто сопровождается их поглощением трещиноватыми коллекторами.

Освоение таких скважин затрудняется, а иногда заканчивается безрезультатно. Для успешного вскрытия, а затем освоения таких объектов, плотность буровых растворов должна быть минимальной. В рассматриваемых случаях вскрытие продуктивных пластов возможно только при условии предварительного перекрытия всего разреза до их кровли промежуточной обсадной колонной. Буровой раствор проектируется специально для вскрытия пласта. При этом эксплуатационная колонна может быть либо сплошной, либо представлена хвостовиком и промежуточной колонной. Если породы продуктивных горизонтов устойчивы, скважины могут эксплуатироваться и без крепления обсадной колонной.

На рис. 1.1 показаны различные конструкции эксплуатационных колонн в зависимости от метода вскрытия и крепления продуктивных горизонтов.

Способ бурения. В нашей стране бурение скважин осуществляется роторным способом, гидравлическими забойными двигателями или электробурами. Для обеспечения эффектив-

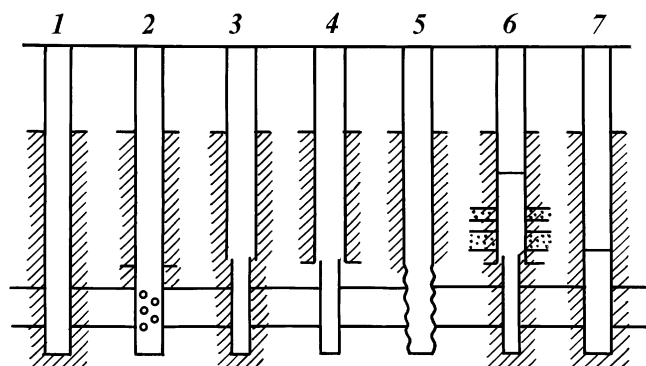


Рис. 1.1. Типы конструкций эксплуатационных колонн:
 1 — сплошная колонна, зацементированная через башмак; 2 — сплошная колонна, зацементированная через специальные отверстия под пластом; 3, 4 — зацементированная колонна с хвостовиком; 5 — колонна, спущенная до пласта (эксплуатация с открытым забоем); 6, 7 — комбинированные колонны, спущенные секциями

ной работы долота при бурении глубоких скважин используют турбобуры диаметром 168 и 190 мм. По диаметру турбобуров при заканчивании скважины определяют возможную ее конструкцию.

Диаметр турбобура, мм.....	190	168
Конструкция скважины, мм	377×273×146(168)	351×245×146(168)

Наименьший диаметр работоспособного электробура равен 215 мм, поэтому возможно только следующее сочетание диаметров обсадных колонн в конструкции скважины: 377×299(273)×146(168) мм.

Наиболее широк диапазон возможных сочетаний диаметров обсадных колонн в конструкциях при бурении скважин роторным способом.

Для повышения скорости бурения часто применяют (последовательно и одновременно) турбинный и роторный способы. Как правило, на конструкцию скважины турбинный способ отрицательного влияния не оказывает.

При разработке рациональной конструкции глубоких разведочных скважин необходимо исходить из условий получения наибольших скоростей бурения при наименьших объемах работ в промежуточных колоннах, выбора минимально допустимых зазоров между колонной и стенками скважины, максимально возможного увеличения глубины выхода спускаемой колонны из-под предыдущей, а также уменьшения диаметра эксплуатационной колонны. При выборе конструкции должны быть обеспечены условия максимального сохранения естественного состояния ствола скважины.

В процессе бурения происходит естественное или принудительное искривление скважин, что затрудняет крепление ствола колоннами обсадных труб. Влияние искривления скважины на проходимость обсадных колонн количественно не оценивалось.

В процессе спуска обсадных труб в скважину наблюдается активное взаимодействие колонны труб со стенками скважины и заполняющей ее жидкостью. Это взаимодействие носит сложный характер и проявляется в виде сопротивления, которое оказывает скважина спуску колонны труб. Определению сил сопротивления и нагрузок, действующих на колонну, посвящены работы М.М. Александрова, А.И. Булатова, П.А. Вислобицкого, В.Г. Гераскина, Р.Н. Марченко, Л.Б. Измайлова, Ю.А. Песляка и др. Сила сопротивления спуску колонны труб, замеренная в скважине, отражает влияние многочисленных физических и геометрических факторов, т.е. является вели-

чиной статистического характера, но анализ совокупного влияния этих факторов позволяет вполне определенно проследить зависимость силы сопротивления скважины от суммарной силы, прижимающей колонну труб к ее стенкам. Это дает основание рассматривать силу сопротивления как произведение прижимающей силы на коэффициент сопротивления.

Сопротивления, возникающие в определенных условиях, могут достигать больших значений и препятствовать спуску обсадных колонн в скважину.

Для успешного спуска обсадных колонн ствол скважины в интервале крепления должен иметь среднюю интенсивность пространственного искривления. Плотность бурового раствора должна быть минимально допустимой. Особое значение при этом приобретают гидродинамические нагрузки на продуктивный пласт.

