

Е.М.СОЛОВЬЕВ

**ЗАДАЧНИК
ПО ЗАКАНЧИВАНИЮ
СКВАЖИН**



**ВЫСШЕЕ
ОБРАЗОВАНИЕ**

Е.М.СОЛОВЬЕВ

ЗАДАЧНИК ПО ЗАКАНЧИВАНИЮ СКВАЖИН

*Допущено Государственным Комитетом СССР
по народному образованию
в качестве учебного пособия
для студентов вузов,
обучающихся по специальности "Бурение
нефтяных и газовых скважин"*



МОСКВА "НЕДРА" 1989

ББК 33.3
С 60
УДК 622.245.7 (075)

Рецензенты:

Кафедра бурения нефтяных и газовых скважин
(Ивано-Франковский институт нефти и газа);
канд. физ.-мат. наук *Н.Р. Рабинович*

Организация-спонсор Московский ордена Октябрьской Революции
и ордена Трудового Красного Знамени
институт нефти и газа им. И.М. Губкина

С $\frac{2503010300-238}{043(01)-89}$ 278-89

ISBN 5-247-00870-7

© Издательство "Недра", 1989

ПРЕДИСЛОВИЕ

Показатель хорошего усвоения студентом материала той или иной вузовской дисциплины — способность применить полученные теоретические знания для решения практических задач. Предлагаемое новое учебное пособие облегчит изучение теоретического содержания курса "Заканчивание скважин" и поможет приобрести практические навыки решения задач по основным его разделам.

В каждой главе данного пособия содержатся необходимые методические пояснения и примеры решения задач по основным разделам курса. Включены также задачи для самостоятельного решения их студентами. Очень многие задачи, с которыми приходится иметь дело инженеру при проектировании операций по заканчиванию скважин, могут иметь несколько решений, из которых приходится выбирать наиболее подходящее в конкретных условиях. При составлении данного учебного пособия автор не стал вводить искусственные ограничения ради того только, чтобы сделать решение единственным, поэтому ответы к задачам, предлагаемым для самостоятельного решения студентам, не приводятся. Правильность решения той или иной задачи должен проверить преподаватель, ведущий данный курс в вузе. Рекомендуются один вариант решить вручную с использованием только микрокалькулятора, для решения же других вариантов той же задачи и поиска оптимального варианта — использовать ЭВМ.

В основу пособия положены задачи, которые на протяжении многих лет решаются на практических занятиях, при курсовом и дипломном проектировании в МИНГ им. И.М. Губкина. Задачник предназначен для студентов вузов, обучающихся по специальности "Бурение нефтяных и газовых скважин", но может быть полезен также для всех студентов, изучающих в вузах учебную дисциплину, в которой освещаются вопросы бурения скважин на нефть, газ и другие нетвердые полезные ископаемые.

Автор выражает искреннюю благодарность своим коллегам по кафедре проф. Е.Г. Леонову, доцентам Л.В. Борисенко, В.М. Подгорнову, ассистенту Г.Э. Калиневичу за полезные советы и замечания, высказанные в период работы над данным пособием. Автор будет признателен читателям за критические замечания и советы, которые помогут улучшению этого пособия в дальнейшем.

ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

§ 1.1. ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ

Среди специалистов, работающих в нефтегазовых отраслях народного хозяйства, нет единогласия в трактовке многих широко употребляемых терминов. Для того чтобы избежать разночтения, поясним содержание основных терминов, употребляемых в данной книге.

Глубина (глубина скважины) — расстояние по вертикали от точки в недрах земли (забоя скважины) до дневной поверхности.

Длина — расстояние между двумя рассматриваемыми точками или сечениями по оси скважины (колонны труб и т.п.). Например, длина скважины, сооружаемой на суше, — это расстояние от устья до забоя по оси ствола; всегда длина скважины больше глубины последней.

Поровое давление $p_{\text{пор}}$ — давление жидкости в поровом пространстве горной породы. Обычно этот термин используют для характеристики давления жидкости в порых глинистых и других практически непроницаемых пород.

Пластовое давление $p_{\text{пл}}$ — давление жидкости в проницаемой горной породе, т.е. поровое давление в том частном случае, когда поры сообщаются друг с другом.

Давление гидроразрыва породы $p_{\text{гн}}$ — давление столба жидкости в скважине на глубине $z_{\text{п}}$, при котором происходит разрыв связной породы и образование в ней трещин.

Давление поглощения $p_{\text{погл}}$ — давление в скважине, при котором начинается утечка промывочной жидкости по искусственным трещинам, образующимся в результате гидроразрыва связной породы, либо по естественным каналам в трещиноватых и закарстованных породах.

Геостатическое давление $p_{\text{гс}}$ — давление, обусловленное весом толщи вышележащих горных пород,

$$p_{\text{гс}} = \sum_{i=1}^n [(1 - \Pi_i) \rho_{\text{ск.}i} + \Pi_i \rho_{\text{ж}}] h_i g = \rho_{\text{гп}} g z, \quad (1.1)$$

где Π_i — пористость слоя породы, доли единицы; $\rho_{\text{ск.}i}$ — плотность скелета данной породы, кг/м³; h_i — толщина слоя той же породы, м; $\rho_{\text{ж}}$ — плотность жидкости в порах породы, кг/м³; g — ускорение свободного падения, м/с²; $\rho_{\text{гп}}$ — объемная плотность вышележащей толщи пород, кг/м³

$$\rho_{\text{ГП}} = \sum_{i=1}^n [(1 - \Pi_i) \rho_{\text{СК.}i} + \Pi_i \rho_{\text{Ж}}] h_i / z, \quad (1.2)$$

($z = \sum_{i=1}^n h_i$) — глубина рассматриваемой точки породы от дневной поверхности, м.

Горная порода	Пески	Песчаники	Алевролиты	Глины
$\rho_{\text{СК}}$, кг/м ³	2640–2680	2600–2880	2650–2730	2620–2750
Горная порода	Глинистые сланцы	Мергели	Известняки	Доломиты
$\rho_{\text{СК}}$, кг/м ³	2800–3000	2670–2730	2700–2740	2750–2880
Горная порода	Ангидриты	Гипсы	Каменная соль	
$\rho_{\text{СК}}$, кг/м ³	2300–2400	2200–2300	2160–2300	

При бурении скважин в акватории геостатическое давление рассчитывают так

$$p_{\text{ГС}} = [\rho_{\text{ГП}} (z - z_{\text{М}}) + \rho_{\text{МВ}} z_{\text{М}}] g, \quad (1.1, a)$$

$$\text{где } \rho_{\text{ГП}} = \sum_{i=1}^n [(1 - \Pi_i) \rho_{\text{СК.}i} + \Pi_i \rho_{\text{Ж}}] h_i / (z - z_{\text{М}}), \quad (1.2, a)$$

$z_{\text{М}}$ — глубина моря, м ($z = \sum_{i=1}^n h_i + z_{\text{М}}$); $\rho_{\text{МВ}}$ — средняя плотность морской воды, кг/м³.

Давление относительной устойчивости породы $p_{\text{уст}}$ — минимальное давление на участок ствола скважины, сложенный потенциально неустойчивой породой, при котором в течение продолжительного времени, достаточного по крайней мере для разбуривания всей толщи таких пород и перекрытия их обсадной колонной, при данном составе промысловой жидкости не возникают серьезные проявления неустойчивости (сужения ствола и связанные с этим осложнения — прихваты, затяжки и посадки колонны труб при спуско-подъемных операциях; интенсивные осыпания пород и т.п.).

Давление насыщения нефти газом $p_{\text{нас}}$ — давление, при котором из пластовой нефти начинается выделение газообразных компонентов.

Градиент пластового (порового) давления — отношение пластового (порового) давления в рассматриваемой точке пласта к глубине $z_{\text{пл}}$ ее

$$\left. \begin{aligned} \Delta p_{\text{пл}} &= p_{\text{пл}} / z_{\text{пл}}; \\ \Delta p_{\text{пор}} &= p_{\text{пор}} / z_{\text{пл}}. \end{aligned} \right\} \quad (1.3)$$

Градиент давления поглощения — отношение давления поглощения $p_{\text{погл}}$ в рассматриваемой точке породы к глубине $z_{\text{п}}$ этой точки

$$\Delta p_{\Pi} = p_{\text{погл}}/z_{\Pi}. \quad (1.4)$$

Коэффициент аномальности пластового k_a (порового $k_{\text{ап}}$) давления — отношение пластового (порового) давления в рассматриваемой точке породы на глубине $z_{\text{пл}}$ к давлению столба пресной воды такой же высоты.

$$\left. \begin{aligned} k_a &= p_{\text{пл}}/(\rho_{\text{в}} g z_{\text{пл}}); \\ k_{\text{ап}} &= p_{\text{пор}}/(\rho_{\text{в}} g z_{\text{пл}}), \end{aligned} \right\} \quad (1.5)$$

где $\rho_{\text{в}}$ — плотность пресной воды ($\rho_{\text{в}} = 1000 \text{ кг/м}^3$).

Индекс давления поглощения — отношение давления поглощения на глубине z_{Π} к давлению столба пресной воды такой же высоты

$$k_{\Pi} = p_{\text{погл}}/(\rho_{\text{в}} g z_{\Pi}) = \Delta p_{\Pi}/(\rho_{\text{в}} g). \quad (1.6)$$

Индекс давления устойчивости породы — отношение давления относительной устойчивости породы на глубине z к давлению столба пресной воды такой же высоты

$$k_y = p_{\text{уст}}/(\rho_{\text{в}} g z). \quad (1.7)$$

Осыпание неустойчивых глинистых пород и мергелей часто возникает в том случае, если разность между поровым давлением в породе и давлением в скважине превышает величину депрессии $p_{\text{деп}}$. В этом случае

$$k_y = k_{\text{ап}} - p_{\text{деп}}/(\rho_{\text{в}} g z). \quad (1.8)$$

Величину депрессии $p_{\text{деп}}$ определяют опытным путем.

Индекс геостатического давления — отношение геостатического давления на глубине z к давлению столба пресной воды

$$k_{\Gamma} = p_{\Gamma c}/(\rho_{\text{в}} g z). \quad (1.9)$$

Относительное давление по воде в закрытой скважине — отношение давления p_z на глубине z в скважине с закрытым устьем, частично или полностью заполненной пластовой жидкостью, к давлению столба пресной воды

$$k_{\text{отн}} = p_z/(\rho_{\text{в}} g z). \quad (1.10)$$

Относительная плотность промывочной жидкости — отношение плотности промывочной жидкости в скважине ρ_{Π} к плотности пресной воды $\rho_{\text{в}}$

$$\rho_0 = \rho_{\text{п}} / \rho_{\text{в}}. \quad (1.11)$$

Относительная эквивалентная плотность столба промывочной жидкости — отношение суммы статического и гидродинамического давлений промывочной жидкости на глубине z и избыточного давления в кольцевом пространстве у устья к статическому давлению такого же по высоте столба пресной воды

$$\rho_{0\text{э}} = \rho_0 + (\Delta p_{\text{гд}} z + p_{\text{ук}}) / (\rho_{\text{в}} g z), \quad (1.12)$$

где $\Delta p_{\text{гд}}$ — градиент гидродинамического давления в кольцевом пространстве на участке от устья до глубины z , Па/м; $p_{\text{ук}}$ — избыточное давление в кольцевом пространстве у устья, Па.

Геостатическая температура — температура горной породы в естественных условиях залегания в земной коре, т.е. до начала бурения или после весьма длительного простоя скважины без промывки.

Геотермический градиент G — прирост геостатической температуры на каждый метр глубины залегания породы, К/м. С глубиной геотермический градиент несколько изменяется.

Нейтральный слой земли — ближайший к дневной поверхности слой породы, температура которого не изменяется при суточных и сезонных колебаниях температуры атмосферного воздуха.

Температура, возникающая в рассматриваемой точке при движении жидкости по колонне труб или стволу скважины, называется динамической.

Часть информации о горно-геологических условиях, необходимой для решения задач, связанных с проектированием конструкций скважин, разработкой технологий крепления и заканчивания их, находится в геологических службах производственных объединений, добывающих предприятия и НИПИ, в геофизических предприятиях, обслуживающих УБР. Немалая часть информации находится в технологических отделах УБР в документах, содержащих сведения о фактических технологиях бурения, крепления и заканчивания скважин, осложнениях, которые возникали в процессе строительства скважин, и эффективности мероприятий по предупреждению и ликвидации осложнений. Наконец, часть информации можно получить с помощью косвенных способов оценки ряда характеристик горно-геологической обстановки.

§ 1.2. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ДАВЛЕНИЙ ПО ДЛИНЕ ЗАКРЫТОЙ СКВАЖИНЫ

Давление на глубине z в скважине, целиком заполненной пластовым газом и закрытой на устье,

$$p_z \approx p_{\text{пл}} \exp \left[\frac{0,034 \rho_{\text{ог}} (z - z_{\text{пл}})}{\beta_c T_c} \right], \quad (1.13)$$

где $\rho_{ог}$ — относительная плотность газа по воздуху

$$\rho_{ог} = \sum_{i=1}^n \rho_{oi} x_i; \quad (1.14)$$

β_c — коэффициент сжимаемости газа; T_c — средняя абсолютная температура газа в рассматриваемом интервале ($z - z_{пл}$) по шкале Кельвина; ρ_{oi} — относительная плотность i -го компонента газа по воздуху (табл. 1); x_i — содержание этого компонента в газе, доли по объему.

Коэффициент сжимаемости β_c определяют по кривым рис. 1 в зависимости от значений приведенного давления

$$p_{пр} = p_c/p_{кр} \quad (1.15)$$

и приведенной температуры

$$T_{пр} = T_c/T_{кр}, \quad (1.16)$$

где p_c — среднее давление в закрытой скважине; $p_{кр}$ — псевдокритическое давление газа

$$p_{кр} = \sum_{i=1}^n (p_{кр.i} x_i); \quad (1.17)$$

Таблица 1

Компонент газа	Относительная плотность по воздуху	Критическая температура по шкале Кельвина, К	Критическое давление, МПа
CH ₄	0,555	191	4,79
C ₂ H ₆	1,049	305	5,08
C ₃ H ₈	1,562	370	4,42
n-C ₄ H ₁₀	2,091	425	3,95
i-C ₄ H ₁₀	2,067	408	3,80
n-C ₅ H ₁₂	2,674	470	3,50
i-C ₅ H ₁₂	2,490	460	3,52
C ₆ H ₁₄	2,974	507	3,13
C ₇ H ₁₆	3,450	540	2,85
C ₈ H ₁₈	3,820	569	2,59
N ₂	0,967	126	3,54
H ₂	0,069	33	1,35
H ₂ S	1,190	374	9,37
CO ₂	1,529	304	7,68

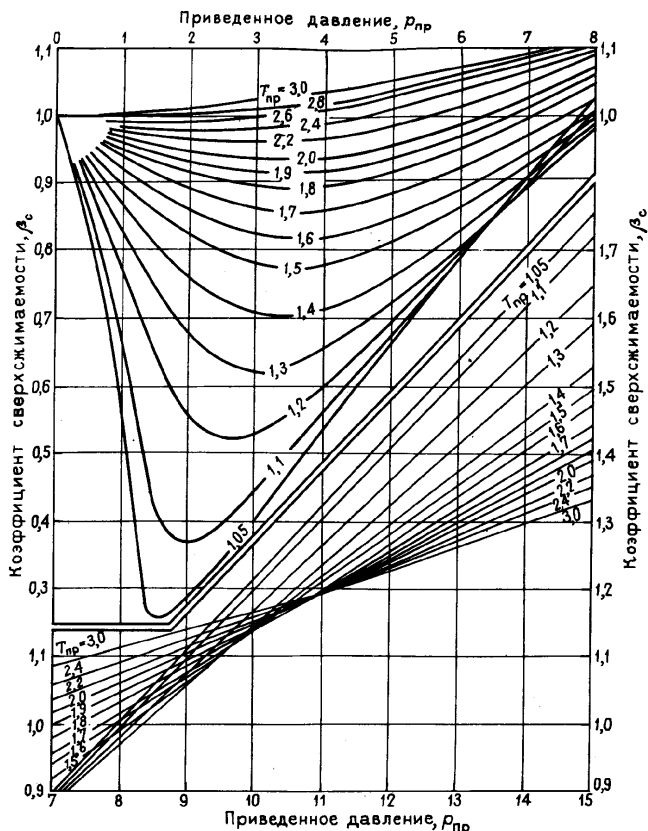


Рис. 1. Номограмма для определения коэффициента сжимаемости природных газов

$T_{кр}$ — псевдокритическая температура газа

$$T_{кр} = \sum_{i=1}^n (T_{кр.i} x_i); \quad (1.18)$$

$P_{кр}$ и $T_{кр}$ — критические давление и температура i -го компонента (табл. 1), т.е. те значения давления и температуры, при которых плотности компонента в жидком и парообразном состояниях одинаковы. Если известна только относительная плотность газа по воздуху, псевдокритические значения давления $P_{кр}$ и температуры $T_{кр}$ можно оценить по графикам, приведенным на рис. 2 и рис. 3 [11].

Если после частичного выброса промышленной жидкости устье скважины герметично закрыто, а верхний участок ее до глубины z_* заполнен газом, то давление в этом участке на глубине $z \leq z_*$ можно оценить по формуле

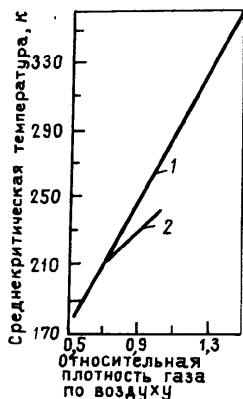


Рис. 3. Зависимость критической температуры от относительной плотности газа месторождений:

1 — газовых; 2 — газоконденсатных



Рис. 2. Зависимость критического давления от относительной плотности газа месторождений:

1 — газовых; 2 — газоконденсатных

$$p_z \approx p_y \exp \left[\frac{0,034 \rho_{ог} (z_* - z)}{\beta_c T_c} \right], \quad (1.19)$$

а в нижнем участке при $z > z_*$, заполненном жидкостью, —

$$p_z \approx p_{пл} - \rho_{п} g (z_{пл} - z), \quad (1.20)$$

где p_y — установившееся давление у устья закрытой скважины, Па.

Глубину z_* можно найти путем совместного решения уравнений (1.19) и (1.20).

Если давление у устья закрытой скважины, заполненной пластовой нефтью, больше давления насыщения последней, т.е. $p_y > p_{нас}$, то давление на глубине z

$$p_z \approx p_{пл} - \rho_{ф} g (z_{пл} - z), \quad (1.21)$$

где $\rho_{ф}$ — средняя плотность пластовой нефти, кг/м³.

Если же $p_y < p_{нас}$, то давление в верхнем участке при $z \leq z_*$, который заполнен газом, выделившимся из нефти, можно приближенно оценить по формуле

$$p_z \approx p_y + (p_{нас} - p_y) z / z_*, \quad (1.22)$$

а в нижнем участке при $z > z_*$ — по формуле (1.21). Глубину z_* можно приближенно найти из выражения (1.21), положив $p_z = p_{нас}$.

§ 1.3. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ДАВЛЕНИЙ РАЗРЫВА ПОРОД

При отсутствии данных о давлениях поглощения для прогнозирования значений k_{Π} можно воспользоваться формулой Б.А. Итона (1969 г.)

$$k_{\Pi} = k_a + \frac{\mu}{1 - \mu} (k_{\Gamma} - k_a), \quad (1.23)$$

а для глинистых пород – также формулой АзНИПИнефти [27]

$$k_{\Pi} = k_{ап} + \frac{2\mu}{1 - \mu} (k_{\Gamma} - k_{ап}), \quad (1.24)$$

где μ – коэффициент Пуассона для горной породы.

Значения μ по данным лабораторных исследований приведены ниже [24], а по данным гидроразрывов пород в реальных скважинах Северного Кавказа [8] – на рис. 4.

[8] – на рис. 4.

Эти значения надо рассматривать как ориентировочные и при возможности уточнять.

Горная порода	Глины пластичные	Глины плотные	Глинистые сланцы	Известняки
Коэффициент Пуассона μ	0,38–0,45	0,25–0,35	0,1–0,2	0,28–0,33
Горная порода	Песчаники		Каменная соль	
Коэффициент Пуассона μ	0,25–0,35		0,44	

Если, например, в скважине осуществили гидроразрыв с целью интенсификации притока нефти или глушения открытого фонтана, величину $\mu/(1 - \mu)$ можно для данной породы уточнить по следующей формуле:

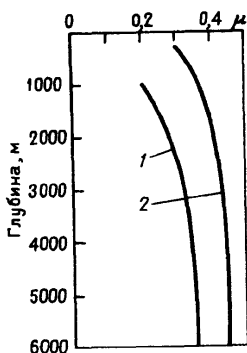


Рис. 4. Зависимость коэффициента Пуассона горных пород от глубины залегания на площадях Северного Кавказа:

1 – трещиноватые породы; 2 – ненарушенные породы

$$\mu/(1 - \mu) = \frac{(p_y + \rho_{жг} g z)/(\rho_{в} g z) - k_a}{k_r - k_a}, \quad (1.25)$$

где p_y — наибольшее давление на устье скважины в момент разрыва породы, Па; $\rho_{жг}$ — плотность жидкости в скважине при гидроразрыве, кг/м³; z — глубина, на которой образовались трещины разрыва, м; k_a и k_r — коэффициент аномальности и индекс геостатического давления в породе на той же глубине.

Давление разрыва породы не может быть меньше того давления, которое действует на стенки скважины в конце цементирования

$$p_{\text{погл}} \geq [\rho_{\text{п}} h + \rho_{\text{цр}} (z - h)] g + \Delta p_{\text{гд}} z, \quad (1.26)$$

где $\rho_{\text{п}}$ и $\rho_{\text{цр}}$ — плотности соответственно промывочной жидкости и тампонажного раствора в скважине, кг/м³; h — глубина кровли цементного камня, м; z — глубина рассматриваемого сечения, м; $\Delta p_{\text{гд}} \approx \approx 1$ кПа/м — градиент гидродинамического давления в кольцевом пространстве в конце цементирования.

Поэтому

$$\mu/(1 - \mu) \geq \frac{[\rho_{\text{п}} h + \rho_{\text{цр}} (z - h)] g + \Delta p_{\text{гд}} z}{(k_r - k_a) \rho_{\text{в}} g z} - \frac{k_a}{k_r - k_a}. \quad (1.27)$$

Разрыв породы может возникнуть при замене одной промывочной жидкости на другую с большей плотностью. В этом случае примерное значение величины $\mu/(1 - \mu)$ можно найти по формуле (1.27), если положить $\rho_{\text{цр}} = 0$, а вместо $\rho_{\text{п}}$ — среднее арифметическое двух величин плотности промывочных жидкостей: при которой еще не было поглощения и при которой поглощение зафиксировано.

Для пластичных хомогенных пород можно принимать $k_{\text{п}} \approx 0,9 k_r$.

Для закарстованных и крупнотрещиноватых пород $k_{\text{п}} \approx k_a$.

Если принять $k_r = 2,5$ и $\mu = 0,25$, то формула (1.23) примет вид

$$k_{\text{п}} \approx 0,83 + 0,66 k_a. \quad (1.28)$$

Этой формулой часто пользуются в НИПИ при разработке проектов на строительство скважин.

§ 1.4. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕМПЕРАТУР ПО СТВОЛУ СКВАЖИНЫ

Геостатическая температура горных пород с увеличением глубины их залегания ниже нейтрального слоя возрастает, причем интенсивность роста, как правило, изменяется, чаще в сторону уменьшения. В районах, где геотермический градиент Γ с глубиной изменяется весьма незначи-

тельно, распределение геостатических температур приближенно можно рассчитать по формуле

$$T_z \approx T_{\text{пл}} - \Gamma(z_{\text{пл}} - z), \quad (1.29)$$

где $T_{\text{пл}}$ — известная температура породы на глубине $z_{\text{пл}}$, °С.

При промывке скважины и цементировании характер распределения температур по глубине существенно изменяется по сравнению с геостатическим: температура в верхнем интервале значительно возрастает за счет выноса тепла восходящим потоком промывочной жидкости, а в нижнем интервале, напротив, уменьшается под влиянием более холодного нисходящего потока закачиваемой в скважину жидкости. Для приближенного расчета распределения температур в скважине при промывке можно воспользоваться экспресс-методикой ВНИИКРнефти (1976 г.). Согласно этой методике, температура восходящего потока на забое и в нижнем участке высотой, равной одной трети глубины скважины

$$T_z \approx 0,33 T_0 + 0,67 T_{\text{пл}}, \quad (1.30)$$

а в верхнем интервале линейно уменьшается до температуры $T_{\text{вых}}$ на выходе из скважины

$$T_{\text{вых}} \approx 0,67 T_0 + 0,33 T_{\text{пл}}, \quad (1.31)$$

где $T_{\text{пл}}$ — геостатическая температура на забое, °С; T_0 — температура нейтрального слоя земли, °С.

Температура нисходящего потока линейно возрастает от $T_{\text{в}}$ на входе в скважину до T_z у забоя. Разность температур

$$\Delta T_{\text{вых}} = T_{\text{вых}} - T_{\text{в}} \quad (1.32)$$

зависит от интенсивности охлаждения промывочной жидкости в наземной циркуляционной системе, атмосферной температуры и теплофизических свойств самой жидкости.

Отсюда средняя температура восходящего потока при промывке

$$T_{\text{ср.в}} \approx \frac{4}{9} T_0 + \frac{5}{9} T_{\text{пл}}, \quad (1.33)$$

нисходящего потока

$$T_{\text{ср.н}} \approx 0,5 (T_{\text{пл}} - T_0 + \Delta T_{\text{вых}}), \quad (1.34)$$

а средняя температура в скважине

$$T_{\text{ср.с}} \approx 0,53 T_{\text{пл}} + 0,45 T_0. \quad (1.35)$$

Для расчета распределения температур в скважине при фонтанировании можно воспользоваться формулой С.А. Бобровского и В.И. Черникина

$$T_z = T_{\text{пл}} - \Delta T_{\text{п}} \exp[a(z - z_{\text{пл}})] - \Gamma(z_{\text{пл}} - z) + \frac{\Gamma - A}{a} \left\{ 1 - \exp[a(z - z_{\text{пл}})] \right\}, \quad (1.36)$$

где $\Delta T_{\text{п}}$ — снижение температуры в прискважинной зоне пласта, К

$$\Delta T_{\text{п}} = D_i \frac{p_{\text{пл}} - p_3}{\ln \frac{R}{r_c}} \ln \left(1 + \frac{Q_{\Gamma} c_p t}{\pi h_{\text{пл}} \rho_{\text{гп}} c_{\text{п}} r_c^2} \right); \quad (1.37)$$

$$a = \pi K d / (c_p Q_{\Gamma}); \quad (1.38)$$

A — коэффициент, учитывающий эффект дросселирования и изменение центра тяжести потока

$$A = D_i \frac{p_3 - p_y}{z_{\text{пл}}} + \frac{g}{c_p}; \quad (1.39)$$

D_i — коэффициент Джоуля-Томсона, К/Па; для природных газов можно принять $D_i \approx 3 \cdot 10^{-6}$ К/Па, для нефтей $D_i = (0,4 \div 0,6) \cdot 10^{-6}$ К/Па; $p_{\text{пл}}$ — пластовое давление, Па; p_3 и p_y — забойное и устьевое давления при фонтанировании соответственно, Па; c_p — удельная теплоемкость газа (нефти) при постоянном давлении, Дж/(кг·К); R — радиус контура питания скважины, м; r_c — радиус скважины, м; Q_{Γ} — массовый дебит газа (нефти), кг/с; t — продолжительность фонтанирования, с; $h_{\text{пл}}$ — эффективная толщина продуктивного пласта, м; $c_{\text{п}}$ — удельная теплоемкость толщи горных пород, Дж/(кг·К); $\rho_{\text{гп}}$ — объемная плотность толщи горных пород, кг/м³; K — общий коэффициент теплопередачи, Вт/(м²·К)

$$K \approx \frac{2\lambda_{\text{п}}}{2R_{\text{T}} d \ln \frac{d}{d_{\text{н}}}}; \quad (1.40)$$

$\lambda_{\text{п}}$ — коэффициент теплопроводности горных пород, Вт/(м·К); усредненные значения $\lambda_{\text{п}}$ для отдельных регионов даны ниже; d — внутренний диаметр колонны труб, по которой движется пластовая жидкость, м; $d_{\text{н}}$ — наружный диаметр той же колонны, м; R_{T} — радиус теплового влияния, м; согласно А.Ю. Намиоту

$$R_T \approx 2 \sqrt{a_{\Gamma\Pi} t}; \quad (1.41)$$

$a_{\Gamma\Pi}$ — коэффициент температуропроводности горных пород, $\text{м}^2/\text{с}$

$$a_{\Gamma\Pi} = \lambda_{\Pi} / (c_{\Pi} \rho_{\Gamma\Pi}). \quad (1.42)$$

Регион	Урало-Поволжье	Азербайджан	Западная Турк- мения
Коэффициент теплопровод- ности горных пород λ_{Π} , Вт/(м·К)	2,1—2,2	1,4—1,5	2
Регион	Прикаспийская впадина	Средняя Азия	Белоруссия
Коэффициент теплопровод- ности горных пород λ_{Π} , Вт/(м·К)	2,7	1,6—2	1,8
Регион	Предкарпатский прогиб	Крым	Тимано-Печорская провинция
Коэффициент теплопровод- ности горных пород λ_{Π} , Вт/(м·К)	1,8—2,0	1,4—1,45	2,6

При приближенных расчетах допустимо принимать $c_{\Pi} \rho_{\Gamma\Pi} \approx 1,9 \div \div 2 \text{ МДж}/(\text{м}^3 \cdot \text{К})$. Удельную теплоемкость газа при постоянном давлении можно рассчитать по формуле (в Дж/(кг·К))

$$c_p = \frac{1}{\rho_{\text{ог}}} \left[109 + 0,76 T_c - 5,16 \cdot 10^{-4} T_c^2 + \frac{1,94 \cdot 10^{-5} M_{\Gamma} p_{\text{ср}}^{1,124}}{(0,01 T_c)^{5,08}} \right], \quad (1.43)$$

где T_c — средняя абсолютная температура газа в рассматриваемом участке, К; M_{Γ} — молекулярная масса газа; $p_{\text{ср}}$ — среднее абсолютное давление газа в том же участке, Па.

Для расчета распределения температур при закачке в скважину жидкости (газа) можно пользоваться формулой Б.А. Романова, В.П. Павленко, К.Х. Шотици (1972 г.)

$$T_z \approx T_0 + \Gamma z - \frac{\Gamma + A}{a} (1 - e^{-az}) + (T_{\text{зж}} - T_0) e^{-az}, \quad (1.44)$$

где $T_{\text{зж}}$ — температура закачиваемой жидкости, °С.

При расчете распределения температур в фонтанирующей нефтяной скважине или в период закачки воды и водных растворов в формулах (1.36) и (1.44) можно за малость принять $\Delta T_{\Pi} \approx 0$ и $A \approx 0$.

Если отсутствуют данные для расчета по формуле (1.36), то можно

приближенно принять распределение температур по длине фонтанирующей скважины линейным

$$T_z \approx T_{пл} - \frac{(T_{пл} - T_y)(z_{пл} - z)}{z_{пл}}, \quad (1.45)$$

температуру у устья

$$T_y \approx (0,55 \div 0,65) T_{пл}, \quad (1.46)$$

а среднюю температуру в скважине

$$T_{ср} \approx (0,7 \div 0,8) T_{пл}. \quad (1.47)$$

§ 1.5. ПРИМЕРЫ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ

Задача 1.1.

Оценить значения геостатического давления и объемной плотности толщи горных пород на глубинах 500, 2000, 3500 и 4600 м для площади, данные о пористости, плотностях пород и насыщающих их жидкостей по которой приведены в табл. 2.

Таблица 2

Интервал глубин, м	Толщина, м	Пористость, %	Средняя плотность, кг/м ³	
			скелета породы	пластовой жидкости
0–200	200	36	2620	1010
200–400	200	33	2700	1010
400–600	200	30	2660	1040
600–800	200	27	2700	1060
800–1000	200	24	2700	1100
1000–1200	200	24	2660	1100
1200–1400	200	26	2660	1100
1400–1600	200	29	2700	930
1600–1800	200	33	2700	750
1800–2000	200	36	2700	680
2000–2200	200	33	2660	680
2200–2900	700	28	2700	920
2900–3000	100	32	2700	730
3000–3200	200	36	2700	680
3200–3400	200	28	2700	680
3400–3700	300	25	2720	680
3700–3900	200	22	2720	700
3900–4100	200	19	2660	700
4100–4400	300	16	2720	710
4400–4600	200	12	2680	710

Решение.

1. Объемная плотность толщ горных пород, залегающих в интервале от дневной поверхности до глубины 500 м [см. формулу (1.2)].

$$\rho_{\text{ГП}} = \left\{ [(1 - 0,36) 2620 + 0,36 \cdot 1010] 200 + [(1 - 0,33) 2700 + 0,33 \cdot 1010] 200 + [(1 - 0,3) 2660 + 0,3 \cdot 1040] 100 \right\} / 500 = 2108 \text{ кг/м}^3.$$

2. Геостатическое давление на той же глубине [см. формулу (1.1)]

$$p_{\text{Гс}} = 2108 \cdot 9,8 \cdot 500 = 10,3 \text{ МПа.}$$

3. Результаты аналогичных расчетов для других глубин приведены ниже

Глубина, м	500	2000	3500	4600
Объемная плотность толщ горных пород $\rho_{\text{ГП}}$, кг/м ³	2108	2169	2151	2194
Геостатическое давление $p_{\text{Гс}}$, МПа	10,3	42,5	73,8	98,9

Задача 1.2.

При испытании разведочной скважины получен фонтанный приток газа из интервала 1700–1780 м. Компонентный состав газа в объемных процентах: метана – 93, этана – 4, пропана – 1, бутана – 0,4, пентана – 0,2, азота (и редких газов) – 1,4. Геостатическая температура, измеренная на глубине 1400 м, равна 62 °С, средний геотермический градиент – 0,038 К/м. После закрытия задвижки на устье фонтанирующей скважины давление постепенно возрастало и стабилизировалось на уровне 23 МПа. Требуется определить пластовое давление в газоносном пласте.

Решение.

1. Относительная плотность газа [см. формулу (1.14) и табл. 1]

$$\rho_{\text{ог}} = 0,555 \cdot 0,93 + 1,049 \cdot 0,04 + 1,562 \cdot 0,01 + 2,091 \cdot 0,004 + 2,674 \cdot 0,002 + 0,967 \cdot 0,014 = 0,60.$$

2. Геостатическая температура в газоносном пласте на глубине 1740 м [см. формулу (1.29)]

$$T_z = 62 - 0,038 (1400 - 1740) = 75 \text{ }^\circ\text{C.}$$

3. Средняя температура в фонтанирующей скважине перед закрытием задвижки на устье [см. формулу (1.47)]

$$T_c \approx 0,7 \cdot 75 = 53 \text{ }^\circ\text{C.}$$

4. Найдем коэффициент сжимаемости газа в закрытой скважине. Критическое давление для газа [см. формулу (1.17) и табл. 1]

$$p_{кр} = 4,79 \cdot 0,93 + 5,08 \cdot 0,04 + 4,42 \cdot 0,01 + 3,95 \cdot 0,004 + \\ + 3,50 \cdot 0,002 + 3,54 \cdot 0,014 = 4,77 \text{ МПа.}$$

Предположим, что среднее давление в закрытой скважине $p_c \approx 24$ МПа.

Тогда приведенное давление [см. формулу (1.15)]

$$p_{пр} = \frac{24}{4,77} = 5,0.$$

Критическая температура для газа [см. формулу (1.18) и табл. 1]

$$T_{кр} = 191 \cdot 0,93 + 305 \cdot 0,04 + 370 \cdot 0,01 + 425 \cdot 0,004 + 470 \cdot 0,002 + \\ + 126 \cdot 0,014 = 198 \text{ К.}$$

Приведенная температура [см. формулу (1.16)]

$$T_{пр} = \frac{53 + 273}{198} = 1,65.$$

Коэффициент сжимаемости (см. рис. 1)

$$\beta_c = 0,85.$$

5. Пластовое давление на глубине $z_{пл} = 1740$ м [см. формулу (1.13)]

$$p_{пл} = 23 \exp \left[\frac{0,034 \cdot 0,6 \cdot 1740}{0,85 (53 + 273)} \right] = 26,2 \text{ МПа.}$$

Задача 1.3.

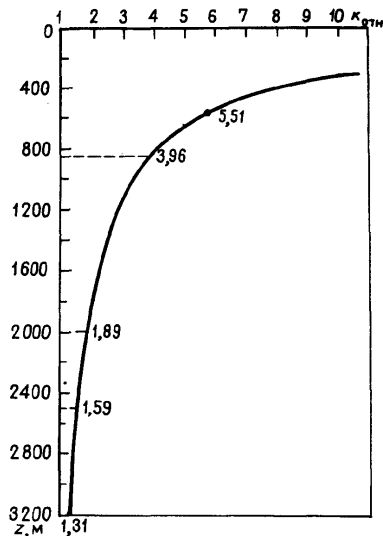
При испытании фонтанирующей нефтяной скважины давление на устье в кольцевом пространстве между эксплуатационной колонной и колонной насосно-компрессорных труб НКТ после закрытия задвижек фонтанной арматуры стабилизировалось на уровне 31 МПа. Пластовое давление на глубине 3400 м равно 42 МПа; давление насыщения нефти газом равно 33 МПа. Плотность пластовой нефти в закрытой скважине в среднем 360 кг/м^3 .

Требуется оценить коэффициенты аномальности пластовых давлений в нефтеносном песчанике, залегающем в интервале 3200–3400 м, и распределение относительных давлений на эксплуатационную колонну в закрытой скважине.

Решение.

1. Поскольку давление на устье меньше давления насыщения нефти газом, найдем приближенно глубину z_* уровня нефти в закрытой скважине по формуле (1.21), приняв $p_z = p_{нас} = 33$ МПа.

Рис. 5. Кривая распределения относительных давлений $k_{отн}$ по глубине закрытой скважины для условий задачи 1.3.



$$z_* \approx 3400 - (42 - 33) 10^6 / (360 \cdot 9,8) = 850 \text{ м.}$$

2. Коэффициент аномальности в нефтеносном пласте на глубине 3400 м [см. формулу (1.5)]

$$k_a = 42 \cdot 10^6 / (10^3 \cdot 9,8 \cdot 3400) = 1,26.$$

3. Пластовое давление в том же пласте на глубине 3200 м [см. формулу (1.21)]

$$p_z \approx 42 - 360 \cdot 9,8 (3400 - 3200) 10^{-6} = 41,3 \text{ МПа.}$$

а коэффициент аномальности

$$k_a = 41,3 \cdot 10^6 / (10^3 \cdot 9,8 \cdot 3200) = 1,31.$$

4. Давление на обсадную колонну на глубине $z = 2500$ м [см. формулу (1.21)]

$$p_z = 42 - 360 \cdot 9,8 (3400 - 2500) 10^{-6} = 38,8 \text{ МПа.}$$

5. Относительное давление по воде на той же глубине [см. формулу (1.10)]

$$k_{отн} = 38,8 \cdot 10^6 / (10^3 \cdot 9,8 \cdot 2500) = 1,59.$$

6. То же на глубине $z = 850$ м

$$k_{отн} = 33 \cdot 10^6 / (10^3 \cdot 9,8 \cdot 850) = 3,96.$$

7. Давление на обсадную колонну на глубине $z = 600 \text{ м} < z_*$ [см. формулу (1.22)]

$$p_z \approx 31 + (33 - 31) 600/850 = 32,4 \text{ МПа},$$

а относительное по воде

$$k_{\text{отн}} = 32,4 \cdot 10^6 / (10^3 \cdot 9,8 \cdot 600) = 5,51.$$

8. По результатам аналогичных расчетов для других глубин построена кривая распределения относительных давлений по воде (рис. 5).

Задача 1.4.

Разрез месторождения сложен в интервале глубин 2100–2400 м аргиллитами, в интервале 2400–2850 м каменной солью, в интервале 2850–3700 м аргиллитами с прослоями алевролитов, а ниже до глубины 4300 м газонасыщенными песчаниками. В верхней толще аргиллитов коэффициент аномальности порового давления равен $\approx 1,2$; в нижней толще аргиллитов до глубины 3400 м он возрастает от 1,3 до 1,65, а в интервале 3600–3700 м уменьшается от 1,65 до 1,5. Пластовое давление в кровле газоносных песчаников равно 54,5 МПа, а близ подошвы 56 МПа.

В одной из разведочных скважин для глушения газового фонтана производили гидроразрыв аргиллитов в интервале 3510–3530 м, где коэффициент аномальности порового давления был равен 1,6; при этом скважина была заполнена промывочной жидкостью плотностью 1750 кг/м^3 , а наибольшее избыточное давление на устье достигало 12 МПа. Для цементирования разведочных скважин в интервале 2500–4500 м применяли тампонажный раствор плотностью 1900 кг/м^3 , а в скважине находилась промывочная жидкость плотностью 1720 кг/м^3 ; для цементирования же интервала от устья до глубины 2500 м применяли тампонажный раствор плотностью 1730 кг/м^3 . Средний индекс геостатического давления равен $\approx 2,4$.

Требуется оценить индексы давлений поглощения в интервале 2100–4300 м.

Решение.

1. Коэффициенты аномальности пластового давления в кровле газоносных песчаников на глубине 3700 м [см. формулу (1.5)]

$$k_a = 54,5 \cdot 10^6 / (10^3 \cdot 9,8 \cdot 3700) = 1,50;$$

у подошвы

$$k_a = 56 \cdot 10^6 / (10^3 \cdot 9,8 \cdot 4300) = 1,33.$$

2. Оценим возможные значения $\mu/(1 - \mu)$ по данным цементирования разведочных скважин [см. формулу (1.27)]:

в аргиллитах на глубине 2500 м

$$\mu/(1 - \mu) = \frac{1730 \cdot 2500 \cdot 9,8 + 1 \cdot 10^3 \cdot 2500}{(2,4 - 1,2) \cdot 10^3 \cdot 9,8 \cdot 2500} - \frac{1,2}{2,4 - 1,2} = 0,53;$$

в газоносных песчаниках на глубине 4300 м

$$\mu/(1 - \mu) = \frac{[1720 \cdot 2500 + 1900 (4300 - 2500)] 9,8 + 1 \cdot 10^3 \cdot 4300}{(2,4 - 1,33) 10^3 \cdot 9,8 \cdot 4300} - \frac{1,33}{2,4 - 1,33} = 0,53.$$

3. Вычислим значение $\mu/(1 - \mu)$ по данным гидроразрыва нижней толщи аргиллитов [см. формулу (1.25)]

$$\mu/(1 - \mu) = \frac{(12 \cdot 10^6 + 1750 \cdot 9,8 \cdot 3520)/(10^3 \cdot 9,8 \cdot 3520) - 1,6}{2,4 - 1,6} = 0,62.$$

4. Прогнозные значения индекса давлений поглощения в верхней толще аргиллитов:

по данным цементирования и формуле (1.23)

$$k_{\Pi} > 1,2 + 0,53 (2,4 - 1,2) = 1,84;$$

при $\mu = 0,4$ (см. рис. 4, а)

$$k_{\Pi} = 1,2 + 0,4(2,4 - 1,2)/(1 - 0,4) = 2;$$

по формуле (1.28)

$$k_{\Pi} \approx 0,83 + 0,66 \cdot 1,2 = 1,62.$$

Поскольку по данным цементирования $k_{\Pi} > 1,84$, за наиболее вероятное значение можно принять $k_{\Pi} \approx 1,9$.