Сложность геологических условий проводки глубоких и сверхглубоких скважин, длительные сроки их сооружения, большие материальные затраты — все это диктует необходимость более глубокого теоретического и экспериментального изучения комплекса условий, определяющих надежность и долговечность конструкций таких скважин с целью их дальнейшего совершенствования.

Проведенные исследования и промысловый опыт показывают, что на современном этапе развития технологии и техники бурения использованы почти все возможности упрощения конструкций скважин за счет снижения зазоров между скважиной и колонной, и дальнейшее их совершенствование может идти лишь по пути увеличения выхода незакрепленного ствола из предыдущей колонны. Значение выхода зависит в основном от продолжительности бурения, т.е. максимально возможного времени устойчивости ствола скважины в осложненных геологических условиях.

Наряду с этим значение выхода из промежуточной колонны зависит от устойчивости последней к внешним и внутренним нагрузкам, которые при механическом износе стенок обсадных труб способны вызвать повреждения колонны или потерю герметичности. При бурении глубоких разведочных скважин это недопустимо.

Степень износа труб определяется выполненной в обсадной колонне работой при бурении из-под башмака колонны на длину выхода из нее. Объем указанной работы характеризуется в основном числом спускоподъемных операций (СПО), выполненных в колонне, и временем вращения бу-

рильного инструмента в ней. При одном и том же значении пути трения износ обсадных труб различен при разных значениях прижимающих нагрузок, зависящих от угла и азимута искривления ствола скважины, длины и диаметра бурильного инструмента, скорости движения колонны. Следовательно, применение высокопрочных труб в компоновке колонн не означает, что она будет иметь большую износостойкость, поэтому обсадные колонны, предназначенные для глубоких скважин, не рекомендуется составлять из высокопрочных труб с пониженной толщиной стенки.

Объем работ в промежуточных колоннах настолько велик, что избежать значительного износа труб невозможно. Например, в Чечне и Ингушетии в скважинах глубиной до 4000 м в 273- и 245-мм колоннах суммарный объем работ равен 500–550 тыс. м при возвратно-поступательном движении и 150 тыс. м при вращении бурильных труб.

Анализ зарубежных и отечественных конструкций сверхглубоких скважин показал, что максимальные выходы из промежуточных колонн находятся в пределах 1000–3500 м, причем меньшие выходы приходятся на трубы диаметром 219, 194 и 168 мм, из которых составляются наиболее ответственные колонны.

При выборе конструкции скважины необходимо оценивать длину выхода и механический износ промежуточных колонн. Г.М. Эрлихом была предложена методика работ по оценке износа обсадных колонн, получившая широкое распространение в практике проектирования конструкций скважин на Кубани. Методика прошла промышленную апробацию и показала хорошую сходимость результатов расчета и замеров остаточной толщины стенок обсадных труб после их извлечения из скважин.

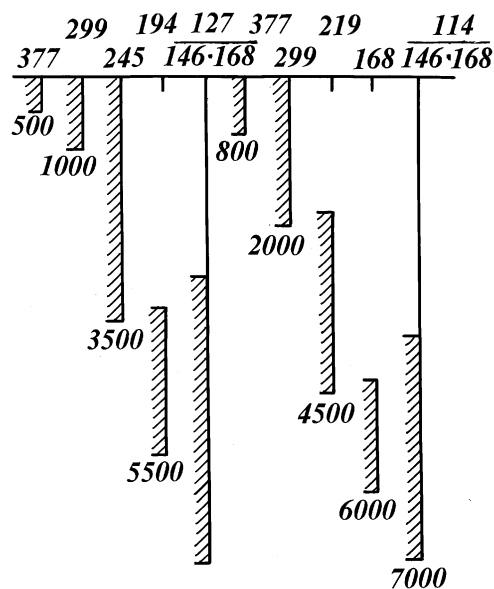
Для определения объема работ при возвратно-поступательном движении L_1 и вращении бурильного инструмента в колонне L_2 , а также износа обсадных труб i предложены следующие зависимости:

$$L_1 = \frac{2ch}{l} \left(S + H_0 \frac{l}{H'} - H_0 \right); \quad (1.1)$$

$$S = H_1 + \left(\frac{H_2 - H_1}{c} \right) \left(\frac{c+1}{2} \right); \quad (1.2)$$

$$L_2 = \pi d n t \frac{h}{l_0}; \quad (1.3)$$

Рис. 1.2. Примеры конструкций скважин, принятых при расчете промежуточных обсадных колонн на механический износ



$$i = (L_1 + L_2) / 41\,500, \quad (1.4)$$

где s — число рейсов; h — длина бурильного замка в свинченном виде; l — средняя длина одной трубы с замком; S — средняя длина бурильной колонны при спуске или подъеме за рейс; H_0 — общая длина УБТ; H' — начальная глубина бурения; d — диаметр замка бурильной трубы; n — средняя частота вращения ротора при бурении в интервале от H_1 до H_2 , об/мин; t — время бурения роторным способом, мин; l_0 — расстояние между замками бурильной колонны; 41 500 — условное линейное перемещение бурильной колонны (в м), необходимое для износа стенок обсадных труб на 1 мм.