5. Прогнозные значения индексов давлений поглощения в других породах:

в толще каменной соли (см. § 1.3)

$$k_{\Pi} \approx 0,9 \cdot 2,4 \approx 2,2;$$

в нижней толще аргиллитов на глубине 2900 м

$$k_{\Pi} \approx 1,3 + 0,62 (2,4 - 1,3) = 1,98;$$

на глубине 3600 м

$$k_{\Pi} \approx 1,65 + 0,62 (2,4 - 1,65) = 2,11;$$

на глубине 3700 м

$$k_{\Pi} \approx 1,5 + 0,62(2,4 - 1,5) = 2,06;$$

в кровле газоносных песчаников

$$k_{\Pi} \approx 1,5 + 0,53(2,4 - 1,5) = 1,98,$$

а в подошве

$$k_{\Pi} \approx 1,33 + 0,53(2,4 - 1,33) = 1,9.$$

Задача 1.5.

В скважине глубиной 2500 м необходимо вскрыть нефтеносный пласт, залегающий в интервале 2475–2485 м. Геостатическая температура на глубине 2500 м равна 80 °С, температура нейтрального слоя Земли — ~5 °С. Бурение скважины ведется в зимний период. В состав компоновки бурильной колонны входят секция УБТС диаметром 146 мм и длиной 200 м, стальные бурильные трубы диаметром 114 мм типа ТБВК и трехшарошечное долото диаметром 190,5 мм.

Требуется построить примерный график распределения температур в потоке промывочной жидкости при окончании бурения скважины.

Решение.

1. Температура на забое скважины после нескольких циклов циркуляции [см. формулу (1.30)]

$$T_z \approx 0,33 \cdot 5 + 0,67 \cdot 80 = 55 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

2. Температура выходящего из скважины потока [см. формулу (1.31)]

$$T_{\text{вых}} \approx 0,67 \cdot 5 + 0,33 \cdot 80 = 30 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

3. Температура промывочной жидкости, закачиваемой в бурильную колонну, при $\Delta T_{\text{вых}} \approx 10 \text{ К}$ [см. формулу (1.32)]

$$T_{\text{в}} = 30 - 10 = 20 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

4. Средняя температура восходящего потока [см. формулу (1.33)]

$$T_{\text{ср.в}} \approx \frac{4}{9} \cdot 5 + \frac{5}{9} \cdot 80 = 47 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

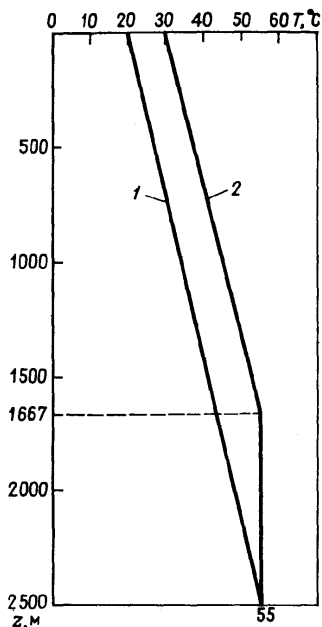
5. Средняя температура нисходящего потока [см. формулу (1.34)]

$$T_{\text{ср.н}} \approx 0,5(80 - 5 + 10) = 43 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

6. Средняя температура в скважине [см. формулу (1.35)]

$$T_{\text{ср.с}} \approx 0,53 \cdot 80 + 0,45 \cdot 5 = 45 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Рис. 6. Кривые распределения температур в нисходящем (1) и восходящем (2) потоках при промывке скважины для условий задачи 1.5



7. По данным выполненных расчетов на рис. 6 построены кривые распределения температур в нисходящем и восходящем потоках.

Задача 1.6.

В скважину глубиной 3000 м спущены эксплуатационная колонна диаметром 168 мм, зацементированная до устья, и колонна насосно-компрессорных труб внутренним диаметром 76 мм. Скважина эксплуатируется фонтанным способом в течение 30 суток со средним дебитом безводной нефти 250 т/сут; плотность нефти в условиях скважины 600 кг/м³. Нефтеносный пласт находится в интервале 2960–2980 м; среднее пластовое давление в нем 36 МПа, геостатическая температура 140 °С. Средний геотермический градиент на месторождении равен 0,042 К/м. Средний коэффициент теплопроводности горных пород равен примерно 2,3 Вт/(м·К).

Удельная теплоемкость нефти при температуре 100 °С равна 2500 Дж/(кг·К), а при температуре 70 °С — 2300 Дж/(кг·К).

Оценить температуру на устье и на глубине 1200 м в фонтанирующей скважине.

Решение.

1. Примем $c_{п} \rho_{гп} \approx 1,9 \text{ МДж}/(\text{м}^3 \cdot \text{К})$; тогда коэффициент температуропроводности горных пород [см. формулу (1.42)]

$$a_{гп} \approx 2,3 / (1,9 \cdot 10^6) = 1,2 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}.$$

2. Радиус теплового влияния [см. формулу (1.41)]

$$R_T \approx 2\sqrt{1,2 \cdot 10^{-6} \cdot 30 \cdot 24 \cdot 3600} = 3,5 \text{ м.}$$

3. Среднее значение общего коэффициента теплопередачи [см. формулу (1.40)]

$$K \approx 2 \cdot 2,3 / (0,076 \ln \frac{2 \cdot 3,5}{0,168}) = 16,2 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}).$$

4. Предположим, что средняя температура в скважине равна 110°C . Удельную теплоемкость нефти при этой температуре оценим способом экстраполяции данных, имеющихся в условии задачи

$$c_p \approx 2500 + \frac{2500 - 2300}{100 - 70} (110 - 100) = 2570 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К}).$$

Следовательно, согласно формуле (1.38)

$$a = 3,14 \cdot 16,2 \cdot 0,076 \cdot 24 \cdot 3600 / (2570 \cdot 250 \cdot 10^3) = 0,52 \cdot 10^{-3} \text{ м}^{-1}.$$

5. Возможная температура на устье скважины [см. формулу (1.36)]

$$T_y \approx 140 - 0,042 \cdot 2970 + \frac{0,042}{0,52 \cdot 10^{-3}} [1 - \exp(-0,52 \cdot 10^{-3} \cdot 2970)] = 79^\circ\text{C},$$

а средняя температура в фонтанирующей скважине

$$T_c \approx 0,5(140 + 79) = 109^\circ\text{C}.$$

6. Оценим способом интерполяции среднюю температуру в интервале 1200–3000 м

$$T_c \approx 0,5 \left[79 + \frac{(140 - 79)1200}{2970} + 140 \right] = 122^\circ\text{C}.$$

7. Определим способом экстраполяции удельную теплоемкость нефти при этой температуре

$$c_p \approx 2500 + \frac{(2500 - 2300)(122 - 100)}{100 - 70} = 2647 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К}).$$

Тогда [см. формулу (1.38)]

$$a = 3,14 \cdot 16,2 \cdot 0,076 \cdot 24 \cdot 3600 / (2647 \cdot 250 \cdot 10^3) = 0,51 \cdot 10^{-3} \text{ м}^{-1}.$$

8. Температура на глубине 1200 м [см. формулу (1.36)]

$$T_z \approx 140 - 0,042(2970 - 1200) + \frac{0,042}{0,51 \cdot 10^{-3}} \left\{ 1 - \exp [0,51 \cdot 10^{-3} (1200 - 2970)] \right\} = 115 \text{ }^\circ\text{C},$$

а средняя температура в интервале 1200–3000 м при фонтанировании

$$T_c \approx 0,5(140 + 115) = 127 \text{ }^\circ\text{C}.$$

§ 1.6. ЗАДАЧИ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО РЕШЕНИЯ

Задача 1.7.

Разрез нефтяного месторождения сложен чередованием песчаных и глинистых пород. Толщины пачек пород, пористость и глинистость их, плотности содержащихся в породах жидкостей и характеристики пластовых (поровых) давлений приводятся в табл. 3.

Продуктивная нефтяная залежь приурочена к трещиноватым песчаникам нижней пачки; наибольшая толщина одного нефтеносного песчаника не превышает 30 м. Давление насыщения пластовой нефти газом 18 МПа. Давление на устье скважины, полностью заполненной нефтью, достигает 25 МПа.

При бурении скважин в продуктивной залежи возникали поглощения промывочной жидкости в тех случаях, когда относительная плотность ее превышала коэффициент аномальности пластового давления в нефтеносных песчаниках на 18 %.

Таблица 3

Номер пачки (сверху вниз)	Толщина пачки, м	Глинистость пород, %	Пористость пород, %		Плотность пластовой жидкости, кг/м ³	Пластовое (поровое) давление
			глинистых	песчаных		
1	180	80	50	35	1000	Гидростатическое $p_{гст}$
2	310	65	46	32	1001	
3	290	40	39	28	1001	
4	415	58	32	23	1003	
5	385	24	24	18	1004	1,05 $p_{гст}$
6	655	32	17	15	1003	
7	270	15	12	8	1006	
8	420	85	8	7	1007	1,1 $p_{гст}$
9	180	20	6	6	650	—

Требуется построить кривые изменения индексов геостатического давления, прогнозных значений индексов давлений поглощения и коэффициентов аномальности с глубиной.

Задача 1.8.

Рассчитать относительное давление по воде на глубинах 2500, 2000 и 1500 м в случае, если устье скважины после полного замещения промывочной жидкости пластовой нефтью будет закрыто. Характеристика горно-геологических условий скважины дана в предыдущей задаче.

Задачи 1.9–1.15.

Оценить в первом приближении пластовые давления близ кровли газовой залежи на глубине $z_{пл}$, если известны давление p_y и температура T_y на устье скважины, закрытой после полного замещения промывочной жидкости пластовым газом, относительная плотность газа по воздуху $\rho_{ог}$ и геостатическая температура $T_{пл}$ в кровле залежи (табл. 4).

Таблица 4

Номер задачи	$z_{пл}$, м	p_y , МПа	$\rho_{ог}$	T_y , °С	$T_{пл}$, °С
1.9	3200	33	1,06	71	102
1.10	1800	18	0,56	67	108
1.11	2200	16,8	0,65	40	65
1.12	2600	24	0,58	52	84
1.13	3500	38	0,88	96	148
1.14	4200	50	1,06	70	120
1.15	5000	68	0,72	90	140

Задачи 1.16–1.20.

Рассчитать в первом приближении и построить кривые распределения давлений по стволу скважины, закрытой на устье после частичного выброса промывочной жидкости газом, для условий, указанных в табл. 5.

Таблица 5

Номер задачи	$z_{пл}$, м	$p_{пл}$, МПа	p_y , МПа	$T_{пл}$, °С	T_y , °С	$\rho_{ог}$	β_c	$\rho_{п'}$, кг/м ³
1.16	4080	65	39	116	72	1,08	1,34	1780
1.17	1850	21	12	98	65	0,57	0,95	1250
1.18	3420	46	26	135	92	0,9	1,09	1510
1.19	2160	21	12	70	45	0,63	0,8	1120
1.20	2530	28	15	78	48	0,58	0,93	1200

Задачи 1.21–1.26.

В скважину глубиной z_c спущена и цементирована эксплуатационная обсадная колонна с наружным диаметром $d_{эн}$ и средним внутренним d .

Кровля продуктивного горизонта находится на глубине $z_{пл}$; толщина его $h_{пл}$. Средняя геостатическая температура в этом горизонте $T_{пл}$; средний геотермический градиент для площади G .

В период испытания скважина работает фонтанным способом с дебитом Q_T по колонне труб с наружным диаметром d_H и внутренним d_B — в течение t суток. Информация о среднем пластовом давлении в горизонте $p_{пл}$, депрессии $p_{деп}$ и свойствах добываемой пластовой жидкости приводится в табл. 6.

Требуется рассчитать приближенно распределение температур по глубине скважины.

Таблица 6

Номер задачи	z_c , м	$z_{пл}$, м	$h_{пл}$, м	$p_{пл}$, МПа	$p_{деп}$, МПа	$T_{пл}$, °С	G , К/м	R , м
<i>Нефтяные скважины</i>								
1.21	1800	1720	25	19	3	48	0,024	500
1.22	2320	2280	15	26	4	71	0,028	320
1.23	4510	4450	60	62	5	162	0,034	360
<i>Газовые скважины</i>								
1.24	1800	1590	180	15	0,3	42	0,023	800
1.25	3560	3320	240	49	0,2	99	0,028	800
1.26	1340	1210	130	15	0,1	40	0,03	1000

Номер задачи	Q_T , м ³ /сут	$d_{эн}$, мм	d , мм	d_H , мм	d_B , мм	$\rho_{ф}$, кг/м ³	c_p , Дж/(кг·К)	p_y , МПа	t , сут
<i>Нефтяные скважины</i>									
1.21	210	146	128	73	62	850	2200	—	3
1.22	90	146	124	89	76	810	2230	—	4
1.23	540	168	146	102	84	485	2480	—	6
<i>Газовые скважины</i>									
1.24	$9 \cdot 10^5$	168	146	102	84	0,78	620	12	5
1.25	$1,7 \cdot 10^6$	168	146	114	100	1,37	610	34	6
1.26	$2,5 \cdot 10^6$	219	200	219	200	0,72	720	12,5	3

Задачи 1.27–1.32.

Рассчитать приближенно распределение температур в нисходящем и восходящем потоках промывочной жидкости, средние температуры потоков и среднюю температуру в скважине при бурении на глубине $z_{\text{пл}}$ для условий, указанных в табл. 7.

Таблица 7

Номер задачи	$z_{\text{пл}}$, м	$T_{\text{пл}}$, °С	T_0 , °С	$T_{\text{вых}}$, °С	$\Delta T_{\text{вых}}$, К
1.27	1800	48	—	—	6
1.28	2320	71	6	—	5
1.29	4620	—	11	60	7
1.30	3560	—	13	45	8
1.31	2780	90	9	—	10
1.32	1750	—	5	19	6

Глава 2

ПРОЕКТИРОВАНИЕ КОНСТРУКЦИЙ СКВАЖИН

§ 2.1. ПОНЯТИЕ О КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИНЫ

Конструкцию скважины характеризуют совокупностью данных о глубине ее, числе, наружных диаметрах и глубинах спуска обсадных колонн, диаметрах долот для бурения ствола под каждую из колонн, а также о глубинах интервалов цементирования.

Обсадные колонны подразделяют на направление, кондуктор, промежуточные и эксплуатационные. Промежуточные и эксплуатационные колонны могут быть сплошными и потайными. Верхние концы сплошных колонн размещают всегда на уровне устья скважины и соединяют друг с другом с помощью колонной головки. Верхние концы потайных колонн всегда расположены ниже верхних концов сплошных колонн, причем верхний конец последующей потайной колонны находится выше нижнего конца предыдущей промежуточной колонны (или кондуктора). Промежуточную колонну, верхний конец которой не входит в предыдущую обсадную колонну, обычно называют летучкой. Если летучка составлена из специально деформированных труб, которым форму круглого цилиндра придают, создавая большое избыточное внутреннее давление уже после спуска колонны в заданный интервал скважины, то ее называют профильным перекрывателем.

В скважинах, сооружаемых на суше, направление служит для укрепления ствола в самых верхних малопрочных породах от размыва восхо-

дящим потоком промывочной жидкости в период бурения под кондуктор и для канализации этого потока в очистную систему буровой установки. Верхний конец его, как правило, располагают несколько выше поверхности земли, на уровне начала очистной системы. Если скважину сооружают в акватории на месторождении, разработка которого ведется с морских эстакад или отдельных морских стационарных оснований, то верхний конец направления располагают над поверхностью моря на несколько метров выше наибольшей высоты волн. В таких скважинах оно служит также для защиты остальных обсадных колонн от неблагоприятного воздействия морской воды.

В скважинах, сооружаемых в акваториях с помощью самоходных буровых судов, самоподъемных или полупогружных буровых установок, направление необходимо для укрепления участка ствола в толще донных осадков, т.е. в интервале от поверхности дна моря до той глубины, где залегают коренные породы, обладающие достаточной прочностью против гидроразрыва тем давлением, которое может действовать на них в период бурения под кондуктор, а также для подвески всех последующих сплошных обсадных колонн. Верхний конец его располагается на уровне дна моря.

Кондуктор и промежуточные колонны нужны для того, чтобы обеспечить устойчивость стенок скважины и возможность углубления ее до проектной глубины без опасности возникновения серьезных осложнений (газонефтеводопроявлений, разрывов пород и поглощений, осыпей, обвалов и выпучивания пород, растворения пород, прихватов и т.п.). установки оборудования для герметизации устья, обеспечения условий для контроля состояния скважины, придания необходимой прочности ей, защиты артезианских и целебных вод от загрязнения, соблюдения законов об охране недр и защите окружающей среды.

Эксплуатационная колонна предназначена для обеспечения герметичной изоляции полости скважины от всей толщи пробуренных пород, надежного разобщения всех проницаемых пород друг от друга, долговременной эксплуатационной надежности скважины, размещения подземного эксплуатационного оборудования, установки оборудования для герметизации устья; она часто используется также в качестве канала для транспортировки добываемой продукции из недр на дневную поверхность. Диаметральный размер этой колонны должен быть достаточен для того, чтобы в ней можно было разместить такое подземное оборудование, которое позволяет получать из скважины продукцию при дебитах и способах эксплуатации, предусмотренных проектом разработки данного месторождения, и при необходимости выполнять подземные и капитальный ремонты.

§ 2.2. ОБОРУДОВАНИЕ ПРИЗАБОЙНОГО УЧАСТКА СКВАЖИНЫ

Призобойным называют участок от кровли продуктивного (эксплуатационного) горизонта до конечной глубины скважины. В добывающих и нагнетательных скважинах конструкцию этого участка целесообразно

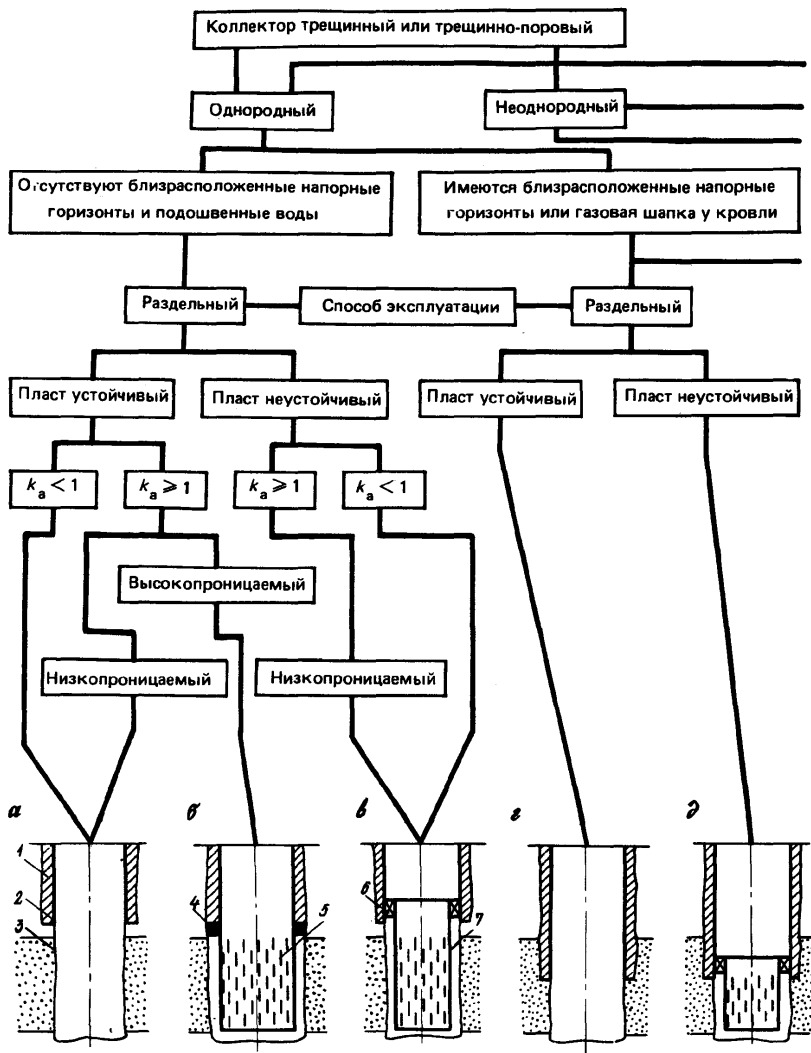
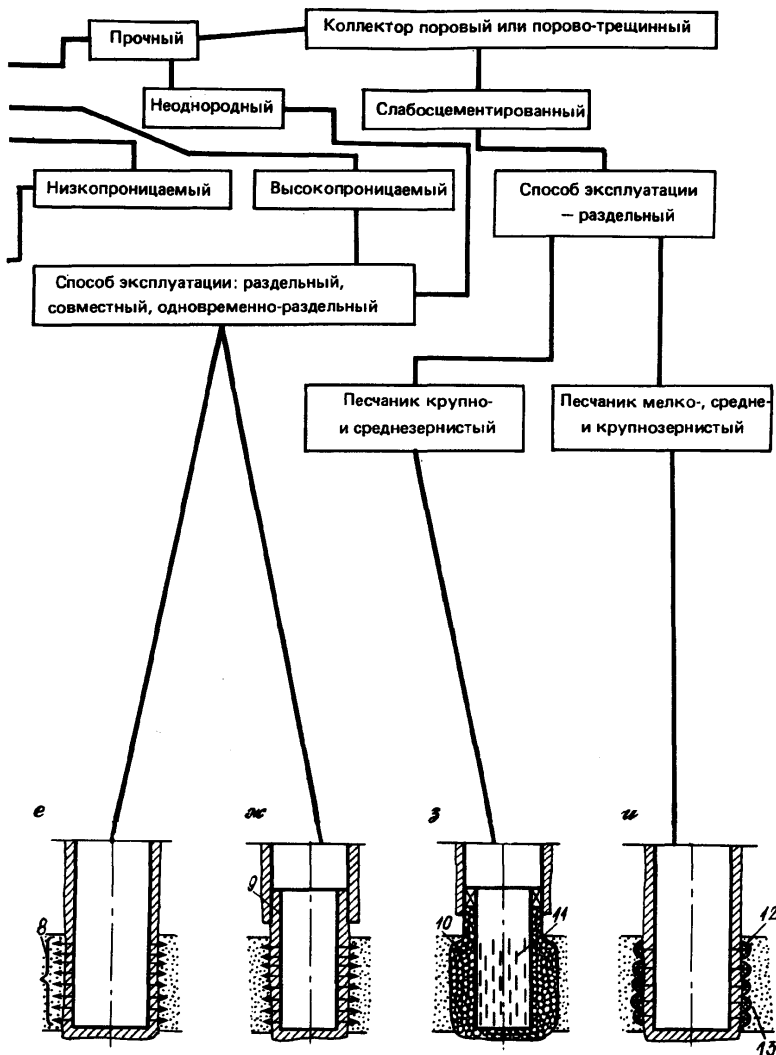


Рис. 7. Схема выбора оборудования призабойного участка скважины:

1 — цементный камень; 2 — эксплуатационная колонна; 3 — открытый ствол тра; 7 — потайная обсадная колонна-фильтр; 8 — перфорационные отверстия; фильтра; 12 — проницаемый тампонажный материал; 13 — продуктивный пласт



скважины; 4 – пакер; 5 – фильтр; 6 – пакет или устройство для подвески филь-
 9 – потайная обсадная колонна; 10 – гравийный фильтр; 11 – корпус гравийного

выбирать так, чтобы она позволяла достигать наибольшей производительности (дебита) при сохранении устойчивости стенок скважины и коллектора, а также исключения опасности прорыва к эксплуатируемому объектам посторонних жидкостей. На рис. 7 показаны основные схемы оборудования призабойного участка и условия их применения [1].

Схемы оборудования, изображенные на рис. 7, а, б и в, можно применять только в том случае, если продуктивная залежь однородна по насыщенности (т.е. содержит только одну жидкость), проницаемость ее по толщине мало изменяется, а толщина непроницаемой породы между данной залежью и нижележащим проницаемым горизонтом достаточно велика (не менее ~ 10 м). Если коллектор представлен хорошо устойчивой породой и в процессе эксплуатации скважины не будет разрушаться, то рекомендуется применять при $k_a > 1$ и высокой проницаемости ($\geq 0,1$ мкм² в гранулярном коллекторе и $\geq 0,01$ мкм² – в трещинном) схему, показанную на рис. 7, б, а при малой проницаемости или при $k_a < 1$ – на рис. 7, а. Коллектор считают устойчивым, если прочность его при одноосном сжатии удовлетворяет условию [1]

$$\sigma_{сж} > 2 \left[\frac{\mu}{1 - \mu} (\rho_{гп} g z_{пл} - p_{пл}) + (p_{пл} - p_3) \right], \quad (2.1)$$

где μ – коэффициент Пуассона для породы коллектора; $\rho_{гп}$ – объемная плотность вышележащей толщи пород, кг/м³; $p_{пл}$ – пластовое давление в эксплуатационном объекте, Па; p_3 – забойное давление в скважине при эксплуатации (нагнетании), Па.

Если коллектор неустойчив, то необходимо использовать схемы (рис. 7, з, и), при которых продуктивную залежь укрепляют специальным фильтром.

В тех случаях, когда продуктивная залежь включает несколько проницаемых объектов, насыщенных разными по составу жидкостями, либо проницаемых объектов с существенно разными коэффициентами аномальности, либо когда проницаемость по толщине залежи сильно изменяется, либо когда при сравнительно небольшой толщине продуктивной залежи мала толщина непроницаемой породы, отделяющей ее от нижележащего проницаемого объекта, необходимо применять одну из схем (см. рис. 7, з–ж).

Схемы (см. рис. 7, з, д) предназначены для применения в случаях, если: а) в верхней части залежи содержится жидкость, отличная от жидкости в нижней части; б) проницаемость верхней части сильно отличается от проницаемости нижней и поэтому эксплуатация их должна осуществляться раздельно; в) верхняя часть залежи сложена слабоустойчивыми, а нижняя – хорошо устойчивыми породами; г) коэффициенты аномальности пластовых давлений у кровли и близ подошвы настолько разные, что нельзя пробурить залежь на всю толщину без такого изменения плотности промывочной жидкости, после которого в скважине возникнут опасные осложнения.

Последовательность учета конкретных факторов при выборе схемы оборудования призабойного участка легко понять из рис. 7.

§ 2.3. ПРИНЦИПЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИНЫ

Для проектирования конструкции скважины необходимо, прежде всего, выделить зоны с несовместимыми условиями бурения. Условия бурения в двух смежных зонах несовместимы, если для перехода к разбурированию нижней из них плотность или состав промывочной жидкости нужно изменить так, что это приведет к возникновению осложнений в верхней зоне. Для того чтобы осложнения не возникали, до начала разбурирования нижней зоны верхнюю необходимо надежно изолировать.

Выделить зоны с несовместимыми условиями бурения помогает совмещенный график изменения с глубиной коэффициентов аномальности пластовых (поровых) давлений k_a , индексов давлений поглощения k_p , индексов давления относительной устойчивости пород k_y и относительной плотности промывочной жидкости ρ_o , необходимой для разбурирования пород в разных зонах. Величину относительной плотности промывочной жидкости для каждой зоны в соответствии с требованиями правил бурения [12] нормируют с соблюдением следующих условий

$$\rho_o = k_p k_a; \quad (2.2)$$

$$\rho_o \geq k_y; \quad (2.3)$$

$$\rho_o \leq k_a + p_{\text{реп.д}} / (\rho_v g z); \quad (2.4)$$

$$\rho_{\text{оз}} < k_p, \quad (2.5)$$

а при разбурировании хемогенных пород — также условия

$$\rho_o \geq \rho_{\text{он}}, \quad (2.6)$$

где k_p — коэффициент резерва, регламентированный правилами [12]; k_a — коэффициент аномальности пластового давления в проницаемой породе; $p_{\text{реп.д}}$ — допустимая статическая репрессия на продуктивный пласт на глубине z , Па; $\rho_{\text{он}}$ — относительная плотность водного раствора, полностью насыщенного солями разбуриваемой хемогенной породы.

Глубина z , м	≤ 1200	1200–2500	> 2500
Коэффициент резерва k_p , не более	1,1–1,15	1,05–1,1	1,04–1,07
Допустимая репрессия не более, МПа	1,5	2,5	3,5

Репрессией называют разность давлений в скважине и в проницаемом пласте. Статическая репрессия на глубине z

$$p_{\text{реп}} = (\rho_0 - k_a) \rho_b g z. \quad (2.7)$$

Плотность промывочной жидкости при разбуривании одной зоны можно изменять в том диапазоне, в котором соблюдаются условия (2.2)–(2.6) после подстановки в них наименьшего значения $k_{\text{п}}$ и наибольших значений k_a и k_y для данной зоны.

В предварительном варианте конструкции скважины предусматривают перекрытие каждой зоны, выделенной с помощью совмещенного графика, самостоятельной обсадной колонной. Следовательно, число обсадных колонн в нем равно числу зон с несовместимыми условиями бурения, а глубины спуска колонн соответствуют границам этих зон. Затем число обсадных колонн и глубины их спуска корректируют:

1. С целью защиты устьевого участка ствола от размыва и канализации восходящего потока промывочной жидкости в очистную систему в конструкции скважины предусматривают направление.

2. Если зоны с несовместимыми условиями бурения отсутствуют, то в конструкциях всех скважин, устья которых на период бурения должны быть оснащены противовыбросовым оборудованием, а также скважин на месторождениях, в разрезе которых имеются горизонты пресных вод, предусматривают установку кондукторов.

3. Если расстояние между нижними концами двух смежных обсадных колонн очень велико и за время бурения ствола под внутреннюю из них наружная может быть изношена до аварийного состояния или прочность последней из-за износа может уменьшиться настолько, что возникнет опасность разрыва этой колонны в случае закрытия установленного на ней превентора при газонефтеводопроявлениях, то в конструкции скважины предусматривают замену изношенного верхнего участка колонны новым до вскрытия горизонта, из которого возможно проявление, или спуск дополнительной промежуточной колонны для установки на ней противовыбросового оборудования.

4. Если для разбуривания пород в одной зоне требуется такая по составу промывочная жидкость, применение которой в смежной зоне недопустимо из-за опасности возникновения серьезных осложнений или экономически невыгодно из-за необходимости расходования большого количества химических реагентов на ее обработку, в конструкции скважины может быть предусмотрена дополнительная промежуточная колонна.

5. Если ту или иную зону можно надежно изолировать другим способом, помимо спуска обсадной колонны, и стоимость строительства скважины при этом не возрастет, то соответствующую колонну из конструкции исключают.

6. Если расстояние между нижними концами двух смежных колонн очень велико и существует большая опасность, что внутреннюю колонну не удастся спустить до необходимой глубины из-за большой величины сил сопротивления, обусловленных прежде всего прижатием ее к стен-

кам необсаженного участка ствола скважины, то увеличивают глубину спуска предыдущей колонны или предусматривают дополнительную промежуточную колонну между ними.

7. Уточняют глубины спуска тех обсадных колонн, на которых должно быть установлено противовыбросовое оборудование. Башмак колонны нужно устанавливать с таким расчетом, чтобы в случае частичного или полного выброса промывочной жидкости при дальнейшем углублении скважины и заполнения последней пластовой жидкостью породы, залегающие ниже этого башмака, не могли быть разорваны тем давлением, которое возникнет в стволе после герметизации устья превентором. Глубину, выше которой возможен гидроразрыв пород, можно найти, решив уравнение

$$k_{\text{отн}} = p_z / (\rho_B g z) \leq k_{\text{п}}, \quad (2.8)$$

где p_z — давление в скважине на глубине z , Па.

При проектировании конструкций скважин p_z следует рассчитывать, как правило, в случае полного замещения промывочной жидкости природным газом или пластовой нефтью, по формулам (1.13) или (1.21), (1.22). Лишь на хорошо изученных месторождениях на суше, в пластовых жидкостях которых нет сероводорода, правила [12] разрешают величину p_z рассчитывать применительно к такой ситуации частичного выброса, при которой давление на устье после закрытия превентора не превышает давления разрыва наиболее прочных труб подходящего диаметра по ГОСТ 632–80. В последнем случае p_z можно вычислить по формуле (1.21) при подстановке значения средней плотности жидкости в закрытой скважине после частичного выброса.

8. Выбирают схему оборудования призабойного участка и в конструкцию добывающей (нагнетательной) скважины вносят корректив, обусловленный выбранной схемой. В разведочных и поисковых скважинах применяют, как правило, схему, показанную на рис. 7, е.

На месторождениях, в процессе разработки которых пластовые давления существенно уменьшаются, при снижении давления происходит увеличение вертикальных напряжений сжатия в эксплуатируемой залежи и обусловленные этим сокращение толщины залежи и осадка всей толщи горных пород. Если эксплуатационная колонна нижним концом упирается в забой, то при осадке толщи пород в колонне могут возникнуть очень большие напряжения продольного сжатия, под влиянием которых на отдельных участках целостность ее может быть нарушена. Уменьшить опасность возникновения аварийной ситуации можно, если в конструкции скважины предусмотреть возможность продольного перемещения призабойного участка эксплуатационной колонны вниз в зумпф, пробуренный на 10–20 м ниже подошвы продуктивной залежи в хорошо устойчивой непроницаемой породе, или использовать одну из схем оборудования призабойного участка (см. рис. 7, в, д и з).

В целях уменьшения расхода металла на крепление некоторые из обсадных колонн делают потайными. Сплошную колонну можно заменить потайной в том случае, если за период бурения от башмака предыдущей сплошной колонны до глубины спуска последующей сплошной колонны предыдущая не может быть изношена до аварийного состояния или до такого состояния, при котором устье ее в случае газонефтяного выброса нельзя герметизировать из-за неизбежности разрыва изношенных обсадных труб. Не рекомендуется делать потайными две смежные обсадные колонны. Верхний конец потайной колонны должен быть расположен выше башмака предыдущей обсадной колонны; если предыдущая колонна перекрывает толщу пород, склонных к выпучиванию под влиянием горного давления, то верхний конец потайной колонны нужно размещать выше кровли такой толщи не менее чем на 25–50 м.

Диаметральные размеры конструкции скважины рассчитывают по следующим соотношениям:

диаметр долота для бурения ствола под обсадную колонну с наружным диаметром d_H

$$d_d = d_m + 2 \Delta_H, \quad (2.9)$$

внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны

$$d_{\text{пред}} = d_d + 2 \Delta_B, \quad (2.10)$$

наружный диаметр предыдущей обсадной колонны

$$(d_H)_{\text{пред}} = d_{\text{пред}} + 2\delta, \quad (2.11)$$

где d_m — наибольший наружный диаметр обсадной колонны (обычно наружный диаметр ее муфты); Δ_H — радиальный зазор между муфтой обсадной колонны и стенкой ствола скважины; Δ_B — радиальный зазор между долотом и внутренней поверхностью той колонны, через которую оно должно проходить при бурении скважины ($\Delta_B \geq 3 \div 5$); δ — наибольшая возможная толщина стенки труб данной колонны.

Расчетные значения диаметров долот уточняют по ГОСТ 20692–75, а обсадных труб — по ГОСТ 632–80.

Ниже приведены применяемые на практике значения Δ_H .

d_H , мм . . .	114–127	140–168	178–245	277–299	324–351	377–508
Δ_H , мм . . .	5–15	10–20	10–25	15–30	20–40	25–50

При выборе интервалов цементирования необходимо соблюдать определенные требования [12]. Согласно правилам, кондукторы во всех скважинах, промежуточные и эксплуатационные колонны в разведочных, поисковых, параметрических, опорных и газовых скважинах, а также промежуточные колонны в нефтяных скважинах глубиной свыше 3000 м должны быть зацементированы по всей длине. Промежуточные

колонны в нефтяных скважинах глубиной до 3000 м разрешено цементировать на участке длиной не менее 500 м от башмака, при этом все проницаемые и неустойчивые горные породы должны быть зацементированы. Интервал цементирования эксплуатационных колонн в нефтяных скважинах разрешается ограничивать участком от башмака до сечения, расположенного не менее чем на 100 м выше нижнего конца предыдущей промежуточной колонны.

Все обсадные колонны в скважинах, сооружаемых в акваториях, нужно цементировать по всей длине. Интервалы призабойных участков скважин, не перекрытые эксплуатационной колонной (см. рис. 7, а и з) или перекрытые фильтром, изготовленным на дневной поверхности, (см. рис. 7, б, в, д, з), цементированию не подлежат. Эксплуатационные колонны на месторождениях, в процессе разработки которых пластовые давления существенно уменьшаются, целесообразно цементировать по всей длине, чтобы свести к минимуму опасность повреждения их при осадке пород продуктивного пласта.

§ 2.4. ПРИНЦИПЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ГРАВИЙНОГО ФИЛЬТРА

Для предотвращения разрушения нецементированных и слабощементированных песчаных коллекторов и выноса песка в скважину при эксплуатации часто призабойный участок оборудуют гравийным фильтром (см. рис. 7, з). Структура порового пространства фильтра должна быть такой, чтобы даже тонкие частицы песка не могли проходить сквозь него, но в то же время проницаемость для пластовой жидкости была значительно больше проницаемости продуктивного коллектора. Следовательно, эффективность гравийного фильтра зависит от соотношения гранулометрических составов песка коллектора и гравия, формы частиц гравия и плотности укладки их в фильтре, состава и чистоты жидкостей, применяемых при подготовке призабойного участка для создания фильтра и при транспортировке гравия в призабойный участок, а также эффективности работы наземной очистной системы в этот период и режима эксплуатации скважины при добыче пластовой жидкости.

Гранулометрический состав породы по толщине продуктивного пласта может сильно изменяться, поэтому целесообразно продуктивный пласт разбуривать со сплошным отбором керна. Для промывки скважины при отборе керна необходимо применять безглинистую жидкость с минимальным содержанием твердой фазы, минимальной фильтратоотдачей и возможно меньшей плотности (например, водный раствор КСІ, обработанный подходящим полимером; дегазированную нефть или нефтепродукты). Если отобрать керн не удалось или при разбуривании пласта использовали глинистую суспензию, то необходимо призабойный участок расширить с промывкой названной выше безглинистой жидкостью без твердой фазы, чтобы удалить закольматированный слой породы в стенках этого участка, а затем боковыми грунтоносами отобрать из

стенки участка достаточное количество образцов породы. Для того, чтобы не допустить глубокого проникновения твердой фазы в продуктивный объект, при разбуривании его и расширении призабойного участка следует поддерживать возможно меньшую репрессию.

Поднятый из скважины керн осматривают; из него отбирают образцы для определения гранулометрического состава пород. Если толщина продуктивного объекта небольшая, то желательнее образцы отбирать равномерно через каждые 0,3–0,5 м толщины объекта, начиная от кровли его. При большой толщине объекта частоту отбора приходится уменьшать, но желательно, чтобы расстояние между двумя смежными точками отбора не превышало 2–3 м. Отобранные образцы экстрагируют и высушивают. Каждый образец взвешивают, а затем просеивают через комплект стандартных сит. Сита располагают последовательно одно над другим так, чтобы размер отверстий в вышерасположенном сите был немного больше размера отверстий нижерасположенного. Обычно масса одного образца для просеивания через комплект сит равна примерно 50 г. Рассев на ситах ведут в течение 15 мин, после чего взвешивают остаток частиц песка на каждом сите и строят суммарную кривую гранулометрического состава: по оси абсцисс откладывают размер отверстий сита; по оси ординат – суммарную массу частиц, прошедших через данное сито, в процентах от общей массы образца.

По кривой гранулометрического состава определяют, прежде всего, коэффициент неоднородности песка как отношение размера отверстий сита d_{60} , через которое прошло 60 % массы образца, к размеру отверстий d_{10} такого сита, через которое прошло только 10 % всей массы образца

$$C = d_{60}/d_{10}. \quad (2.12)$$

По степени неоднородности пески можно подразделить на однородные с $C \leq 3$, умеренно однородные с $3 < C \leq 5$, неоднородные с $5 < C \leq 10$ и крайне неоднородные при $C > 10$.

Для изготовления гравийного фильтра необходимо использовать специально отобранный гравий с частицами сферической или близкой к сфере формы (но не пластинчатые), обладающими высокой стойкостью к абразивному износу; содержание кремнеземистого материала в нем должно быть не менее 95 %; гравий не должен содержать частиц глины, гипса и ангидрита.

Фракционный состав гравия выбирают в зависимости от степени неоднородности и базового размера зерен песка, а также скорости $w_{щ}$ протекания пластовой жидкости через щели корпуса гравийного фильтра при наибольшем ожидаемом дебите скважины. Базовый размер d_6 зерен песка по Д. Шварцу (1969 г.):

а) если $C \leq 5$ и $w_{щ} < 1,5$ см/с, то

$$d_6 = d_{90}; \quad (2.13)$$

б) если $10 > C > 5$ или $w_{\text{ш}} > 1,5$ см/с, то

$$d_{\text{б}} = d_{60}; \quad (2.14)$$

в) если $C > 10$ или $w_{\text{ш}} > 3$ см/с, то

$$d_{\text{б}} = d_{30}, \quad (2.15)$$

где d_{90} и d_{30} — размеры отверстий сит, через которые проходит, соответственно, 90 и 30 % массы частиц образца, мм.

Расчетный оптимальный размер зерен гравия находят из соотношения:

$$d_{\text{опт}} = 6d_{\text{б}}. \quad (2.16)$$

Если гранулометрический состав песка по толщине продуктивного объекта существенно изменяется, то оптимальный размер зерен гравия рассчитывают по наименьшему значению $d_{\text{б}}$.