По приведенным формулам выполнен расчет механического износа труб промежуточных колонн для ряда конструкций (рис. 1.2). Итоговые данные расчета, приведенные в табл. 1.1, показывают, что даже при длине выхода из колонн 1000–1500 м и относительно малом числе рейсов (средняя проходка на долото 10 м) износ стенок предыдущих потайных колонн составляет 30–77 % начальной, а для 299- и 245-мм колонн в подобных конструкциях при рассчитанном объеме работ в них возможно протирание обсадных труб насквозь.

Таблица 1.1

Расчетный износ труб промежуточных колонн

обсадных труб	Диаметр, мм			Длина выхода из колонны, м	Число рейсов (спуско-подъемов) инструментов
	бурильной колонны	замков бурильных труб	утяжеленные бурильные трубы (УБТ)		
299	141	172	254	2500	250
245	141	172	203	2000	200
219	114	140	178	1500	150
194	114	140	146	1500	150
168	114	140	146	1000	100

Продолжение табл. 1.1

Частота вращения ротора, об/мин	Суммарная длина перемещений инструментов (в м) при		Износ труб, мм			Максимальная и минимальная остаточная толщина стенок обсадных труб, мм
	бурении	СПО	концентричный	эксцентричный	последующий при бурении ниже хвостовиков	
93	193 000	96 500	7	10	3–5	0
93	154 000	117 200	5	10	2–3	2–0
43	51 200	111 000	4	6	2–3	4–1
43	51 200	128 300	4	7	–	6–3
43	34 100	88 000	3	4	–	7–6

Примечания. 1. Толщина стенки обсадной трубы 10 мм. 2. Время одного рейса 5 ч.

Использование в конструкциях скважин колонн-секций и потайных колонн предопределяет применение комбинированных бурильных колонн. Это позволяет увеличить на 22–53 % количество подаваемого на конечную глубину бурового раствора, что приводит к иным гидродинамическим условиям при разбуривании продуктивного горизонта.

1.4.2. ВЫБОР ДИАМЕТРА ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН ВЫСОКОДЕБИТНЫХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

В литературе предложено несколько методов расчета рациональных диаметров газовых скважин, но до настоящего времени точного решения данной задачи нет. Диаметр эксплуатационной колонны определяют исходя из условия максимального использования энергии пласта при минимальных капиталовложениях в разработку месторождения.

Например, М.А. Цайгер считает, что показателем рациональности конструкции I может служить следующее выражение:

$$I = K_c \frac{\Delta p^2}{q}, \quad (1.5)$$

где K_c — капиталовложения в строительство одной эксплуатационной скважины данного диаметра; Δp — депрессия на пласт; q — дебит скважины.

Однако Н.В. Черский справедливо полагает, что в методике не учитывается вся пластовая энергия, затрачиваемая на движение в системе пласт — скважина, и данный метод применим лишь для приближенного определения рационального диаметра скважин только в однородных пластах с одинаковой, постоянной для всего периода разработки месторождения физико-механической характеристикой пород в пределах площади газоносности, которые встречаются очень редко.

Е.М. Нанивский под показателем рациональности конструкции понимает отношение затрат капиталовложений и пластовой энергии к добыче 1 тыс. м³ газа в сутки, т.е.

$$I = \frac{K_c(p_{пл} - p_y)}{q}, \quad (1.6)$$

где $p_{пл}$, p_y — соответственно пластовое давление и давление на устье.

Сравнение зависимостей (1.5), (1.6) показывает, что последняя учитывает замечание Н.В. Черского. Однако справедливость и точность уравнения (1.6) также вызывает сомнение, ибо при определении рационального диаметра производят обобщение и суммирование данных по добыче всех эксплуатационных скважин вне зависимости от их местоположения на структуре, мощности вскрытого продуктивного горизонта, изменения коллекторских свойств пласта как по условиям залегания, так и во времени. Поэтому оптимальный диаметр эксплуатационной колонны определяется исходя из условия обеспечения максимального значения удельного дебита средней скважины

$$q_{у\lambda} = \frac{Q_r}{K(p_{пл} - p'_y)}, \quad (1.7)$$

где Q_r — заданный отбор газа из месторождения; K — капиталовложения в строительство всех эксплуатационных скважин; p'_y — давление на устье средней скважины.

Решение уравнения (1.7) сопряжено со значительными трудностями, так как конечные расчетные формулы для определения оптимальных значений диаметров и дебитов скважин, а также рациональной депрессии на пласт требуют значительного объема исследовательских работ, связанных с испытанием уже эксплуатирующихся скважин.

Кроме того, сделано допущение: капиталовложения прямо пропорциональны диаметру эксплуатационной колонны.

Анализ технико-экономических показателей эксплуатации газовых скважин месторождения Медвежье с применением колонн диаметром 168–324 мм, выполненный с учетом целого комплекса данных, подтвердил нецелесообразность использования 324-мм труб, что указывает на нелинейность изменения капиталовложений в зависимости от диаметра эксплуатационных колонн. Поэтому уравнение (1.7) должно быть уточнено, а вывод проверен на практике.

Е.М. Нанивский рекомендует принимать диаметр эксплуатационных колонн газовых скважин для Уренгойского месторождения при дебитах от 6,5 до 1,0 млн. м³/сут, равным 299 мм, а для месторождения Медвежье при дебите скважин от 4,7 до 0,7 млн м³/сут – 273 мм. Расчеты Г.С. Грязнова подтверждают, что наиболее рациональные диаметры эксплуатационных колонн, способные пропустить поток газа с дебитом 5–8 млн м³/сут, при оптимальном расходе пластовой энергии и наиболее высокой экономической эффективности равны 245–273 мм для месторождений типа Медвежьего и 245–324 мм для месторождений типа Уренгойского.

Следует отметить, что исходя из криологических и теплофизических условий указанных месторождений диаметр эксплуатационной колонны 219 мм является граничным. При меньшем диаметре возможно образование кристаллогидратов и пробок, для предупреждения которых потребуется ввод в скважины ингибиторов.

Заслуживает внимания выбор диаметра эксплуатационной колонны на основании детальных подсчетов потерь давления в начальный период добычи и с учетом тех изменений в потерях, которые произойдут в процессе дальнейшей разработки залежи (Е.М. Минский и А.Л. Хейн).

При больших диаметрах эксплуатационных колонн необходимо учитывать взаимодействие скважин по пласту и возможность образования крупных воронок депрессии, размеры которых превысят расстояние между ними, что может привести к снижению забойного давления и ухудшению технико-экономических показателей работы скважины.

Экономически оправдано заканчивание высокодебитных скважин эксплуатационными колоннами диаметром 219–324 мм. При увеличении диаметра колонн в 2,2 раза (от 146 до 324 мм) дебит возрастает в 8–8,5 раза, а стоимость строительства — лишь в 1,6 раза (Уренгойское месторождение).

1.4.3. ВОПРОСЫ НАДЕЖНОСТИ КОНСТРУКЦИЙ СКВАЖИН. СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ ГЕРМЕТИЧНОСТИ РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ ОБСАДНЫХ ТРУБ

Термин "надежность" означает свойство объекта выполнять заданные функции, сохраняя во времени в определенных пределах значения установленных эксплуатационных показателей, соответствующих заданным режимам и условиям использования, технического обслуживания, ремонта, хранения и транспортирования.

Под надежностью конструкции скважины следует понимать такое техническое состояние закрепленной части ствола, которое позволяет осуществлять комплекс технологических операций, направленных на успешное преодоление возникших осложнений и дальнейшее углубление скважины. При этом к конструкции скважины предъявляются следующие основные требования:

- использование обсадных колонн оптимального диаметра для перекрытия возникших зон осложнений и достижение проектной глубины скважины;

- предупреждение интенсивного механического износа внутренней части обсадных колонн;

- передача на забой максимума гидравлической мощности для выбора оптимального режима бурения;

- возможность создания значительных по абсолютным значениям избыточных внутренних давлений в закрепленной части ствола для борьбы с возникающими газодонефтепроявлениями или при ожидаемом вскрытии пластов с АВГД;

- исключение заколонных проявлений и межпластовых перетоков;

- обеспечение прочности конструкции скважины в сочетании с герметичностью каждой обсадной колонны и цементного кольца;

- качественное разобшение всех горизонтов и, в первую очередь, газовых пластов — объектов самостоятельной разработки;

- достижение запроектированных режимов эксплуатации

скважины, обусловленных проектом разработки горизонта (месторождения);

применение современных методов испытания, освоения и ремонта скважины.

Указанные требования определяют в целом совершенство конструкции. При их обеспечении достигаются наилучшие технико-технологические показатели процесса бурения, заканчивания скважины и последующей ее эксплуатации. Некоторые факторы очевидны, поэтому авторы не сочли нужным более детально рассматривать их, ограничившись в последующих главах предположениями по их учету при проектировании конструкций.

Один из важнейших вопросов надежности конструкции скважины – обеспечение прочности и герметичности каждого интервала крепления. Резьбовые соединения обсадных труб в силу своих конструктивных особенностей негерметичны. Замеры, проведенные на разрезах сопряженных резьбовых пар, показали (П.Н. Овчарук и др.), что зазоры между гребнями и вершинами витков достигают 0,19–0,39 мм. В связи с недостаточной герметичностью резьбовых соединений обсадных труб и высокой проникающей способностью газа применяют специальные уплотняющие смазки с герметизирующим составом. В буровой практике для обеспечения плотности и во избежание задиров резьбовых соединений труб промежуточных обсадных колонн применяют смазки типов Р-402 и Р-2МВП. Для резьбовых соединений эксплуатационных колонн применяют смазки типов УС-1, Р-402, Р-2МВП, КНИИ НП-2 и другие, менее известные.