Гравий для гравийного фильтра тщательно промывают в чистой воде, высушивают, рассеивают на ситах и отбирают лишь такие фракции округлых зерен, чтобы коэффициент неоднородности, вычисленный по формуле (2.12), удовлетворял условию $C \leq 1,5$. Это условие будет выполнено при следующих значениях d_{60} и d_{10} гравия: если

а) для песка $d_{\text{б}} = d_{90}$, то для гравия

$$d_{60} = \frac{5}{6} d_{\text{опт}}; \quad (2.17)$$

$$d_{10} = \frac{5}{9} d_{\text{опт}}; \quad (2.18)$$

б) для песка $d_{\text{б}} = d_{60}$, то для гравия

$$\left. \begin{aligned} d_{60} &= d_{\text{опт}}; \\ d_{10} &= \frac{2}{3} d_{\text{опт}}; \end{aligned} \right\} \quad (2.19)$$

в) для песка $d_{\text{б}} = d_{30}$, то для гравия

$$d_{60} = 1,25 d_{\text{опт}}; \quad (2.20)$$

$$d_{10} = \frac{5}{6} d_{\text{опт}}.$$

Значения d_{10} и d_{60} наносят на тот же график, где построены кривые гранулометрического состава песка. Через полученные точки проводят прямую. Точка пересечения этой прямой с осью абсцисс характе-

ризует размер отверстий сита d_0 , через которые гравий не должен проходить, а точка пересечения с линией, проведенной через ординату 100 % параллельно оси абсцисс, — размер отверстий сита d_{100} , через которые должен пройти весь гравий. Фракционный состав гравия считают пригодным для изготовления фильтра, если при рассеве остаток на сите с отверстиями d_{100} составит не более 12 %, а через сито с отверстиями d_0 проходит не более 0,2 %.

Щели в корпусе фильтра размещают рядами; внутри каждого ряда щели располагают равномерно, а в смежных рядах — в шахматном порядке. Длина щели ~ 50 мм; расстояние между смежными рядами 50–100 % длины щели; ширина щели

$$d_{\text{щ}} \approx d_0, \quad (2.21)$$

где d_0 — размер отверстий в сите, на котором задерживаются все зерна гравия при рассеве.

Форма щели в поперечном сечении может быть прямоугольной или трапецеидальной; в последнем случае большим основанием щель должна быть обращена внутрь корпуса. Иногда применяют и более сложные конструкции корпусов.

Суммарная площадь входных сечений щелей в корпусе фильтра, необходимая для обеспечения заданной скорости течения $w_{\text{щ}}$ жидкости через них

$$f_{\text{ф}} = Q / (k_{\text{щ}} w_{\text{щ}}), \quad (2.22)$$

где Q — наибольший ожидаемый дебит скважины, $\text{м}^3/\text{с}$; $k_{\text{щ}}$ — коэффициент, зависящий от формы щели; для щелей неизменного сечения $k_{\text{щ}} = 1$, а для щелей, сужающихся от наружной поверхности корпуса к внутренней, $k_{\text{щ}} \approx 2$ (Д. Шварц, 1969 г.).

Необходимое число щелей в корпусе фильтра

$$n_{\text{щ}} \geq f_{\text{ф}} / f_{\text{щ}}, \quad (2.23)$$

где $f_{\text{щ}}$ — площадь входного сечения одной щели, м^2

$$f_{\text{щ}} = d_{\text{щ}} l_{\text{щ}}, \quad (2.24)$$

($l_{\text{щ}}$ — длина щели, м).

Необходимое число рядов щелей в корпусе

$$n_{\text{рщ}} = l_{\text{ф}} / (l_{\text{щ}} + l_{\text{мр}}), \quad (2.25)$$

где $l_{\text{ф}}$ — длина щелевого участка корпуса фильтра, м; $l_{\text{мр}}$ — расстояние между двумя смежными рядами щелей, м.

Наибольшее возможное число щелей в одном ряду

$$n_{\text{щр}} \leq \frac{\pi d_{\text{кф}}}{d_{\text{щ}} + d_{\text{сщ}}}, \quad (2.26)$$

где $d_{\text{кф}}$ – наружный диаметр корпуса фильтра, м; $d_{\text{сщ}}$ – расстояние между двумя смежными щелями, м.

Если скорость течения в щели превышает максимальное значение, по которому определен базовый размер зерен песка, более чем на 20 %, то необходимо изменить фракционный состав гравия или использовать корпус фильтра с соответственно большей площадью щелей так, чтобы были соблюдены соотношения (2.13)–(2.15).

Соотношение между диаметрами призабойного участка скважины $d_{\text{сз}}$ и корпуса фильтра $d_{\text{кф}}$ должно быть

$$300 \geq d_{\text{сз}} - d_{\text{кф}} \geq 150 \text{ мм}. \quad (2.27)$$

Необходимый объем гравия в насыпном виде

$$U_{\text{гр}} = k_{\text{р}} 0,785 (d_{\text{сз}}^2 - d_{\text{кф}}^2) l_{\text{кф}}, \quad (2.28)$$

где $l_{\text{кф}}$ – длина корпуса гравийного фильтра, м; $k_{\text{р}}$ – коэффициент запаса гравия.

Для транспортировки гравия в скважину нужна специальная очень чистая жидкость с вязкостью не менее 50 мПа·с; содержание твердой фазы в ней не должно превышать 2–3 г/м³, а размеры частиц последней – не более 2 мкм.

§ 2.5. ПРИМЕРЫ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ

Задача 2.1.

На месторождении, характеристика разреза которого приводится в табл. 8, имеются две продуктивные газовые залежи в интервалах 2200–2600 и 3700–4300 м.

При бурении скважин возникали такие осложнения:

1. Поглощения малой и средней интенсивности в трещиноватые известняки при промывке водой или буровым раствором, относительная плотность которого на 10 % и более превышала коэффициент аномальности пластового давления; эти поглощения, как правило, удавалось ликвидировать добавлением в легкую глинистую суспензию волокнистых или гранулярных наполнителей.

2. Поглощения в песчаники верхней газовой залежи, если давление в скважине превышало пластовое более чем на 40 %.

Таблица 8

Интервал глубин, м	Литологический состав пород	Пластовое давление, МПа	Градиент давления разрыва, кПа/м	Пластовая жидкость
0–150	Глины	Гидростатическое	—	—
150–220	Глинистые песчаники	”	—	Вода
220–350	Песчаники с прослоями алевролитов	”	—	”
350–780	Глины песчаные и известковистые	”	—	”
780–830	Известняки трещиноватые	7,5	—	Вода минерализованная
830–950	Известняки монолитные, практически беспористые	—	18	—
950–1180	Известняки доломитизированные	—	18	—
1180–1480	Известняки и доломиты, местами окварцованные, с малой пористостью	—	18	—
1480–1700	Известняки глинистые	На 5 % выше гидростатического	17	Вода минерализованная
1700–1850	Чередование алевролитов и песчаников		17,5	
1850–2200	Аргиллиты с прослоями алевролитов	—	—	—
2200–2600	Песчаники с тонкими прослоями алевролитов	12,8/13,2*	—	Природный газ
2600–2950	Аргиллиты	—	—	—
2950–3300	Галит с прослоями бишофита и глинистых пород	—	23	—
3300–3700	Аргиллиты	—	—	—
3700–4300	Песчаники с прослоями глинистых пород и алевролитов	51,3/52,8*	—	Природный газ
4300–4350	Аргиллиты	—	—	—

* В числителе — давление в кровле, в знаменателе — у подошвы.

3. Выпучивание пород хомогенной толщи и прихвата бурильных труб даже при бурении с промывкой ИБР, дисперсная водная фаза которого была минерализована, если плотность последнего оказывалась меньше 1800 кг/м^3 .

4. При одноступенчатом цементировании скважин, пробуренных на нижнюю газовую залежь с промывкой жидкостью плотностью 1500 кг/м^3 , не удавалось поднять тампонажный раствор плотностью

1800 кг/м³ выше глубины 1900 м даже если все породы до кровли залежи были перекрыты промежуточной колонной.

5. Осыпание глинистых песчаников в тех случаях, когда в качестве промывочной жидкости применяли воду или глинистые суспензии с большой водоотдачей и плотностью менее 1100 кг/м³.

6. Осыпание аргиллитов, если депрессия превышала 5 МПа.

В разведочных скважинах кондукторы, спущенные до 450–500 м, успешно цементировали тампонажными растворами плотностью 1750 кг/м³. На начальной стадии разработки верхней газовой залежи для цементирования участка от устья до глубины ~1000 м после проведения изоляционных работ в интервале залегания трещиноватых известняков применяли с положительными результатами тампонажные растворы с плотностью до 1500 кг/м³.

В одной из специально пробуренных скважин производили гидро-разрыв аргиллитов на глубине 2000 м для глушения газового фонтана из верхней залежи на ранней стадии ее разработки; скважина была заполнена промывочной жидкостью с плотностью 1720 кг/м³, давление на устье в момент разрыва достигало 8,5 МПа.

Согласно геофизическим данным, коэффициент аномальности порового давления в глинистых породах надсолевой толщи не превышает 1,2; в подсолевой толще он возрастает примерно от 1,3 на глубине 3300 м до 1,6 на глубине 3500 м, а с глубины 3600 м уменьшается до 1,5 близ кровли нижней газовой залежи. Средний индекс геостатического давления на глубине кровли нижней газовой залежи равен 2,3.

В верхней газовой залежи относительная плотность газа по воздуху 0,6, коэффициент сжимаемости газа 0,9, средняя пластовая температура 72 °С. В нижней газовой залежи относительная плотность газа по воздуху равна 0,64, коэффициент сжимаемости газа 1,17, а средняя пластовая температура 117 °С.

Требуется построить совмещенный график безразмерных давлений, нормировать в соответствии с требованиями правил [12] относительную плотность промывочной жидкости для бурения скважины глубиной 4350 м и выделить зоны с несовместимыми условиями бурения.

Решение.

1. По данным табл. 8 и формулам (1.5), (1.6) вычислим коэффициенты аномальности пластовых (поровых) давлений и индексы давлений поглощения. Результаты расчетов занесены в табл. 9.

2. Оценим индексы давлений поглощения по другой информации, содержащейся в условиях задачи.

В интервале от устья до подошвы песчаных и известковых глин индекс давления поглощения, согласно данным о цементировании кондукторов в разведочных скважинах и формулам (1.26) и (1.6),

$$k_{II} \geq \frac{1750 \cdot 500 \cdot 9,8 + 1 \cdot 10^3 \cdot 500}{10^3 \cdot 9,8 \cdot 500} = 1,85.$$

Таблица 9

Глубина, м	Коэффициент аномальности давления		Индекс давления поглощения	Индекс давления относительной устойчивости породы
	пластового	порового		
0–150	–	1,0	1,85	–
150–220	1,0	–	1,85	1,1
220–350	1,0	–	1,85	–
350–780	–	1,0	1,85	–
780–830	0,95	–	1,05	–
830–950	–	–	1,84	–
950–1180	–	–	1,84	–
1180–1480	–	–	1,84	–
1480–1700	1,05	–	1,73	–
1700–1850	1,05	–	1,79	–
1850–2200	–	1,2	2,15	0,97
2200 (кровля)	0,60	–	–	–
2600 (подошва)	0,52	–	0,73	–
2600–2950	–	1,2	2,14	1,03
2950–3300	–	–	2,35	1,8
3300	–	1,3	2,16	1,15
3500	–	1,6	2,16	1,46
3600	–	1,6	2,16	1,46
3700	–	1,5	2,16	1,36
3700 (кровля)	1,41	–	1,86	–
4300 (подошва)	1,25	–	1,77	–
4350	–	1,2	2,14	1,08

В трещиноватых известняках (см. п. 1 условия задачи)

$$k_{\Pi} \approx 1,1 \cdot 0,95 = 1,05.$$

В верхней газовой залежи (см. п. 2 условия задачи)

$$k_{\Pi} \approx 1,4 \cdot 0,52 = 0,73.$$

В аргиллитах над верхней газовой залежью по данным о гидроразрыве породы на глубине 2000 м при глушении газового фонтана и формулам (1.23) и (1.25)

$$k_{\Pi} = (8,5 \cdot 10^6 + 1720 \cdot 9,8 \cdot 2000) / (10^3 \cdot 9,8 \cdot 2000) = 2,15.$$

У подошвы нижней газовой залежи по данным цементирования скважин и формулам (1.26) и (1.6)

$$k_{\Pi} \geq \frac{[1500 \cdot 1900 + 1800(4300 - 1900)] 9,8 + 1 \cdot 10^3 \cdot 4300}{10^3 \cdot 9,8 \cdot 4300} = 1,77.$$

Приняв для сечения у подошвы залежи $k_{\Pi} = 1,77$, найдем по формуле (1.23)

$$\mu/(1 - \mu) = \frac{1,77 - 1,25}{2,3 - 1,25} = 0,5,$$

тогда у кровли этой же залежи [см. формулу (1.23)]

$$k_{\Pi} \approx 1,41 + 0,5 (2,3 - 1,41) = 1,86.$$

В аргиллитах [см. формулу (1.24)] при $\mu = 0,3$ (см. с. 11) на глубине 3700 м

$$k_{\Pi} \approx 1,5 + \frac{2 \cdot 0,3}{1 - 0,3} (2,3 - 1,5) = 2,18;$$

в интервале 3500–3600 м

$$k_{\Pi} \approx 1,6 + 2 \cdot 0,3 (2,3 - 1,6) / (1 - 0,3) = 2,2;$$

на глубине 3300 м

$$k_{\Pi} \approx 1,3 + \frac{2 \cdot 0,3}{1 - 0,3} (2,3 - 1,3) = 2,16.$$

Для последующих расчетов для всей толщи аргиллитов от 3300 до 3700 м принимаем $k_{\Pi} \approx 2,16$.

3. Индекс давления относительной устойчивости глинистых песчанков в интервале 150–220 м [см. формулу (1.7)]

$$k_y \approx \frac{1100 \cdot 9,8 \cdot 220}{1000 \cdot 9,8 \cdot 220} = 1,1;$$

пород хомогенной толщи в интервале 2950–3300 м в случае бурения с промывкой ИБР [см. формулу (1.7)]

$$k_y \approx \frac{1800}{1000} = 1,8;$$

аргиллитов в интервале 3500–3600 м [см. формулу (1.8)]

$$k_y \approx 1,6 - \frac{5 \cdot 10^6}{10^3 \cdot 9,8 \cdot 3600} = 1,46.$$

Результаты аналогичных расчетов для других интервалов приведены в табл. 9.

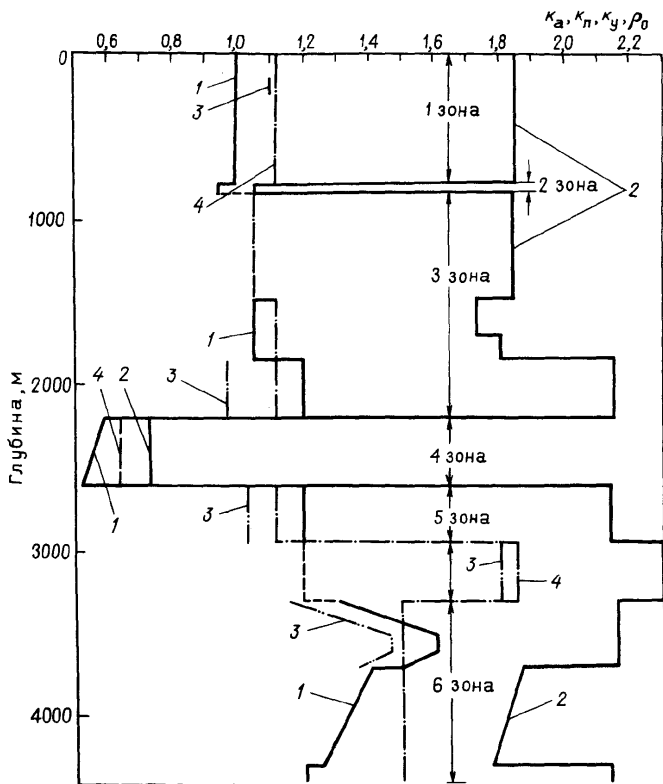


Рис. 8. Совмещенный график безразмерных давлений:

1 – коэффициент аномальности пластовых (поровых) давлений; 2 – индекс давлений поглощения; 3 – индекс давления относительной устойчивости пород; 4 – относительная плотность промывочной жидкости

4. Строим совмещенный график безразмерных давлений по данным табл. 9 (рис. 8).

5. Относительная плотность промывочной жидкости, при которой выполняются требования правил бурения [12].

В интервале от устья до глубины 780 м для предотвращения притока пластовых вод из верхних песчаных горизонтов [см. формулу (2.2)] $\rho_0 = (1,1 \div 1,15) 1 = 1,1 \div 1,15$, во избежание осыпания глинистых песчаников [см. формулу (2.3)] $\rho_0 \geq 1,1$, а разрыва пород и поглощения [см. формулы (2.5) и (1.12)] при $p_y = 0$ и $\Delta p_{гд} = 1$ кПа/м $\rho_0 < 1,85 - 1 \cdot 10^3 \cdot 780 / (10^3 \cdot 9,8 \cdot 780) = 1,75$. Принимаем $\rho_0 = 1,12$.

В интервале 780–830 м [см. формулу (2.2)] при $k_p = 1,1$ $\rho_0 = 1,05$, а по формулам (2.5) и (1.12) $\rho_0 \leq 0,95$. Принимаем $\rho_0 = 0,95$.

В интервале 830–1480 м, сложенном устойчивыми практически непроницаемыми породами, $\rho_0 \approx 1 \div 1,05$.

В интервале 1480–1850 м согласно формуле (2.2) $\rho_0 \approx 1,1 \div 1,15$, а по соотношениям (2.5) и (1.12) $\rho_0 < 1,63$. Принимаем $\rho_0 = 1,12$.

В интервале 1850–2200 м, сложенном непроницаемыми породами [см. формулу (2.3)] $\rho_0 \geq 0,97$, а по соотношениям (2.5) и (1.12) $\rho_0 < 2,1$. Принимаем $\rho_0 = 1,12$.

В верхней газовой залежи [см. формулу (2.2)] $\rho_0 = 0,62 \div 0,64$, а по выражению (2.5) с учетом соотношения (1.12) $\rho_0 < 0,69$. Принимаем $\rho_0 = 0,64$.

В интервале 2600–2950 м, сложенном непроницаемыми породами [см. формулу (2.3)] $\rho_0 > 1,03$, а по соотношениям (2.5) и (1.12) $\rho_0 < 2,1$. Принимаем $\rho_0 = 1,12$.

В интервале 2950–3300 м в хемогенных породах [см. формулу (2.3)] $\rho_0 \geq 1,8$, по соотношениям (2.5) и (1.12) $\rho_0 < 2,3$, а согласно формуле (2.6) $\rho_0 > 1,2$. Принимаем $\rho_0 = 1,85$.

В интервале 3300–3700 м в непроницаемых породах [см. формулу (2.3)] $\rho_0 \geq 1,45$, а согласно формулам (2.5) и (1.12) $\rho_0 < 2,13$. Принимаем $\rho_0 = 1,5$.

В нижней газовой залежи [см. формулу (2.2)] $\rho_0 = 1,47 \div 1,51$, согласно неравенству (2.5) с учетом соотношения (1.12) $\rho_0 < 1,75$, а по формуле (2.4) при $p_{\text{деп.д}} = 3,5$ МПа (см. с. 33) $\rho_0 \leq 1,25 + [3,5 \times 10^6 / (10^3 \cdot 9,8 \cdot 4300)] = 1,33$. Как видно отсюда, если вскрывать всю залежь за один прием, не изолируя верхнюю часть ее от нижней, выполнить условие (2.4) будет невозможно.

Принимаем $\rho_0 = 1,5$. В этом случае статическая репрессия близ подошвы залежи достигнет [см. формулу (2.4)] $p_{\text{реп}} = (1,5 - 1,25) 10^3 \times 9,8 \cdot 4300 = 10,5$ МПа.

6. Нанесем на рис. 8 выбранные значения ρ_0 . Теперь видно, что в разрезе данного месторождения можно выделить шесть зон с несовместимыми условиями бурения по интервалам: 0–780; 780–830; 830–2200; 2200–2600; 2600–3300; 3300–4350 м.

Задача 2.2.

Спроектировать конструкцию добывающей газовой скважины для условий предыдущей задачи; диаметр эксплуатационной колонны 178 мм.

Решение.

1. Составляем предварительный вариант конструкции скважины, предусматривая перекрытие каждой из шести зон (см. рис. 8) с несовместимыми условиями бурения отдельной обсадной колонной (рис. 9, а). Башмаки колонн устанавливаем в непроницаемых устойчивых породах немного выше кровли или ниже подошвы соответствующих проницаемых горизонтов.

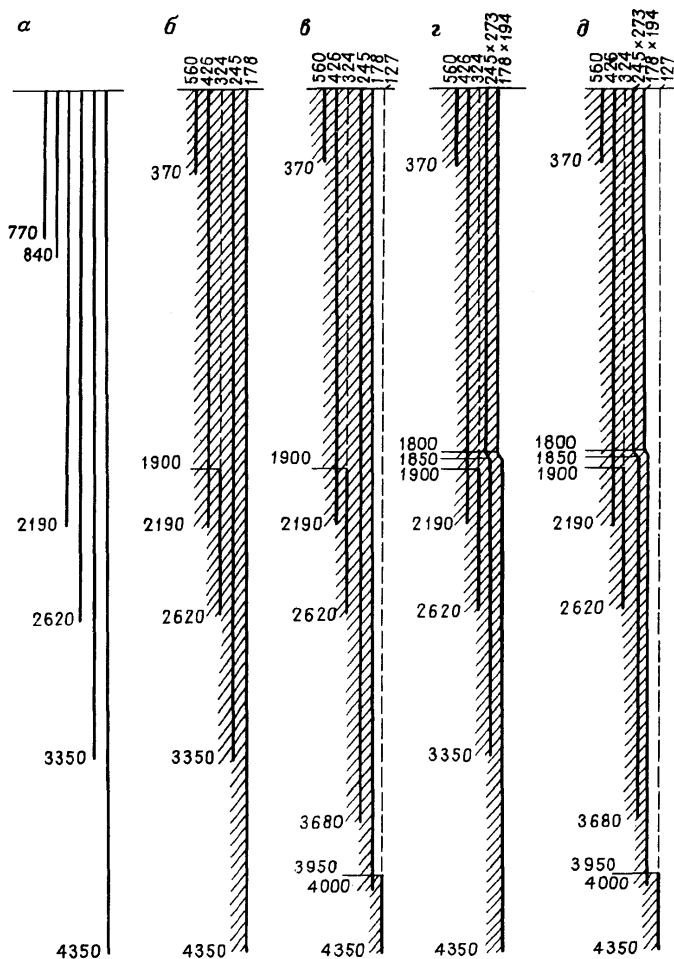


Рис. 9. Варианты конструкций скважины для условий задачи 2.1:

а – предварительный; *б–д* – уточненные

2. Вносим коррективы в предварительный вариант конструкции.

Поскольку глинистые песчаники, залегающие в интервале 150–220 м, склонны осыпаться, целесообразно во избежание образования крупных каверн их перекрыть кондуктором, башмак которого разместить в непроницаемой глинистой породе на глубине 370 м.

В условии задачи 2.1 сказано, что поглощение в трещиноватые известняки, как правило, удается ликвидировать применяя легкую промы-

вочную жидкость с волокнистыми или гранулярными наполнителями. Так как средняя плотность промывочной жидкости для разбуривания этого интервала должна быть $\rho_0 = 0,95$ (см. рис. 8), целесообразно рассматриваемый интервал пробурить с промывкой азрированной водой, а затем воду заменить легкой глинистой суспензией с волокнистыми наполнителями и после снижения интенсивности поглощения до приемлемого минимума зону поглощения изолировать цементированием. Это позволит отказаться от спуска промежуточной колонны до глубины 840 м.

Поскольку в верхней газоносной залежи пластовое давление низкое, изолировать ее можно спуском потайной колонны в интервал 1900 – 2620 м.

Проверим, нет ли опасности разрыва пород ниже башмака промежуточной колонны, спускаемой до глубины 3350 м для перекрытия хемогенной толщи, в случае газопроявления из нижней продуктивной залежи и полного выброса промывочной жидкости из скважины.

Давление на глубине 3350 м в скважине, закрытой после полного газового выброса [см. формулу (1.13)]

$$p_{3350} = 52 \exp \frac{0,034 \cdot 0,64 (3350 - 4000)}{1,17 (117 + 273)} = 51,84 \text{ МПа.}$$

Относительное давление по воде в закрытой скважине на глубине 3350 м [см. формулу (1.10)]

$$k_{\text{отн}} = \frac{51,84 \cdot 10^6}{10^3 \cdot 9,8 \cdot 3350} = 1,58.$$

Поскольку $k_{\text{отн}} = 1,58 < k_{\text{п}} = 2,16$ (см. рис. 8), то условие (2.8) выполняется и опасности разрыва пород не существует.

Нижняя газоносная залежь представлена песчаниками с прослоями глинистых пород (см. табл. 8). В процессе эксплуатации скважины глинистые породы могут разрушаться при снижении пластового и порового давлений в залежи. Толщина залежи 600 м и, следовательно, велика вероятность большой неоднородности коллекторских свойств разных ее интервалов. В условиях задачи информации об изменении проницаемости по толщине залежи нет; поэтому целесообразно принять такую конструкцию призабойного участка, которая позволяет отдельную эксплуатацию выбранных интервалов залежи. С учетом сказанного на рис. 9, б показан первый уточненный вариант конструкции.

Репрессию на подошвенную часть залежи по сравнению с первым уточненным вариантом конструкции скважины можно сократить примерно вдвое, если промежуточную колонну, перекрывающую хемогенную толщу, спустить до 3680 м, а верхнюю половину газовой залежи перекрыть дополнительной обсадной колонной до глубины 4000 м (см. рис. 9, в).

В этом случае при разбурировании верхней половины залежи можно применять промывочную жидкость с относительной плотностью $\rho_o = 1,04 \cdot 1,41 = 1,47$, а так как коэффициент аномальности на глубине 4000 м $k_a = \frac{1,41 + 1,25}{2} = 1,33$ (см. рис. 8), то репрессия будет [см. формулу (2.7)] $p_{\text{реп}} = (1,47 - 1,33) 10^3 \cdot 9,8 \cdot 4000 = 5,49$ МПа.

Для разбурирования нижней половины залежи можно применять промывочную жидкость с $\rho_o = 1,04 \cdot 1,33 = 1,38$, при этом репрессия у подошвы $p_{\text{реп}} = (1,38 - 1,25) 10^3 \cdot 9,8 \cdot 4300 = 5,48$ МПа.

При эксплуатации скважины газ, поднимаясь к устью, расширяется; при этом возрастают скорость движения его и гидравлические потери. Гидравлические потери можно заметно сократить, если увеличить диаметр верхнего участка колонны, по которой движется газ. В связи с этим можно предложить еще два варианта конструкции скважины (см. рис. 9, з и д).

3. Рассчитаем диаметральные размеры первого уточненного варианта конструкции скважины.

Обсадные трубы диаметром 178 мм соединяют в эксплуатационную колонну муфтами, наружный диаметр которых по ГОСТ 632–80 равен 195 мм. Следовательно, диаметр долот для бурения ствола под эксплуатационную колонну [см. формулу (2.9) и с. 37].

$$d_{\text{д}} = 195 + 2 \cdot 10 = 215 \text{ мм.}$$

По ГОСТ 20692–75 выбираем долота диаметром 215,9 мм.

Внутренний диаметр промежуточной колонны для изоляции хемогенной толщи [см. формулу (2.10)]

$$d = 215,9 + 2 \cdot 3 = 222 \text{ мм.}$$

Наружный диаметр таких труб по ГОСТ 632–80 равен 245 мм, а диаметр муфт 270 мм.

Диаметр долот для бурения ствола под такую колонну

$$d_{\text{д}} = 270 + 2 \cdot 15 = 300 \text{ мм.}$$

Принимаем по ГОСТ 20692–75 $d_{\text{д}} = 295,3$ мм.

Внутренний диаметр потайной колонны

$$d = 295,3 + 2 \cdot 5 = 305 \text{ мм.}$$

Наружный диаметр таких труб по ГОСТ 632–80 равен 324 мм, а диаметр муфт 351 мм.

Диаметр долот для бурения ствола под эту колонну

$$d_{\text{д}} = 351 + 2 \cdot 20 = 391 \text{ мм.}$$

Принимаем по ГОСТ 20692–75 $d_d = 393,7$ мм.

Внутренний диаметр предыдущей промежуточной колонны

$$d = 393,5 + 2 \cdot 5 = 404 \text{ мм.}$$

Наружный диаметр таких труб по ГОСТ 632–80 равен 426 мм, а диаметр муфт 451 мм.

Диаметр долот для бурения ствола под эту колонну

$$d_d = 451 + 2 \cdot 30 = 511 \text{ мм.}$$

Выбираем по ГОСТ 20692–75 долота диаметром 508 мм.

Внутренний диаметр кондуктора

$$d = 508 + 2 \cdot 10 = 528 \text{ мм.}$$

Обсадные трубы с таким внутренним диаметром по ГОСТ 632–80 не предусмотрены. Для комплектования кондуктора выбираем стальные бесшовные горячекатаные трубы по ГОСТ 8732–70 с наружным диаметром 560 мм; соединять их в колонну будем при помощи сварки.

Диаметр долот для бурения ствола под кондуктор

$$d_d = 560 + 2 \cdot 40 = 640 \text{ мм.}$$

Долота столь большого диаметра по ГОСТ 20692–75 не предусмотрены, поэтому ствол под кондуктор можно пробурить реактивно-турбинным буром 1РТБ-640 [14] либо долотами диаметром 490 мм или 508 мм, а затем расширить.

Для направления можно использовать трубу с наружным диаметром 720 мм по ГОСТ 8732–78.

4. Результаты аналогичных расчетов для других вариантов конструкций показаны на рис. 9.

5. Согласно требованиям правил [12], обсадные колонны должны быть зацементированы по всей длине.

6. Из-за большого числа зон с несовместимыми условиями бурения конструкция скважины оказалась сложной, многоколонной. Окончательный вариант ее целесообразно выбирать после расчета обсадных колонн на прочность. Лучшим вариантом считается тот, при котором стоимость единицы добываемой продукции или, в крайнем случае, стоимость строительства скважины наименьшая.

Задача 2.3.

Литологический состав пород нефтяного месторождения показан в табл. 10, а совмещенный график безразмерных давлений – на рис. 10. Опыт показывает, что без опасности возникновения серьезных осложнений можно разбуривать глинистые породы сармата при депрессии до

Таблица 10

Интервал глубин, м	Стратиграфическое подразделение	Литологический состав пород
0–400	Плиоцен + меотис	Переслаивание глин, рыхлых песчаников и доломитизированных мергелей
400–1200	Сармат	Толщина глинистых пород
1200–1700	Караган	Кварцевые песчаники с прослоями глин
1700–2700	Чокрак	Вверх до глубины 2200 м – кварцевые песчаники с прослоями глин, внизу – толща глинистых пород
2700–4200	Майкоп	Толща глинистых пород; книзу возрастает песчанность
4200–4250	Фораминиферовые слои	Карбонатные породы, пористо-трещиноватые
4250–5200	Мел	Карбонатные породы с развитой трещиноватостью, в нижней части – с прослоями глин и песчаников

3 МПа, чокрака – при депрессии до 4 МПа, майкопа – при депрессии до 7 МПа, песчаные породы карагана и чокрака – при репрессии не более 6 МПа, а нижнего мела – при репрессии не более 7 МПа. В некоторых скважинах, коммерческие скорости бурения которых через толщу майкопских глин были низкими, возникли осыпи этих пород, особенно при применении промывочных жидкостей на водной основе, и желобобразования; из-за этого приходилось спускать дополнительные обсадные колонны для обеспечения устойчивости стволов скважин и предотвращения аварий.

Песчаные горизонты, залегающие до глубины ~ 200 м, насыщены водами; проницаемые породы карагана и чокрака – минерализованными водами, в отдельных интервалах – газосодержащими. Фораминиферовые и меловые отложения нефтеносны. Средняя плотность нефти в закрытой скважине при фонтанной эксплуатации 580 кг/м³.

Требуется спроектировать конструкцию добывающей скважины с комбинированной эксплуатационной колонной диаметром 168 × 127 мм.

Решение.

1. Рассчитаем значения относительной плотности промывочной жидкости, при которых будут выполняться требования правил [12].

В интервале 0–400 м во избежание притока пластовых вод из отложений плиоцена и меотиса [см. формулу (2.2)]

$$\rho_0 = (1,1 \div 1,15) 1,02 = 1,12 \div 1,17,$$

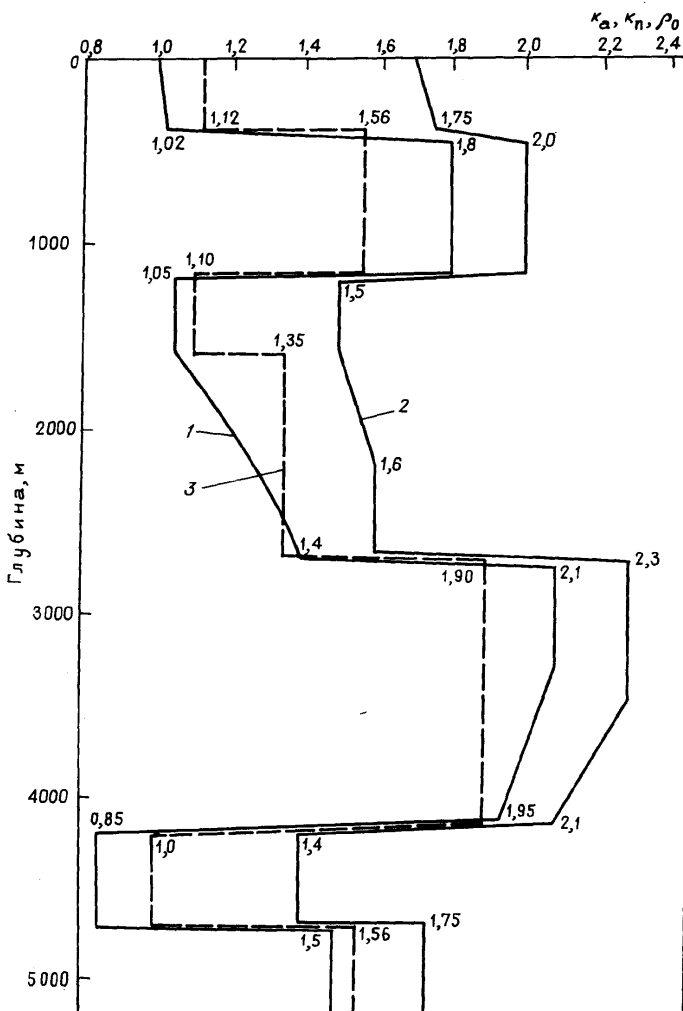


Рис. 10. Совмещенный график безразмерных давлений к задаче 2.3:

1 – коэффициент аномальности; 2 – индекс давлений поглощения; 3 – относительная плотность промывочной жидкости

а поглощений [см. формулы (2.5) и (1.12) при $p_{ук} = 0$ и $\Delta p_{гд} = 1$ кПа/м]

$\rho_0 < 1,75 - 1 \cdot 10^3 / (10^3 \cdot 9,8) = 1,64$ и при $p_{реп.д} \leq 1,5$ МПа [(см. формулу (2.4) и с. 33]

$$\rho_o \leq 1,02 + 1,5 \cdot 10^6 / (10^3 \cdot 9,8 \cdot 400) = 1,40.$$

Принимаем $\rho_o = 1,12$.

В интервале 400–1200 м для предотвращения обваливания глинистых пород согласно формулам (2.3) и (1.8) при $p_{\text{деп}} \leq 3$ МПа (см. условие задачи)

$\rho_o \geq 1,8 - 3 \cdot 10^6 / (10^3 \cdot 9,8 \cdot 1200) = 1,54$, а разрыва этих пород [(см. формулы (2.5) и (1.12)]

$$\rho_o < 2,0 - 1 \cdot 10^3 / (10^3 \cdot 9,8) = 1,9.$$

Принимаем $\rho_o = 1,56$.

Результаты аналогичных расчетов для других интервалов приведены в табл. 11. По полученным результатам выбираем значения относительной плотности промывочной жидкости для бурения в разных интервалах скважины (см. гр. 6 табл. 11).

2. Определим наибольшие значения репрессий на проницаемые породы при выбранной плотности жидкости.

Репрессия у подошвы верхнего мела на глубине 4700 м [см. формулу (2.7)]

$$p_{\text{реп}} = (1,0 - 0,85) 10^3 \cdot 9,8 \cdot 4700 = 6,9 \text{ МПа.}$$

Репрессия на песчаник карагана на глубине 1600 м

$$p_{\text{реп}} = (1,35 - 1,05) 10^3 \cdot 9,8 \cdot 1600 = 4,7 \text{ МПа.}$$

Как видно из сопоставления с условиями задачи, репрессии не превышают значений, выше которых при бурении возникали осложнения (прихваты).

3. После нанесения на совмещенный график безразмерных давлений выбранных значений относительной плотности промывочной жидкости (рис. 10, кривая *З*) выделяем следующие зоны с несовместимыми условиями бурения по интервалам: первая – 0–1200 м; вторая – 1200–2700 м; третья – от 2700 примерно до 4200 м; четвертая – 4200–4700 м; пятая – 4700–5200 м. Следовательно, предварительный вариант конструкции скважины будет включать пять обсадных колонн (рис. 11, *а*).

4. Внесем коррективы в предварительный вариант и выберем окончательную конструкцию скважины.

Во избежание загрязнения верхних пресноводных горизонтов целесообразно спустить кондуктор до глубины ~ 450 м и перекрыть отложения плинсена и меотиса. Башмак кондуктора следует установить в устойчивых глинистых породах близ кровли сармата.

Таблица 11

Интервал глубин, м	Относительная плотность промывочной жидкости ρ_0 по формуле				Рекомендуемая относительная плотность про- мывочной жидкости
	(2.2)	(2.3), не менее	(2.4), не более	(2.5), менее	
1	2	3	4	5	6
0-400	1,12-1,17	-	1,40	1,64	1,12
400-1150	-	1,54	-	1,90	1,56
1150-1600	1,10-1,16	-	1,15	1,40	1,10
1600-2200	1,34-1,41	-	1,21	1,50	1,35
2200-2700	-	1,25	-	1,50	1,35
2700-3500	-	1,90	-	2,20	1,90
3500-4150	-	1,85	-	2,00	1,90
4150-4700	0,88-0,91	-	0,93	1,30	1,00
4700-5200	1,56-1,61	-	1,57	1,65	1,56

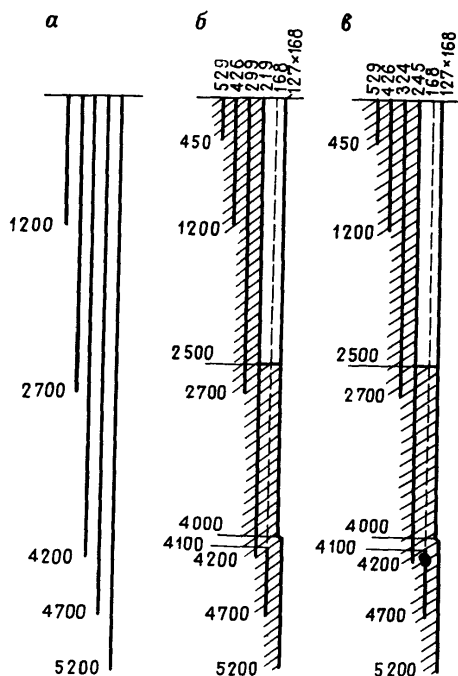


Рис. 11. Варианты конструкций скважины для условий задачи 2.3:

а — предварительный; *б, в* — уточненные

Зону нефтеносных пород фораминифера и верхнего мела с низкими коэффициентами аномальности пластовых давлений вполне возможно перекрыть потайной колонной, верхний конец которой можно установить на глубине 4100 м.

Комбинированную эксплуатационную колонну целесообразно составить ниже глубины ~4000 м из труб с наружным диаметром 127 мм, а в верхнем интервале до указанной глубины – из обсадных труб диаметром 168 мм (рис. 11, б).

Конструкция скважины оказалась многоколонной. Для того чтобы уменьшить расход металла на крепление, диаметры промежуточных колонн и кондуктора, целесообразно нижний участок эксплуатационной колонны в интервале от 4000 до 5200 м составить из безмуфтовых обсадных труб типа ОГ-1м [29] либо из труб со сварными соединениями. В этом случае диаметр долот для бурения ствола под эксплуатационную колонну должен быть [см. формулу (2.9)]

$$d_{\text{д}} = 127 + 2 \cdot 6 = 139 \text{ мм.}$$

Выбираем долота диаметром 139,7 мм по ГОСТ 20692–75.

Внутренний диаметр потайной колонны [см. формулу (2.10)]

$$d = 139,7 + 2 \cdot 3 = 146 \text{ мм.}$$

Выбираем обсадные трубы с наружным диаметром 168 мм с безмуфтовыми соединениями ОГ-1м (или со сварными).

Диаметр долота для бурения ствола под потайную колонну

$$d_{\text{д}} = 168 + 2 \cdot 10 = 188 \text{ мм.}$$

Выбираем долота диаметром 190,5 мм по ГОСТ 20692–75.

Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны

$$d = 190,5 + 2 \cdot 5 = 201 \text{ мм.}$$

Такой внутренний размер имеют обсадные трубы с наружным диаметром 219 мм при толщине стенок 8,9 мм по ГОСТ 632–80. Если расчет 219-мм обсадной колонны покажет, что прочность труб с толщиной стенок 8,9 мм (с учетом возможного износа их за время бурения интервала 4200–5200 м) достаточна для спуска колонны в скважину и крепления последней, то такую колонну можно использовать в качестве промежуточной для крепления ствола в майкопской толще. В противном случае следует использовать колонну диаметром 245 мм (рис. 11, в).

Диаметр долот для бурения ствола под 219-мм промежуточную колонну с муфтовыми соединениями [см. формулу (2.9)]

$$d_{\text{д}} = 244,5 + 2 \cdot 12 = 269 \text{ мм.}$$

Выбираем долота диаметром 269,9 мм по ГОСТ 20692–75.

Результаты аналогичных расчетов для выбора остальных обсадных колонн показаны на рис. 11.

Предусматриваем цементирование промежуточных колонн и кондуктора по всей длине в соответствии с требованиями [12]. Эксплуатационную колонну целесообразно цементировать, по крайней мере, в интервале 2500–5200 м, чтобы повысить прочность и надежность крепи в зоне залегания пород с высокими коэффициентами аномальности.

Задача 2.4.

Скважина пробурена до глубины 2045 м. В интервале 2024–2042 м вскрыт нефтеносный песчаник с проницаемостью 0,06 мкм²; прочность его при одноосном сжатии 7 МПа. В табл. 12 приводятся результаты анализа гранулометрического состава образцов этого песчаника. Сверху песчаник покрыт непроницаемыми аргиллитами толщиной 28 м; аргиллиты начинают осыпаться при депрессии более 6 МПа. Под песчаником залегают практически непроницаемые карбонатные породы. Водонефтяной контакт находится на глубине 2138 м.

Ожидаемый дебит скважины 20 т/сут при депрессии 3 МПа; плотность нефти 750 кг/м³. Среднее пластовое давление во вскрытом интервале нефтеносного песчаника 20 МПа. Объемная плотность вышележащей толщи пород 2200 кг/м³.