АНИ рекомендуются сложные составы (основы и смазки). В качестве основы используют нефтяное масло (с определенными свойствами), стеарат алюминия и лития, в качестве смазки – порошкообразный графит, цинк, свинец, медь и другие материалы. Применение всех составов преследует одну цель – обеспечение смазки трущихся поверхностей (предохранение от задира и снижение трения) и уплотнение. Некоторые материалы, например чешуйчатая медь, образуют на поверхности резьбы сплошную пленку, что повышает герметичность соединения.

В зарубежной нефтепромысловой практике весьма надежными считаются полимеризующиеся составы "Бакерлок" и "Средлок" (США), "Металлон PR" (ФРГ) и др.

Применение существующих уплотнительных полимеризующихся смазок для герметизации резьбовых соединений в промысловых условиях зачастую не достигает цели в основном по

двум причинам: во-первых, на заводские соединения не всегда нанесен уплотнительный состав; во-вторых, на буровой сложно осуществлять обезжиривание резьбы и наносить смазку.

Т.Е. Еременко, Д.Ю. Мочернюком и другими проведены исследования применяемых металлических уплотнителей, наиболее эффективным из которых является цинковый уплотнитель. Предложенный способ заключается в том, что впадины последних контактных витков внутренней резьбы заполняются слоем мягкого металла, постепенно уменьшающегося по толщине в направлении входной части резьбового соединения; одновременно создается радиальное и торцовое уплотнение резьбовых витков труб, т.е. надежная герметизация соединений обсадных труб.

1.4.4. МЕТОДЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ КОНСТРУКЦИЙ СКВАЖИН

Выбор конструкции скважины является основным этапом ее проектирования и должен обеспечить высокое качество строительства скважины как долговременно эксплуатируемого, сложного нефтепромыслового объекта, предотвратить аварии и осложнения в процессе бурения, создать условия для снижения затрат времени и материально-технических средств на бурение.

До настоящего времени выбор конструкций скважин осуществлялся, как правило, без достаточно систематизированного анализа определяющих факторов и базировался в основном на принципах минимального расхода металла или борьбы с осложнениями в процессе бурения.

Вопросами разработки принципов подхода к проектированию рациональной конструкции скважин занимался ряд исследователей в нашей стране и за рубежом. В одних случаях, за основную предпосылку принималось гидродинамическое совершенство конструкции с целью получения на забое скважины максимальной гидравлической мощности или определения необходимых зон крепления и глубины спуска обсадных колонн в зависимости от условия предупреждения гидроразрыва горных пород или газопроявлений; в других случаях, определяющим фактором была конечная стоимость скважины как инженерного сооружения. В принятом для руководства положении определяющим принципом проектирования рациональной конструкции скважины считается обоснованное распределение всего интервала бурения на несколь-

ко зон в зависимости от несовместимости условий бурения отдельных интервалов скважины. Под несовместимостью условий бурения понимают такое их сочетание, когда заданные параметры технологических процессов бурения нижележащего интервала скважины вызывают осложнения в пробуренном, лежащем выше интервале, если последний не закреплен обсадной колонной, а проведение специальных дополнительных технологических мероприятий по предотвращению этих осложнений невозможно.

Отсутствие единой методики выбора конструкций скважин в одних случаях приводит к большим затратам средств на ликвидацию осложнений в процессе бурения, а в других — к излишнему расходованию металла на крепление скважин.

Вместе с тем есть и рациональный подход к установлению главных факторов, определяющих совершенство конструкции скважины в различных геолого-технических условиях.

Рассмотрим основные из них.

При заканчивании скважин турбинным способом необходимо соблюдать оптимальное соотношение между диаметрами забойного двигателя и скважины для сохранения условия, обеспечивающего интенсивность очистки забоя. Последнее достигается неизменностью в процессе бурения скважины удельного расхода промывочной жидкости q , т.е. расхода Q , отнесенного к площади забоя:

$$q = \frac{4Q}{\pi D^2}, \quad (1.8)$$

где D — диаметр скважины.

Условием использования максимума гидравлической мощности потока при ограниченном давлении на насосах является реализация на забое $2/3$ общего перепада давления в циркуляционной системе. Ухудшение показателей бурения с ростом глубин связано не только с увеличением энергоемкости разрушения пород на больших глубинах, но и с закономерным падением забойной мощности. В этом случае выбор недостаточно обоснованной конструкции скважины (оптимальных соотношений диаметров долот и бурильных труб, соответствующего типа и размера забойного двигателя) будет способствовать быстрому снижению забойной гидравлической мощности, так как сохранение оптимального соотношения перепада давления, равного $2/3$, сильно затрудняется с увеличением глубины и уменьшением диаметра скважины.