Требуется выбрать схему оборудования призабойного участка скважины при условии, что внутренний диаметр обсадных труб в нем должен быть не менее 90 мм.

Решение.

1. Поскольку поблизости от нефтеносного песчаника нет других проницаемых пород, проверим, обладает ли он достаточной устойчивостью для того, чтобы призабойный участок не укреплять обсадными трубами. Согласно формуле (2.1), устойчивой считают породу с прочностью при одноосном сжатии (см. с. 11)

$$\sigma_{сж} > 2 \left[\frac{0,3}{1 - 0,3} (2200 \cdot 9,8 \cdot 2033 - 20 \cdot 10^6) + 3 \cdot 10^6 \right] = 26,5 \text{ МПа.}$$

2. Так как прочность нефтеносного песчаника меньше, призабойный участок открытым оставлять нельзя. Для того чтобы при эксплуатации скважины с депрессией 3 МПа не происходило разрушения коллектора, предусмотрим оборудование призабойного участка гравийным фильтром. В качестве корпуса фильтра используем обсадные трубы с наружным диаметром 114 мм. Башмак же эксплуатационной колонны разместим в аргиллитах на глубине 2016 м. Длину корпуса фильтра примем 45 м.

3. Рассчитаем базовый диаметр частиц нефтеносного песчаника, необходимый для выбора фракции гравия для фильтра.

Таблица 12. Масса частиц, прошедших через сито, в % от исходной массы образца

Номер образца	Глубина отбора образца, м	Размер отверстий в ситах, мм					
		0,044	0,062	0,088	0,124	0,175	0,25
1	2024	0	2	6	13	24	42
2	2026	10	14	21	29	38	49
3	2029	4	10	15	22	28	37
4	2031	1	5	12	21	37	57
5	2033	0	0	7	16	27	40
6	2036	0	0	5	14	25	38
7	2039	0	0	3	10	19	30

Номер образца.	Глубина отбора образца, м	Размер отверстий в ситах, мм					
		0,350	0,495	0,700	0,99	1,168	2,362
1	2024	63	90	97	100	100	100
2	2026	59	71	82	90	95	100
3	2029	44	52	62	71	76	93
4	2031	72	84	93	97	100	100
5	2033	53	66	76	87	91	100
6	2036	52	67	80	92	97	100
7	2039	43	60	81	95	99	100

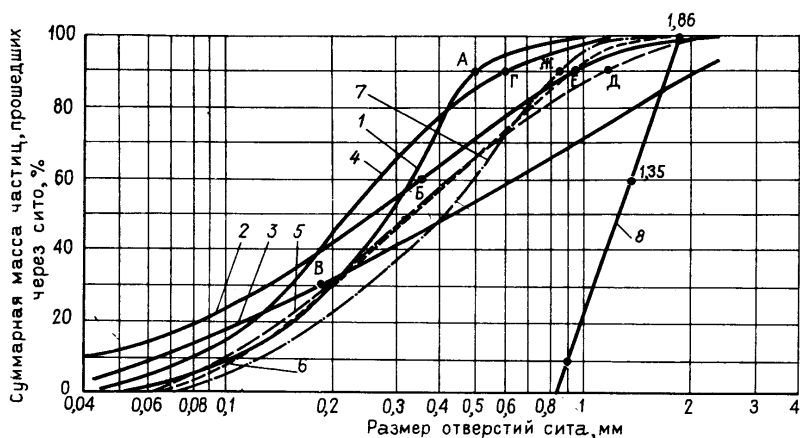


Рис. 12. К выбору оптимального гранулометрического состава гравия для гравийного фильтра:

1 - 7 - кривые гранулометрического состава образцов нефтеносного песчаника;
 8 - кривая оптимального гранулометрического состава гравия

Построим по данным табл. 12 кривые гранулометрического состава частиц песчаника (рис. 12, кривые 1–7) и по формуле (2.12) найдем коэффициенты неоднородности песка. Так, для первого образца (см. рис. 12, кривая 1)

$$C_1 = 0,34 : 0,11 = 3,1.$$

Результаты расчетов для других образцов занесены в табл. 13.

Таблица 13

Номер кривой на рис. 12	Коэффициент неоднородности песка C	Базовый диаметр песка при $w_{щ} \leq 1,5$ см/с, мм
1	3,1	0,50
2	8,3	0,36
3	11,0	0,18
4	3,4	0,60
5	4,3	1,12
6	3,9	0,93
7	4,0	0,85

Примем, что скорость течения нефти на входе в щели корпуса фильтра должна быть менее 1,5 см/с. Тогда базовый диаметр частиц песка первого образца с $C = 3,1$ [см. формулу (2.13)] $d_6 = 0,5$ мм (см. рис. 12, точка A на кривой 1); второго образца с $C = 8,3$ [см. формулу (2.14)] $d_6 = 0,36$ мм (точка B на кривой 2); третьего образца с $C = 11,0$ [см. формулу (2.15)] $d_6 = 0,18$ мм (точка B на кривой 3). Базовые диаметры частиц песка других образцов песчаника, найденные по формуле (2.13) [точки $G, D, E, Ж$], показаны в табл. 13.

4. Рассчитаем допустимый диапазон изменения диаметров зерен гравия для изготовления гравийного фильтра.

Поскольку наименьший базовый диаметр частиц песка $d_6 = 0,18$ мм (см. табл. 13), то расчетный оптимальный диаметр зерен гравия [см. формулу (2.16)]

$$d_{\text{опт}} = 6 \cdot 0,18 = 1,08 \text{ мм.}$$

Для соблюдения условия $C = 1,5$ состав гравия должен быть выбран так, чтобы 60 % зерен его проходило через сито с отверстиями [см. формулу (2.20)]

$$d_{60} = 1,25 \cdot 1,08 = 1,35 \text{ мм,}$$

а 10 % – через сито с отверстиями

$$d_{10} = \frac{5}{6} \cdot 1,08 = 0,9 \text{ мм.}$$

Наносим значения d_{10} и d_{60} на рис. 12 и через них проведем прямую 8 до пересечения с осью абсцисс и прямой, проходящей параллельно этой оси через ординату 100 %. В точках пересечения прямых находим значения $d_0 = 0,83$ мм и $d_{100} = 1,86$ мм.

Следовательно, для изготовления гравийного фильтра требуется фракция гравия округлой формы с диаметрами зерен от 0,83 до 1,86 мм, причем только 10 % массы может состоять из зерен диаметром менее 0,9 мм, а 60 % должно состоять из зерен диаметром не более 1,35 мм.

5. Определим размеры и число щелей в корпусе фильтра.

Ширина щели фильтра [см. формулу (2.21)] $d_{щ} \approx 0,83$ мм.

Примем $d_{щ} = 0,8$ мм, а длину щели $l_{щ} = 50$ мм.

Суммарная площадь щелей фильтра, при которой скорость течения $w_{щ} < 1,5$ см/с [см. формулу (2.22)]

$$f_{\Phi} \geq \frac{20\,000}{1,5 \cdot 10^{-2} \cdot 750 \cdot 24 \cdot 3600} = 2,06 \cdot 10^{-2} \text{ м}^2.$$

Необходимое число щелей в корпусе фильтра [см. формулу (2.23)]

$$n_{щ} \geq \frac{2,06 \cdot 10^{-2}}{40 \cdot 10^{-6}} = 515.$$

Примем $n_{щ} = 720$.

Расстояние между рядами щелей в корпусе фильтра примем $l_{мр} = 100$ мм, а длину щелевого участка корпуса $l_{\Phi} = 2042 - 2024 = 18$ м. Тогда число рядов щелей должно быть [см. формулу (2.25)]

$$n_{рщ} = \frac{18}{0,05 + 0,1} = 120.$$

Число щелей в одном ряду $n_{щр} = 720 : 120 = 6$.

6. Диаметр призабойного участка скважины должен быть [см. формулу (2.27)]

$$d_{сз} \approx 114 + 250 = 370 \text{ мм.}$$

Для расширения ствола скважины можно использовать гидромониторный расширитель.

7. Необходимый насыпной объем гравия для изготовления фильтра [см. формулу (2.28)]

$$V_{гр} \approx 1,2 \cdot 0,785 (0,37^2 - 0,114^2) 40 = 4,7 \text{ м}^3$$

(предполагаем, что у верхнего конца корпуса фильтра установлен наружный пакер).

§ 2.6. ЗАДАЧИ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО РЕШЕНИЯ

Задача 2.5.

Разрез газового месторождения до глубины ~ 400 м сложен частым чередованием глинистых и песчаных пород, насыщенных пресными или слабоминерализованными водами, а ниже — до глубины 1000 м — чередованием глин и песчаников, насыщенных водами средней минерализации. Пластовые (поровые) давления в указанной толще пород на 8 — 10 % выше гидростатических.

Интервал 1000—2200 м сложен глинистыми породами. Поровое давление в верхней пачке пород быстро возрастает и на глубине 1100 м на 45 % превышает гидростатическое. В средней части интервала поровое давление увеличивается еще на 10 %, а с глубины 2080 м снижается и в начале следующего интервала выравнивается с гидростатическим.

Интервал 2200—3400 м сложен чередованием песчаников и плотных глинистых пород; пластовое (поровое) давление примерно равно гидростатическому и лишь в отдельных прослоях толщиной 30—150 м превышает гидростатическое на 10 %.

Следующий интервал толщиной 450 м сложен известняками, насыщенными минерализованной водой. Пластовое давление гидростатическое.

Ниже до глубины 4500 м залегает толща глинистых пород с отдельными прослоями песчаников; поровое давление в ней возрастает до 64 МПа на глубине 4100 м и 77 МПа близ подошвы.

Два газоносных песчаника расположены в интервалах 4500—4570 и 4710—4790 м среди глинистых пород. Пластовые давления в них примерно на 70 % выше гидростатических; относительная плотность газа по воздуху 0,72; средняя геостатическая температура в нижнем песчанике 175 °С. Средний геотермический градиент площади 0,03 К/м.

При бурении скважин в некоторых случаях возникали поглощения в верхнем интервале при плотности промывочной жидкости 1400 кг/м^3 ; осыпи глинистых пород, необходимость в частых проработках ствола скважины из-за посадок, затяжек и прихватов бурильных колонн в интервале 1000—2200 м, если депрессия превышала 6 МПа; прихваты бурильных колонн против проницаемых песчаников в интервале 2200—3400 м при репрессии 8 МПа, в интервале 4400—4800 м при репрессии 12 МПа и более. В последнем интервале при репрессии более 12 МПа отмечались также случаи поглощений промывочной жидкости. В известняках давление поглощения превышает пластовое примерно на 30 %.

Для прогнозирования давлений поглощения можно воспользоваться формулой (1.23), значения коэффициента Пуассона для песчаных пород принять $\mu \approx 0,3$, а для глинистых пород в интервалах 1000—2200 и 3850—4800 м — по кривой 2 на рис. 4, средние значения объемной плотности пород до глубины 1000 м $\rho_{\text{ГП}} \approx 2100 \text{ кг/м}^3$, до глубины 3000 м $\rho_{\text{ГП}} \approx 2300 \text{ кг/м}^3$, а ниже $\rho_{\text{ГП}} \approx 2400 \text{ кг/м}^3$.

Требуется спроектировать конструкцию новой разведочной скважины; диаметр эксплуатационной колонны 140 мм.

Задача 2.6.

Разрез газового месторождения можно разделить на семь пачек пород. Первая пачка толщиной 1000 м представлена песчано-глинистыми породами, в верхнем участке до глубины ~ 250 м — насыщенными пресными, а ниже — слабоминерализованными водами; верхние ~ 330 — 350 м пород неустойчивы. Вторая пачка толщиной около 500 м сложена глинистыми породами, третья толщиной 400 м — песчано-глинистыми. Градиенты пластовых и поровых давлений в этих пачках пород равны 10–10,5 кПа/м. При бурении в верхней пачке могут возникать поглощения при репрессии более 4–4,5 МПа, во второй — при репрессии от 5 МПа у кровли до 9,5 МПа в подошве, в третьей — при репрессии от 9 МПа у кровли до 12 МПа в подошве; частые посадки, затяжки и прихваты инструмента на участках проницаемых пород при репрессии более 5 — 6 МПа; осыпи и обвалы глинистых пород второй пачки при депрессии более 3–3,5 МПа.

Четвертая пачка толщиной 600 м выполнена глинистыми породами, разрыв которых возможен при репрессии от 12 МПа у кровли до 11 МПа у подошвы; неустойчивость пород заметно проявляется при депрессии более 5 МПа. Градиент порового давления с глубиной возрастает от 10 кПа/м в кровле до 12 кПа/м в подошве. Пятая пачка толщиной около 500 м сложена песчано-глинистыми породами, насыщенными минерализованной водой; градиент порового (пластового) давления с глубиной растет от 12 до 16 кПа/м. При бурении в этой пачке возникает необходимость частых проработок ствола против проницаемых пород, если репрессия превышает 8 МПа; поглощения иногда возникали при репрессиях ~ 9 МПа.

Шестая пачка толщиной около 2000 м — это глинистая толща, в нижней половине которой встречаются прослой газонасыщенных песчаников с очень малой проницаемостью. Градиенты пластовых давлений в песчаниках — ~ 15 кПа/м, а поровых в глинистых породах 16–17 кПа/м. Разрывы пород возможны при репрессиях от 9 МПа в кровле до 18 МПа у подошвы; прихваты инструмента из-за выпучивания или обваливания глинистых пород при депрессиях порядка 6 МПа и в результате образования толстых фильтрационных корок на проницаемых песчаниках при репрессиях 10 МПа и более.

Нижняя пачка сложена сверху преимущественно глинистыми породами до глубины 5300 м, а внизу преимущественно песчаниками с прослоями глинистых пород. Толщина пачки ~ 500 м. Песчаники насыщены газом с относительной плотностью 0,98; проницаемость их $(20 \div 50) \times 10^{-15}$ м². Градиент порового давления в глинистых породах ~ 16 кПа/м, а пластового давления в газоносных песчаниках 12 кПа/м. При репрессиях 10 МПа и более учащаются прихваты инструмента на участках проницаемых песчаников, а при репрессиях более 22 МПа — поглощения

промывочной жидкости. При разбуривании глинистых пород шестой и, особенно, четвертой пачек в стенках скважин вырабатываются желоба, нередко являющиеся причиной аварий с трубами.

В предыдущих скважинах при разбуривании шестой пачки пород возникали интенсивные газопроявления. Однако при опробовании газонасыщенных песчаников существенных притоков газа не получено из-за очень малой проницаемости пород.

Геостатическая температура на глубине 5500 м равна 180 °С, на глубине 3000 м — 120 °С, а на глубине 1000 м — 60 °С.

Спроектировать конструкцию скважины глубиной 5530 м для добычи газа; диаметр эксплуатационной колонны 178×140 мм.

Задача 2.7.

Разрез нефтяного месторождения условно разделен на 10 пачек пород. Первая сверху пачка толщиной 900 м сложена до глубины 500 м суглинками и песками с прослоями галечника, а ниже глинами и песчаниками. До глубины ~250 м породы насыщены пресными, а ниже — слабоминерализованными водами. Пески слабоустойчивые, часто осыпаются; при разбуривании галечниковых прослоев нередко возникали поглощения промывочной жидкости плотностью 1200 кг/м³ и более.

Вторая пачка толщиной около 600 м сложена пластичными глинами с пропластками аргиллитов, а третья толщиной до 700 м — песчанистыми глинами и мергелями с прослоями нефтенасыщенных песчаников толщиной 5—15 м в нижней части. Четвертая пачка толщиной 100 м представлена чередованием нефтенасыщенных песчаников с аргиллитами и известняками. Пятая пачка толщиной около 100 м сложена известняками, участками — сильно трещиноватыми, доломитами и мергелями, а шестая толщиной до 700 м — карбонатами с прослоями аргиллитов и нефтенасыщенных песчаников в нижней части; толщина отдельных песчаниковых прослоев не превышает 20 м. Седьмая пачка толщиной 500 м представлена чередованием ангидритов, известняков, доломитов и гипсов. Ниже залегает каменная соль с прослоями глин, а в нижней части — нефтеносных песчаников. Интервал 3800—4500 м представлен толщей аргиллитов, а ниже — до глубины 5300 м — чередованием аргиллитов и алевролитов. Десятая пачка толщиной 200 м сложена аргиллитами, нефтеносными песчаниками и мергелями.

Градиенты пластовых (поровых) давлений до глубины 1800 м составляют 10,2 кПа/м, в интервале 1800—2400 м — 11,6 кПа/м, а ниже — 10,6 кПа/м, а градиенты давлений поглощения соответственно 15,2, 16 и 15,3 кПа/м. При разбуривании трещиноватых известняков пятой пачки часто возникали поглощения средней интенсивности промывочной жидкости плотностью ~1250 кг/м³. Плотность нефти в верхней залежи 810 кг/м³, в средней 730 кг/м³, а в нижних 750 кг/м³.

Геостатическая температура на глубине 1000 м равна 60 °С, на глубине 2500 м — 120 °С, на глубине 5500 м — 190 °С.

При бурении скважин посадки, затяжки и даже прихваты бурильных труб возникали при репрессии против проницаемых песчаных пород более 5 МПа на глубинах до 2000 м и более 8–10 МПа в нижних интервалах. Песчаники на глубинах более 3000 м весьма абразивны. В процессе бурения в песчано-глинистых породах и мергелях из-за их невысокой прочности вырабатываются желоба; коэффициент кавернзности во многих интервалах достигает 1,2 и более.

Требуется спроектировать конструкцию добывающей скважины глубиной 5500 м для эксплуатации нижней нефтеносной залежи. Диаметр эксплуатационной колонны 140 мм.

Задача 2.8.

Спроектировать конструкцию скважины глубиной 3100 м для закачки воды в песчаники в интервале 3040–3058 м для поддержания пластового давления в нефтяной залежи. Горно-геологические условия месторождения описаны в задаче 2.7. Диаметр эксплуатационной колонны 146 мм.

Задача 2.9.

Спроектировать конструкцию скважины для одновременной раздельной добычи нефти из продуктивных горизонтов в интервалах 2190–2215 и 3020–3035 м по двум колоннам насосно-компрессорных труб с наружными диаметрами 60 и 73 мм. Характеристика горно-геологических условий месторождения дана в задаче 2.7.

Глава 3

ПЕРВИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

§ 3.1. ВЫБОР ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ ДЛЯ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

При первичном вскрытии продуктивного пласта давление в скважине, как правило, во избежание газонефтепроявлений поддерживают выше пластового. В результате, под влиянием репрессии в продуктивный пласт проникают промывочная жидкость и ее фильтрат. Дисперсионная среда промывочной жидкости может проникать в пласт даже при отсутствии репрессии в результате физико-химических взаимодействий.

Проникая в продуктивный пласт, промывочная жидкость и ее фильтрат в той или иной степени загрязняют коллектор, ухудшают его коллекторские свойства в зоне, примыкающей к стволу скважины. Основные причины ухудшения коллекторских свойств этой зоны: сужение поро-

вых каналов и даже полная закупорка части из них за счет проникновения частиц дисперсной фазы промывочной жидкости, набухания глинистых минералов пласта при контакте с водным фильтратом, образования нерастворимых осадков при взаимодействии фильтрата промывочной жидкости с пластовыми жидкостями; уменьшение подвижности пластовой жидкости в зоне загрязнения.

Уменьшить степень и радиус зоны загрязнения можно правильным выбором состава промывочной жидкости с учетом характеристик пласта-коллектора и содержащихся в нем пластовых жидкостей, уменьшением величины репрессии и продолжительности воздействия промывочной жидкости на пласт, а также принудительной (например, струйной или химической) кольматацией тонкого пристенного слоя пласта сразу же в момент вскрытия его. Конкретные рекомендации по выбору состава промывочной жидкости для первичного вскрытия продуктивных пластов различного литологического состава и разной проницаемости даны в книгах [3, 4].

§ 3.2. ПРИНЦИПЫ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАСЧЕТА ПРОМЫВКИ СКВАЖИНЫ ПРИ ПЕРВИЧНОМ ВСКРЫТИИ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

При гидравлическом расчете решаются следующие задачи.

1. Выбор плотности промывочной жидкости, при которой репрессия на продуктивный пласт минимальна и соблюдаются условия (2.2) – (2.6).

2. Определение величины подачи буровых насосов, необходимой для транспортировки шлама разбуренной породы из наддолотной зоны на дневную поверхность, а в случае бурения с гидравлическими забойными двигателями – также для обеспечения нормальной работы их при заданных параметрах режима бурения.

3. Оценка гидравлической мощности, необходимой для удовлетворительной очистки забоя при бурении гидромониторными долотами, а также – при необходимости – для кольматации стенок скважины в продуктивном пласте, сложенном достаточно твердыми породами, в процессе его первичного вскрытия.

4. Выбор числа и диаметра гидромониторных насадок в долотах (и в специальном наддолотном переводнике – в случае струйной кольматации стенок скважины).

5. Оценка гидравлических потерь в циркуляционной системе скважины и необходимой гидравлической мощности буровых насосов.

Для того, чтобы свести к минимуму проникновение фильтрата промывочной жидкости в продуктивный пласт и загрязнение его, а также предотвратить размыв стенок скважины на участках, сложенных слабоцементированными породами, желательно при промывке поддерживать в кольцевом пространстве ламинарный режим течения и невысокую скорость восходящего потока, но достаточную для удовлетворительной транспортировки частиц разбуренных пород из наддолотного пространства на дневную поверхность.

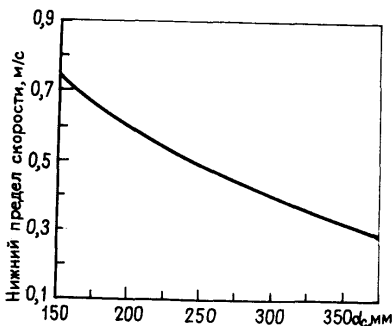


Рис. 13. Зависимость необходимой скорости восходящего потока в кольцевом пространстве от диаметра скважины

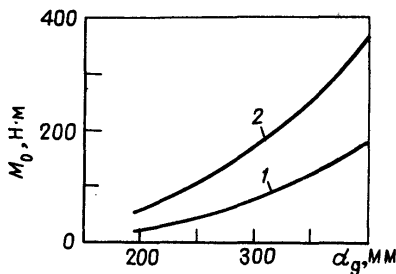


Рис. 14. Зависимость момента M_0 от диаметра долота d_d при бурении вертикальных скважин в диапазоне изменения плотности промывочной жидкости 1200–1700 кг/м³ (по В.И. Курепину)

1 – минимальные значения; 2 – максимальные значения

Необходимая подача буровых насосов при роторном бурении и при бурении электробуром

$$Q \geq 0,785 (d_c^2 - d_n^2) w_k, \quad (3.1)$$

где d_c – диаметр скважины, м; d_n – наружный диаметр бурильных труб, м; w_k – скорость восходящего потока, необходимая для удовлетворительного выноса шлама из наддолотного пространства (рис. 13), м/с.

При бурении гидравлическими забойными двигателями подача насосов должна быть достаточна для того, чтобы двигатель мог развить момент, необходимый для вращения долота при заданной осевой нагрузке

$$M_{зд} \approx k_{зд} (M_{уд} P_d + M_0), \quad (3.2)$$

где $k_{зд}$ – коэффициент, учитывающий момент на преодоление сил трения в подшипниках забойного двигателя ($k_{зд} \approx 1,1 \div 1,2$); $M_{уд}$ – удельный момент, Н·м/Н; P_d – осевая нагрузка на долото, Н; M_0 – вращающий момент на преодоление сил сопротивления, практически не зависящий от осевой нагрузки на долото (рис. 14), Н·м [28].

При отсутствии опытных данных для прогнозирования удельного момента в учебных работах можно пользоваться формулой

$$M_{уд} \approx a_d \left(\frac{28}{n_d} + 0,14 \right) d_d^2, \quad (3.3)$$

где a_d — коэффициент, зависящий от модели долота: для трехшарошечных долот типов М, МС, МСЗ $a_d \approx 1$; для долот С, СЗ, СТ, СТЗ $a_d \approx 0,7 \div 0,8$; для долот Т, ТЗ $a_d \approx 0,5 \div 0,6$; для фрезерных долот $a_d \approx 2 \div 2,5$; для алмазных и одношарошечных долот $a_d \approx 1,7 \div 1,9$; n_d — частота вращения долота, об/мин; d_d — диаметр долота, м.

Подача насосов, при которой турбина турбобура сможет развивать необходимый вращающий момент $M_{зд}$, ($\text{м}^3/\text{с}$)

$$Q = Q_{\text{табл}} \sqrt{\frac{\rho_{\text{табл}} M_{\text{зд}}}{\rho_{\text{п}} M_{\text{табл}}}}, \quad (3.4)$$

а подача, необходимая для работы винтового забойного двигателя ВЗД

$$Q \approx Q_{\text{табл}} \frac{M_{\text{зд}}}{M_{\text{табл}}}, \quad (3.5)$$

где $Q_{\text{табл}}$ — расход промывочной жидкости ($\text{м}^3/\text{с}$) с плотностью $\rho_{\text{табл}}$ ($\text{кг}/\text{м}^3$), при котором гидравлический забойный двигатель развивает вращающий момент $M_{\text{табл}}$ ($\text{Н}\cdot\text{м}$) [14].

При разбуривании продуктивных пластов желательно из гидравлических забойных двигателей применять те, для работы которых необходима возможно меньшая подача насосов, но не ниже вычисленной по формуле (3.1); при этом тормозной момент двигателя должен превышать расчетный $M_{\text{зд}}$ не менее чем на $1 \div 2$ $\text{кН}\cdot\text{м}$ [16].

Число буровых насосов, диаметр цилиндрических втулок в них и число двойных ходов в минуту, при которых может быть обеспечена необходимая подача промывочной жидкости, уточняют по характеристике [3]; при этом, если насосы будут работать с подпором, то принимают коэффициент подачи $k_{\text{под}} = 1,0$, а без подпора $k_{\text{под}} \approx 0,9$.

Скорость восходящего потока в кольцевом пространстве всегда должна быть меньше той предельной величины $w_{\text{пред}}$

$$w_{\text{к}} < w_{\text{пред}}, \quad (3.6)$$

при которой давление на стенки скважины в интервале залегания наименее прочной породы оказывается равным давлению поглощения

$$p_{\text{ст}} + p_{\text{гд}} + p_{\text{ук}} = \Delta p_{\text{п}} z_{\text{п}}, \quad (3.7)$$

где $p_{\text{ст}}$ — статическое давление столба промывочной жидкости (Па) на глубине $z_{\text{п}}$ (м) подошвы наименее прочной породы

$$p_{\text{ст}} = \rho_{\text{п}} g z_{\text{п}}; \quad (3.8)$$

$p_{гд}$ — гидродинамическое давление в кольцевом пространстве на той же глубине при промывке, Па; $p_{ук}$ — противодавление в кольцевом пространстве у устья, Па; если превентор открыт, то $p_{ук} = 0$; $\Delta p_{п}$ — наименьший градиент давления поглощения в необсаженном участке скважины на глубине $z_{п}$, Па/м.

Ствол скважины на разных участках имеет сложную конфигурацию поперечного сечения; истинная форма сечения всегда неизвестна. Бурильная колонна в скважине может занимать произвольное положение, причем она никогда не бывает строго соосной стволу скважины. Уже по этим причинам точный расчет гидравлических потерь при промывке скважины невозможен. Для приближенной оценки гидравлических потерь в элементах циркуляционной системы используют формулы гидравлики.

В бурильных трубах и УБТ:
при турбулентном режиме течения

$$p_{т} = \frac{\lambda \rho_{п} l w^2}{2d}; \quad (3.9)$$

при ламинарном режиме течения вязкопластичной жидкости

$$p_{т} = \frac{4 \tau_0 l}{\beta d}, \quad (3.10)$$

а вязкой жидкости — формулу (3.9) при $\lambda = 64/Re$.

В кольцевом пространстве:
при турбулентном режиме

$$p_{к} = \frac{\lambda_{к} \rho_{п} l_{к} w_{к}^2}{2(d_{с} - d_{н})}, \quad (3.11)$$

при ламинарном течении вязкопластичной жидкости

$$p_{к} = \frac{4 \tau_0 l_{к}}{\beta_{к} (d_{с} - d_{н})}, \quad (3.12)$$

а вязкой жидкости — формулу (3.11) при

$$\lambda_{к} = \frac{64 (1 - d_{н}/d_{с})^2}{Re_{к} \left[1 + (d_{н}/d_{с})^2 + \frac{1 - (d_{н}/d_{с})^2}{\ln (d_{н}/d_{с})} \right]}.$$

В бурильных замках

$$p_3 = 0,5 \xi_{\rho} i_3 w^2, \quad (3.13)$$

а в сужениях кольцевого пространства бурильными замками

$$p_{кз} = 0,5 \xi_{\kappa} \rho_{\Pi} i_3 w_{\kappa}^2. \quad (3.14)$$

В других элементах циркуляционной системы, кроме долотных насадок и гидравлических забойных двигателей

$$p_{цс} = \Sigma a_i \rho_{\Pi} Q^2. \quad (3.15)$$

Перепад давлений в насадках долота

$$p_{д} = \frac{\rho w_c^2}{2\mu_{\text{H}}^2} = \frac{\rho_{\Pi} Q^2}{2\mu_{\text{H}}^2 f_{\text{H}}^2}. \quad (3.16)$$

В этих формулах λ и λ_{κ} — коэффициенты гидравлических сопротивлений труб и кольцевого пространства соответственно

$$\lambda = \frac{0,3164}{\text{Re}^{0,25}}; \quad (3.17)$$

$$\lambda_{\kappa} = \frac{0,339}{\text{Re}_{\kappa}^{0,25}}; \quad (3.18)$$

l — длина участка труб с внутренним диаметром d , м; l_{κ} — длина участка кольцевого пространства с диаметральной зазором $d_c - d_{\text{H}}$, м; w и w_{κ} — средние скорости течения промывочной жидкости в трубах и в кольцевом пространстве соответственно, м/с; η — пластическая вязкость промывочной жидкости, Па·с; τ_0 — динамическое напряжение сдвига промывочной жидкости, Па; β и β_{κ} — безразмерные коэффициенты, определяемые по кривым рис. 15 в зависимости от числа Сен-Венана — Ильющина Se для труб и Se_{κ} для кольцевого пространства

$$Se = \frac{\tau_0 d}{\eta w}; \quad (3.19)$$

$$Se_{\kappa} = \frac{\tau_0 (d_c - d_{\text{H}})}{\eta w_{\kappa}}; \quad (3.20)$$

d_c — средний диаметр рассматриваемого участка скважины, м; d_{H} — наружный диаметр бурильной колонны в нем, м; ξ_{H} и $\xi_{\text{ш}}$ — коэффици-

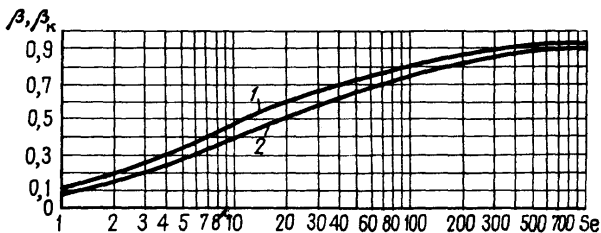


Рис. 15. Кривые зависимости безразмерных коэффициентов β и β_k от числа Сен-Венана – Ильющина для труб круглого сечения (1) и концентричного кольцевого пространства (2)

енты местных сопротивлений бурильного замка ЗН и ЗШ соответственно [13]

$$\left. \begin{aligned} \zeta_{\text{Н}} &= \left(\frac{d}{d_{\text{min}}} \right)^4 + \left(\frac{d}{d_{\text{ЗМ}}} \right)^4 ; \\ \zeta_{\text{Ш}} &= \left(\frac{d}{d_{\text{min}}} \right)^4 ; \end{aligned} \right\} \quad (3.21)$$

$\zeta_{\text{К}}$ – коэффициент местных сопротивлений сужения кольцевого пространства бурильным замком

$$\zeta_{\text{К}} = 2 \left(\frac{d_c^2 - d_{\text{Н}}^2}{d_c^2 - d_{\text{З}}^2} - 1 \right)^2 ; \quad (3.22)$$

i_3 – число бурильных замков в рассматриваемом участке; a_i – коэффициент сопротивлений элемента циркуляционной системы (табл. 14), м^{-4} ; w_c – средняя скорость истечения жидкости из долотных насадок, $\text{м}/\text{с}$

$$w_c = Q/f_{\text{Н}} ; \quad (3.23)$$

$f_{\text{Н}}$ – площадь выходных сечений насадок, м^2 ; $\mu_{\text{Н}}$ – коэффициент расхода насадки; для гидромониторных насадок $\mu_{\text{Н}} \approx 0,9 \div 0,95$; для промысловых каналов прочих долот $\mu_{\text{Н}} \approx 0,65$; Re и $\text{Re}_{\text{К}}$ – числа Рейнольдса

$$\text{Re} = \frac{w d \rho_{\text{П}}}{\eta} ; \quad (3.24)$$

$$\text{Re}_{\text{К}} = \frac{w_{\text{К}} (d_c - d_{\text{Н}}) \rho_{\text{П}}}{\eta} ; \quad (3.25)$$

Таблица 14

Элемент обвязки	Условный размер элемента, мм	Диаметр проходного канала, мм	$a_i \cdot 10^{-5}$, м ⁻⁴
Стояк	114	—	3,4
	127	—	1,8
	140	—	1,1
	168	—	0,4
Буровой рукав	—	50	9,7
	—	65	2,9
	—	76	1,2
Вертлюг	—	75	0,9
	—	90	0,43
	—	100	0,28
Ведущая труба	63,5	38,1	7,5
	65×65	30	12,0
	76,2	38,1	7,5
	76,2	44,4	6,0
	80×80	33	9,4
	88,9	44,4	6,0
	88,9	57,2	3,9
	108	57,2	3,9
	108	68,8	2,4
	108	71,4	2,1
	112×112	74	1,8
	ТБКП-112		
	133,4	76,2	1,5
	133,4	82,5	1,0
	140×140	85	0,9
	ТБКП-140		
152,4	82,5	1,0	
152,4	88,9	0,7	
155×155	100	0,4	
ТБКП-155			
Турбобур	164	—	7,0
	172	—	6,0
	195	—	3,5
	240	—	1,5

d_{\min} — минимальный диаметр проходного канала высаженного внутрь конца трубы, м; d_{3M} — наименьший диаметр проходного канала бурильного замка, м; d_3 — наружный диаметр замка, м.

Реологические характеристики η и τ_0 следует измерять при средней температуре потока жидкости в рассматриваемом участке. При учебных

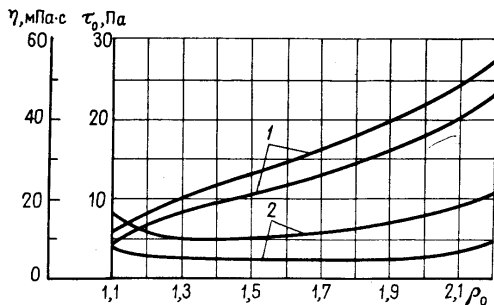


Рис. 16. Оптимальные соотношения пластической вязкости (1), динамического напряжения сдвига (2) и относительной плотности промывочной жидкости на водной основе

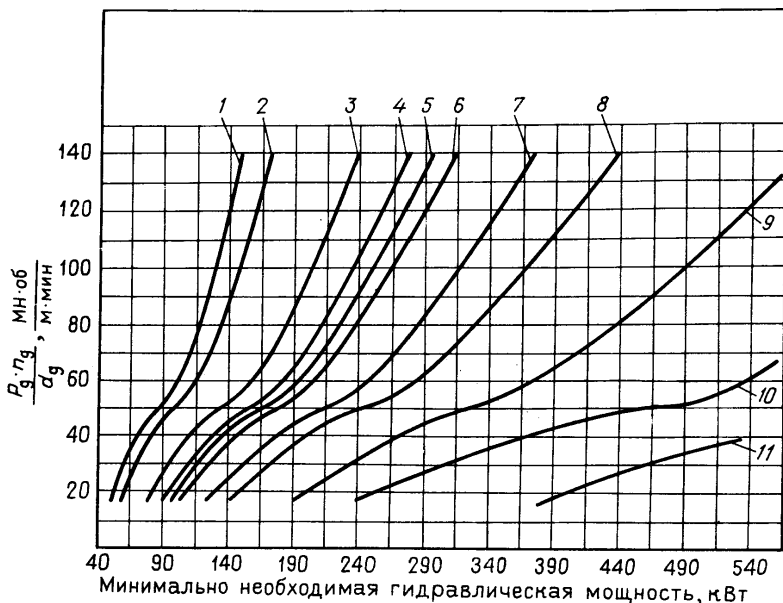


Рис. 17. Зависимость необходимой гидравлической мощности для удовлетворительной очистки забоя от соотношения осевой нагрузки $P_{\text{д}}$ (МН), частоты вращения $\nu_{\text{д}}$ (об/мин), диаметра $d_{\text{д}}$ (м) трехшарошечного долота при роторном способе бурения; для долот следующих диаметров (мм):

1 – 158,7; 2 – 171,4; 3 – 200; 4 – 215,9; 5 – 222,3; 6 – 228,6; 7 – 250,8; 8 – 269,9; 9 – 311,1; 10 – 374,6; 11 – 444,5

расчетах допустимо выбирать значения τ_0 и η по рис. 16 или другим источникам.

Переходу от ламинарного режима к турбулентному соответствует критическое значение числа Рейнольдса

$$\text{Re}_{\text{кр}} = 7,3 \text{He}^{0,58} + 2100, \quad (3.26)$$

где He — число Хедстрема.

Для потока в трубах

$$\text{He} = \frac{\tau_0 \rho_{\text{п}} d^2}{\eta^2}, \quad (3.27)$$

а в кольцевом пространстве

$$\text{He}_{\text{к}} = \frac{\tau_0 \rho_{\text{п}} (d_{\text{с}} - d_{\text{н}})^2}{\eta^2}. \quad (3.28)$$

При турбулентном режиме средняя скорость течения выше критической $w_{\text{кр}}$, величину которой можно найти для потока в трубах по формуле

$$w_{\text{кр}} = \frac{\eta \text{Re}_{\text{кр}}}{\rho_{\text{п}} d}, \quad (3.29)$$

а в кольцевом пространстве

$$(w_{\text{к}})_{\text{кр}} = \frac{\eta (\text{Re}_{\text{к}})_{\text{кр}}}{\rho_{\text{п}} (d_{\text{с}} - d_{\text{н}})}. \quad (3.30)$$

Для удаления частиц разбуриваемой породы с забоя в наддолотную зону необходима большая гидравлическая мощность, величина которой зависит от многих факторов. При роторном бурении гидромониторными долотами эту мощность приближенно можно определить в зависимости от осевой нагрузки на долото $P_{\text{д}}$, частоты вращения $n_{\text{д}}$ и диаметра $d_{\text{д}}$ по рис. 17 [30].

Скорость струй в насадках гидромониторного долота должна быть не менее $80 \div 100$ м/с. Во избежание преждевременного выхода из строя промывочных узлов таких долот перепад давлений в насадках, по данным ВНИИБТ, не должен превышать $p_{\text{перед}} \approx 13$ МПа [20]. Следовательно, перепад давлений в насадках долота при роторном бурении нужно выбирать с соблюдением следующих условий

$$\left. \begin{aligned} p_{\text{нм}} - \Sigma p_{\text{т}} - \Sigma p_{\text{к}} - p_{\text{цс}} &\geq p_{\text{д}} \geq \frac{N_{\text{д}}^*}{Q}; \\ p_{\text{д}} &\leq p_{\text{пред}}, \end{aligned} \right\} \quad (3.31)$$

где $N_{\text{д}}^*$ — гидравлическая мощность, найденная по рис. 17, Вт; $p_{\text{нм}}$ — наибольшее давление, которое может создавать насос при подаче Q , Па; $\Sigma p_{\text{т}}$ — гидравлические потери в бурильных, утяжеленных бурильных трубах и бурильных замках, Па; $\Sigma p_{\text{к}}$ — гидравлические потери в кольцевом пространстве скважины, Па.

Перепад давлений, который может быть реализован в насадках гидромониторного долота при бурении с гидравлическим забойным двигателем,

$$p_{\text{д}} \leq \begin{cases} p_{\text{нм}} - \Sigma p_{\text{т}} - \Sigma p_{\text{к}} - p_{\text{цс}} - p_{\text{зд}}; \\ p_{\text{пред}}, \end{cases} \quad (3.32)$$

где $p_{\text{зд}}$ — перепад давлений в забойном двигателе, Па; при турбинном бурении

$$p_{\text{зд}} = \frac{p_{\text{табл}} \rho_{\text{п}} Q^2}{\rho_{\text{табл}} Q_{\text{табл}}^2}, \quad (3.33)$$

$p_{\text{табл}}$ — перепад давлений при расходе $Q_{\text{табл}}$ промывочной жидкости с плотностью $\rho_{\text{табл}}$, Па.

Под влиянием перепада давлений $p_{\text{д}}$ часть промывочной жидкости утекает через уплотнительный узел вала забойного двигателя и в насадки долота не поступает. Объемную скорость утечек $Q_{\text{у}}$ можно определить опытным путем. Если же опытных данных нет, то $Q_{\text{у}}$ можно приближенно оценить по формуле, полученной путем обработки экспериментальных материалов ВНИИБТ для турбобура ЗТСШ-195ТЛ [20], ($\text{м}^3/\text{с}$).

$$Q_{\text{у}} \approx \left(\frac{p_{\text{д}}}{61\,000 \rho_{\text{п}}} \right)^{2,73} \quad (3.34)$$

Для реализации перепада давлений $p_{\text{д}}$ в долоте при бурении с забойным двигателем необходимы насадки с площадью выходных сечений (м^2)

$$f_{\text{н}} = \frac{Q - Q_y}{\mu_{\text{н}}} \sqrt{\frac{\rho_{\text{п}}}{2 p_{\text{д}}}}. \quad (3.35)$$

Характеристики гидромониторных насадок приведены ниже.

Диаметр проходного канала насадки, мм	7	8	9	10	11	12
Площадь выходного сечения канала одной насадки, мм ²	38,5	50,2	63,6	78,5	95,0	113
Диаметр проходного канала насадки, мм	13	14	15	16	18	
Площадь выходного сечения канала одной насадки, мм ²	132,7	153,9	176,6	201	254,3	

Давление в буровых насосах есть сумма гидравлических потерь в циркуляционной системе, перепадов давлений в долоте и забойном двигателе

$$p_{\text{н}} = \Sigma p_{\text{т}} + \Sigma p_{\text{к}} + p_{\text{д}} + p_{\text{зд}} + p_{\text{цс}}. \quad (3.36)$$

Число буровых насосов, диаметр втулок в них и число двойных ходов в минуту для бурения с гидравлическими забойными двигателями выбирают с таким расчетом, чтобы они могли создавать давление несколько больше найденного по формуле (3.36).