Таблица 1.2

Рациональные диаметры скважины и бурильных труб

Диаметр скважины, мм	Диаметр бурильных труб, мм		Зазор, мм	Забойный двигатель	
	по телу	по замку		типоразмер	КПД
190	127	ЗУ-155	35	ТС4М-6 $\frac{5}{8}$ "	0,52
214	127	ЗУ-155	49	ТС5Б-7 $\frac{1}{2}$ "	0,63
243	146	ЗУ-188	55	ЗТС5А-8"	0,58
269	146	ЗУ-188	81	ТС5Б-9"	0,69
295	168	ЗУ-212	107	ТС5Б-9"	0,69

В табл. 1.2 приведены рациональные диаметры скважины и бурильных труб. Эти варианты обеспечивают лучшие условия для бурения скважины: большие расходы обеспечивают турбулентный режим течения жидкостей; тип и конструкция забойного двигателя позволяют получить максимальную мощность на забое скважины; бурильные трубы при минимальном весе обеспечивают максимальный коэффициент полезного действия (КПД) гидравлической мощности.

Надежность конструкции в зависимости от гидродинамики давлений в стволе скважины и возможности возникновения интенсивных поглощений бурового раствора или газонефтеводопроявлений служат основой методики М.К. Сеид-Рза и др.

Необходимая глубина спуска кондуктора или промежуточной колонны H_1 определяется из условия максимального и минимального значений давления гидравлического разрыва пластов, вскрываемых при бурении под очередную промежуточную колонну:

$$H_1 = \frac{p_1}{\Delta p_2 - \Delta p_1}, \quad (1.9)$$

где p_1 — ожидаемое давление на устье скважины; Δp_1 — ожидаемое значение градиента гидростатического давления газированного бурового раствора в случае газопроявления в процессе бурения под очередную промежуточную колонну; Δp_2 — минимальное значение градиента давления разрыва пласта для интервала ниже башмака кондуктора.

Как следует из выражения (1.9), необходимая длина обсадной колонны находится в прямой зависимости от значений давления на устье скважины и градиента гидростатического давления бурового раствора.

При отсутствии в геологическом разрезе интервала, про-

буриваемого под очередную промежуточную колонну после кондуктора, водогазонефтенасыщенных пластов с АВГД, значение p_1 принимается равным 0,1. Тогда выражение, определяющее длину кондуктора H'_1 при проектировании конструкции скважин для нормальных условий, имеет вид

$$H'_1 = \frac{0,1}{\Delta p_2 - \Delta p_3}, \quad (1.10)$$

где Δp_3 – максимальное значение градиента гидродинамического давления промывочной жидкости, применяемого при бурении под промежуточную колонну, МПа/м.

Для газовых месторождений при возможности фонтанирования глубину спуска кондуктора H''_1 в результате незначительности градиента гидростатического давления газового столба находят из выражения

$$H''_1 = p_2 / \Delta p_2, \quad (1.11)$$

где p_2 – давление газонасыщенного пласта.

В случае ожидания возможных поглощений ниже башмака промежуточной колонны, возникает необходимость определить глубину спуска этой колонны, которую рассчитывают из максимального значения гидродинамического давления, возникающего при бурении под очередную колонну:

$$H_2 = p_3 / \Delta p_4, \quad (1.12)$$

где H_2 – глубина спуска промежуточной колонны; p_3 – максимальное значение гидродинамического давления, возникающего в процессе бурения под очередную колонну после спуска предыдущей промежуточной колонны; Δp_4 – минимальное значение градиента давления гидроразрыва для интервала бурения под очередную колонну после спуска промежуточной колонны.

Таким образом, при проектировании конструкций скважин для конкретных геологических условий оптимальные глубины спуска колонн с учетом предотвращения поглощений и газоводонефтепроявлений в процессе бурения определяют последовательно снизу вверх. Расчетные глубины спуска кондуктора и других промежуточных колонн уточняют с учетом геологических особенностей месторождений.

В.Д. Малеванским предложена зависимость для определения глубины спуска H промежуточной колонны в газовой скважине:

$$H = p_{\text{пл}}/\alpha', \quad (1.13)$$

где $p_{\text{пл}}$ — максимально возможное давление газа на глубине H при опорожнении скважины, МПа; α' — градиент давления разрыва пластов, принятый равным 0,02 МПа/м.

В формуле (1.13) максимально возможное давление газа на искомой глубине H условно принято равным пластовому, причем разница между ними играет роль коэффициента безопасности.

Если для низкодебитных скважин с незначительным пластовым давлением такое приращение дает практически применимые результаты, то для высокодебитных скважин с большим $p_{\text{пл}}$ формула (1.13) имеет значительную погрешность, так как не учитывает снижение давления в скважине по направлению от забоя к устью.

Эта задача рассмотрена М.А. Шамилевым; предложено удовлетворительное решение для определения глубины установки башмака промежуточной колонны в газовых скважинах с высоким пластовым давлением:

$$H = \frac{p_{\text{пл}}}{e^s \alpha - \frac{p_{\text{пл}}(e^s - 1)}{L}}, \quad (1.14)$$

где $p_{\text{пл}}$ — пластовое давление, МПа; e — основание натурального логарифма ($e = 2,7183$); α — градиент давления разрыва пластов, МПа/м; L — глубина залегания кровли продуктивного пласта, м.