Действительно используемая гидравлическая мощность буровых насосов (Вт)

$$N_{\text{гн}} = p_{\text{н}} Q; \quad (3.37)$$

гидравлическая мощность в насадках долота, Вт

$$N_{\text{д}} = p_{\text{д}} (Q - Q_y). \quad (3.38)$$

Полная репрессия на продуктивный пласт

$$p_{\text{реп}} = \rho_{\text{оэ}} \rho_{\text{в}} g z_{\text{пл}} - p_{\text{пл}}. \quad (3.39)$$

Следует учитывать, что в формулы (3.9) ÷ (3.14) для расчета гидравлических потерь входят длины соответствующих участков бурильной колонны и кольцевого пространства, тогда как в формулы (3.7), (3.8), (3.39) для расчета статических давлений — глубины. Если разница между длиной и глубиной скважины небольшая, то допустимо вместо длины в формулы для расчета гидравлических потерь подставлять глубину (высоту) соответствующего участка. Если же разница большая, целесообразно соотношения между длинами и высотами участков рассчитывать по профилю скважины или, в крайнем случае, пользоваться прибли-

женным соотношением между длиной участка l_i и высотой его h_i

$$l_i \approx \alpha_c h_i, \quad (3.40)$$

где α_c — отношение длины скважины по оси L_c к глубине ее z_c

$$\alpha_c = L_c / z_c. \quad (3.41)$$

Для гидравлических расчетов следует использовать значения реологических характеристик промывочной жидкости, измеренные при средней температуре в скважине во время промывки. Если эта температура неизвестна, то ее можно оценить приближенно по формуле (1.35).

§ 3.3 ВЫБОР ПРОТИВОВЫБРОСОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ УСТЬЯ СКВАЖИНЫ И КОНТРОЛЬ ЗА ЕЕ СОСТОЯНИЕМ

Противовыбросовое оборудование предназначено для герметизации устья скважины при наличии в ней бурильной колонны и при отсутствии последней. Это оборудование позволяет осуществлять контроль за состоянием скважины: поддерживать необходимое избыточное давление у устья в колонне труб и в кольцевом пространстве; вести прямую и обратную промывку скважины. Противовыбросовое оборудование устанавливают на промежуточную обсадную колонну (кондуктор) до начала вскрытия объекта, из которого возможно газонефтеводопроявление.

Вскрывать продуктивные пласты без герметизации устья можно только при бурении эксплуатационных нефтяных скважин на месторождениях с $k_a \leq 1$ при отсутствии в разрезе газоносных горизонтов (и газовой шапки) после обязательного согласования с местным органом Госгортехнадзора [9, 23].

Противовыбросовое оборудование выбирают так, чтобы рабочее давление пласечных превенторов $p_{прв}$ было больше наивысшего ожидаемого давления на устье скважины при газонефтеводопроявлении

$$p_{прв} > (p_y)_{\max}, \quad (3.42)$$

а диаметры проходных отверстий в превенторах — больше диаметра долот, которыми предстоит бурить ствол скважины после установки этого оборудования, и наибольшего наружного диаметра обсадной колонны, которой нужно крепить пробуренный участок.

Ожидаемое наибольшее давление на устье газовой скважины при полном выбросе промывочной жидкости можно рассчитать по формуле (1.13), а в случае нефтяной скважины — по формуле (1.21); если же окажется, что $p_y < p_{нас}$ при $p_{пл} > p_{нас}$ то следует принимать $p_y \approx p_{нас}$.

При бурении в продуктивных пластах в промывочную жидкость поступают частицы разбуренных пород, в порах которых содержится пластовая жидкость, в том числе газ. С приближением восходящего потока к устью газ расширяется, выделяется из пор породы и газифицирует промывочную жидкость; при этом статическое давление в негерметизированной скважине уменьшается. Для того, чтобы предотвратить возникновение и развитие газонефтепроявления, необходимо контролировать состояние скважины. Контроль предполагает осуществление комплекса мероприятий: измерение подачи буровых насосов с помощью расходомера, плотности закачиваемой жидкости в скважину и выходящей из скважины с помощью автоматического плотномера, рычажных весов или ареометра, газосодержания в промывочной жидкости, положения уровня в металлических приемных емкостях буровых насосов с помощью уровнемеров, давления в стояке, а после герметизации устья превентором — также при выходе жидкости в линию дросселирования; дегазацию выходящей из скважины промывочной жидкости с помощью вакуумных или центробежно-вакуумных дегазаторов и других устройств и количественную оценку степени дегазации; регулирование подачи буровых насосов с учетом механической скорости проходки; утяжеление при необходимости промывочной жидкости или замену последней на свежую.

При разбуривании газоносного пласта необходимо соблюдать следующее соотношение между наибольшей механической скоростью проходки v_m (м/ч) и подачей буровых насосов Q (м³/с), чтобы давление в скважине не снизилось ниже пластового [17],

$$v_m < \frac{4 \cdot 3600 Q p_{ат} [\rho_{п} g z_{пл} (1 - 1/k_{мин}) + p_{ук}]}{\pi \varphi_{п} \rho_{п} g d_{д}^2 z_{пл} \left(\frac{\beta_c T_c p_{ат}}{\beta_0 T_0} \ln \frac{\rho_{п} g z_{пл}}{k_{мин} p_{ук}} - \rho_{г} g z_{пл} \right)}, \quad (3.43)$$

где $p_{ат}$ — нормальное атмосферное давление, Па ($p_{ат} \approx 10^5$ Па); $\rho_{п}$ — плотность промывочной жидкости, закачиваемой в скважину, кг/м³; $z_{пл}$ — глубина забоя, м; $k_{мин}$ — минимально допустимое соотношение забойного и пластового давлений; $p_{ук}$ — избыточное давление у устья на выходе из скважины, Па; $\varphi_{п}$ — пористость разбуриваемой породы, доли единицы; $d_{д}$ — диаметр долота, м; β_c — коэффициент сжимаемости пластового газа при средних давлениях и температуре в кольцевом пространстве скважины; $\beta_0 \approx 1$ — то же при нормальных условиях; T_c — средняя температура восходящего потока по шкале Кельвина, К; $T_0 = 293$ К; $\rho_{г}$ — плотность пластового газа при нормальных условиях, кг/м³

$$\rho_{г} = \rho_{ог} \rho_{воз}; \quad (3.44)$$

$\rho_{\text{воз}}$ — плотность воздуха, кг/м³ ($\rho_{\text{воз}} = 1,29$ кг/м³).

Для поддержания избыточного давления $p_{\text{ук}}$ при промывке после герметизации устья превентором в блоке дросселирования нужно установить штуцер с диаметром проходного отверстия (м)

$$d_{\text{шт}} = 2 \sqrt{\frac{Q}{\pi \mu_{\text{шт}}}} \sqrt{\frac{\rho_{\text{п}}}{2 p_{\text{ук}}}}, \quad (3.45)$$

где $\rho_{\text{п}}$ — плотность жидкости при выходе из скважины, кг/м³; $\mu_{\text{шт}}$ — коэффициент расхода штуцера [9].

Плотность промывочной жидкости, кг/м ³	1200–1300	1400–1600	1700–1900
Коэффициент расхода штуцера, $\mu_{\text{шт}}$	0,9	0,8	0,7

Избыточное давление $p_{\text{ук}}$ должно удовлетворять следующим условиям:

а) для предотвращения разрыва пород и поглощения промывочной жидкости ниже башмака обсадной колонны, на которой смонтировано противовыбросовое оборудование,

$$p_{\text{ук}} < p_{\text{погл}} - p_{\text{ст}} - p_{\text{гд}}; \quad (3.46)$$

б) во избежание разрыва устьевого участка той же колонны

$$p_{\text{ук}} < p_{\text{Б}} / (k_{\text{вн}} k_{\text{из}}), \quad (3.47)$$

где $p_{\text{погл}}$ — давление поглощения у подошвы породы с наименьшим значением индекса $k_{\text{п}}$, Па; $p_{\text{ст}}$ — статическое давление столба промывочной жидкости на той же глубине, Па; $p_{\text{гд}}$ — гидравлические потери в кольцевом пространстве на участке от указанного сечения до устья, Па; $p_{\text{Б}}$ — избыточное внутреннее давление, при котором проведенное напряжение на внутренней поверхности устьевого участка колонны достигает предела текучести, Па; $k_{\text{вн}}$ — регламентированный коэффициент запаса прочности на разрыв для обсадной колонны (см. § 4.2); $k_{\text{из}}$ — коэффициент, учитывающий наибольший радиальный износ $\Delta_{\text{н}}$ обсадных труб на устьевом участке

$$k_{\text{из}} = \delta / (\delta - \Delta_{\text{н}}); \quad (3.48)$$

δ — номинальная толщина стенок труб по ГОСТ 632–80, мм.

При решении учебных задач можно принимать $k_{\text{из}} \approx 1,25 \div 1,3$.

После установки на устье скважины противовыбросовое оборудование должно быть опрессовано водой, а на газовых и газоконденсатных

месторождениях — газом (воздухом) для проверки герметичности. Давление опрессовки

$$p_{\text{оп}} \geq 1,1 (p_y)_{\text{max}} \quad (3.49)$$

§ 3.4. ПРИМЕРЫ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ

Задача 3.1.

В скважине глубиной 2500 м необходимо вскрыть нефтяную залежь, представленную тремя пластами. Верхний нефтеносный песчаник залегает в интервале 2400—2430 м, пластовое давление в нем 27 МПа; средний — в интервале 2450—2460 м, пластовое давление в нем 26 МПа; нижний — в интервале 2475—2485 м, пластовое давление здесь 28 МПа.

В скважину до глубины 1200 м спущена промежуточная колонна с наружным диаметром 245 мм и средним внутренним 220 мм. Колонна зацементирована по всей длине. Ниже этой колонны скважина бурится долотами диаметром 190,5 мм; средний диаметр необсаженного участка скважины, по данным кавернометрии, равен 205 мм.

Разрез месторождения в интервале 1200—2000 м сложен непроницаемыми карбонатными породами, среди которых имеются три водоносных песчаника: в интервале 1500—1520 м с пластовым давлением 15 МПа; в интервале 1630—1645 м — 16,5 МПа; в интервале 1800—1835 м — 17,5 МПа. Участок 2000—2500 м, за исключением нефтеносных песчаников, представлен непроницаемыми аргиллитами. Градиент давления разрыва карбонатных пород составляет 18 кПа/м, аргиллитов — 20 кПа/м, верхнего и нижнего водоносных песчаников — 16 кПа/м, среднего — 17 кПа/м, а продуктивных песчаников — на 35 % выше градиентов пластовых давлений. Породы достаточно устойчивы, если водоотдача промывочной жидкости не превышает 10 см³/30 мин. Объемная плотность пород продуктивной толщи 2100 кг/м³.

Геостатическая температура на проектной глубине 80 °С, температура нейтрального слоя 5 °С.

Продуктивную залежь должны разбуривать роторным способом при осевой нагрузке на долото 200 кН и частоте вращения 80 об/мин. Состав компоновки бурильной колонны: секция УБТС длиной 200 м с диаметрами наружным 146 мм и внутренним 68 мм, стальные трубы ТБВК с наружным 114,3 мм и внутренним 94,3 мм, наименьший внутренний диаметр в высаженных концах 76 мм; бурильные замки ЗУК-146 с наружным диаметром 146 мм и наименьшим внутренним 82 мм; ведущая труба 112×112 мм с диаметром проходного канала 74 мм. Средняя длина одной трубы 12 м.

Наземная обвязка циркуляционной системы состоит из стояка диаметром 114 мм, бурового рукава с диаметром проходного канала 90 мм и короткого нагнетательного трубопровода диаметром 114 мм от стояка до буровых насосов. Для бурения скважины используется буровая установка БУ-3000ЭУ, снабженная насосами У8-6МА2.

Требуется выбрать состав и нормировать величину плотности промывочной жидкости для первичного вскрытия продуктивной залежи, подачу бурового насоса, выбрать диаметр сменных цилиндрических втулок для насоса, число и диаметр гидромониторных насадок для долот, оценить гидравлическую мощность на забое, необходимую для эффективной очистки его, давление в насосе и гидравлическую мощность его при промывке скважины по достижении проектной глубины, а также наибольшую репрессию на продуктивный пласт.

Решение.

1. Результаты расчетов коэффициентов аномальности пластовых давлений и индексов давлений поглощения по формулам (1.5) и (1.6), соответственно, приведены в табл. 15.

2. Регламентируем величину плотности промывочной жидкости для первичного вскрытия нефтеносной залежи.

Для того чтобы репрессия на нефтеносный песчаник с наименьшим коэффициентом аномальности не превышала регламентированного значения $p_{\text{реп. д}} = 2,5$ МПа (см. с. 33), плотность промывочной жидкости не должна быть более [см. формулы (2.4) и (1.5)]

$$\rho_{\text{п}} = (26 + 2,5) 10^6 / (1000 \cdot 9,8 \cdot 2455) = 1,18.$$

Для предотвращения газонефтеводопроявлений из горизонтов с наиболее высокими коэффициентами аномальности и ухода промывочной жидкости в породы с наименьшими индексами давлений поглощения

Таблица 15

Интервалы глубин, мм	$p_{\text{пл}}$, МПа	$k_{\text{а}}$	$\Delta p_{\text{п}}$, кПа/м	$k_{\text{п}}$
1200 – 1500	–	–	18	1,84
1500 – 1520	15	1,01	16	1,63
1520 – 1630	–	–	18	1,84
1630 – 1645	16,5	1,03	17	1,73
1645 – 1800	–	–	18	1,84
1800 – 1835	17,5	0,98	16	1,63
1835 – 2000	–	–	18	1,84
2000 – 2400	–	–	20	2,04
2400 – 2430	27	1,14	15,1	1,54
2430 – 2450	–	–	20	2,04
2450 – 2460	26	1,08	14,3	1,46
2460 – 2475	–	–	20	2,04
2475 – 2485	28	1,15	15,2	1,56
2485 – 2500	–	–	20	2,04

относительную плотность ее необходимо поддерживать, согласно условиям (2.2); (2.5) и (1.12), в диапазоне (при $p_{ук} = 0$ и $\Delta p_{гд} = 1$ кПа/м)

$$1,15 \leq \rho_o \leq 1,46 - 1 \cdot 10^3 / (10^3 \cdot 9,8) = 1,36.$$

В процессе разбуривания продуктивной залежи плотность промывочной жидкости будет постепенно возрастать за счет поступления в нее частиц разбуренных пород. Примем поэтому в качестве исходной для начала вскрытия продуктивной залежи $\rho_o = 1,16$, при этом коэффициент резерва в момент вскрытия верхнего нефтеносного песчаника [см. формулу (2.2)]

$$k_p = 1,16 : 1,14 = 1,02,$$

что соответствует нормам правил бурения (см. с. 33).

3. Средняя температура промывочной жидкости в скважине при достижении проектной глубины [см. формулу (1.35)]

$$T_{ср.с} \approx 0,53 \cdot 80 + 0,45 \cdot 5 = 45 \text{ }^\circ\text{C}.$$

4. Возьмем в качестве промывочной жидкости глинистую суспензию, утяжеленную карбонатом бария и обработанную хлористым кальцием (ингибитор разупрочнения и набухания глинистых пород), КМЦ и КССБ (понижители водоотдачи) и смад (эмульгирующая добавка). В качестве утяжелителя карбонат бария выбран в связи с тем, что он хорошо растворяется в соляной кислоте. Следовательно загрязнение продуктивных песчаников частицами утяжелителя при первичном вскрытии можно будет существенно уменьшить солянокислотной обработкой после вторичного вскрытия.

5. Реологические характеристики выбранной промывочной жидкости, измеренные при температуре $45 \text{ }^\circ\text{C}$: $\eta = 12$ мПа·с $\tau_o = 6$ Па. Водоотдача при статической забойной температуре $80 \text{ }^\circ\text{C}$ равна 7 см^3 за 30 мин.

6. Так как средний диаметр скважины $d_c = 205$ мм, примем скорость восходящего потока в зазоре между стенками ствола и бурильной колонной $w_k = 0,6$ м/с (см. рис. 13). Тогда подача насоса, необходимая для успешной транспортировки шлама из наддолотного пространства [см. формулу (3.1)]

$$Q = 0,785 (0,205^2 - 0,114^2) 0,6 = 13,7 \text{ л/с}.$$

7. Близкую к расчетной подачу буровой насос У8-6МА2 может обеспечить при втулках диаметром 130 мм и $k_{под} = 0,9$ [3]

$$Q = 0,9 \cdot 18,9 = 17 \text{ л/с}.$$

8. Вычислим скорости течения в участках циркуляционной системы

Таблица 16

Участок циркуляционной системы	Скорость течения, м/с	He	Re _{кр}	w _{кр} , м/с
Бурильные трубы	2,44	429 804	15 609	1,71
УБТС	4,68	223 493	11 344	1,73
Кольцевое пространство между:				
скважиной и УБТС	1,05	168 248	9 941	1,74
скважиной и бурильными трубами	0,75	400 248	15 062	1,71
обсадной колонной и бурильными трубами	0,61	543 073	17 572	1,71

при $Q = 17$ л/с. В кольцевом пространстве между стволом скважины и бурильными трубами [см. формулу (3.1)]

$$w_k = \frac{17 \cdot 10^{-3}}{0,785 (0,205^2 - 0,114^2)} = 0,75 \text{ м/с;}$$

в бурильных трубах

$$w = 17 \cdot 10^{-3} / (0,785 \cdot 0,0943^2) = 2,44 \text{ м/с.}$$

Результаты аналогичных расчетов для других участков приведены в табл. 16.

9. Вычислим число Хедстрема, критическое число Рейнольдса и критическую скорость течения в кольцевом пространстве между стенками скважины и бурильными трубами по формулам (3.26), (3.28) и (3.30).

$$He_k = \frac{6 \cdot 1160 (0,205 - 0,114)^2}{(12 \cdot 10^{-3})^2} = 400 248;$$

$$(Re_k)_{кр} = 7,3 \cdot 400 248^{0,58} + 2100 = 15 062;$$

$$(w_k)_{кр} = \frac{12 \cdot 10^{-3} \cdot 15 062}{1160 (0,205 - 0,114)} = 1,71 \text{ м/с.}$$

Результаты аналогичных расчетов по этим, а также по формулам (3.27) и (3.29) для других участков приведены в табл. 16.

10. Вычислим гидравлические потери в разных участках циркуляционной системы, учтя, что режим течения в бурильной колонне турбулентный $w > w_{кр}$ (см. табл. 16), а в кольцевом пространстве ла-

минарный $w_k < (w_k)_{кр}$.

В бурильных трубах – по формулам (3.9), (3.24) и (3.17) соответственно

$$p = 0,0259 \cdot 1160 \cdot 2300 \cdot 2,44^2 / (2 \cdot 0,0943) = 2,18 \text{ МПа},$$

поскольку

$$Re_1 = 2,44 \cdot 0,0943 \cdot 1160 / (12 \cdot 10^{-3}) = 22 \ 242,$$

$$\lambda_1 = 0,3164 / (22 \ 242^{0,25}) = 0,0259.$$

В кольцевом пространстве между стенками обсадной колонны и бурильными трубами [см. формулу (3.12)]

$$p_k = \frac{4 \cdot 6 \cdot 1200}{0,74 (0,22 - 0,0114)} = 0,37 \text{ МПа},$$

поскольку, согласно формуле (3.20)

$$Se_k = \frac{6 (0,22 - 0,114)}{12 \cdot 10^{-3} \cdot 0,61} = 87,$$

а $\beta_k = 0,74$ (см. рис. 15, кривая 2).

Результаты аналогичных расчетов для других участков скважины приведены в табл. 17.

Гидравлические потери в бурильных замках [см. формулы (3.13) и (3.21)]

$$p_3 = 0,5 \cdot 0,0943^4 \cdot 1160 \cdot 192 \cdot 2,44^2 / (0,076^4) = 1,57 \text{ МПа},$$

поскольку число замков $i_3 = 2300 : 12 = 192$.

Гидравлические потери в сужениях кольцевого пространства бурильными замками [см. формулы (3.14) и (3.22)]

$$p_{кз} = 0,5 \cdot 2 \left[\frac{0,205^2 - 0,114^2}{0,205^2 - 0,146^2} - 1 \right]^2 \cdot 1160 \cdot 192 \cdot 0,75^2 = 0,02 \text{ МПа},$$

т.е. пренебрежимо малы.

Таблица 17

Участок циркуляционной системы	Длина, м	Гидравлические потери, МПа
Бурильные трубы	2300	2,18
УБТС	200	0,89
Кольцевое пространство между:		
скважиной и УБТС	200	0,14
скважиной и бурильными трубами	1100	0,41
обсадной колонной и бурильными трубами	1200	0,37
Бурильные замки	–	1,57
Остальные элементы, кроме долота	–	0,23
Долото с выбранными насадками	–	11,5

Гидравлические потери в элементах наземной обвязки [см. формулу (3.15) с учетом табл. 14]

$$p_{\text{цс}} = (3,4 + 1,2 + 0,43 + 1,8) \cdot 10^5 \cdot 1160 (17 \cdot 10^{-3})^2 = 0,23 \text{ МПа.}$$

11. Проверим, соблюдается ли при промывке скважины условие (2.5) на глубине подошвы наименее прочного пласта с $k_{\text{п}} = 1,46$ (см. табл. 15).

Гидродинамическое давление на подошву этого пласта (см. табл. 17)

$$p_{\text{Гд}} = 0,14 + 0,41 (2460 - 200 - 1200)/1100 + 0,37 = 0,91 \text{ МПа.}$$

Относительная эквивалентная плотность жидкости в кольцевом пространстве при бурении [см. формулы (1.12) и (1.11)]

$$\rho_{\text{оэ}} = 1160/1000 + (0,91 \cdot 10^6)/(10^3 \cdot 9,8 \cdot 2460) = 1,21 < 1,46,$$

т.е. условие (2.5) выполняется.

12. Поскольку $P_{\text{д}} \cdot n_{\text{д}}/d_{\text{д}} = (200 \cdot 10^3 \cdot 80) : 0,1905 = 84 \text{ (МН} \cdot \text{об) / (м} \cdot \text{мин)}$, то гидравлическая мощность на забое должна быть (см. рис. 17), $N_{\text{д}}^* \geq 170 \text{ кВт}$.

13. Выберем гидромониторные насадки для долот.

Перепад давлений в насадках должен быть [см. формулу (3.31) и табл. 17].

$$\begin{aligned} &26,5 - (2,18 + 0,89 + 1,57) - (0,14 + 0,41 + 0,37) - 0,23 = \\ &= 20,5 \text{ МПа} \geq p_{\text{д}} \geq (170 \cdot 10^3)/(17 \cdot 10^{-3}) = 10 \text{ МПа}; \quad p_{\text{д}} \leq 13 \text{ МПа.} \end{aligned}$$

Принимаем ориентировочно $p_{\text{д}} \approx 12 \text{ МПа}$.

Суммарная площадь выходных сечений насадок, необходимая для реализации такого перепада давлений при $Q = 17 \text{ л/с}$ и $Q_{\text{у}} = 0$ [см. формулу (3.35)]

$$f_{\text{н}} = \frac{17 \cdot 10^{-3}}{0,95} \sqrt{\frac{1160}{2 \cdot 12 \cdot 10^6}} = 125 \text{ мм}^2.$$

Сочетание насадок, при которых площадь выходных сечений близка к расчетной, а также средние скорости струй и перепады давлений при $Q = 17 \text{ л/с}$, рассчитанные по формулам (3.23) и (3.16), показаны в табл. 18.

Учитывая, что эффективность очистки забоя при асимметричной схеме промывки возрастает, выбираем две насадки с диаметром каналов 9 мм [10].

14. Давление в буровом насосе при завершении бурения скважины [см. формулу (3.36)]

Таблица 18

Число и диаметр насадок	Суммарная площадь сечения каналов, мм ²	Средняя скорость струи, м/с	Перепад давлений в насадках, МПа
2 × 7 мм + 1 × 8 мм	127,2	133,6	11,5
2 × 8 мм + 1 × 7 мм	138,9	122,4	9,6
2 × 9 мм	127,2	133,6	11,5
1 × 8 мм + 1 × 10 мм	128,7	132,1	11,2

$$p_H = (2,18 + 0,89 + 1,57) + (0,14 + 0,41 + 0,37) + 11,5 + 0,23 = 17,5 \text{ МПа.}$$

15. Гидравлическая мощность, развиваемая буровым насосом, [см. формулу (3.37)]

$$N_{\text{ГН}} = 17,5 \cdot 10^6 \cdot 17 \cdot 10^{-3} = 297,5 \text{ кВт.}$$

16. Полная репрессия у подошвы среднего нефтеносного пласта на глубине 2460 м [см. формулу (3.39)]

$$p_{\text{реп}} = 1,21 \cdot 10^3 \cdot 9,8 \cdot 2460 \cdot 10^{-6} - 26 = 3,2 \text{ МПа.}$$

Задача 3.2.

В скважине глубиной 2500 м необходимо вскрыть нефтяную залежь. Скважина наклонная, проектная длина ее по оси 2840 м. Ствол скважины на участке длиной 1320 м от устья перекрыт обсадной колонной с наружным диаметром 245 мм и средним внутренним 225 мм. Ожидается, что средний диаметр остальной части ствола будет равен 218 мм.

Породы нефтяной залежи средней твердости. Разбуривать их должны шарошечными долотами диаметром 215,9 мм типа СЗГН при нагрузке 180 кН турбинным способом.

Компоновка бурильной колонны: турбобур ЗТСШ-195 ТЛ длиной 26 м; секция УБТС1 длиной 50 м и с наружным диаметром 178 мм и внутренним 80 мм; стальные бурильные трубы ТБПВ с наружным диаметром 127 мм, внутренним 109 мм и наружным диаметром замковых соединений 170 мм; ведущая труба 140×140 мм. Средняя длина одной бурильной трубы 12 м. Для бурения скважины используется буровая установка БУ-3000 ЭУ, укомплектованная насосами У8-6МА2.

Характеристика геологического разреза площади и состав наземной обвязки буровых насосов указаны в условии задачи 3.1.

Требуется регламентировать величину плотности промывочной жидкости для первичного вскрытия нефтеносных песчаников, подачу насосов при турбинном бурении, выбрать число одновременно работающих насосов, диаметры сменных цилиндрических втулок для них, число и диаметр насадок для гидромониторных долот, оценить максимальную репрессию на пласт, необходимые давление и гидравлическую мощность буровых насосов.

Решение.

1. Коэффициенты аномальности, индексы давлений поглощения, необходимые плотность, состав и реологические свойства промывочной жидкости, а также средняя температура ее при промывке скважины в период вскрытия продуктивной залежи были определены при решении задачи 3.1.

2. Найдем необходимую подачу буровых насосов.

Примем частоту вращения вала турбобура $n \approx 350$ об/мин. Тогда удельный момент долота типа СЗ [см. формулу (3.3)].

$$M_{уд} \approx 0,8 \left(\frac{28}{350} + 0,14 \right) 0,216^2 = 8,2 \cdot 10^{-3} \text{ м.}$$

Вращающий момент, который должна развивать турбина турбобура, [см. формулу (3.2) и рис. 14]

$$M_{зд} = 1,1 (8,2 \cdot 10^{-3} \cdot 180 \cdot 10^3 + 50) = 1680 \text{ Н}\cdot\text{м.}$$

Подача насосов, необходимая для этого [см. формулу (3.5)], с учетом характеристики турбины [14]

$$Q = 40 \sqrt{\frac{1000 \cdot 1680}{1160 \cdot 1800}} = 35,9 \text{ л/с.}$$

Скорость восходящего потока в кольцевом пространстве, необходимая для удовлетворительной транспортировки шлама из наддолотного пространства при $d_c = 216$ мм, должна быть не менее 0,57 м/с (см. рис. 13). Для этого необходима подача

$$Q \geq 0,785 (0,216^2 - 0,127^2) 0,57 = 13,7 \text{ л/с.}$$

Для турбинного бурения, следовательно, подача должна быть не менее 36 л/с. Примерно такую подачу могут обеспечить два насоса У8-6МА2, если в одном из них установить втулки диаметром 140 мм, а в другом — 130 мм [3].

$$Q = 0,9 (22,7 + 18,9) = 37,4 \text{ л/с.}$$

3. Рассчитаем по формулам (3.26)–(3.30) значения числа Хедстрема

ма, критические значения числа Рейнольдса, критические скорости течения, а также скорости течения в разных участках циркуляционной системы при $Q = 37,4$ л/с (табл. 19).

4. Рассчитаем по формулам (3.9)–(3.15) гидравлические потери в разных участках циркуляционной системы (табл. 20).

5. Проверим, будет ли соблюдаться условие (2.5) в сечении на глубине 2460 м у подошвы среднего нефтеносного песчаника, где $k_{\text{п}} = 1,46$ (см. табл. 15); длина по оси скважины до этого сечения [см. формулы (3.40) и (3.41)]

$$l_i = \frac{2840 \cdot 2460}{2500} = 2795 \text{ м.}$$

Гидродинамическое давление на указанной глубине при числе замковых соединений $i_3 = (2795 - 50 - 26) : 12 = 226$ (см. табл. 20)

$$p_{\text{Гд}} = 0,72 + 0,50 + \frac{0,66(2795 - 50 - 26 - 1320)}{1444} + \frac{0,67 \cdot 226}{230} + 0,52 = 3,04 \text{ МПа.}$$

Относительная эквивалентная плотность жидкости в кольцевом пространстве при бурении [см. формулу (1.12)]

$$\rho_{\text{Оз}} = 1,16 + 3,04 \cdot 10^6 / (1000 \cdot 9,8 \cdot 2460) = 1,29 < 1,46,$$

т.е. условие (2.5) соблюдается.

7. Перепад давлений в турбобуре ЗТСШ-195 ТЛ [см. формулу (3.33)]

$$p_{\text{Зд}} = \frac{3 \cdot 1160 \cdot 37,4^2}{1000 \cdot 40^2} = 3,04 \text{ МПа.}$$

8. Выберем гидромониторные насадки для долот.

Перепад давлений, который можно реализовать в гидромониторных насадках [см. формулу (3.32) с учетом табл. 20]

$$p_{\text{д}} \leq \begin{cases} 22 - 5,23 - 0,41 - 0,72 - 0,50 - 0,66 - 0,67 - 0,52 - \\ - 1,53 - 3,04 = 8,72 \text{ МПа;} \\ 13 \text{ МПа.} \end{cases}$$

Примем ориентировочно $p_{\text{д}} = 8$ МПа.

Объемная скорость утечек через уплотнительный узел вала турбобура [см. формулу (3.34)]

$$Q_y \approx \left(\frac{8 \cdot 10^6}{61000 \cdot 1160} \right)^{2,73} = 2,6 \text{ л/с.}$$

Таблица 19

Участок циркуляционной системы	He	Re _{кр}	Критическая скорость течения, м/с	Скорость течения при Q = 37,4 л/с, м/с	Режим течения
Бурильные трубы	574 248	18 081	1,72	4,01	Турбулентный
УБТС	309 333	13 263	1,72	7,44	"
Кольцевое пространство:					
за турбобуром	21 315	4466	2,2	5,52	"
за УБТС	69 793	6807	1,85	3,18	"
между стенками скважины и бурильными трубами	382 848	14 732	1,71	1,56	Ламинарный
между обсадной колонной и бурильными трубами	464 193	16 226	1,71	1,38	"

Таблица 20

Участок циркуляционной системы	Длина, м	Re	λ	Se _к	β_k	Гидравлические потери, МПа
Бурильные трубы	2764	42 252	0,0221	—	—	5,23
УБТС	50	57 536	0,0204	—	—	0,41
Кольцевое пространство:						
за турбобуром	26	11 206	0,0329	—	—	0,72
за УБТС	50	11 681	0,0326	—	—	0,50
между стенками скважины и бурильными трубами	1444	—	—	29	0,59	0,66
в замковых сужениях	—	—	—	—	—	0,67
между обсадной колонной и бурильными трубами	1320	—	—	36	0,62	0,52
Остальные элементы, кроме долота	—	—	—	—	—	1,53
Долото с выбранными насадками	—	—	—	—	—	8,2
Всего	—	—	—	—	—	18,44

Площадь выходных сечений насадок [см. формулу (3.35)]

$$f_n = \frac{(37,4 - 2,6) 10^{-3}}{0,95} \sqrt{\frac{1160}{2,8 \cdot 10^6}} = 312 \text{ мм}^2.$$

Таблица 21

Число и диаметр насадок	f_n , мм ²	w_c , м/с	p_d , МПа
2×14 мм	307,8	113	8,2
2×12 мм + 1×11 мм	321	108,4	7,6
2×11 мм + 1×12 мм	303	114,9	8,5

Площадь, близкую к расчетной, могут обеспечить определенные сочетания насадок (табл. 21).

Выбираем первое из них, поскольку асимметричная схема промывки может способствовать повышению эффективности очистки забоя.

9. Гидравлическая мощность, расходуемая буровыми насосами [см. формулу (3.37) и табл. 20]

$$N_{\text{ГН}} = 18,44 \cdot 10^6 \cdot 37,4 \cdot 10^{-3} = 690 \text{ кВт.}$$

10. Полная репрессия у подошвы среднего песчаника на глубине 2460 м [см. формулу (3.39)]

$$p_{\text{реп}} = 1,29 \cdot 10^3 \cdot 9,8 \cdot 2460 \cdot 10^{-6} - 26 = 5,1 \text{ МПа.}$$

Задача 3.3.

Требуется выбрать комплект противовыбросового оборудования устья газовой скважины, в которой предстоит вскрыть продуктивный пласт в интервале 3200–3500 м. Наибольшее ожидаемое пластовое давление у подошвы пласта равно 54 МПа, средняя геостатическая температура пласта 135 °С. Состав природного газа, %: CH_4 – 93, C_2H_6 – 2, C_3H_8 – 1, N_2 – 2, CO_2 – 1,4, H_2S – 0,6. Пласт сложен песчаниками средней твердости с прослоями алевролитов.

Скважина до глубины 3150 м закреплена промежуточной обсадной колонной диаметром 245 мм.

Разбуривать газовую залежь должны роторным способом с использованием следующей компоновки бурильной колонны: долото диаметром 215,9 мм, секция УБТС-178 длиной 100 м, секция УБТС-146 длиной 80 м, бурильные трубы ТБВК с наружным диаметром 127 мм и бурильными замками ЗУК-155.

Решение.

1. Вычисляем по формулам (1.14), (1.17), (1.18) и табл. 1 значения относительной плотности газа по воздуху, псевдокритического давления и псевдокритической температуры газа:

$$p_{ог} = 0,6, \quad p_{кр} = 4,84 \text{ МПа}, \quad T_{кр} = 196 \text{ К.}$$

2. Средняя температура газа в скважине в случае аварийного фонтанирования [см. формулу (1.47)]

$$T_{ср} \approx 0,7 \cdot 135 + 273 = 368 \text{ К.}$$

3. Приведенная температура газа в закрытой скважине [см. формулу (1.16)]

$$T_{пр} = 368 : 196 = 1,88.$$

4. Предположим, что среднее давление газа в закрытой скважине 50 МПа, тогда приведенное давление [см. формулу (1.15)]

$$p_{пр} \approx 50 : 4,84 = 10,3.$$

5. По рис. 1 находим коэффициент сжимаемости газа $\beta_c = 1,17$.

6. Наибольшее давление на устье скважины, закрытом после полного выброса промывочной жидкости [см. формулу (1.13)]

$$p_y = 54 \exp \left[\frac{0,034 \cdot 0,60 (-3500)}{1,17 \cdot 368} \right] = 45,8 \text{ МПа.}$$

7. Легко видеть, что предварительная оценка среднего давления в закрытой скважине была сделана правильно

$$p_c = (54 + 45,8) : 2 = 50 \text{ МПа.}$$

8. Для герметизации устья данной скважины требуется противовыбросовое оборудование, рабочее давление плашечных превенторов которого превышает 46 МПа, а диаметр проходных отверстий в превенторах более 216 мм. Поскольку скважина газовая, давление на устье может быть весьма высоким, а прочность пород коллектора недостаточно высокая, примем за основу четвертую схему герметизации устья по ГОСТ 13 862–80 с двумя превенторами ППГ-230×700 и двумя манифольдами МППЗ-80×700 [9].

Поскольку скважину предстоит бурить роторным способом, вместо универсального превентора установим вращающийся ПВ-230×320 Бр. В одном плашечном превенторе установим трубные плашки под бурильные трубы диаметром 127 мм, а в другом – глухие плашки [23].

9. Давление опрессовки противовыбросового оборудования [см. формулу (3.49)]

$$p_{оп} \geq 1,1 \cdot 45,8 = 51 \text{ МПа.}$$

Задача 3.4.

В скважину до глубины 3150 м спущена промежуточная обсадная колонна с наружным диаметром 245 мм и средним внутренним диаметром 220 мм. Ниже находится толща глинистых пород, градиент давления разрыва которых равен 21 кПа/м, а в интервале 3200–3500 м газоносные песчаники с пластовым давлением у подошвы 54 МПа. Относительная плотность газа по воздуху равна 0,6; критическая температура газа $T_{кр} = 196$ К, критическое давление $p_{кр} = 4,84$ МПа. Геостатическая температура на глубине 3350 м равна 135 °С, средний геотермический градиент площади – примерно 0,036 К/м. Поглощение в продуктивный пласт может начаться, если давление в скважине превысит пластовое на 30 %. Ожидаемая пористость песчаников 30 %.

Разбуривать газоносные песчаники должны роторным способом с промывкой глинистой суспензией плотностью 1820 кг/м³, пластической вязкостью 30 мПа·с и динамическим напряжением сдвига 11 Па при подаче бурового насоса 17 л/с. Компоновка буровой колонны такова: шарошечное долото диаметром 215,9 мм, секция УБТС-178 длиной 100 м, секция УБТС-146 длиной 80 м, буровые трубы ТБВК с наружным диаметром 127 мм и буровыми замками ЗУК-155.

Требуется выбрать диаметр штуцера для контроля состояния скважины при герметизированном устье и оценить верхний предел механической скорости проходки, при котором давление в скважине может снизиться до пластового и начнется газопроявление.

Решение.

1. Давление, при котором начинается поглощение в газоносный пласт

$$p_{\text{погл}} = 54 \cdot 1,3 = 70 \text{ МПа.}$$

2. Гидравлические потери в кольцевом пространстве, рассчитанные по формулам (3.12) и (3.14) на момент достижения глубины 3500 м при $Q = 17$ л/с, показаны в табл. 22.

Из табл. 22 видно, что суммарные гидравлические потери в кольцевом пространстве достигают 2,57 МПа.

Таблица 22

Участок скважины за	w_v , м/с	Ne_k	$(Re_k)_{кр}$	$(w_k)_{кр}$, м/с	Se_k	β_k	Гидравлические потери, МПа
ТБВК	0,67	190 278	10 521	1,89	51	0,68	2,31
УБТС-146	0,80	120 472	8560	1,93	34	0,62	0,01
УБТС-178	1,30	38 808	5449	2,16	12	0,42	0,25

3. Во избежание возникновения поглощения в газовую залежь при бурении, пока промывочная жидкость не содержит значительного количества газа и плотность ее заметно не уменьшилась, избыточное давление перед штуцером после герметизации кольцевого пространства вращающимся превентором должно быть по условию (3.46)

$$p_{\text{ук}} < 70 - 1820 \cdot 9,8 \cdot 3500 \cdot 10^{-6} - 2,57 = 5 \text{ МПа.}$$

Примем для контроля состояния скважины в процессе бурения при герметизированном устье $p_{\text{ук}} = 1 \text{ МПа}$, а для измерения избыточного давления перед штуцером установим второй манометр, рассчитанный на максимальное давление 5 МПа.

4. Рассчитаем по формуле (3.45) диаметр проходного отверстия в быстроразъемном штуцере, необходимый для поддержания $p_{\text{ук}} = 1 \text{ МПа}$

$$d_{\text{шт}} \geq 2 \sqrt{\frac{17 \cdot 10^{-3}}{3,14 \cdot 0,7}} \sqrt{\frac{1820}{2 \cdot 1 \cdot 10^6}} = 30 \text{ мм.}$$

Выбираем штуцер диаметром 30 мм, имеющийся в комплекте манифольда МППЗ-80 × 700 [9]. Если начнется приток газа, из пласта и давление на устье станет выше 1 МПа, управление состоянием скважины и глушение притока нужно вести с помощью регулируемого штуцера по специальной методике, а манометр на 5 МПа следует отключить, как только избыточное давление перед штуцером приблизится к этой величине.

5. Найдем среднюю температуру восходящего потока промывочной жидкости при бурении на глубине 3500 м.

Геостатическая температура на этой глубине [см. формулу (1.29)]

$$T_{3500} \approx 135 - 0,036 (3350 - 3500) = 140 \text{ }^\circ\text{C.}$$

Температура нейтрального слоя ($z = 0$)

$$T_0 \approx 135 - 0,036 \cdot 3350 = 14 \text{ }^\circ\text{C.}$$

Средняя температура восходящего потока [см. формулу (1.33)].

$$T_{\text{ср.в}} = \frac{4 \cdot 14}{9} + \frac{5 \cdot 140}{9} = 84 \text{ }^\circ\text{C.}$$

6. Среднее давление в скважине при бурении на глубине 3500 м и $p_{\text{ук}} = 1 \text{ МПа}$

$$p_{\text{с}} \approx 0,5 [1820 \cdot 9,8 \cdot 3500 \cdot 10^{-6} + 1] = 31,7 \text{ МПа.}$$

7. Приведенная температура газа при $T_{\text{ср}} = 84 \text{ }^\circ\text{C}$ [см. формулу (1.16)]

$$T_{\text{пр}} = (84 + 273) : 196 = 1,82,$$

а приведенное давление газа при $p_c = 31,7$ МПа [см. формулу (1.15)]

$$p_{\text{пр}} = 31,7 : 4,84 = 6,55.$$

Коэффициент сжимаемости газа $\beta_c = 0,96$ (см. рис. 1).

8. Верхний предел механической скорости проходки при разбурировании газоносных песчаников [см. формулу (3.43)] при $k_{\text{min}} = 1,04$ (см. с. 33), $\rho_r = 0,6 \cdot 1,29 = 0,78$ кг/м³ и абсолютном давлении на выходе перед штуцером $p_{\text{ук}} = 1,1$ МПа

$$v_m < \frac{4 \cdot 3600 \cdot 17 \cdot 10^{-3} \cdot 10^5}{3,14 \cdot 0,3 \cdot 1820 \cdot 9,8 \cdot 0,216^2 \cdot 3500} \times$$

$$\times \frac{[1820 \cdot 9,8 \cdot 3500 (1 - 1/1,04) + 1,1 \cdot 10^6]}{\left[\frac{0,96 (84 + 273) 100 000}{1,0 \cdot 293} \ln \frac{1820 \cdot 9,8 \cdot 3500}{1,04 \cdot 1,1 \cdot 10^6} - 0,78 \cdot 9,8 \cdot 3500 \right]} =$$

$$= 70,5 \text{ м/ч.}$$

Задача 3.5.

Решить предыдущую задачу в случае, если устье скважины будет открыто и абсолютное давление на выходе из скважины будет атмосферным $p_{\text{ук}} \approx 0,1$ МПа.

Решение.

По формуле (3.43)

$$v_m < \frac{4 \cdot 3600 \cdot 17 \cdot 10^{-3} \cdot 10^5}{3,14 \cdot 0,3 \cdot 1820 \cdot 9,8 \cdot 0,216^2 \cdot 3500} \times$$

$$\times \frac{[1820 \cdot 9,8 \cdot 3500 (1 - 1/1,04) + 10^5]}{\left[\frac{0,96 (84 + 273) 10^5}{1,0 \cdot 293} \ln \frac{1820 \cdot 9,8 \cdot 3500}{1,04 \cdot 10^5} - 0,78 \cdot 9,8 \cdot 3500 \right]} =$$

$$= 30,8 \text{ м/ч,}$$

поскольку из-за малого изменения среднего давления в скважине (с 31,7 до 31,2 МПа) коэффициент сжимаемости газа остается практически неизменным.

Задача 3.6.

Нефтяная залежь находится в интервале 3650–3700 м, среднее пластовое давление в ней 50 МПа; давление насыщения нефти газом 34 МПа; средняя плотность пластовой нефти в закрытой скважине 490 кг/м³.

В скважину до глубины 3100 м спущена промежуточная колонна диаметром 245 × 219 мм. Бурение ниже башмака этой колонны должны вести роторным способом долотами диаметром 190,5 мм. компоновка бурильной колонны: секция УБТС-146 длиной 190 м, стальные бурильные трубы ТБВК с наружным диаметром 114 мм и бурильными замками ЗУК-146.

Требуется выбрать комплект противовибросового оборудования для герметизации устья скважины.

Решение.

1. Максимальное давление на устье скважины в случае закрытия превентора после полного замещения промывочной жидкости пластовой нефтью [см. формулу (1.21)]

$$p_y = 50 - 490 \cdot 9,8 \cdot 3675 \cdot 10^{-6} = 32,4 \text{ МПа.}$$

Расчетное давление $p_y = 32,4$ МПа меньше $p_{\text{нас}} = 34$ МПа. Следовательно, в закрытой скважине возможно выделение из нефти попутного газа, а давление на устье будет $p_y \approx 34$ МПа.

2. Для герметизации устья данной скважины требуется противовибросовое оборудование с рабочим давлением более 34 МПа и диаметром проходных отверстий в превенторах более 191 мм. Учитывая возможный высокий дебит скважины и большой газовый фактор нефти, выбираем четвертую схему противовибросового оборудования по ГОСТ 13 862–80 с двумя плащечными превенторами ППГ-230 × 350, одним универсальным превентором ПУГ-230 × 350 и двумя манифольдами МПП2Г-100 × 350 [9]. Превенторы типа ППГ нужно оснастить трубными плашками под бурильные трубы диаметром 114 мм.

3. Давление опрессовки противовибросового оборудования водой и воздухом после установки на устье скважины должно быть [см. формулу (3.49)]

$$p_{\text{оп}} = 1,1 \cdot 34 \approx 38 \text{ МПа.}$$

§ 3.5. ЗАДАЧИ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО РЕШЕНИЯ

Задача 3.7.

Скважина должна вскрыть газовую залежь в интервале 4060–4300 м. Горно-геологические условия месторождения описаны в условии задачи 2.1, совмещенный график безразмерных давлений показан на рис. 8, а конструкция скважины – на рис. 9, з. Залежь предполагают разбури-

вать роторным способом долотами III-190,5 СЗ ГАУ при нагрузке до 150 кН и частоте вращения 60 об/мин. Плотность промывочной жидкости 1500 кг/м³.

Состав компоновки бурильной колонны: секция УБТС2-146 длиной 180 м; секция стальных бурильных труб ТБВК-114 × 10 длиной 2400 м и секция стальных бурильных труб ТБВК-127 × 10. Наземный манифольд состоит из стояка диаметром 114 мм, бурового рукава с диаметром проходного канала 76 мм, вертлюга УВ-320МА с диаметром проходного канала 75 мм, ведущей трубы с условным размером 112 мм и нагнетательного трубопровода длиной 15 м с наружным диаметром 114 мм.

Требуется выбрать гидромониторные насадки для долот, определить подачу и гидравлическую мощность насосов, необходимые для бурения в интервале нижней газоносной залежи, наибольшую репрессию на залежь при промывке.

Задача 3.8.

Решить предыдущую задачу при условии, что для бурения должны быть использованы буровые насосы УНБТ-800. Оценить также предельную подачу насосов, при которой во время промывки может начаться поглощение промывочной жидкости в газоносную толщу.

Задача 3.9.

Скважина должна вскрыть газовую залежь в интервале 3700—4000 м. Горно-геологические условия месторождения описаны в задаче 2.1. Последняя сплошная промежуточная обсадная колонна с наружным диаметром 273 мм и средней толщиной стенок 11 мм спущена до глубины 3350 м, а интервал 3250—3650 м перекрыт потайной колонной 219 × 12,7 мм. Совмещенный график безразмерных давлений показан на рис. 8.

Залежь должны разбуривать роторным способом долотами III-187,3 СЗ ГАУ при нагрузке 170 кН и частоте вращения 50 об/мин. Плотность промывочной жидкости 1420 кг/м³ в период работы долота на забое; перед подъемом долота с забоя плотность необходимо увеличивать на 10 %.

Состав компоновки бурильной колонны: секция УБТС2-146 длиной 190 м; секция стальных бурильных труб ТБВК 114 × 10 длиной 1500 м и секция стальных бурильных труб ТБВК 140 × 9. Наземный манифольд состоит из стояка диаметром 127 мм, бурового рукава с диаметром проходного канала 76 мм, вертлюга УВ-250МА с диаметром проходного канала 75 мм, ведущей трубы с условным размером 140 мм и нагнетательного трубопровода длиной 20 м с наружным диаметром 127 мм.

Требуется выбрать гидромониторные насадки для долот, рассчитать подачу и гидравлическую мощность буровых насосов, необходимые для бурения в интервале газоносной залежи, максимальную репрессию на залежь.

Задача 3.10.

Рассчитать для условий задачи 3.7 верхний предел механической скорости проходки при разбуривании газоносных песчаников, если пористость их 23 %, абсолютное давление на устье при выходе промывочной жидкости из скважины $p_{ук} = 0,1$ МПа, коэффициент сжимаемости газа при нормальных условиях $\beta_0 \approx 1,0$, $k_{min} = 1,04$, подача бурового насоса 15 л/с.

Задача 3.11.

Требуется выбрать комплект противовибросового оборудования устья скважины для условий задачи 3.7 и диаметр штуцера на линии дросселирования для контроля состояния скважины в процессе бурения.

Задача 3.12.

Выбрать комплект противовибросового оборудования устья скважины для условий задачи 3.9, диаметр штуцера на линии дросселирования с целью поддержания на выходе из скважины избыточного давления 1,5 МПа для контроля состояния ее в процессе бурения и оценить верхний предел механической скорости проходки при вскрытии газоносных песчаников, если пористость их 27 %, коэффициент сжимаемости газа при нормальных условиях $\beta_0 = 1,0$, $k_{min} = 1,04$, подача буровых насосов 19 л/с.

Задача 3.13.

Конструкция нефтяной скважины состоит из кондуктора диаметром 324 мм, спущенного до глубины 265 м, промежуточной колонны диаметром 245 мм, спущенной до глубины 1200 м, и эксплуатационной колонны диаметром 146 мм, которую предстоит спустить до глубины 2500 м. Горно-геологические условия бурения скважины описаны в задаче 3.1. Плотность пластовой нефти во всех горизонтах 810 кг/м^3 , давление насыщения нефти газом 10,6 МПа.

Требуется выбрать комплект противовибросового оборудования устья скважины для бурения турбобурами типа ЗТСШ-195 ТЛ.

Задача 3.14.

Требуется выбрать комплект противовибросового оборудования устья скважины для вскрытия нефтяной залежи в меловых отложениях. Горно-геологические условия бурения описаны в задаче 2.3; конструкция скважины изображена на рис. 11, в.

§ 4.1. ПРИНЦИПЫ РАСЧЕТА ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Обсадные колонны принято рассчитывать на сопротивляемость смятию при действии на них избыточного наружного давления

$$P_{\text{ИН}} = P_{\text{Н}} - P_{\text{В}}, \quad (4.1)$$

на сопротивляемость разрыву при действии избыточного внутреннего давления

$$P_{\text{ИВ}} = P_{\text{В}} - P_{\text{Н}}, \quad (4.2)$$

на сопротивляемость расстройству резьбовых соединений и обрыву труб в наиболее ослабленном сечении под действием осевых растягивающих сил

$$P_{\text{ОС}} = \sum_{i=1}^n q_i l_i g + P_{\text{С}}, \quad (4.3)$$

где $P_{\text{Н}}$ — наружное давление на колонну в рассматриваемом сечении, Па; $P_{\text{В}}$ — внутреннее давление в колонне в том же сечении, Па; q_i — приведенная масса трубы с данной толщиной стенки (с учетом массы соединительной муфты), кг/м; l_i — длина секции, составленной из таких труб, м; i — порядковый номер секции (счет секций ведут снизу вверх); $P_{\text{С}}$ — сила сопротивления перемещению нижерасположенного участка колонны, Н; такие силы могут действовать, например, при расхаживании колонны в наклонной или искривленной скважине.

Условия прочности колонны:

на смятие

$$P_{\text{ИН}} = P_{\text{СМ}} / k_{\text{СМ}}; \quad (4.4)$$

на разрыв

$$P_{\text{ИВ}} = P_{\text{В}} / k_{\text{ВН}}; \quad (4.5)$$

на растяжение

$$P_{\text{ОС}} = [P]_{\text{РАСТ}}; \quad (4.6)$$

где $P_{\text{СМ}}$ — избыточное наружное давление, характеризующее сопротив-

ляемость трубы смятию, Па; для труб отечественного производства за сопротивляемость смятию принимают так называемое критическое давление $P_{кр}$, т.е. то избыточное наружное давление, при котором приведенное напряжение на внутренней поверхности овальной разностенной трубы равно пределу текучести материала ее; величину $P_{кр}$ вычисляют по формуле Г.М. Саркисова; $k_{см}$ — коэффициент запаса прочности на смятие; P_B — избыточное внутреннее давление, при котором приведенное напряжение на внутренней поверхности трубы равно пределу текучести материала; величину P_B вычисляют по формуле Барлоу с учетом минусового допуска (12,5%) на толщину стенки, предусмотренного стандартом; $k_{вн}$ — коэффициент запаса прочности на разрыв; $[P]_{раст}$ — допустимая осевая растягивающая нагрузка для труб рассматриваемой секции, Н.

Допустимую растягивающую нагрузку для отечественных труб с резьбой треугольного профиля рассчитывают по формуле

$$[P]_{раст} = P_{стр}/k_{стр}, \quad (4.7)$$

а для импортных труб с такой же резьбой по стандарту АНИ —

$$[P]_{раст} = P_{раз}/k_{пр}, \quad (4.8)$$

где $P_{стр}$ — страгивающая нагрузка резьбового соединения, вычисляемая по формуле Ф.И. Яковлева—П.П. Шумилова, Н; $P_{раз}$ — разрушающая нагрузка резьбового соединения, Н; $k_{стр}$ — коэффициент запаса прочности на страгивание; для колонн, спускаемых в вертикальные скважины, значения $k_{стр}$ даны в табл. 23; $k_{пр}$ — коэффициент запаса прочности резьбового соединения на растяжение.

В случае же наклонных и искривленных скважин, где колонны испытывают также продольный изгиб, коэффициент запаса прочности на страгивание рассчитывают по формуле

$$k_{стр.и} = k_{стр}/\left(1 - \frac{c_D i_0}{\sigma_T}\right), \quad (4.9)$$

где c_D — коэффициент уменьшения прочности резьбового соединения труб при интенсивности искривления скважины $i_0 = 1$ градус/м, (Па·м)/градус (табл. 24); i_0 — наибольшая интенсивность искривления в интервале ствола, через который будет проходить рассматриваемое соединение, градус/м; σ_T — предел текучести материала труб, Па.

При расчете по формуле (4.9) полагают $k_{стр} = 1,15$ для колонн диаметром 168 мм и менее, $k_{стр} = 1,3$ для колонн диаметром 178 мм и более. Во всех случаях значение $k_{стр.и}$ не должно быть меньше указанного в табл. 23.

Таблица 23

Диаметр трубы, мм	Длина колонны, м	Коэффициент запаса прочности, не менее	
		в вертикальных скважинах $k_{стр}$	в искривленных скважинах $k_{стр.и}$
114–168	≤ 3000	1,15	1,30
	> 3000	1,30	1,30
178–245	≤ 1500	1,30	1,45
	> 1500	1,45	1,45
277–324	≤ 1500	1,45	1,60
	> 1500	1,60	1,60
> 324	≤ 1500	1,60	1,75
	> 1500	1,75	1,75

Допустимую растягивающую нагрузку для труб с трапецидальной резьбой, спускаемых в наклонные скважины, рассчитывают по формуле (Н)

$$[P]_{раст.и} = [P]_{раст} - 8,73 \cdot 10^{-3} E d_n q_i i_0 / \rho_m, \quad (4.10)$$

где E – модуль упругости материала трубы, Па; ρ_m – плотность материала трубы, кг/м³.

Обсадная колонна должна быть сконструирована так, чтобы коэффициенты запаса прочности в местах перехода от одной секции к другой были не ниже регламентированных правилами значений, а стоимость обсадной колонны была бы наименьшей при условии удовлетворения

Таблица 24

Наружный диаметр трубы, мм	$10^{-8} c_D$ (Па·м)/градус	Наружный диаметр трубы, мм	$10^{-8} c_D$ (Па·м)/градус
114	2,27	273	6,44
127	2,65	299	7,20
140	3,03	324	8,00
146	3,03	340	8,53
168	3,40	351	8,72
178	3,80	377	9,66
194	4,15	407	10,4
219	4,93	426	11,4
245	5,68	508	14,0

требований к ней не только в отношении прочности, но и в отношении герметичности, а также коррозионной стойкости к агрессивным компонентам пластовых жидкостей.

Существуют несколько методик расчета обсадных колонн, отличающихся друг от друга в основном способом оценки избыточных давлений, а также учета влияния двухосного нагружения (избыточное наружное давление плюс осевая растягивающая нагрузка) на сопротивляемость труб смятию.

§ 4.2. РАСЧЕТ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ ПО МЕТОДИКЕ ВНИИТНЕФТИ

Расчет избыточного наружного давления. В обсадной колонне выделяют два участка (рис. 18): верхний высотой h — нецементируемый, нижний $z_c - h$ — цементируемый.

При расчете нецементируемого участка в условии (4.1) вместо P_H подставляют давление столба промывочной жидкости на наружную поверхность колонны

$$P_H = \rho_{\Pi} g z, \quad (4.11)$$

где ρ_{Π} — плотность промывочной жидкости в заколонном пространстве, кг/м³.

При расчете цементируемого участка наружное давление рассчитывают по формуле

$$P_{Hz} = P_{Hh} + \frac{P_{Hb} - P_{Hh}}{z_c - h} (z - h), \quad (4.12)$$

где P_{Hh} — наружное давление у кровли цементируемого участка на глубине $z = h$ (см. рис. 18), вычисленное по формуле (4.11), Па; P_{Hb} — наружное давление у башмака обсадной колонны, Па; z_c — глубина спуска обсадной колонны, м; h — глубина кровли цементного камня за колонной, м.

Давление P_{Hb} рассчитывают при следующих допущениях:

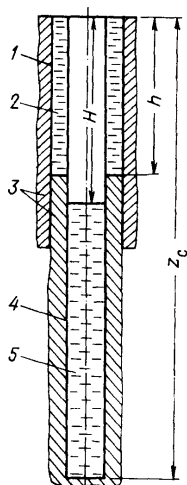
1. Наружное давление на колонну у башмака ее в период твердения цементного раствора сохраняется неизменным, равным давлению составного столба цементного раствора и промывочной жидкости.

2. Внутреннее давление в колонне в тот же период остается неизменным, равным сумме статического давления столба продавочной жидкости и избыточного давления в колонне у устья в конце цементирования; по окончании цементирования избыточное давление не стравливают.

3. Деформативные характеристики цементного камня и горных пород, слагающих стенки скважины, одинаковы; цементный камень и горные породы рассматриваются как единое упругое тело.

Рис. 18. Схема к расчету избыточных наружных давлений на эксплуатационную колонну в нефтяной скважине:

1 – промежуточная колонна; 2 – промывочная жидкость; 3 – цементный камень; 4 – эксплуатационная колонна; 5 – жидкость в колонне



4. Наружное давление на обсадную колонну после образования цементного камня изменяется пропорционально изменению внутреннего давления в ней

$$\Delta p_n = k \Delta p_v,$$

где Δp_n – изменение наружного давления после формирования цементной оболочки за колонной, Па; Δp_v – изменение внутреннего давления в колонне в тот же период, Па; k – коэффициент пропорциональности, или коэффициент разгрузки

Наружный диаметр колонны, мм	114–178	194–245	273–324	340–508
Коэффициент разгрузки	0,25	0,3	0,35	0,4

5. Деформация обсадной колонны при уменьшении внутреннего давления происходит без нарушения контакта ее наружной поверхности с цементной оболочкой и образования зазора между ними.

При таких допущениях наружное давление у башмака колонны

$$p_{нб} = [\rho_{цр} h + \rho_{цр} (z_c - h)] g (1 - k) + k p_{вб}, \quad (4.13)$$

где $\rho_{цр}$ – плотность цементного раствора за колонной, кг/м³; $p_{вб}$ – внутреннее давление у башмака в рассматриваемый период времени, Па.

Вместо $p_{в}$ в формулу (4.1) подставляют наименьшее внутреннее давление $p_{вм}$, которое может быть в колонне на заключительном этапе эксплуатации скважины или при испытании ее. В нефтяных скважинах его рассчитывают по формуле

$$p_{вм} = \rho_{ж} g (z - H); \quad (4.14)$$

в газовых скважинах с закрытым устьем при отсутствии жидкости в колонне

$$p_{вм} = p_{ум} + \frac{p_{пл.м} - p_{ум}}{z_{пл}} z; \quad (4.15)$$

в газонефтяных и газовых скважинах с закрытым устьем, в которых, помимо газа, имеется столб жидкости, в интервале от устья до глубины $z = H$

$$p_{\text{вм}} = [p_{\text{пл.м}} - \rho_{\text{ж}} g (z_{\text{пл}} - H)] / \exp [10^{-4} \rho_{\text{ог}} (H - z)], \quad (4.16)$$

а ниже при $z \geq H$

$$p_{\text{вм}} = p_{\text{пл.м}} - \rho_{\text{ж}} g (z_{\text{пл}} - z), \quad (4.17)$$

где $\rho_{\text{ж}}$ — плотность жидкости в колонне, кг/м^3 ; H — глубина уровня этой жидкости, м; $p_{\text{ум}}$ — наименьшее давление в колонне у устья в рассматриваемый период, Па; $p_{\text{пл.м}}$ — пластовое давление в продуктивном пласте на глубине $z_{\text{пл}}$ в тот же период, Па; $\rho_{\text{ог}}$ — относительная плотность газа по воздуху.

Таким образом, избыточное наружное давление с учетом соотношений (4.11)–(4.17) можно найти по следующим формулам.

Для нефтяных скважин:

в интервале $0 < z < h$

$$p_{\text{ин}} = [\rho_{\text{п}} z - \rho_{\text{ж}} (z - H)] g; \quad (4.18)$$

в интервале $h < z < z_{\text{с}}$

$$p_{\text{ин}} = p_{\text{ин.}h} + \frac{p_{\text{ин.б}} - p_{\text{ин.}h}}{z_{\text{с}} - h} (z - h); \quad (4.19)$$

у башмака колонны

$$p_{\text{ин.б}} = [(\rho_{\text{цр}} - \rho_{\text{ж}}) z_{\text{с}} - (\rho_{\text{цр}} - \rho_{\text{п}}) h + \rho_{\text{ж}} H] g (1 - k); \quad (4.20)$$

для газовых и газонефтяных скважин:

в интервале $0 < z \leq h$

$$p_{\text{ин}} = \rho_{\text{п}} g z - p_{\text{вм}}; \quad (4.21)$$

в интервале $h < z < z_{\text{с}}$ находят по формуле (4.19), а на глубине башмака колонны $z = z_{\text{с}}$

$$p_{\text{ин.б}} = \left\{ [\rho_{\text{цр}} z_{\text{с}} - (\rho_{\text{цр}} - \rho_{\text{п}}) h] g - p_{\text{вм}} \right\} (1 - k), \quad (4.22)$$

где $p_{\text{ин.}h}$ — избыточное наружное давление у кровли цементной оболочки на глубине $z = h$, вычисленное по формуле (4.18) или (4.21), Па.

Если рассматривается сечение на глубине $z < H$ в нецементируемом участке, то в формуле (4.18) надо положить $\rho_{\text{ж}} = 0$.

Если избыточное наружное давление при $z = h$ больше, чем у башмака обсадной колонны, для всего цементируемого участка при $z > h$ принимают $p_{ин} = p_{ин,h}$. Если избыточное наружное давление в цементируемом интервале, рассчитанное по формулам (4.19), (4.20) или (4.22), больше давления столба промывочной жидкости, то при расчете колонны на сопротивляемость смятию избыточное наружное давление на участке $z > h$ вычисляют по соотношению (4.18) или (4.21).

Если какой-либо интервал в цементируемом участке сложен породами, склонными к выпучиванию под действием горного давления, то избыточное наружное давление в этом интервале рассчитывают с учетом геостатического давления в нефтяных скважинах по формуле

$$p_{ин} = [\rho_{гп} z - \rho_{ж} (z - H)] g, \quad (4.23)$$

а в газовых и газонефтяных

$$p_{ин} = \rho_{гп} g z - p_{вм}, \quad (4.24)$$

где $\rho_{гп}$ — объемная плотность вышележащей толщи горных пород, кг/м³.

В интервалах залегания горизонтов с высокими коэффициентами аномальности пластового давления за избыточное наружное давление принимают наибольшее из значений, полученных при расчете по соответствующей из формул (4.19)–(4.22) и

$$p_{ин} = p_{пл} - \rho_{ж} g (z - H); \quad (4.25)$$

или

$$p_{ин} = p_{пл} - p_{вм}, \quad (4.26)$$

где $p_{пл}$ — аномальное пластовое давление в соответствующем горизонте, Па.

Расчет по формулам (4.23) и (4.24) ведут для участка, высота которого на 50 м больше толщины породы, склонной к выпучиванию, а по соотношениям (4.25) и (4.26) — для участка высотой на 100 м больше толщины зоны АВПД.

Расчет избыточного внутреннего давления. За внутреннее принимают наибольшее давление в колонне в период проверки герметичности ее опрессовкой после формирования цементной оболочки в заколонном пространстве. Если предполагают колонну опрессовывать за один прием, то внутреннее давление

$$p_{в} = p_{оп} + \rho_{оп} g z, \quad (4.27)$$

где $p_{оп}$ — наибольшее давление у устья при опрессовке, Па; его рассчитывают по формуле (3.49); давление $p_{оп}$ не должно быть меньше

указанного ниже; $\rho_{\text{оп}}$ — плотность опрессовочной жидкости, кг/м^3 ; p_y — наибольшее давление в колонне у устья закрытой скважины на начальной стадии эксплуатации (или при проведении специальных работ) Па.

Наружный диаметр колонны,

мм 426–377 351–273 245–219 194–178 168 146–140 127–114

Наименьшее

давление оп-

рессовки,

МПа 5 6 7 7,5 9 10 12

Найти давление p_y можно, приняв $z = 0$, в нефтяной скважине по формуле (1.21), в газовой скважине по формуле (1.13), в газонефтяных или газовых скважинах, нижний участок которых заполнен жидкостью, а верхний — газом, по формуле (4.16) при подстановке вместо $p_{\text{пл.м}}$ пластового давления $p_{\text{пл}}$ в период строительства данной скважины.

При проверке герметичности колонны опрессовкой за один прием наибольшее избыточное внутреннее давление в нецементируемом участке ($z \leq h$)

$$p_{\text{ив}} = p_{\text{оп}} - (\rho_{\text{п}} - \rho_{\text{оп}})gz, \quad (4.28)$$

а в цементируемом участке ($h < z < z_c$)

$$p_{\text{ив}} = p_{\text{ив.}h} + \frac{p_{\text{ив.}b} - p_{\text{ив.}h}}{z_c - h} (z - h); \quad (4.29)$$

против пластов с АВПД

$$p_{\text{ив}} = p_{\text{оп}} + \rho_{\text{оп}}gz - p_{\text{пл}}; \quad (4.30)$$

у башмака обсадной колонны ($z = z_c$)

$$p_{\text{ив.}b} = \left\{ p_{\text{оп}} - [(\rho_{\text{цр}} - \rho_{\text{оп}})z_c - (\rho_{\text{цр}} - \rho_{\text{п}})h]g \right\} (1 - k), \quad (4.31)$$

где $p_{\text{ив.}h}$ — избыточное внутреннее давление на глубине $z = h$, вычисленное по формуле (4.28).

Если рассматриваемая обсадная колонна хорошо цементирована в предыдущей колонне и промывочная жидкость из кольцевого пространства между ними полностью вытеснена цементным раствором, участок в интервале от глубины $z = h + 200$ м до глубины на 50 м выше башмака предыдущей обсадной колонны рассчитывают как составную крепь и избыточное внутреннее давление в нем находят по формуле

$$p_{ив} = [p_{оп} + (\rho_{оп} - \rho_{в})gz] / \left(1 + 0,8 \frac{d_{1н}^2 \delta_2}{d_{2н}^2 \delta_1} \right), \quad (4.32)$$

где $\rho_{в} = 1000 \text{ кг/м}^3$; $d_{1н}$ и δ_1 — наружный диаметр и толщина стенок труб рассчитываемой колонны, м; $\delta_{2н}$ и δ_2 — то же предыдущей обсадной колонны, м.

Последовательность расчета эксплуатационной колонны.

1. По формулам (4.18)–(4.26) и (4.28)–(4.31) рассчитывают избыточные наружные, избыточные внутренние давления и строят соответствующие эпюры.

2. Выбирают коэффициент запаса прочности на смятие для участка колонны в пределах эксплуатационного объекта $k_{см} = 1 \div 1,3$ (зависит от устойчивости коллектора); для остальной части колонны $k_{см} = 1$, если осевые напряжения растяжения σ_z не превышают $0,5 \sigma_T$, и $k_{см} = 1,1$, если $\sigma_z > 0,5 \sigma_T$.

3. Так как от забоя скважины к устью избыточное наружное давление уменьшается, в формулу (4.4) подставляют избыточное давление $p'_{ин}$ у башмака колонны, находят по ней необходимую прочностную характеристику $p'_{кр}$ труб на смятие для первой снизу секции колонны и по справочникам [14, 29] выбирают группу прочности и толщину стенок труб данного диаметра, критическое давление для которых не меньше расчетного $p'_{кр}$. Из таких труб составляют нижнюю секцию колонны.

4. По справочникам [14, 29] выбирают трубы с несколько меньшим значением критического давления $p''_{кр} < p'_{кр}$, а затем по эпюру избыточных наружных давлений находят глубину, на которой выполняется условие прочности (4.4) для таких труб. Эту глубину можно вычислить также по одной из следующих формул:

$$z_2 = \frac{(p''_{кр} / k_{см} - p_{ин.н})(z_c - h) + (p_{ин.б} - p_{ин.н})h}{p_{ин.б} - p_{ин.н}}; \quad (4.33)$$

если же окажется, что $z_2 < h$, то

$$z_2 = (p''_{кр} / k_{см} - \rho_{ж}gH) / [(\rho_{п} - \rho_{ж})g]. \quad (4.34)$$

5. По справочнику [14] находят прочностную характеристику на разрыв p'_B для труб нижней секции колонны, по эпюру определяют избыточное внутреннее давление $p'_{ив}$ на глубине z_2 , а затем проверяют, выполняется ли условие прочности (4.5); коэффициент запаса прочности для труб диаметром 219 мм и меньше принимают $k_{вн} = 1,15$, а для труб большего диаметра $k_{вн} = 1,52$. Если это условие выполняется, то вычисляют высоту первой секции колонны:

$$h_1 = z_c - z_2. \quad (4.35)$$

В наклонных скважинах длины секций рассчитывают с учетом профиля ствола.

6. Вычисляют вес первой секции колонны G_i в воздухе и отношение σ_z/σ_T в нижнем сечении второй секции, учитывая, что

$$\sigma_z = G_i/F_{i+1}, \quad (4.36)$$

где F_{i+1} — площадь поперечного сечения тела труб второй секции, м^2 .

7. При $\sigma_z : \sigma_T \leq 0,5$, по справочникам [14, 29] находят страгивающую нагрузку для труб первой секции (если они имеют резьбу треугольного профиля) либо допустимую растягивающую нагрузку $[P]_{\text{раст}}$ (если резьба трапецидальная) и проверяют, выполняется ли в верхнем сечении первой секции условие (4.6).

8. Если условие прочности (4.6) выполняется, то аналогично выбирают трубы для следующих, вышерасположенных секций, рассчитывают высоту $h_i = z_i - z_{i+1}$ и вес каждой секции.

Если в нижнем сечении очередной, $(i+1)$ -й секции $\sigma_z : \sigma_T > 0,5$, то уточняют допустимую глубину спуска ее по эпюру избыточных наружных давлений или соответствующей из формул (4.33)–(4.34), приняв $k_{\text{см}} = 1,1$, высоту и вес i -й секции.

9. При несоблюдении в верхнем сечении i -й секции условия прочности на разрыв (4.5), уменьшают длину этой секции. Для этого по эпюру избыточных внутренних давлений находят глубину z_i , на которой выполняется условие (4.5). Эту глубину в случае, если герметичность колонны должны проверить опрессовкой в один прием, можно рассчитать также по формуле:

$$z_i = \frac{p_{\text{ив.в}} z_c - p_{\text{ив.б}} h - p_{\text{Б}i} (z_c - h)/k_{\text{вн}}}{p_{\text{ив.в}} h - p_{\text{ив.б}}}, \quad (4.38)$$

а при $z_i < h$

$$z_i = (p_{\text{оп}} - p_{\text{Б}i}/k_{\text{вн}})/[(\rho_{\text{п}} - \rho_{\text{оп}})g]. \quad (4.39)$$

Все секции, расположенные выше глубины z_i , найденной таким путем, должны быть составлены из более прочных труб.

10. Находят высоту i -й секции $h_i = z_{i-1} - z_i$ (а в наклонных скважинах — также длину), вес секции и проверяют, выполняется ли в верхнем сечении условие прочности (4.6).

11. Если условие (4.6) выполняется, по справочнику [14] выбирают трубы с несколько большей прочностью на разрыв $p_{\text{Б}(i+1)} > p_{\text{Б}i}$; по эпюру избыточных внутренних давлений либо по соответствующей

из формул (4.38)–(4.39) находят глубину, на которой соблюдается условие (4.5) для труб новой $(i + 1)$ -й секции; вычисляют длину секции и проверяют, соблюдается ли в верхнем сечении ее условие (4.6).

12. При невыполнении условия прочности (4.6) в верхнем сечении очередной k -й секции уточняют допустимую длину ее по формуле:

$$l_k = ([P]_{\text{раст. } k} - \sum_{i=1}^{k-1} q_i l_i g) / (q_k g), \quad (4.40)$$

где q_k – приведенная масса труб рассматриваемой секции, кг/м; $[P]_{\text{раст. } k}$ – допустимая осевая растягивающая нагрузка для труб этой секции, Н.

Для следующей $(k + 1)$ -й секции колонны выбирают по справочникам [14, 29] трубы с еще большей прочностью на растяжение. Длины $(k + 1)$ -й и последующих, вышерасположенных секций рассчитывают по формуле:

$$l_{k+1} = \frac{[P]_{\text{раст. } (k+1)} - [P]_{\text{раст. } k}}{q_{(k+1)} g}. \quad (4.41)$$

13. Если в разрезе имеются зоны АВПД или породы, склонные к выпучиванию, и избыточное наружное давление в этих интервалах, рассчитанное по соответствующей из формул (4.23)–(4.26), больше избыточного давления, вычисленного по соотношению (4.19), трубы для секций, перекрывающих указанные интервалы (высота интервала на 50–100 м больше толщины опасной зоны), выбирают по наибольшему избыточному наружному давлению.

§ 4.3. ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА ПРОМЕЖУТОЧНЫХ КОЛОНН И КОНДУКТОРОВ ПО МЕТОДИКЕ ВНИИТНЕФТИ

Для расчета промежуточных колонн и кондукторов используют методику, изложенную в § 4.2. Некоторая специфика имеется лишь в оценке внутренних давлений в таких колоннах и выборе коэффициентов запаса прочности.

Наибольшее избыточное наружное давление. Минимальное внутреннее давление в колонне может быть обусловлено либо поглощением промывочной жидкости при бурении ствола под следующую обсадную колонну, либо газонефтеводопроявлением в тот же период при открытом устье скважины, либо использованием для опрессовки промежуточной колонны или для дальнейшего углубления скважины жидкости с меньшей плотностью, чем та, которой была заполнена данная колонна при цементировании.

Так, если при углублении скважины ниже башмака промежуточной колонны возможно поглощение, избыточное наружное давление рассчитывают по формулам (4.18)–(4.20), подставляя вместо $\rho_{ж}$ плотность промывочной жидкости, которую предполагают применять при углублении скважины, вместо глубины скважины z_c – глубину спуска рассматриваемой промежуточной колонны $z_{пр}$, а вместо H – ожидаемую наибольшую глубину понижения уровня промывочной жидкости при углублении скважины (рис. 19). Для первых трех разведочных скважин допустимо принимать $H = (0,3 \div 0,4) z_{пр}$.

Если при дальнейшем углублении скважины возможно газонефтеводопроявление при открытом устье, в формулы (4.18)–(4.20) подставляют $H = 0$, а вместо $\rho_{ж}$ – возможную наименьшую среднюю плотность жидкости при проявлении. Для первых трех разведочных скважин допустимо принимать $\rho_{ж} \approx 0,6 \rho_{п}$, где $\rho_{п}$ – плотность промывочной жидкости, которой должна быть заполнена скважина перед началом проявления. В случае газовых скважин при открытом фонтанировании можно сделать проверочный расчет по формулам (4.19), (4.21) и (4.22) с подстановкой вместо $p_{вм}$ величины

$$p_{вм} = \rho_{пм} g z, \quad (4.42)$$

где $\rho_{пм}$ – наименьшая возможная плотность жидкости в колонне при проявлении, кг/м³.

Если для проверки герметичности промежуточной колонны опресовкой или для дальнейшего углубления скважины при отсутствии опасности поглощения предполагают использовать жидкость с меньшей плотностью, чем та, которой промежуточная колонна заполнена в конце цементирования, то в формулы (4.18)–(4.20) вместо $\rho_{ж}$ подставляют плотность более легкой жидкости и полагают $H = 0$.

Если избыточное наружное давление, вычисленное по формулам (4.18)–(4.22), больше величины, рассчитанной с учетом давления столба промывочной жидкости за промежуточной колонной, за избыточное наружное давление принимают

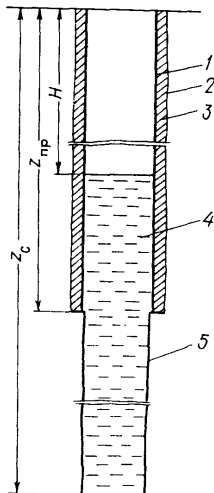
$$p_{ин} = \rho_{п} g z - p_{вм}. \quad (4.43)$$

Наибольшее избыточное внутреннее давление. Наибольшее внутреннее давление в промежуточной колонне может возникнуть в случае закрытия устья при нефтегазоводопроявлениях, выбросах в период дальнейшего углубления скважины или использования в этот период промывочной жидкости с большей плотностью, чем та, которой была заполнена рассматриваемая колонна в конце цементирования.

Наибольшее избыточное давление при проверке герметичности колонны за один прием рассчитывают по формулам (4.28)–(4.31); при этом давление $p_{оп}$ берут со с. 104, если при дальнейшем углублении

Рис. 19. Схема к расчету избыточных наружных давлений на промежуточную колонну:

1 — промежуточная колонна; 2 — стенки скважины; 3 — тампонажный камень; 4 — промывочная жидкость; 5 — открытый участок ствола скважины



скважины газонефтеводопроявлений не ожидают, либо вычисляют по формуле (3.49). Распределение давлений по стволу скважины в случае полного выброса промывочной жидкости при дальнейшем углублении ствола рассчитывают по формулам (1.13) или (1.21); если при газонефтеводопроявлении только уменьшается плотность промывочной жидкости до $\rho_{ож}$, то в формуле (1.21) принимают $\rho_{ж} = \rho_{ож}$; если же после закрытия превентора верхняя часть колонны может быть заполнена газом, то расчет ведут по формуле (4.16), в которую вместо $p_{пл.м}$ подставляют пластовое давление в том объекте, из которого при дальнейшем углублении скважины возможно проявление.

Если при бурении под следующую за рассчитываемой колонну должна применяться промывочная жидкость с большей плотностью, но есть гарантия, что газонефтеводопроявления при этом невозможны, то за наибольшее внутреннее принимают статическое давление утяжеленной промывочной жидкости. Избыточное внутреннее давление в рассчитываемой промежуточной колонне в этом случае находят по следующим формулам:

в нецементируемом участке

$$p_{ив} = (\rho_{уп} - \rho_{п})gz, \quad (4.44)$$

в цементируемом участке у башмака колонны

$$p_{ив.б} = [(\rho_{цр} - \rho_{п})h - (\rho_{пд} - \rho_{уп})z_{пр}]g(1 - k), \quad (4.45)$$

а в интервале $h < z < z_{пр}$

$$P_{ив} = P_{ив.г} + \frac{P_{ив.б} - P_{ив.г}}{z_{пр} - h} (z - h), \quad (4.46)$$

где $\rho_{уп}$ — плотность утяжеленной промывочной жидкости, кг/м^3 .

Плотность опрессовочной жидкости не должна превышать плотности промывочной жидкости, которой была заполнена скважина перед началом цементирования рассчитываемой промежуточной колонны.

Герметичность потайных промежуточных колонн иногда не проверяют опрессовкой. Избыточное внутреннее давление при этом рассчитывают для двух случаев:

а) после закрытия превентора на устье при газонефтедопроявлении

$$P_{ив} = P_{пл} - \rho_{пм} (z_{пл} - z)g - P_{пл.z}, \quad (4.47)$$

$$P_{ив} = P_{ив.б} \frac{z - z_{в}}{z_{б} - z_{в}}, \quad (4.48)$$

где

$$P_{ив.б} = \left\{ P_{пл} - [\rho_{пм} (z_{пл} - z_{б} + z_{в}) + \rho_{цр} (z_{б} - z_{в})] g \right\} (1 - k); \quad (4.49)$$

$\rho_{пм}$ — минимальная плотность промывочной жидкости в колонне при проявлении, кг/м^3 ; $P_{пл}$ — пластовое давление в объекте, из которого возникает газонефтедопроявление, Па; $P_{пл.z}$ — пластовое давление в горизонте на глубине z , перекрытом потайной колонной, Па; $z_{б}$ — глубина установки башмака потайной колонны, м; $z_{в}$ — глубина верхнего конца этой колонны, м;

б) при дальнейшем углублении скважины с использованием более тяжелой промывочной жидкости с плотностью $\rho_{уп}$

$$P_{ив} = \rho_{уп} g z - P_{пл.z}. \quad (4.50)$$

Особенности расчета. Промежуточные колонны часто подвергаются значительному износу, особенно на конечных участках и в интервалах интенсивного искривления скважины, при дальнейшем ее углублении. Если в рассматриваемой промежуточной колонне должна продолжительное время работать бурильная колонна, то на участках наибольшего возможного износа толщину стенок обсадных труб рекомендуется увеличивать на 10–20 % по сравнению с толщиной, полученной при расчете (см. § 4.2). При этом, если по расчету для данного участка колонны могут быть использованы трубы с малой толщиной стенок, но с большим пределом текучести (например, группы прочности М), или трубы с большой толщиной стенок, но с меньшим пределом текучести (например,

группы прочности Д), более предпочтительным считается последний вариант.

Верхний и нижний участки промежуточных колонн на длине 100 – 150 м каждый должны быть составлены из труб с толщиной стенок не менее 10 мм, а устьевой участок длиной 20 м – из труб с максимальной толщиной (например, из труб для муфтовых заготовок).

§ 4.4. РАСЧЕТ УСИЛИЯ НАТЯЖЕНИЯ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ ПО МЕТОДИКЕ А.Е. САРОЯНА [29]

Обсадную колонну натягивают после ОЗЦ перед подвеской в колонной головке, укрепленной на верхнем конце кондуктора. Усилие натяжения должно быть достаточным для сохранения прямолинейной формы верхнего незацементированного вертикального участка как в момент обвязки устья, так и при последующих операциях в скважине, сопровождающихся изменениями температуры и давления по сравнению с температурой и давлением в момент обвязки.

Усилие натяжения выбирают по наибольшему из следующих значений:

$$P_{\text{н}} \geq G_0; \quad (4.51)$$

$$P_{\text{н}} \geq G_0 - \alpha_t EF(T_1 - T_2) + 0,31 p_y d^2 - 0,655 g l_0 (\rho_{\text{п}} d_{\text{н}}^2 - \rho_{\text{ф}} d^2), \quad (4.52)$$

где G_0 – вес свободного (незацементированного) вертикального участка колонны, Н; α_t – коэффициент линейного расширения материала труб, K^{-1} ; F – средневзвешенное значение площади сечения тела труб свободного участка, м^2

$$F = \Sigma(F_i l_i) / l_0; \quad (4.53)$$

p_y – избыточное давление в колонне у устья при эксплуатации скважины, Па; l_0 – длина свободного участка, м; $\rho_{\text{п}}$ – плотность жидкости за колонной, $\text{кг}/\text{м}^3$; $\rho_{\text{ф}}$ – плотность жидкости в колонне при эксплуатации скважины, $\text{кг}/\text{м}^3$; d – средневзвешенный внутренний диаметр участка, м

$$d = \sqrt{d_{\text{н}}^2 - 4F/\pi}; \quad (4.54)$$

F_i – площадь сечения тела труб i -й секции свободного участка, м^2 ; l_i – длина той же секции, м; T_1 – средняя температура свободного участка при обвязке колонн, $^{\circ}\text{C}$; T_2 – то же при эксплуатации скважины (или иных работах после обвязки), $^{\circ}\text{C}$.