Газовые скважины характеризуются и другими особенностями, например большой мощностью продуктивного пласта. Хотя залежи с большим этажом газоносности встречаются сравнительно редко (месторождения Шебелинское и Газли в СНГ, Гронинген в Нидерландах и др.). Для них специфичен особый подход к выбору конструкции скважин.

Минимально допустимая глубина установки башмака промежуточной обсадной колонны H_2 определяется из выражения (В.Д. Малеванский)

$$H_2 = \frac{ap_1 - abH_1}{\rho_2 - ab}, \quad (1.15)$$

где a — коэффициент минимально допустимого превышения гидростатического давления над пластовым; p_1 — пластовое давление в кровле газоносного интервала; b — градиент повышения пластового давления с увеличением глубины; H_1 — глубина кровли газоносного интервала; ρ_2 — максимально допустимая плотность бурового раствора (во избежание поглощения) при заканчивании скважины, г/см³.

Таким образом, глубина спуска промежуточной колонны для перекрытия части газовой залежи с целью предотвращения поглощений и выбросов бурового раствора зависит от положения скважины на структуре (глубины кровли газонесущей залежи), проектной глубины скважины и пластового давления.

По мере разработки залежи, падения пластового давления и приближения его к гидростатическому глубину установки башмаков промежуточных колонн нужно уменьшать и конструкцию скважины упрощать.

Методика прогнозирования глубины спуска обсадных колонн, использующая эмпирические данные, служит основой проектирования конструкций скважин в США. Глубины спуска колонн выбирают из условия предупреждения гидроразрывов горных пород и несовместимости отдельных интервалов по условиям бурения. Аналогичный подход к определению зон крепления скважины принят в настоящее время в СНГ. При этом вводится единый принцип выбора конструкции скважин — совместимость отдельных интервалов геологического разреза по горно-геологическим условиям бурения.

Для выбора количества обсадных колонн (зон крепления) используют совмещенный график изменения пластового давления, давления гидроразрыва пород и гидростатического давления столба бурового раствора, построенный на основании исходных данных в прямоугольных координатах, глубина — эквивалент градиента давления (рис. 1.3).

Под эквивалентом градиента давления понимают плотность жидкости, столб которой в скважине на глубине определения создает давление, равное пластовому (поровому) или давлению гидроразрыва.

Кривые, характеризующие изменение пластового (порового) давления и давления гидроразрыва пластов, строят на основании данных промысловых исследований.

В исключительных случаях при полном отсутствии промысловых данных допускается использовать эмпирическую зависимость

$$p_{гр} = 0,083H + 0,66p_{пл}, \quad (1.16)$$

где $p_{гр}$ — давление гидроразрыва пластов; H — глубина определений гидроразрыва; $p_{пл}$ — пластовое давление на глубине определения давления гидроразрыва.

Определение зон совместимости, количества обсадных колонн и глубин их спуска производят в такой последовательности.

1. По литологической характеристике разреза выделяют интервалы с аномальной характеристикой пластовых давлений и давлений гидроразрыва.

2. Для интервалов по п. 1 находят значения эквивалентов градиентов пластовых (поровых) давлений и давлений гидроразрыва слагающих пород.

3. На совмещенный график наносят точки эквивалентов и строят кривые эквивалентов градиентов давлений (см. рис. 3.3, точки 1, 2, ..., 19 — пластовых давлений, точки 20, 21, ..., 39 — давлений гидроразрыва).

4. Параллельно оси ординат проводят линии *AB*, *EF*, *KL* и *OP* касательно крайних точек эквивалентов градиентов пластового (порового) давления и линии *CD*, *GH*, *MN*, *QS* — касательно крайних точек кривой эквивалентов градиентов давления гидроразрыва.

5. Зоны *ABCD*, *EFGH*, *KLMN*, *OPQS* являются зонами совместимых условий бурения.

6. Линии *AB*, *EF*, *KL*, *OP* определяют граничные условия по пластовым давлениям для соответствующих интервалов разреза, а линии *CD*, *GH*, *MN*, *QS* — по давлениям гидроразрыва.

Зоны совместимых условий бурения являются зонами крепления скважины обсадными колоннами. Количество зон крепления соответствует количеству обсадных колонн.