Если условия работы обсадной колонны после обвязки неизвестны, то усилие натяжения рассчитывают по формуле (4.51).

После натяжения колонны должны соблюдаться условия прочности ее при растяжении

$$P_n - G'_0 \leq [P]_{\text{раст}}; \quad (4.55)$$

$$P_n - G'_0 + \alpha_t EF(T_1 - T_2) + 0,47 p_y d^2 - 0,235 g l_0 (d_n^2 \rho_n - d^2 \rho_\phi), \quad (4.56)$$

где G'_0 — вес участка колонны, расположенного выше рассматриваемого сечения, Н.

Если условия прочности не соблюдаются, то необходимо либо увеличить прочность рассматриваемого участка колонны, либо уменьшить его длину.

§ 4.5. ПРИМЕРЫ РАСЧЕТОВ ОБСАДНЫХ КОЛОНН ПО МЕТОДИКЕ ВНИИТНЕФТИ

Задача 4.1.

В газовую скважину глубиной 2500 м нужно спустить эксплуатационную колонну диаметром 168 мм и зацементировать до устья. Газоносный объект залегает в интервале 2200–2500 м; пластовое давление в нем у подошвы в период ввода скважины в эксплуатацию 30 МПа, а при окончании эксплуатации 1 МПа. Относительная плотность газа по воздуху равна 0,6, коэффициент сжимаемости газа 0,8; температура на забое скважины при эксплуатации $\sim 90^\circ\text{C}$, а устья 50°C . Выше газоносного объекта проницаемых горизонтов с АВПД нет. Продуктивный коллектор слабо устойчив.

Плотность промывочной жидкости в скважине в конце цементирования 1450 кг/м^3 ; плотность цементного раствора 1800 кг/м^3 . Колонна должна быть опрессована водой с плотностью 1000 кг/м^3 в один прием после ОЗЦ.

Требуется рассчитать эксплуатационную колонну на прочность.

Решение.

1. Рассчитаем избыточные наружные давления на заключительной стадии эксплуатации скважины.

У устья $p_{\text{ин}} = 0$, так как колонна зацементирована по всей длине.

У башмака колонны при $z = 2500 \text{ м}$ и $k = 0,25$ [см. с. 101] и формулу (4.22)].

$$p_{\text{ин.б}} = (1800 \cdot 2500 \cdot 9,8 \cdot 10^{-6} - 1) (1 - 0,25) = 32,3 \text{ МПа.}$$

На глубине $z = 2200 \text{ м}$ [см. формулу (4.19)]

$$p_{\text{ин}} = 32,3 \frac{2200}{2500} = 28,4 \text{ МПа.}$$

Построим эпюр избыточных наружных давлений (рис. 20).

2. Рассчитаем избыточные внутренние давления в период проверки герметичности колонны опрессовкой.

Наибольшее избыточное давление у устья в начальный период эксплуатации газовой скважины [см. формулу (1.13)]

$$p_y = 30 \exp \left[\frac{0,034 \cdot 0,6 (0 - 2500)}{0,8 \left(273 + \frac{90 + 50}{2} \right)} \right] = 25 \text{ МПа.}$$

Давление у устья при опрессовке колонны [см. формулу (3.49)]

$$p_{оп} = 1,1 \cdot 25 = 27,5 \text{ МПа.}$$

Избыточное внутреннее давление на глубине $z = 2500$ м [см. формулу (4.31)]

$$p_{ив.б} = [27,5 - (1800 - 1000) 2500 \cdot 9,8 \cdot 10^{-6}] (1 - 0,25) = 5,9 \text{ МПа.}$$

Построим эпюр избыточных внутренних давлений (рис. 21, кривая 1).

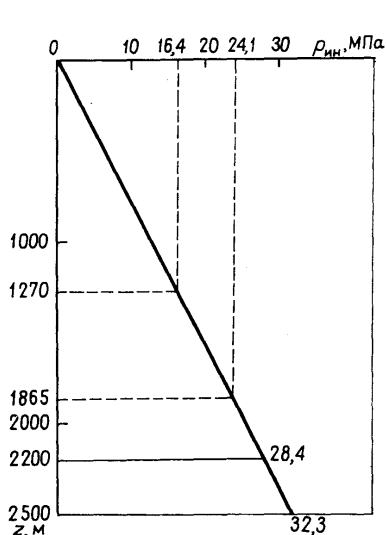


Рис. 20. Эпюр избыточных наружных давлений на эксплуатационную колонну к задаче 4.1

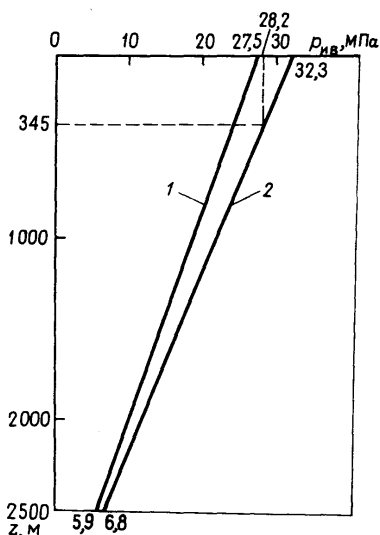


Рис. 21. Эпюры избыточных внутренних давлений (1) на эксплуатационную колонну и необходимых значений p_B (2) к задаче 4.1

3. Рассчитаем необходимую прочность труб на разрыв по формуле (4.5) в устьевом сечении

$$p_B = 1,15 \cdot 27,5 = 31,6 \text{ МПа}$$

и у башмака колонны

$$p_B = 1,15 \cdot 5,9 = 6,8 \text{ МПа,}$$

а затем построим эпюр $p_B = f(z)$ (рис. 21, кривая 2).

4. Выберем обсадные трубы для эксплуатационной колонны.

Нижнюю секцию во избежание смятия необходимо составить из труб, критическое давление которых [см. формулу (4.4)] при $k_{см} = 1,3$

$$p_{кр} \geq 1,3 \cdot 32,3 = 42 \text{ МПа.}$$

Эту секцию можно составить из труб группы прочности К исполнения Б с толщиной стенок 12,1 мм, для которых $p_{кр} = 49,9$ МПа. и $p_B = 61,6$ МПа. Длина нижней секции, которая должна перекрыть газоносный пласт,

$$h_1 = 2500 - 2200 = 300 \text{ м.}$$

Вес нижней секции [29, табл. 8.1]

$$G_1 = 47,4 \cdot 300 \cdot 9,8 = 139 \text{ кН.}$$

Для второй снизу секции во избежание смятия необходимы трубы, для которых [см. формулу (4.4)] при $k_{см} = 1$ (см. рис. 20).

$$p_{кр} = 1,0 \cdot 28,4 = 28,4 \text{ МПа.}$$

Составляем эту секцию из труб группы прочности Д исполнения Б с толщиной стенок 10,6 мм, для которых $p_{кр} = 32,2$ МПа и $p_B = 41,1$ МПа.

Третью секцию составим из труб того же качества с толщиной стенок 8,9 мм, для которых $p_{кр} = 24,1$ МПа и $p_B = 34,5$ МПа. Допустимую глубину спуска этой секции найдем по формуле (4.33)

$$z_3 \leq \frac{24,1 \cdot 2500}{32,3} = 1865 \text{ м.}$$

Следовательно, длина второй секции

$$h_2 = 2200 - 1865 = 335 \text{ м,}$$

а вес ее

$$G_2 = 42,1 \cdot 335 \cdot 9,8 = 138 \text{ кН.}$$

Четвертую секцию укомплектуем трубами того же качества с толщиной стенок 7,3 мм, для которых $p_{кр} = 16,4$ МПа, а $p_B = 28,2$ МПа. Допустимая глубина спуска этой секции [см. формулу (4.33)]

$$z_4 \leq \frac{16,4 \cdot 2500}{32,3} = 1270 \text{ м.}$$

Следовательно, длина третьей секции

$$h_3 = 1865 - 1270 = 595 \text{ м,}$$

а вес ее

$$G_3 = 36,0 \cdot 595 \cdot 9,8 = 210 \text{ кН,}$$

Напряжение осевого растяжения в нижнем сечении четвертой секции

$$\sigma_z = (139 + 138 + 210) 10^3 / [0,785 (0,1683^2 - 0,1537^2)] = 132 \text{ МПа.}$$

Так как $\sigma_z : \sigma_T = 132 : 373 = 0,35 < 0,5$, то коэффициент запаса прочности на смятие достаточен.

Устьевой участок составить из труб с толщиной стенок 7,3 мм группы прочности Д, для которых $p_B = 28,2$ МПа, нельзя, так как не будет выполнено условие прочности (4.5) на разрыв (см. рис. 21, кривую 2). Найдем по формуле (4.38) глубину верхнего сечения четвертой секции.

$$z_5 \geq \frac{27,5 \cdot 2500 - (28,2 : 1,15) \cdot 2500}{27,5 - 5,9} = 345 \text{ м.}$$

Длина четвертой секции

$$h_4 = 2500 - (300 + 335 + 595) - 345 = 925 \text{ м,}$$

а вес

$$G_4 = 29,9 \cdot 925 \cdot 9,8 = 271 \text{ кН.}$$

Проверим, будет ли выполняться условие прочности (4.6), если четвертую секцию составить из труб с короткой резьбой треугольного профиля, для которых $P_{стр} = 833$ кН

$$139 + 138 + 210 + 271 = 758 \text{ кН} > \frac{833}{1,15} = 724 \text{ кН.}$$

Так как условие прочности не выполняется, уточним допустимую длину четвертой секции по формуле (4.40)

$$l_4 = \frac{[724 - (139 + 138 + 210)] 10^3}{29,9 \cdot 9,8} = 809 \text{ м,}$$

вес этой секции

$$G_4 = 29,9 \cdot 809 \cdot 9,8 = 237 \text{ кН.}$$

Для пятой секции применим трубы того же качества с толщиной стенок 8,9 мм, для которых $P_{\text{стр}} = 1058 \text{ кН}$. Допустимая длина этой секции [см. формулу (4.41)]

$$l_5 = \frac{(920 - 724) \cdot 10^3}{36,0 \cdot 9,8} = 555 \text{ м,}$$

поскольку

$$[P]_{\text{раст. 5}} = 1058 : 1,15 = 920 \text{ кН.}$$

Необходимая длина пятой секции

$$l_5 = 1270 - 809 = 461 \text{ м.}$$

Вес секции

$$G_5 = 36,0 \cdot 9,8 \cdot 461 = 163 \text{ кН.}$$

Полный вес колонны в воздухе

$$G_{\text{к}} = 139 + 138 + 210 + 237 + 163 = 887 \text{ кН.}$$

Задача 4.2.

В нефтяную скважину с проектной глубиной 3000 м предстоит спустить до глубины 2400 м промежуточную обсадную колонну диаметром 299 мм и зацементировать по всей длине цементным раствором плотностью 1800 кг/м^3 . В интервале 1800–1850 м залегают породы, склонные к выпучиванию, а в интервале 2300–2350 м – проницаемые песчаники с пластовым давлением 34 МПа; выше пластовые давления гидростатические. Объемная плотность толщи пород до глубины 2400 м равна 2100 кг/м^3 .

Герметичность промежуточной колонны предполагают проверять опрессовкой промывочной жидкостью с плотностью 1500 кг/м^3 .

Пластовое давление на проектной глубине 3000 м равно 50 МПа. В процессе вскрытия нефтяной залежи возможно нефтегазопроявление с глубины 3000 м с понижением плотности промывочной жидкости в скважине с 1700 до 1000 кг/м^3 .

Требуется рассчитать конструкцию промежуточной колонны.

Решение.

1. Рассчитаем избыточные наружные давления на рассматриваемую колонну в случае нефтегазопроявления при открытом устье скважины.

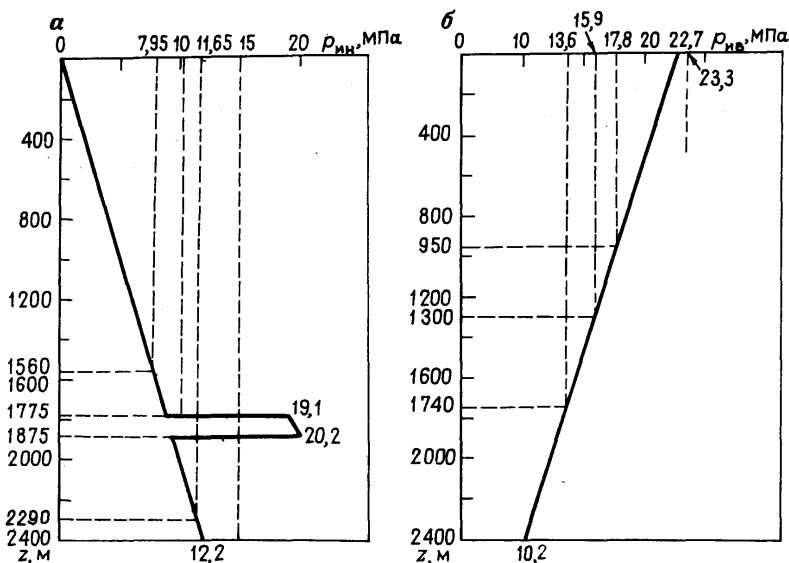


Рис. 22. Эпюры избыточных наружных (а) и внутренних (б) давлений на промежуточную колонну к задаче 4.2

У устья скважины [см. формулу (4.18)] при $z = 0$, $H = 0$ $p_{ин} = 0$.

На глубине $z = 2400$ м [см. формулу (4.20)] при $\rho_{ж} = 1000$ кг/м³, $h = 0$ и $k = 0,35$ (см. с. 101)

$$p_{ин. б} = (1800 - 1000) 2400 \cdot 9,8 (1 - 0,35) = 12,2 \text{ МПа.}$$

На глубине $z = 1775$ м близ кровли породы, склонной к выпучиванию [см. формулу (4.23)],

$$p_{ин} = (2100 - 1000) 1775 \cdot 9,8 = 19,1 \text{ МПа.}$$

На глубине $z = 1875$ м, ниже подошвы той же породы

$$p_{ин} = (2100 - 1000) 1875 \cdot 9,8 = 20,2 \text{ МПа.}$$

На глубине 2400 м ниже подошвы породы с АВПД [см. формулу (4.25)]

$$p_{ин} = 34 - 1000 \cdot 9,8 \cdot 2400 \cdot 10^{-6} = 10,5 \text{ МПа.}$$

По наибольшим значениям $p_{ин}$ строим эпюру избыточных наружных давлений (рис. 22, а).

2. Рассчитаем избыточные внутренние давления в колонне в период опрессовки ее за один прием.

Наибольшее давление на устье колонны в случае закрытия превентора после начала нефтегазопроявления [см. формулу (1.21)]

$$p_y = 50 - 1000 \cdot 9,8 \cdot 3000 \cdot 10^{-6} = 20,6 \text{ МПа.}$$

Давление у устья при опрессовке колонны [см. формулу (3.49)]

$$p_{оп} = 1,1 \cdot 20,6 = 22,7 \text{ МПа.}$$

Избыточное давление у башмака колонны [см. формулу (4.31)]

$$p_{ив.б} = [22,7 - (1800 - 1500) 2400 \cdot 9,8 \cdot 10^{-6}] (1 - 0,35) = 10,2 \text{ МПа.}$$

Строим эпюру избыточных внутренних давлений (рис. 22, б).

3. Проектируем конструкцию промежуточной колонны.

Наибольшее избыточное наружное давление на первую снизу секцию $p_{ин} = 12,2$ МПа (см. рис. 22, а). Так как $k_{см} = 1$, составляем эту секцию из труб группы прочности Д исполнения Б с толщиной стенок 12,4 мм, для которых $p_{кр} = 15$ МПа, $p_B = 27$ МПа. В нижнем сечении [см. формулу (4.4)]

$$k_{см} = 15 : 12,2 = 1,23.$$

Вторую секцию составим из труб того же качества с толщиной стенок 11,1 мм, для которых $p_{кр} = 11,65$ МПа и $p_B = 24$ МПа.

Наносим на ось абсцисс $p_{кр} = 11,65$ МПа, опускаем перпендикуляр до пересечения с эпюрой давлений и находим допустимую глубину спуска труб этой секции $z_2 = 2290$ м (см. рис. 22, а).

Длина первой секции $l_1 = 2400 - 2290 = 110$ м, вес $G_1 = 89,9 \times 110 \cdot 9,8 = 97$ кН.

Для третьей секции в интервале 1775–1875 м необходимы трубы с $p_{кр} = 20,2$ МПа (см. рис. 22, а). Составим ее из труб группы прочности Д с толщиной стенок 14,8 мм, для которых $p_{кр} = 21,4$ МПа. Длина второй секции $l_2 = 2290 - 1875 = 415$ м, $G_2 = 80,6 \cdot 9,8 \cdot 415 = 328$ кН; длина третьей секции $l_3 = 1875 - 1775 = 100$ м, $G_3 = 105,8 \cdot 9,8 \cdot 100 = 104$ кН.

Четвертую секцию составим из труб с толщиной стенок 11,1 мм того же качества, для которых $p_{кр} = 10,4$ МПа, $p_B = 24,2$ МПа.

Коэффициент запаса прочности на смятие для труб этой секции на глубине $z = 1775$ м (см. формулу (4) и рис. 22, а) $k_{см} = 10,4 : 9,0 = 1,15$ вполне достаточен.

Проверим, можно ли пятую секцию составить из труб с толщиной стенок 9,5 мм того же качества, для которых $p_{кр} = 7,95$ МПа, $p_B = 20,7$ МПа.

Допустимая глубина спуска таких труб с учетом сопротивляемости смятию $z_5 = 1560$ м (см. рис. 22, а). Допустимое избыточное внутреннее давление при $k_{\text{вн}} = 1,52$ (см. § 4.2) $p_{\text{Б}} : k_{\text{вн}} = 20,7 : 1,52 = 13,6$ МПа.

Наносим это значение на ось абсцисс, опускаем перпендикуляр до пересечения с эпюром давлений и находим, что верхнее сечение пятой секции должно быть расположено не выше глубины $z_6 = 1740$ м (см. рис. 22, б). Так как $z_6 > z_5$, то для пятой секции требуются трубы с большей прочностью на разрыв.

Для труб четвертой секции $p_{\text{Б}} : k_{\text{вн}} = 24,2 : 1,52 = 15,9$ МПа, поэтому минимально допустимая глубина верхнего сечения ее $z_5 = 1300$ м (см. рис. 22, б).

Длина секции $l_4 = 1775 - 1300 \text{ м} = 475 \text{ м}$,

$$G_4 = 80,6 \cdot 9,8 \cdot 475 = 375 \text{ кН.}$$

Составим пятую секцию из труб с короткой треугольной резьбой с толщиной стенок 12,4 мм того же качества, для которых $p_{\text{Б}} = 27$ МПа, $P_{\text{стр}} = 2548$ кН.

Так как $p_{\text{Б}} : k_{\text{вн}} = 27 : 1,52 = 17,8$ МПа, верхнее сечение пятой секции должно находиться на глубине $z_6 = 950$ м (см. рис. 22, кривая 2). Длина секции $l_5 = 1300 - 950 = 350$ м, $G_5 = 89,9 \cdot 9,8 \cdot 350 = 308$ кН.

Допустимая растягивающая нагрузка для этих труб при $k_{\text{стр}} = 1,6$ [см. табл. 23 и формулу (4.7)]

$$[P]_{\text{раст}} = 2548 : 1,6 = 1592 \text{ кН.}$$

Условие прочности (4.6) в верхнем сечении секции соблюдается: $\sum_{i=1}^5 G_i = 97 + 328 + 104 + 375 + 308 = 1212 \text{ кН} < 1592 \text{ кН}$.

Шестую секцию составим из труб группы прочности К исполнения Б с толщиной стенок 12,4 мм, для которых $p_{\text{Б}} = 35,5$ МПа, $P_{\text{стр}} = 3360$ кН и $[P]_{\text{раст}} = 2100$ кН. Так как $p_{\text{Б}} : k_{\text{вн}} = 35,5 : 1,52 = 23,3 \text{ МПа} > p_{\text{оп}} = 22,7 \text{ МПа}$, опасности разрыва таких труб под действием избыточного внутреннего давления нет, даже если ими укомплектовать колонну до устья.

Допустимая длина шестой секции с точки зрения прочности на растяжение [см. формулу (4.40)]

$$l_6 \leq \frac{(2100 - 1212)10^3}{89,9 \cdot 9,8} = 1008 \text{ м.}$$

Самый верхний участок колонны длиной $l_7 = 20$ м, который при дальнейшем углублении скважины может изнашиваться наиболее значительно, составим из труб с максимальной толщиной стенок 14,8 мм по

ГОСТ 632–80. Тогда длина шестой секции

$$l_6 = 2400 - (110 + 415 + 100 + 475 + 350 + 20) = 930 \text{ м.}$$

Результаты расчета одного варианта конструкции колонны из труб с короткой треугольной резьбой исполнения Б приведены в табл. 25.

Таблица 25

Номер секции	Интервал глубин, м	Длина секции, м	Группа прочности	Толщина стенок, мм	Вес, кН
1	2400–2290	110	Д	12,4	97
2	2290–1875	415	Д	11,1	328
3	1875–1775	100	Д	14,8	104
4	1775–1300	475	Д	11,1	375
5	1300–950	350	Д	12,4	308
6	950–20	930	К	12,4	820
7	20–0	20	К	14,8	21
Итого		2400			2053

Задача 4.3.

Скважина глубиной 5000 м должна вскрыть газоносный пласт. Ожидаемое пластовое давление на глубине 5000 м равно 86 МПа, относительная плотность газа по воздуху 0,65. В скважину до глубины 4300 м необходимо спустить промежуточную колонну диаметром 219 мм и зацементировать в интервале от 3800 м до 4300 м тампонажным раствором с плотностью 1850 кг/м³, а выше до устья – раствором с плотностью 1550 кг/м³. В интервале от 4000 до 4200 м залегают породы, склонные к выпучиванию. Объемная плотность вышележащей толщи пород 2100 кг/м³.

Плотность промывочной жидкости в скважине при спуске промежуточной колонны равна 1900 кг/м³. Колонна должна быть опрессована в один прием жидкостью с плотностью 1600 кг/м³.

При дальнейшем углублении скважины возможно газопроявление с глубины 5000 м, в результате которого плотность промывочной жидкости может понизиться до 1250 кг/м³; после закрытия превентора (в случае начавшегося газопроявления) верхняя половина скважины до глубины 2500 м может быть заполнена газом. Бурение в интервале от 4300 м до 5000 м будет осуществляться роторным способом; число рейсов буровой колонны с долотами может достигать 100.

Требуется рассчитать 219-мм промежуточную колонну.

Решение.

1. Определяем избыточные наружные давления. У устья скважины при $z = 0$ $p_{ин} = 0$.

Наименьшее давление в колонне в случае газопроявления при открытом устье [см. формулу (4.42)].

$$p_{\text{вм}} = 1250 \cdot 9,8 \cdot 4300 = 52,7 \text{ МПа.}$$

Средняя плотность тампонажных растворов в заколонном пространстве

$$\rho_{\text{цр}} = \frac{1550 \cdot 3800 + 1850 (4300 - 3800)}{4300} = 1585 \text{ кг/м}^3.$$

Избыточное наружное давление у башмака колонны, согласно формуле (4.22) при $k = 0,3$ (см. стр. 101)

$$p_{\text{ин. б}} = (1585 \cdot 4300 \cdot 9,8 \cdot 10^{-6} - 52,7) (1 - 0,3) = 9,9 \text{ МПа.}$$

На глубине $z = 4000 - 25 = 3975$ м близ кровли неустойчивой породы [см. формулу (4.23)] при $H = 0$

$$p_{\text{ин}} = (2100 - 1250) 3975 \cdot 9,8 = 33,1 \text{ МПа.}$$

На глубине $z = 4200 + 25 = 4225$ м близ подошвы неустойчивой породы

$$p_{\text{ин}} = (2100 - 1250) 4225 \cdot 9,8 = 35,2 \text{ МПа.}$$

Строим эпюр избыточных наружных давлений (рис. 23, кривая 1).

2. Определяем избыточные внутренние давления при проверке герметичности колонны опрессовкой за один прием.

Наибольшее давление в колонне у устья после закрытия превентора в случае газопроявления [см. формулу (4.16)] при $H = 2500$ м, $z = 0$

$$p_y = [86 \cdot 10^6 - 1250 \cdot 9,8 (5000 - 2500)] / \exp [10^{-4} \cdot 0,65 \cdot 2500] = 47,1 \text{ МПа.}$$

Избыточное давление у устья при проверке герметичности колонны [см. формулу (3.49)]

$$p_{\text{оп}} = 1,1 \cdot 47,1 = 52 \text{ МПа.}$$

Избыточное давление у башмака колонны в тот же период [см. формулу (4.31)]

$$p_{\text{ив. б}} = [52 - (1585 - 1600) 4300 \cdot 9,8 \cdot 10^{-6}] (1 - 0,3) = 36 \text{ МПа.}$$

Строим эпюр избыточных внутренних давлений (рис. 23, кривая 2).

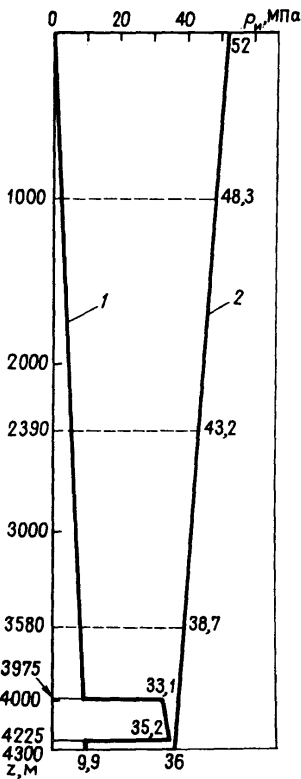


Рис. 23. Эпюры избыточных наружных (1) и внутренних (2) давлений на промежуточную колонну к задаче 4.3

сечении секции (см. рис. 23, кривая 1) $k_{см} = 33,9 : 9 = 3,75$. Так как $p_B : k_{вн} = 44,5 : 1,15 = 38,7$ МПа, то минимально допустимая глубина верхнего сечения второй секции $z_3 = 3580$ м (см. рис. 23, кривая 2).

Длина секции $l_2 = 3975 - 3580 = 395$ м, $G_2 = 60,7 \cdot 9,8 \cdot 395 = 235$ кН.

Для третьей секции необходимы трубы с большей прочностью на разрыв. Составим ее из труб с толщиной стенок 12,7 мм того же качества, для которых $p_B : k_{вн} = 49,7 : 1,15 = 43,2$ МПа.

Допустимая глубина верхнего сечения секции $z_4 = 2390$ м (см. рис. 23, кривая 2). Длина секции $l_3 = 3580 - 2390 = 1190$ м, $G_3 = 66,8 \cdot 9,8 \cdot 1190 = 779$ кН.

Условие прочности на растяжение (4.6) в верхнем сечении секции,

3. Проектируем конструкцию промежуточной колонны.

Нижний участок колонны длиной $4300 - 4225 = 75$ м не имеет смысла выделять в самостоятельную секцию из-за малости; поэтому для первой секции колонны необходимы трубы, для которых [см. формулу (4.4)] при $k_{см} = 1$ $p_{кр} = 35,2$ МПа (см. рис. 23, кривая 1). Выбираем трубы группы прочности К исполнения Б с толщиной стенок 14,2 мм, для которых $p_{кр} = 42,2$ МПа, $p_B = 55,5$ МПа. Коэффициент запаса прочности на смятие в наиболее опасном сечении на глубине 4225 м (см. рис. 23, кривая 1) $k_{см} = 42,2 : 35,2 = 1,2 > 1$ достаточен.

Длина секции $l_1 = 4300 - 3975 = 325$ м, $G_1 = 73,7 \cdot 9,8 \cdot 325 = 235$ кН.

Коэффициент запаса прочности на разрыв в сечении $z = 3975$ м [см. формулу (4.5)] $k_{вн} = 55,5 : 37 = 1,5 > 1,15$ (см. рис. 23, кривая 2) достаточен.

Для второй секции выше глубины 3975 м необходимы трубы, для которых $p_{кр} \approx 10$ МПа, $p_B > 37 \cdot 1,15 = 42,5$ МПа (см. рис. 23). Возьмем поэтому трубы той же группы прочности с толщиной стенок 11,4 мм, для которых $p_{кр} = 33,9$ МПа, $p_B = 44,5$ МПа. Коэффициент запаса прочности на смятие в нижнем сечении

составленной из труб с удлиненной резьбой треугольного профиля, для которых $[P]_{\text{раст}} = 2850 : 1,45 = 1970$ кН (см. табл. 23) .

$$\sum_{i=1}^3 G_i = 235 + 235 + 779 = 1249 \text{ кН} < 1970 \text{ кН}$$

выполняется.

Четвертую секцию составим из труб того же качества с толщиной стенок 14,2 мм, для которых $p_{\text{Б}} : k_{\text{вн}} = 55,5 : 1,15 = 48,3$ МПа, $[P]_{\text{раст}} = 2216$ кН. Допустимая глубина верхнего сечения этой секции с точки зрения прочности на разрыв $z_5 = 1000$ м (см. рис. 23, кривая 2); возможная длина секции $l_4 = 2390 - 1000 = 1390$ м.

Допустимая длина этой же секции [см. формулу (4.40)]

$$l_4 \leq \frac{(2216 - 1249) 10^3}{73,7 \cdot 9,8} = 1340 \text{ м.}$$

Принимаем $l_4 = 1340$ м, вес четвертой секции $G_4 = 967$ кН.

Пятую секцию составим из труб группы прочности Е с толщиной стенок 14,2 мм, для которых $[P]_{\text{раст}} = 2490$ кН.

Допустимая длина пятой секции [см. формулу (4.41)]

$$l_5 = \frac{(2490 - 2216) 10^3}{73,7 \cdot 9,8} = 380 \text{ м.}$$

Вес ее

$$G_5 = 2490 - 2216 = 274 \text{ кН.}$$

Суммарная длина пяти секций

$$\sum_{i=1}^5 l_i = 325 + 395 + 1190 + 1340 + 380 = 3630 \text{ м.}$$

Для шестой секции используем трубы с той же толщиной стенок группы прочности Л, для которых $[P]_{\text{раст}} = 2970$ кН.

Допустимая длина секции

$$l_6 = \frac{(2970 - 2490) 10^3}{73,7 \cdot 9,8} = 665 \text{ м.}$$

Учитывая, что верхний концевой участок может сильно изнашиваться, принимаем длину шестой секции $l_6 = 650$ м, $G_6 = 470$ кН.

Верхнюю секцию длиной $l_7 = 20$ м составим из труб для муфтовых заготовок с толщиной стенок 19 мм той же группы прочности [29].

Рассчитанный вариант конструкции показан в табл. 26.

Вес колонны можно несколько уменьшить, если секции ее, начиная с третьей, комплектовать из менее толстостенных труб с более высоким пределом текучести (2 вариант) или из труб типа ОТГ с трапецеидаль-

Таблица 26

Номер секции	Интервал глубин	Группа прочност-ти	Толщина стенок, мм	Тип труб	Длина секции, м	Вес секции, кН
<i>1 вариант</i>						
1	4300–3975	К	14,2	Муфтовые	325	235
2	3975–3580	К	11,4	с удлинен-	395	235
3	3580–2390	К	12,7	ной тре-	1190	779
4	2390–1050	К	14,2	угольной	1340	967
5	1050–670	Е	14,2	резьбой	380	274
6	670–20	Л	14,2		650	470
7	20–0	Л	19,0		20	20
Итого					4300	2980
<i>2 вариант</i>						
1	4300–3975	К	14,2	Муфтовые	325	235
2	3975–3580	К	11,4	с удлинен-	395	235
3	3580–2800	Е	11,4	ной тре-	780	464
4	2800–450	Л	11,4	угольной	2350	1398
5	450–20	Л	12,7	резьбой	430	282
6	20–0	Л	19,0		20	20
Итого					4300	2634
<i>3 вариант</i>						
1	4300–3975	К	14,2	Муфтовые	325	235
2	3975–3580	К	11,4	с треуголь-	395	235
3	3580–2800	Е	11,4	ной резьбой	780	464
4	2800–20	Л	11,4	ОТТГ	2780	1665
5	20–0	Л	19,0	”	20	20
Итого					4300	2619

ной резьбой (3 вариант). Последний вариант имеет преимущество перед двумя первыми не только из-за меньшего веса, но, — что в условиях данной задачи более важно, — из-за более высокой герметичности резьбовых соединений.

Задача 4.4.

В скважине с проектной глубиной 4300 м необходимо перекрыть интервал 3000–4100 м потайной колонной диаметром 219 мм; последняя по всей длине должна быть зацементирована тампонажным раствором с плотностью 1850 кг/м³. Потайная колонна перекрывает пласт с АВПД в интервале 3900–3950 м, пластовое давление в котором достигает 56 МПа. В остальной части разреза, перекрываемого этой колонной, пластовые давления нормальные ($k_a \approx 1,0$). Проверка герметичности колонны опрессовкой не предусматривается.

При дальнейшем углублении скважины возможно газоводопроявление с глубины 4300 м, где ожидается пластовое давление до 68 МПа. При газоводопроявлении плотность промывочной жидкости в скважине может понизиться с 1600 до 900 кг/м³.

Требуется рассчитать конструкцию потайной колонны.

Решение.

1. Рассчитаем избыточные наружные давления в случае газоводопроявления при открытом устье и при условии, что уровень жидкости в скважине не снижается ($H = 0$).

На глубине $z = 3000$ м у верхнего конца потайной колонны [см. формулу (4.19)]

$$p_{ин} = 0,$$

а по формулам (4.25) и (1.5) при $k_a = 1,0$

$$p_{ин} = 1 \cdot 10^3 \cdot 9,8 \cdot 3000 - 900 \cdot 9,8 \cdot 3000 = 2,9 \text{ МПа.}$$

На глубине $z = 4100$ м у башмака колонны [см. формулу (4.20)]

$$p_{ин. б} = (1850 - 900) (4100 - 3000) 9,8 (1,0 - 0,3) = 7,2 \text{ МПа.}$$

На глубине $z = 3900 - 50 = 3850$ м близ кровли пласта с АВПД [см. формулу (4.19)]

$$p_{ин} = \frac{7,2}{4100 - 3000} (3850 - 3000) = 5,6 \text{ МПа,}$$

в зоне с нормальным пластовым давлением ($k_a = 1,0$) [см. формулы (4.25) и (1.5)]

$$p_{ин} = 1 \cdot 10^3 \cdot 9,8 \cdot 3850 - 900 \cdot 9,8 \cdot 3850 = 3,8 \text{ МПа,}$$

а в зоне АВПД

$$p_{ин} = 56 - 900 \cdot 9,8 \cdot 3850 \cdot 10^{-6} = 22 \text{ МПа.}$$

На глубине $z = 3950 + 50 = 4000$ м близ подошвы пласта с АВПД

$$p_{ин} = 56 - 900 \cdot 9,8 \cdot 4000 \cdot 10^{-6} = 20,7 \text{ МПа.}$$

По наибольшим значениям строим эпюр избыточных наружных давлений (рис. 24, кривая 1).

2. Рассчитаем избыточные внутренние давления.

2.1. После закрытия превентора на устье при газоводопроявлении.

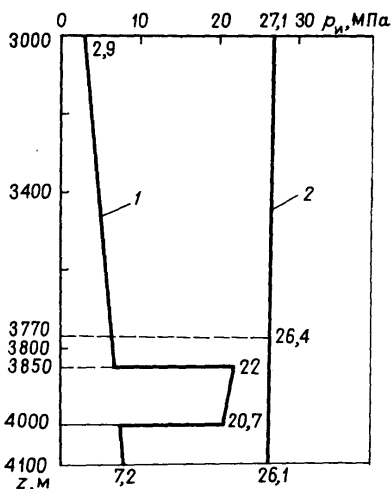


Рис. 24. Эпюры избыточных наружных (1) и внутренних (2) давлений на потайную колонну к задаче 4.4

На глубине $z = 4100$ м у нижнего конца колонны [см. формулу (4.49)]

$$p_{\text{ив.б}} = \left\{ 68 - [900(4300 - 4100 + 3000) + 1850(4100 - 3000)] \times 9,8 \cdot 10^{-6} \right\} (1 - 0,3) = 13,9 \text{ МПа,}$$

а по формуле (4.47) при $k_a = 1,0$

$$p_{\text{ив.б}} = 68 - [900(4300 - 4100) + 1,0 \cdot 10^3 \cdot 4100] 9,8 \cdot 10^{-6} = 26,1 \text{ МПа.}$$

На глубине $z = 3000$ м у верхнего конца колонны, согласно формуле (4.48), $p_{\text{ив}} = 0$, а по формуле (4.47) при $k_a = 1,0$

$$p_{\text{ив}} = 68 - [900(4300 - 3000) + 1,0 \cdot 10^3 \cdot 3000] 9,8 \cdot 10^{-6} = 27,1 \text{ МПа.}$$

2.2. При дальнейшем углублении скважины с использованием утяжеленной промывочной жидкости

на глубине $z = 3000$ м [см. формулу (4.50)] при $k_a = 1,0$

$$p_{\text{ив}} = (1600 - 1,0 \cdot 10^3) 9,8 \cdot 3000 = 17,6 \text{ МПа;}$$

на глубине $z = 4100$ м

$$p_{\text{ив}} = (1600 - 1,0 \cdot 10^3) 9,8 \cdot 4100 = 24,1 \text{ МПа.}$$

По наибольшим значениям строим эпюру избыточных внутренних давлений (см. рис. 24, кривая 2).

3. Рассчитываем конструкцию потайной колонны.

Принимаем коэффициенты запаса прочности $k_{\text{см}} = 1,0$ и $k_{\text{вн}} = 1,15$ (см. § 4.2). Для первой снизу секции колонны, учитывая сопротивляемость смятию, требуются трубы, для которых $p_{\text{кр}} = 1,0 \cdot 7,2 = 7,2$ МПа (см. рис. 24, кривая 1), а с точки зрения прочности на разрыв — трубы, для которых $p_{\text{Б}} > 1,15 \cdot 26,1 = 30$ МПа. Выбираем поэтому трубы группы прочности Д с толщиной стенок 10,2 мм исполнения Б, для которых $p_{\text{кр}} = 19$ МПа, $p_{\text{Б}} = 30,4$ МПа.

Поскольку интервал от башмака потайной колонны до проектной глубины скважины мал, увеличения толщины стенок труб для компенсации потери прочности при износе не предусматриваем.

Длина первой секции (см. рис. 24, кривая 1) $l_1 = 4100 - 4000 = 100$ м, вес ее из труб с удлиненной треугольной резьбой $G_1 = 54,5 \times 9,8 \cdot 100 = 53$ кН.

Для второй секции необходимы трубы, для которых $p_{\text{кр}} \geq 22$ МПа. Выбираем трубы того же качества с толщиной стенок 11,4 мм, для которых $p_{\text{кр}} = 23,4$ МПа, $p_{\text{Б}} = 33,9$ МПа.

Если следующую, третью секцию составить из труб того же качества с толщиной стенок 10,2 мм, для которых $p_{\text{кр}} = 19$ МПа, а $p_{\text{Б}} : k_{\text{вн}} = 30,4 : 1,15 = 26,4$ МПа, то верхнее сечение ее должно быть на глубине $z_4 \geq 3770$ м (см. рис. 24, кривая 2), а длина третьей секции $l_3 = 3850 - 3770 = 80$ м. Устанавливать столь короткую секцию нерационально.

Так как для труб второй секции $p_{\text{Б}} : k_{\text{вн}} = 33,9 : 1,15 = 29,5$ МПа больше максимального избыточного давления у верхнего конца потайной колонны, то возможная длина этой секции $l_2 = 4000 - 3000 = 1000$ м, а $G_2 = 60,7 \cdot 9,8 \cdot 1000 = 595$ кН.

Условие прочности (4.6) в верхнем сечении секции выполняется:

$$53 + 595 = 648 \text{ кН} < 1921 : 1,3 = 1478 \text{ кН.}$$

Если потайную колонну целиком составить из труб того же качества с толщиной стенок 11,4 мм, вес ее увеличится всего на $(60,7 - 54,4) \times 9,8 \cdot 100 = 6$ кН; зато организация работ по спуску колонны в скважину станет проще.

Задача 4.5.

Требуется определить необходимое усилие натяжения эксплуатационной колонны диаметром 140 мм, спущенной в скважину глубиной 5500 м и зацементированной от башмака до глубины 2000 м. Конструкция колонны показана в табл. 27. В незацементированном заколонном пространстве находится промысловая жидкость плотностью 1950 кг/м^3 . Плотность нефти в колонне на начальной стадии эксплуатации скважины

Таблица 27

Номер секции	Интервал глубин, м	Длина секции, м	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Тип труб	$p_{Б/к_{вн}}$, МПа	$[P]_{\text{раст}}$, кН	Вес кН
1	5500–5200	300	М	10,5	Муфтовые с	86,5	–	100
2	5200–5030	170	Л	10,5		75,0	–	57
3	5030–3360	1670	Е	10,5	удлиненной резьбой	63,0	–	558
4	3360–1500	1860	Е	9,2	ОТТГ	55,2	1264	547
5	1500–1100	400	Л	9,2	"	65,5	1382	118
6	1100–430	670	М	9,2	"	76,0	1578	197
7	430–0	430	М	10,5	"	86,5	1813	143
Всего								1720

580 кг/м³, избыточное давление в колонне у устья при закрытой задвижке достигает 55,7 МПа. Пластовая температура на глубине 5500 м достигает 130 °С, средний геотермический градиент площади 0,021 К/м. Коэффициент линейного расширения материала труб $\alpha_t = 12 \cdot 10^{-6} \text{ K}^{-1}$, модуль упругости $E = 2 \cdot 10^{11} \text{ Па}$. При расчете можно принять температуру во время обвязки устья скважины равной геостатической.

Решение.

1. Вес свободного участка колонны (см. табл. 27)

$$G_0 = 143 + 197 + 118 + 547 (2000 - 1500)/1860 = 605 \text{ кН.}$$

2. Средневзвешенная площадь сечения тела труб свободного участка [см. формулу (4.53) и табл. 27].

$$F = \frac{0,785 [(0,1397^2 - 0,1187^2)430 + (0,1397^2 - 0,1213^2) (2000 - 430)]}{2000} = 3,87 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2.$$

3. Средневзвешенное значение внутреннего диаметра свободного участка [см. формулу (4.54)]

$$d = \sqrt{0,1397^2 - 4 \cdot 3,87 \cdot 10^{-3}/3,14} = 0,1208 \text{ м.}$$

4. Определим средние температуры свободного участка колонны при обвязке и в начальный период эксплуатации.