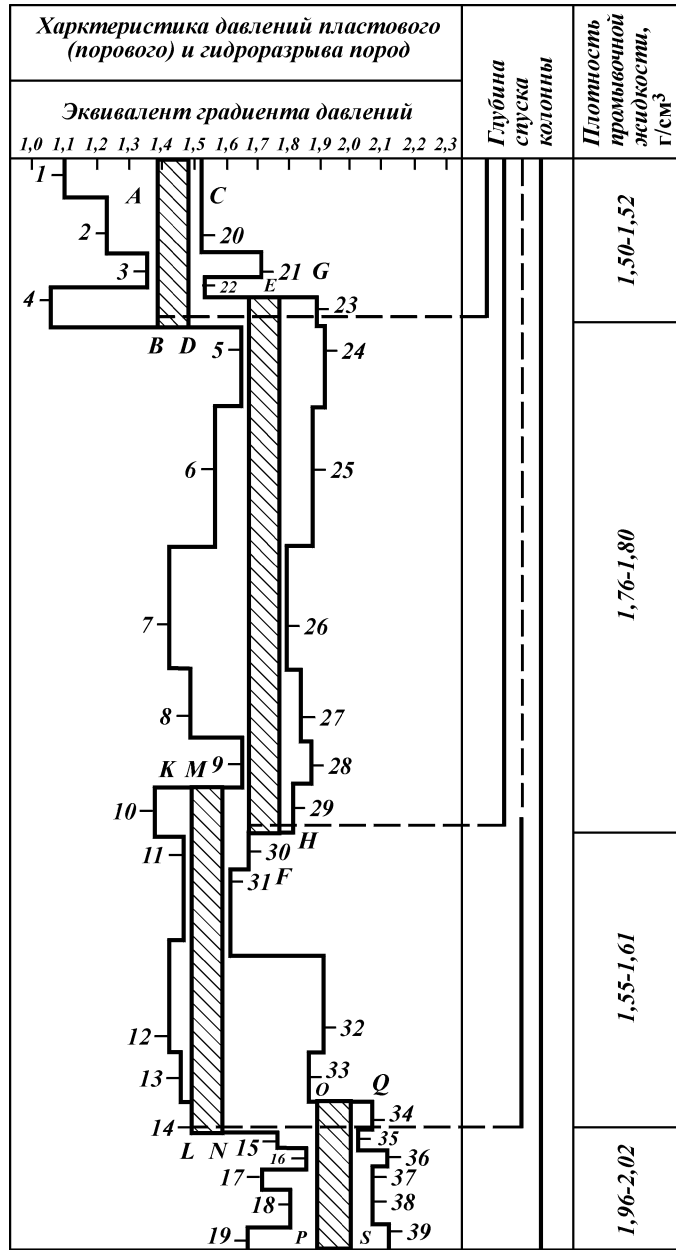
7. Глубина спуска обсадной колонны (установки башмака) принимается на 10–20 м выше окончания зоны крепления (зоны совместимых условий), но не выше глубины начала следующей зоны совместимых условий.

8. Плотность бурового раствора, применяемого при бурении в данной зоне крепления, должна находиться в пределах зоны совместимых условий и отвечать следующим требованиям: для скважин глубиной до 1200 м гидростатическое давление в скважине, создаваемое столбом бурового раствора, должно превышать пластовое на 10–15 %, а для скважин глубже 1200 м — на 5–10 %. Отклонения от установленной плотности промывочной жидкости для ее значений до 1,45 г/см³ не допускаются больше, чем на 0,02 г/см³, а для более высокой плотности — не больше, чем на 0,03 г/см³ (по замерам бурового раствора, освобожденного от газа).

Глубина спуска эксплуатационной колонны определяется способами заканчивания и эксплуатации скважины, а глубина спуска кондуктора — требованиями охраны источников водоснабжения от загрязнения, предотвращения осложнений при бурении под очередную обсадную колонну, обвязки устья

Рис. 1.3. Совмещенный график давлений для выбора конструкции скважины

Глубина, м	Стратиграфическая колонка	Литологическая характеристика	Давление, МПа				
			$P_{пл}$	$P_{гр}$			
150	Толица	Глины	3,7	4,5			
300		Глинистые песчаники					
450		Песчаник					
600		Глины					
750		Известняки глинистые			13,8	17,4	
900							
1050		Толица			Известняки	22,0	25,6
1200							
1350							
1500							
1650							
1800							
1950							
2100	Глины		30,2	37,8			
2250	Известняки						
2400	Песчаник						
2550							
2700	Песчаные известняки	42,0			54,9		
2850							
3000	Мергель	50,0			54,8		
3150							
3300	Аргиллит	58,7			79,0		
3450							
3600	Толица	Известняк	64,1	81,2			
3750							
3900							
4050							
4200					Песчаник	68,6	94,5
4350							
4500					Глина	82,4	93,8
4650					Песчаник		
4800					Глина	82,7	99,2
4950					Песчаник		
		Глина	90,2	102,3			
		Глина	85,0	107,5			



скважины противовыбросовым оборудованием и подвески обсадных колонн.

При проектировании и бурении первых трех разведочных скважин, если достоверность геологического разреза недостаточна, допускается включать в конструкцию скважины резервную промежуточную обсадную колонну. В этом случае бурение скважины производят в расчете на крепление резервной обсадной колонной намеченного интервала. Однако если в процессе бурения будет установлено, что необходимость в спуске резервной обсадной колонны отпала, продолжают углублять ствол под очередную обсадную колонну до запроектированной глубины.