Поскольку в условиях задачи о температурном режиме в скважине в период обвязки устья информации не имеется, примем распределение

температур геостатическим. Тогда средняя температура свободного участка при обвязке [см. формулу (1.29)] при $z = 1000$ м

$$T_1 = 130 - 0,021 (5500 - 1000) = 36 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Температура у устья в начальный период эксплуатации [см. формулу (1.46)]

$$T_y \approx 0,65 \cdot 130 = 85 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Среднюю температуру свободного участка колонны в тот же период найдем способом интерполяции

$$T_2 = 130 - (130 - 85) (5500 - 1000)/5500 = 93 \text{ }^\circ\text{C}.$$

5. Усилие натяжения колонны [см. формулы (4.51)–(4.52)]

$$P_H \geq \begin{cases} 605 \text{ кН;} \\ 605 - [12 \cdot 10^{-6} \cdot 2 \cdot 10^{11} \cdot 3,87 \cdot 10^{-3} (36 - 93) - 0,31 \cdot 55,7 \times \\ \times 10^6 \cdot 0,1208^2 + 0,655 \cdot 9,8 \cdot 2000 (1950 \cdot 0,1397^2 - \\ - 580 \cdot 0,1208^2)] \times 10^{-3} = 006 \text{ кН.} \end{cases}$$

Принимаем усилие натяжения $P_H = 1300$ кН.

6. Проверим, будут ли соблюдаться условия прочности свободного участка после натяжения. Полагаем, что после освоения скважина длительное время простаивает при закрытом устье с $p_y = 55,7$ МПа, температура по длине ее выравнивается с геостатической, т.е. $T_1 - T_2 = 0$.

В верхнем сечении ($G'_0 = 0$) устьевой секции, составленной из труб ОТТГ с толщиной стенок 10,5 мм группы прочности М, условия (4.55) и (4.56) выполняются

$$1813 \text{ кН} > \begin{cases} 1300 \text{ кН;} \\ 1300 + [0,47 \cdot 55,7 \cdot 10^6 \cdot 0,1208^2 - 0,235 \cdot 9,8 \cdot 2000 \times \\ \times (0,1397^2 \cdot 1950 - 0,1208^2 \cdot 580)] 10^{-3} = 1545 \text{ кН.} \end{cases}$$

В верхнем сечении второй сверху секции на глубине $z = 430$ м условия (4.55) и (4.56) выполняются

$$1578 \text{ кН} > \begin{cases} 1300 - 143 = 1157 \text{ кН;} \\ 1545 - 143 = 1402 \text{ кН.} \end{cases}$$

Аналогичные расчеты для других сечений показывают, что условия прочности соблюдаются всюду.

§ 4.6. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ОБСАДНЫХ КОЛОНН, ПРИМЕНЯЕМАЯ ЗА РУБЕЖОМ [31]

При расчетах обсадных колонн не учитывают наличие цементной оболочки в заколонном пространстве. Поэтому некоторое упрочняющее влияние ее повышает расчетные коэффициенты запаса прочности на смятие и на разрыв. Коэффициент запаса прочности на смятие $k_{см}$ для труб, изготавливаемых зарубежными фирмами, принимают обычно от 0,85 до 1,125, на разрыв — $k_{вн} = 1,1$, а на растяжение $k_{пр} = 1,6 \div 1,8$.

Избыточное наружное давление. Наружное давление на любое сечение колонны рассчитывают по формуле (4.11), наименьшее внутреннее — по уравнению (4.14), а избыточное наружное — по равенству (4.18); на участках против неустойчивых пород, склонных к выпучиванию, избыточное давление рассчитывают по формуле (4.23).

При расчете эксплуатационных колонн в разведочных, газовых и очень часто нефтяных добывающих скважинах исходят из возможности полного опорожнения при испытании или эксплуатации; поэтому в формулах (4.18) и (4.23) полагают $\rho_{ж} = 0$. Так же поступают при расчете кондукторов и промежуточных колонн, хотя нередко при расчете длинных промежуточных колонн в указанные формулы вместо $\rho_{ж}$ подставляют плотность той промывочной жидкости, которая должна применяться при дальнейшем углублении скважины, а вместо H — наибольшую глубину снижения уровня этой жидкости при поглощении.

Для того, чтобы свести к минимуму опасность заколонных переток углеводородов и возникновения аномально высоких наружных давлений на колонну в верхней части скважины, на участок рассматриваемой колонны несколько выше кровли нефтяной или газовой залежи устанавливают наружный пакер.

Избыточное внутреннее давление. При расчете всех колонн за наименьшее наружное давление на колонну принимают давление столба соленой воды с плотностью $\rho_{св} = 1070 \text{ кг/м}^3$

$$p_H = \rho_{св} g z. \quad (4.57)$$

Если для эксплуатации скважины в эксплуатационную колонну должны быть спущены насосно-компрессорные трубы НКТ с пакером у нижнего конца, то наибольшее внутреннее давление может возникнуть в случае утечек газа в межтрубное пространство из-за негерметичности резьбовых соединений НКТ

$$p_B = p_y + \rho_{п.ж} g z; \quad (4.58)$$

при отсутствии же пакера на НКТ

$$p_B = p_{пл} - \Delta p_{\phi} (z_{пл} - z), \quad (4.59)$$

где p_y — наибольшее давление в межтрубном пространстве у устья, Па; $\rho_{п.ж}$ — плотность пакерной жидкости, кг/м³; часто $\rho_{п.ж} \approx \rho_{п}$; Δp_{ϕ} — градиент статического давления столба пластовой жидкости, Па/м; в разведочных, газовых и нефтяных добывающих скважинах с большим газовым фактором такой жидкостью считают газ и принимают $\Delta p_{\phi} \approx 2,25$ кПа/м.

Таким образом, избыточные внутренние давления на эксплуатационную колонну при наличии пакера на НКТ рассчитывают по формуле

$$p_{ив} = p_y + (\rho_{п.ж} - \rho_{с.в})gz, \quad (4.60)$$

а при отсутствии пакера

$$p_{ив} = p_{пл} - \Delta p_{\phi}(z_{пл} - z) - \rho_{св}gz. \quad (4.61)$$

При расчете промежуточных колонн и кондукторов за наибольшее внутреннее обычно принимают то давление, которое возникнет в случае полного замещения промывочной жидкости при выбросе пластовыми углеводородами (как наиболее опасный случай — газом) и закрытия превентора

$$p_v = p_{пл} - \Delta p_{\phi}(z_{пл} - z), \quad (4.62)$$

где $p_{пл}$ — пластовое давление в объекте, расположенном ниже башмака рассматриваемой колонны, из которого возможно газонефтепроявление, Па; $z_{пл}$ — глубина этого объекта, м.

В случае длинных промежуточных колонн рекомендуется при расчете исходить из возможности частичного (обычно — 50 %-го) вытеснения промывочной жидкости газом. В этом случае в интервале от башмака промежуточной колонны на глубине $z_{пр}$ до глубины $z = 0,5z_{пр}$, заполненном промывочной жидкостью,

$$p_v = p_{пл} - \rho_{у.п}g(z_{пл} - z), \quad (4.63)$$

а выше на участке, заполненном газом,

$$p_v = p_{пл} - \rho_{у.п}g(z_{пл} - 0,5z_{пр}) - \Delta p_{\phi}(0,5z_{пр} - z), \quad (4.64)$$

где $\rho_{у.п}$ — плотность промывочной жидкости, которая должна применяться при углублении скважины ниже башмака данной колонны, кг/м³.

Следовательно, избыточное внутреннее давление в промежуточной колонне

$$a) \text{ при полном выбросе промывочной жидкости} \\ p_{ив} = p_{пл} - \Delta p_{\phi}(z_{пл} - z) - \rho_{св}gz; \quad (4.65)$$

б) при частичном выбросе — ниже глубины $z = 0,5 z_{\text{пр}}$

$$p_{\text{ив}} = p_{\text{пл}} - \rho_{\text{у.п}} g (z_{\text{пл}} - z) - \rho_{\text{св}} g z, \quad (4.66)$$

а при $z < 0,5 \cdot z_{\text{пр}}$

$$p_{\text{ив}} = p_{\text{пл}} - \rho_{\text{у.п}} g (z_{\text{пл}} - 0,5 z_{\text{пр}}) - \Delta p_{\text{ф}} (0,5 z_{\text{пр}} - z) - \rho_{\text{св}} g z. \quad (4.67)$$

Последовательность расчета.

1. По формулам (4.18) и (4.23) рассчитывают избыточные наружные давления, по формулам (4.60)–(4.61) или (4.65)–(4.67) — в зависимости от вида обсадной колонны — избыточные внутренние давления и строят соответствующие эпюры.

2. По справочникам [14, 29] выбирают группу прочности и толщину стенок обсадных труб заданного диаметра с таким расчетом, чтобы выполнялось условие прочности (4.4) в сечении у башмака колонны (для труб, изготавливаемых зарубежными фирмами, — при $k_{\text{см}} \geq 0,85$).

3. По тем же справочникам выбирают трубы с несколько меньшим значением $p''_{\text{см}}$, наносят его на эпюру избыточных наружных давлений и определяют глубину z_2 , на которой выполняется условие (4.4).

4. По справочнику находят значение p'_B для труб первой секции, наносят на эпюру избыточных внутренних давлений значение $p'_B : k_{\text{вн}}$ и находят допустимую глубину z'_1 верхнего сечения участка колонны из таких труб, на которой соблюдается условие прочности (4.5).

5. Если $z_2 > z'_1$, то вычисляют высоту первой секции по формуле (4.35) и ее вес.

6. По справочнику находят наименьшую разрушающую нагрузку для труб второй секции $P_{\text{раз}(i+1)}$, вычисляют отношение σ_z / σ_T в нижнем сечении второй секции

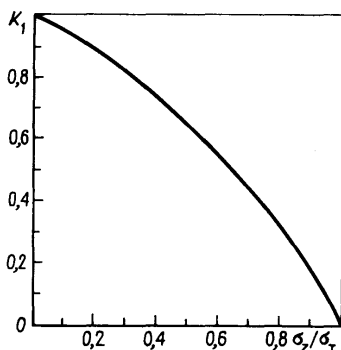
$$\sigma_z / \sigma_T = (P_{\text{ос}})_i (1 - \rho_{\text{п}} / \rho_{\text{м}}) / P_{\text{раз}(i+1)}, \quad (4.68)$$

находят по рис. 25 коэффициент уменьшения сопротивляемости смятию k_1 при двухосном нагружении и проверяют, выполняется ли условие (4.4) при подстановке в него вместо $p_{\text{см}}$ значения $k_1 \cdot p''_{\text{см}}$ и $k_{\text{см}} = 0,85$.

В формуле (4.68) $\rho_{\text{м}} = 7850 \text{ кг/м}^3$ — плотность материала труб; $(P_{\text{ос}})_i$ — вес первой секции колонны, Н.

7. Если же условие (4.4) в нижнем сечении второй секции не выполняется, то увеличивают длину первой секции так, чтобы в нижнем сечении второй секции условие (4.4) с учетом двухосного нагружения выполнялось при $k_{\text{см}} \geq 0,85$. Затем проверяют, выполняется ли условие (4.6) в верхнем сечении первой секции.

Рис. 25. Зависимость коэффициента уменьшения сопротивляемости смятию k_1 труб от относительной величины напряжений осевого растяжения



8. При выполнении условий (4.4) и (4.6) по справочнику выбирают трубы, для которых $p'''_{см} < p''_{см}$ наносят на эпюр избыточных наружных давлений $p'''_{см}$ и определяют по нему глубину z_3 , при которой выполняется условие (4.4) без учета двухосного нагружения. На эпюр избыточных внутренних давлений наносят значение $p''_Б/k_{вн}$ и находят глубину z'_2 верхнего сечения того участка колонны из таких труб, на которой выполняется условие (4.5).

Если $z_3 > z'_2$, то рассчитывают вторую секцию колонны так, как пояснено в п.п. 5–7.

9. При $z_3 < z'_2$ находят высоту второй секции

$$h_2 = z_2 - z'_2, \quad (4.69)$$

вычисляют по формуле (4.68) отношение σ_z/σ_T в нижнем сечении третьей секции и проверяют с учетом двухосного нагружения, соблюдается ли в нем условие прочности (4.4) при $k_{см} \geq 0,85$; в случае необходимости увеличивают длину второй секции и проверяют, выполняется ли условие (4.6) в верхнем сечении второй секции (см. п. 7).

10. Если условие (4.6) выполняется, то третью секцию составляют из труб, для которых $p'''_Б > p''_Б$. На эпюр избыточных внутренних давлений наносят значение $p_Б/k_{вн}$, находят z'_3 , на которой выполняется условие (4.5), и высоту третьей секции.

11. Вычисляют по формуле (4.3) сумму осевых сил, действующих на верхнее сечение третьей секции, и проверяют, выполняется ли условие прочности (4.6); в случае вертикальных скважин принимают $P_c = 0$, а в случае, если рассматриваемое сечение при спуске колонны в скважину должно проходить через участок ствола со значительной интенсивностью искривления, вместо P_c подставляют силу $P_{изг}$, обусловленную изгибом

$$P_{изг} = 8,73 \cdot 10^{-3} E d_n q_i i_0 / \rho_M. \quad (4.70)$$

12. Если условие прочности (4.6) соблюдается, то для четвертой секции колонны выбирают трубы, для которых $p_B^{IV} > p_B'''$, и выполняют расчеты, указанные в п.п. 10 и 11.

Если же условие (4.6) не выполняется, то длину четвертой секции для вертикальной скважины рассчитывают по формуле (4.40), а для наклонной или искривленной

$$l_k = ([P]_{\text{раст. } k} - \sum_{i=1}^{k-1} q_i l_i g - P_{\text{изг}}) / (q_k g). \quad (4.71)$$

Длины $(k + 1)$ -й и вышерасположенных секций колонны из еще более прочных труб рассчитывают по формуле (4.41).

13. Обсадную колонну рекомендуется также проверять на прочность при растяжении с учетом дополнительной растягивающей силы, которая возникает при опрессовке после ОЗЦ

$$\sum q_i l_i g (1 - \rho_{\text{п}} / \rho_{\text{м}}) + 0,785 d^2 p_{\text{оп}} \leq [P]_{\text{раст.}} \quad (4.72)$$

Опрессовочное давление $p_{\text{оп}}$ за рубежом обычно принимают примерно равным 60 % значения p_B для наименее прочных труб в колонне

$$p_{\text{оп}} = 0,6 (p_B)_{\text{min}}. \quad (4.73)$$

Если условие (4.72) не выполняется, то рекомендуется уменьшить опрессовочное давление до величины

$$p_{\text{оп}} \leq \left\{ [P]_{\text{раст. } k} - \sum_{i=1}^k q_i l_i g (1 - \rho_{\text{п}} / \rho_{\text{м}}) \right\} / (0,785 d^2), \quad (4.74)$$

где $[P]_{\text{раст. } k}$ — допустимая растягивающая нагрузка для наименее прочных труб в колонне, Н.

14. При расчете кондуктора учитывают, что на нем должны быть подвешены все последующие обсадные колонны (кроме потайных колонн и нижних участков тех колонн, которые спускают в несколько приемов); поэтому кондуктор проверяют также на прочность при осевом сжатии. Условие прочности на сжатие:

$$G_{\text{сж}} \leq [P]_{\text{сж}}, \quad (4.75)$$

где $G_{\text{сж}}$ — та часть общего веса последующих обсадных колонн, которая передается на кондуктор, Н; за рубежом обычно принимают

$$G_{\text{сж}} = \sum G_k (1 - \rho_{\text{св}} / \rho_{\text{м}}); \quad (4.76)$$

$[P]_{\text{сж}}$ — допустимая сжимающая нагрузка для труб кондуктора, Н;

можно принимать $[P]_{сж} \approx [P]_{раст}$; ΣG_k — вес в воздухе всех колонн, подвешенных на кондукторе, Н.

Если условие (4.75) не выполняется, то необходимо уменьшить сжимающую нагрузку на кондуктор, передав часть веса последующих колонн на цементный камень при подвеске их в колонной головке, или увеличить прочность кондуктора.

§ 4.7. ПРИМЕРЫ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ ПО ЗАРУБЕЖНОЙ МЕТОДИКЕ

Задача 4.6.

На одной из площадей нужно пробурить разведочную скважину, конструкция которой показана на рис. 26. Градиенты пластовых давлений до глубины 1200 м не превышают 10,5 кПа/м, до глубины 3000 м — 12 кПа/м, в интервале 3000 — 4000 м изменяются от 11 до 12 кПа/м; ниже ожидается увеличение градиента до 15 кПа/м. Для бурения скважины планируется использовать промывочные жидкости до глубины 1000 м — плотностью 1150 кг/м³, до глубины 3000 м — плотностью 1250 кг/м³, до глубины 4000 м — плотностью от 1150 до 1300 кг/м³, а в нижнем интервале — плотностью до 1600 кг/м³.

При бурении скважины в интервале 3000 — 3200 м возможны поглощения промывочной жидкости, в интервале 1500 — 2800 м водогазопрооявления, в интервале 3700—3900 м водопроявление, а ниже до глубины 4000 м газонефтепроявления.

По опыту бурения предыдущих скважин, интенсивность искривления ствола в интервале 3300—3700 м может достигать 0,1 градус/м, в остальных участках она пренебрежимо мала.

Требуется рассчитать конструкцию эксплуатационной обсадной колонны диаметром 168 мм.

Решение.

1. Для предотвращения заколонных перетоков углеводородов на эксплуатационной колонне необходимо установить наружный пакер выше кровли верхнего горизонта с АВПД, но не выше глубины 3950 м. Место установки пакера должно быть уточнено по данным геофизических исследований по окончании бурения скважины.

2. Наружные избыточные давления на эксплуатационную колонну при полном опорожнении ее [см. формулу (4.18)] у устья $p_{ин} = 0$; у башмака $p_{ин} = 1600 \cdot 4950 \cdot 9,8 = 77,6$ МПа.

По этим данным строим эпюр избыточных наружных давлений (рис. 27, а).

3. Избыточные внутренние давления в колонне рассчитываем по формуле (4.61), полагая, что в колонну будут спущены НКТ без пакера и пластовой жидкостью является газ, градиент статического давления столба которого $\Delta p_{\phi} = 2,25$ кПа/м.

На глубине $z = z_{пл} = 4950$ м

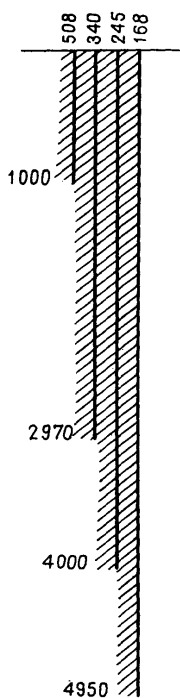


Рис. 26. Конструкция разведочной скважины к задаче 4.6

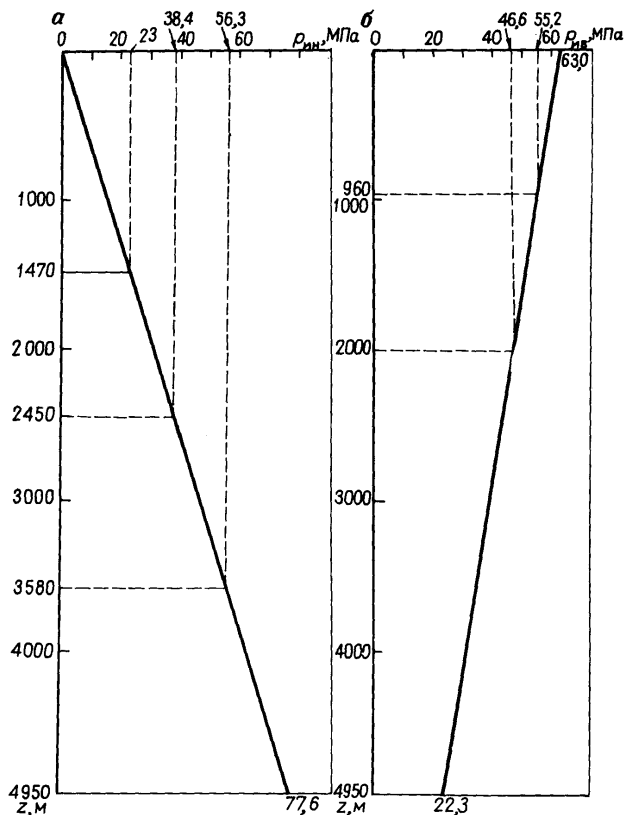


Рис. 27. Эпюры избыточных наружных (а) и внутренних (б) давлений на эксплуатационную колонну к задаче 4.6

$$p_{ив} = 15 \cdot 10^3 \cdot 4950 - 1070 \cdot 9,8 \cdot 4950 = 22,3 \text{ МПа,}$$

у устья ($z = 0$)

$$p_{ив} = 15 \cdot 10^3 \cdot 4950 - 2,25 \cdot 10^3 \cdot 4950 = 63 \text{ МПа.}$$

По этим данным строим эпюру избыточных внутренних давлений (рис. 27, б).

4. Поскольку скважина разведочная, пластовой жидкостью в продуктивных объектах может оказаться газ, а избыточное давление в колонне у устья высокое, выбираем для эксплуатационной колонны обсадные трубы Экстрем-Лайн с повышенной герметичностью соединений.

5. Так как наибольшее избыточное наружное давление у башмака колонны $p_{\text{ин}} = 77,6$ МПа, по справочнику [29, табл. 16.4] находим, что при $k_{\text{см}} \geq 0,85$ для нижней секции можно использовать обсадные трубы группы прочности N-80 с толщиной стенок 12,06 мм, для которых $p_{\text{см}} = 71,2$ МПа. Тогда в нижнем сечении секции $k_{\text{см}} = 71,2 : 77,6 = 0,92 > 0,85$.

По тому же справочнику находим значения $p_{\text{см}}$ для труб той же группы прочности, но с толщиной стенок 10,59 мм ($p_{\text{см}} = 56,3$ МПа) и 8,94 мм ($p_{\text{см}} = 38,4$ МПа); принимаем для секций из этих труб $k_{\text{см}} = 1$, наносим значения $p_{\text{см}}/k_{\text{см}}$ на график (рис. 27, а) и определяем по нему допустимые глубины спуска секций из этих труб с точки зрения сопротивляемости смятию без учета двухосного нагружения соответственно 3580 м и 2450 м.

6. Находим по тому же справочнику для труб N-80 с толщиной стенок 12,06 мм $p_{\text{Б}} = 69,2$ МПа, с толщиной 10,59 мм $p_{\text{Б}} = 60,7$ МПа, с толщиной 8,94 мм $p_{\text{Б}} = 51,3$ МПа; вычисляем значения $p_{\text{Б}}/k_{\text{вн}}$ при $k_{\text{вн}} = 1,1$ (соответственно 63, 55,2 и 46,6 МПа), наносим их на график (рис. 27, б) и находим допустимые глубины верхних сечений секций из труб с толщиной 8,94 мм — $z_3' = 2000$ м, с толщиной 10,59 мм — $z_2' = 960$ м, с толщиной 12,06 мм — $z_1' = 0$.

7. Найдем длину первой снизу секции колонны.

Так как $z_2 = 3580$ м $> z_1' = 0$ м, то условие прочности (4.5) на глубине 3580 м выполняется; поэтому высота секции $h_1 = 4950 - 3580 = 1370$ м, вес ее [29, табл. 16.4]

$$G_1 = 46,47 \cdot 1370 \cdot 9,8 = 624 \text{ кН.}$$

По условию задачи, в интервале 3300 — 3700 м возможно искривление скважины с интенсивностью до 0,1 градус/м. Проверим, будет ли соблюдаться условие прочности (4.6) при спуске секции через искривленный участок скважины.

Сила, обусловленная изгибом колонны при спуске в скважину, [см. формулу (4.70)]

$$P_{\text{изг}} = 8,73 \cdot 10^{-3} \cdot 2,1 \cdot 10^{11} \cdot 0,168 \cdot 46,47 \cdot 0,1/7850 = 182 \text{ кН.}$$

Так как разрушающая нагрузка для труб первой секции $P_{\text{раз}} = 3358$ кН [29, табл. 16.12], то коэффициент запаса прочности при растяжении [см. формулу (4.8)]

$$k_{\text{пр}} = 3358/(624 + 182) = 4,17 > 1,8 \text{ достаточен.}$$

8. Вторую секцию составим из труб того же качества с толщиной стенок 10,59 мм, для которых $P_{\text{раз}} = 3034$ кН. По формуле (4.68) в нижнем сечении второй секции $\sigma_z'/\sigma_T = 624 (1 - 1600/7850)/3034 =$

$= 0,16$. При $\sigma_z/\sigma_T = 0,16$ коэффициент уменьшения сопротивляемости смятию $k_1 = 0,9$ (см. рис. 25). Поэтому коэффициент запаса прочности на смятие в рассматриваемом сечении с учетом двухосного нагружения [см. формулу (4.4)]

$$k_{см} = 0,9 \cdot 56,3/56,3 = 0,9 > 0,85,$$

т.е. достаточен.

9. Так как $z_3 = 2450 \text{ м} > z_2' = 960 \text{ м}$, то возможная длина второй секции $h_2 = 3580 - 2450 = 1130 \text{ м}$, вес ее $G_2 = 41,18 \cdot 1130 \cdot 9,8 = 456 \text{ кН}$.

Проверим, будет ли выполняться условие прочности (4.6) в сечении на глубине $z = 3300 \text{ м}$ в интервале искривления.

Сила, обусловленная изгибом [см. формулу (4.70)]

$$P_{изг} = 8,73 \cdot 10^{-3} \cdot 2,1 \cdot 10^{11} \cdot 0,168 \cdot 41,18 \cdot 0,1/7850 = 162 \text{ кН}.$$

Вес нижерасположенного участка

$$G = 624 + 41,18 (3580 - 3300) 9,8 \cdot 10^{-3} = 737 \text{ кН}.$$

Коэффициент запаса прочности при растяжении

$$k_{пр} = 3034/(737 + 162) = 3,37 > 1,8,$$

т.е. достаточен.

Проверим, будет ли соблюдаться условие (4.4) с учетом двухосного нагружения на той же глубине

$$\sigma_z/\sigma_T = (737 + 162)(1 - 1600/7850)/3034 = 0,24.$$

Коэффициент уменьшения сопротивляемости смятию при этом $k_1 = 0,86$ (см. рис. 25). Коэффициент запаса прочности на смятие [см. рис. 27, а и формулу (4.4)]

$$k_{см} = 0,86 \cdot 56,3/52 = 0,93 > 0,85,$$

т.е. достаточен.

Проверим, будет ли выполняться условие (4.4) с учетом двухосного нагружения в нижнем сечении третьей секции из труб группы N-80 с толщиной стенок 8,94 мм на глубине 2450 м. Для этих труб $P_{раз} = 2834 \text{ кН}$.

По формуле (4.68)

$$\sigma_z/\sigma_T = (624 + 456)(1 - 1600/7850)/2834 = 0,3.$$

В этом случае $k_1 = 0,82$ (см. рис. 25), а коэффициент запаса прочности на смятие в рассматриваемом сечении [см. формулу (4.4)] $k_{см} =$

$= 0,82 \cdot 38,4/38,4 = 0,82 < 0,85$ недостаточен.

Увеличим длину второй секции до $h_2 = 1300$ м. Тогда вес ее будет $G_2 = 456 \cdot 1300/1130 = 525$ кН. В нижнем сечении третьей секции

$$\sigma_z / \sigma_T = (624 + 525)(1 - 1600/7850)/2834 = 0,32,$$

$k_1 = 0,8$, а коэффициент запаса прочности на смятие (см. рис. 27, а).
 $k_{см} = 0,8 \cdot 38,4/36 = 0,85$ достаточен.

10. Верхнее сечение третьей секции должно быть расположено не выше глубины 2000 м (см. рис. 27, б). Следовательно, длина секции [см. формулу (4.69)] $h_3 = 2280 - 2000 = 280$ м, вес ее $G_3 = 35,27 \cdot 280 \cdot 9,8 = 97$ кН [29, табл. 16.4 и 16.12].

Проверим, будет ли выполняться в верхнем сечении этой секции условие прочности (4.6). Так как эта секция находится в вертикальном участке скважины, то $P_c = 0$ и при запасе прочности $k_{пр} = 1,8$

$$P_{oc} = 624 + 525 + 97 = 1246 \text{ кН} < 2834 : 1,8 = 1574 \text{ кН},$$

т.е. условие (4.6) выполняется.

11. Для четвертой секции используем трубы того же качества с толщиной стенок 10,59 мм. Эта секция с точки зрения прочности на разрыв и смятие может быть расположена в интервале от 2000 м до 960 м (см. рис. 27, б). Вес секции $G_4 = 41,18 (2000 - 960) 9,8 = 420$ кН. Условие прочности при растяжении (4.6) в верхнем сечении на глубине 960 м

$$P_{oc} = 1246 + 420 = 1666 \text{ кН} < 3034 : 1,8 = 1685 \text{ кН}$$

выполняется.

12. Пятую секцию составим из труб того же качества с толщиной стенок 12,06 мм, для которых $P_{раз} = 3358$ кН. Найдем допустимую длину этой секции по формуле (4.71) при $k_{пр} = 1,8$

$$h_5 = (3358 : 1,8 - 1666) 10^3 / (46,47 \cdot 9,8) = 440 \text{ м}.$$

13. Для шестой секции используем трубы Экстрем-Лайн с толщиной стенок 12,06 мм группы прочности С-95, для которых $P_{раз} = 3527$ кН. Длина этой секции [см. формулу (4.41)]

$$h_6 = (3527 - 3358) 10^3 / (1,8 \cdot 46,47 \cdot 9,8) = 200 \text{ м}.$$

14. Для седьмой секции можно использовать трубы с толщиной стенок 10,59 мм группы прочности Р-110, для которых $P_{раз} = 3790$ кН. Возможная длина этой секции

$$h_7 = (3790 - 3527) 10^3 / (1,8 \cdot 41,18 \cdot 9,8) = 360 \text{ м}.$$

Необходимая длина секции $h_7 = 960 - 440 - 200 = 320$ м.

15. Общий вес колонны

$$G_K = 3527/1,8 + 41,18 \cdot 320 \cdot 9,8 \cdot 10^{-3} = 2090 \text{ кН.}$$

16. Проверим, выполняется ли условие прочности (4.72) при опрессовке колонны. Наименее прочная – третья секция, для которой $p_B = 51,3$ МПа, поэтому опрессовочное давление [см. формулу (4.73)]

$$p_{оп} = 0,6 \cdot 51,3 = 20 \text{ МПа.}$$

Тогда в верхнем сечении третьей секции

$$(624 + 525 + 96) 10^3 (1 - 1600/7850) + 0,785 \cdot 0,1504^2 \cdot 20 \cdot 10^6 = 1346 \text{ кН} < 1574 \text{ кН,}$$

т.е. условие прочности выполняется.

Аналогично, используя трубы с иными прочностными характеристиками, можно рассчитать другие варианты конструкции колонны.

Задача 4.7.

Рассчитать конструкцию промежуточной колонны диаметром 245 мм для условий предыдущей задачи.

Решение.

1. Для того, чтобы уменьшить опасность прорыва газа в заколонное пространство в случае газонефтепроявлений при разбурировании интервала 4000–4950 м, предусматриваем установку наружного пакера на обсадной колонне близ башмака ее.

2. Избыточные наружные давления в случае полного опорожнения колонны [см. формулу (4.18)]

$$\text{у устья } p_{ин} = 0; \text{ а}$$

$$\text{на глубине 4000 м } p_{ин} = 1300 \cdot 4000 \cdot 9,8 = 51 \text{ МПа.}$$

Строим эпюр (рис. 28, а).

3. Избыточные внутренние давления [см. формулу (4.65)]

на глубине 4000 м

$$p_{ив} = 15 \cdot 10^3 \cdot 4950 - 2,25 \cdot 10^3 (4950 - 4000) - 1070 \cdot 9,8 \cdot 4000 = 30 \text{ МПа;}$$

у устья

$$p_{ив} = 15 \cdot 10^3 \cdot 4950 - 2,25 \cdot 10^3 \cdot 4950 = 63 \text{ МПа.}$$

Строим эпюр (рис. 28, б).

4. Поскольку избыточное внутреннее давление у устья достигает 63 МПа, выбираем трубы типа Экстрем-Лайн с повышенной герметичностью соединений.

5. Поскольку наибольшее избыточное наружное давление равно 51 МПа, то нижнюю секцию составим из труб группы прочности С-95

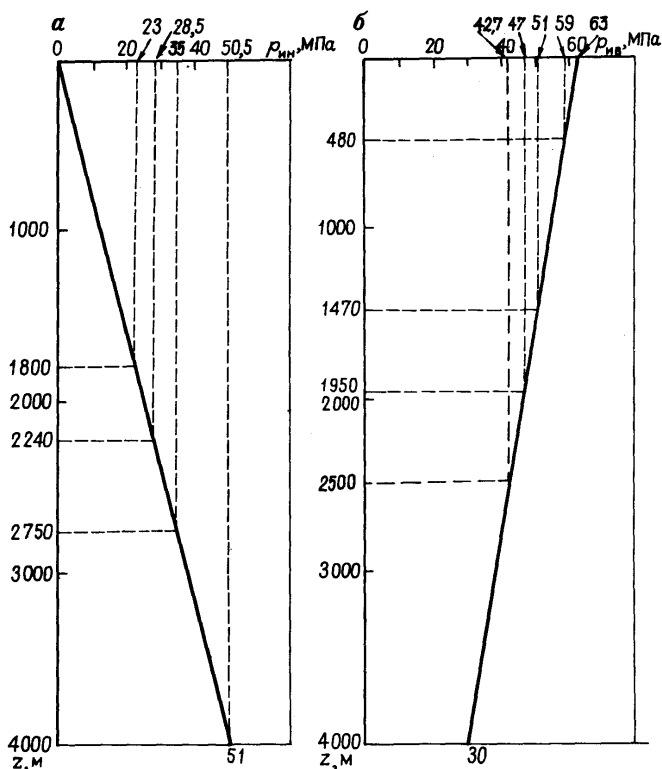


Рис. 28. Эпюры избыточных наружных (а) и внутренних (б) давлений на промежуточную колонну диаметром 245 мм к задаче 4.7

с толщиной стенок 13,84 мм. По справочнику [42, табл. 16.4 и 16.12] находим значения прочностных характеристик труб данной группы, рассчитываем значения $p_{см}/k_{см}$ и $p_{вн}/k_{вн}$ при $k_{см} = 1,0$ и $k_{вн} = 1,1$ (табл. 28) и наносим их на рис. 28. По эпюру рис. 28, а определяем глубину z_i нижнего сечения, а по эпюру рис. 28, б – глубину верхнего сечения z'_i участка колонны, в котором могут быть использованы трубы с данной прочностной характеристикой (без учета влияния двухосного нагружения). Значения глубин z_i и z'_i для выбранных труб занесены в табл. 28.

6. Коэффициент запаса прочности на смятие в нижнем сечении первой секции [см. формулу (4.4)]

$$k_{см} = 50,5/51 = 0,99 > 0,85,$$

т. е. достаточен.

Таблица 28

Толщина стенки, мм	$P_{см}'$, МПа	P_B , МПа	$P_{раз}'$, кН	$P_B/k_{вн}'$, МПа	z_i , м, не более	z_i' , м, не менее
13,84	50,5	64,9	5769	59	3960	480
11,99	35,0	56,2	5075	51	2750	1470
11,05	28,5	51,8	4795	47	2240	1950
10,03	23,0	47,0	4795	42,7	1800	2500

7. Проверим, выполняется ли условие прочности на смятие с учетом двухосного нагружения в нижнем сечении второй секции из труб с толщиной 11,99 мм на глубине 2750 м.

Высота первой секции $h_1 = 4000 - 2750 = 1250$ м, вес секции $G_1 = 78,72 \cdot 1250 \cdot 9,8 = 964$ кН.

По формуле (4.68)

$$\sigma_z / \sigma_T = 964 (1 - 1300/7850) / 5075 = 0,16.$$

Коэффициент уменьшения сопротивляемости смятию при двухосном нагружении при этом $k_1 = 0,91$ (см. рис. 25). Коэффициент запаса прочности на смятие в нижнем сечении второй секции [см. формулу (4.4) и рис. 28, а]

$$k_{см} = 0,91 \cdot 35 / 35 = 0,91 > 0,85,$$

т.е. достаточен.

8. Проверим, выполняется ли условие прочности на смятие с учетом двухосного нагружения в нижнем сечении третьей секции из труб с толщиной 11,05 мм на глубине 2240 м.

Высота второй секции $h_2 = 2750 - 2240 = 510$ м; вес ее $G_2 = 68,83 \cdot 510 \cdot 9,8 = 344$ кН.

По формуле (4.68)

$$\sigma_z / \sigma_T = (964 + 344) (1 - 1300/7850) / 4795 = 0,23,$$

поэтому $k_1 = 0,87$ (см. рис. 25).

Коэффициент запаса прочности в рассматриваемом сечении с учетом двухосного нагружения $k_{см} = 0,87 > 0,85$ достаточен.

9. Для четвертой секции, с точки зрения сопротивляемости смятию можно использовать трубы группы С-95 с толщиной стенок 10,03 мм (см. рис. 28, а и табл. 28). С точки же зрения прочности на разрыв такие трубы могут быть установлены лишь ниже глубины 2500 м (см. рис. 28, б и табл. 4.9). Третью секцию из труб с толщиной стенок

11,05 мм поэтому разместим в интервале от 2240 до 1950 м, выше же требуются трубы с большей прочностью на разрыв.

Высота третьей секции $h_3 = 2240 - 1950 = 290$ м; вес ее $G_3 = 63,85 \cdot 290 \cdot 9,8 = 181$ кН.

Условие прочности (4.6) в верхнем сечении этой секции

$$P_{oc} = 964 + 344 + 181 = 1489 \text{ кН} < 4795 : 1,8 = 2264 \text{ кН}$$

выполняется.

10. Четвертую секцию составим из труб того же качества с толщиной стенок 11,99 мм. Высота этой секции $h_4 = 1950 - 1470 = 480$ м (см. рис. 28, б); вес $G_4 = 68,83 \cdot 480 \cdot 9,8 = 324$ кН.

Условие прочности (4.6) в верхнем сечении секции

$$1489 + 324 = 1813 \text{ кН} < 5075 : 1,8 = 2820 \text{ кН}$$

выполняется.

11. Для пятой секции применим трубы того же качества с толщиной стенок 13,84 мм. Высота этой секции $h_5 = 1470 - 480 = 990$ м (см. рис. 28, б); вес $G_5 = 78,72 \cdot 990 \cdot 9,8 = 764$ кН.

Условие прочности (4.6) в верхнем сечении выполняется:

$$1813 + 764 = 2577 \text{ кН} < 5769 : 1,8 = 3205 \text{ кН.}$$

12. Для шестой секции необходимы трубы с прочностью на разрыв [см. условие (4.5)] $p_B = 1,1 \cdot 63 = 69,3$ МПа. Укомплектуем ее трубами Экстрем-Лайн с толщиной стенок 13,84 мм группы прочности P-110, для которых $p_B = 75,2$ МПа; $P_{раз} = 6868$ кН. Тогда вес секции $G_6 = 78,72 \cdot 480 \cdot 9,8 = 370$ кН, коэффициенты запаса прочности на разрыв в устьевом сечении [см. формулу (4.5)] $k_{вн} = 75,2 : 63 = 1,19 > 1,1$, а на растяжение [см. формулу (4.8)] $k_{пр} = 6868 / (2577 + 370) = 2,33 > 1,8$.

13. Проверим колонну на прочность при растяжении с учетом дополнительной силы, возникающей при опрессовке.

Наименее прочная – третья секция, поэтому давление опрессовки [см. формулу (4.73)]

$$p_{оп} = 0,6 \cdot 51,8 = 31 \text{ МПа.}$$

Условие прочности (4.72) в верхнем сечении третьей секции

$$\begin{aligned} 1489(1 - 1300/7850) + 0,785 \cdot 0,222^2 \cdot 31 \cdot 10^6 \cdot 10^{-3} = \\ = 2442 \text{ кН} > 2264 \text{ кН} \end{aligned}$$

не выполняется, поэтому давление опрессовки должно быть не более [см. формулу (4.74)]

Таблица 29

Номер секции	Интервал глубин, м	Толщина стенки, мм	Длина секции, м	Вес секции, кН	Масса секции, т	Группа прочности
1	4000–2750	13,84	1250	964	98,4	C-95
2	2750–2240	11,99	510	344	35,1	C-95
3	2240–1950	11,05	290	181	18,5	C-95
4	1950–1470	11,99	480	324	33,0	C-95
5	1470–480	13,84	990	764	78,0	C-95
6	480–0	13,84	480	370	37,8	P-110
Итого				2947	300,8	

$$p_{\text{оп}} \leq \frac{[2264 - 1489(1 - 1300/7850)]10^3}{0,785 \cdot 0,222^2} = 26 \text{ МПа.}$$

Рассчитанный вариант конструкции колонны показан в табл. 29. Аналогично рассчитывают другие варианты конструкции.

Задача 4.8.

Рассчитать кондуктор диаметром 508 мм для условий задачи 4.6. Вес промежуточной колонны диаметром 340 мм равен 2340 кН.

Решение.

1. Избыточные наружные давления при полном опорожнении [см. формулу (4.18)]:

$$\text{у устья } p_{\text{ин}} = 0;$$

$$\text{на глубине } z = 1000 \text{ м } p_{\text{ин}} = 1150 \cdot 1000 \cdot 9,8 = 11,3 \text{ МПа.}$$

2. Избыточные внутренние давления в случае газопроявления и полного выброса промывочной жидкости [см. формулу (4.65)]:

$$\text{на глубине } z = 1000 \text{ м}$$

$$p_{\text{ив}} = 12 \cdot 10^3 \cdot 2800 - 2,25 \cdot 10^3 (2800 - 1000) - \\ - 1070 \cdot 9,8 \cdot 1000 = 19,1 \text{ МПа;}$$

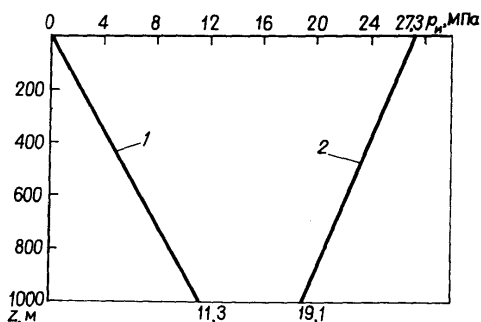
у устья

$$p_{\text{ив}} = 12 \cdot 10^3 \cdot 2800 - 2,25 \cdot 10^3 \cdot 2800 = 27,3 \text{ МПа.}$$

Строим эпюры избыточных давлений (рис. 29).

3. С точки зрения сопротивляемости смятию и разрыву для кондуктора могут быть использованы трубы группы прочности N-80 с толщиной стенок 16,13 мм, для которых $p_{\text{см}} = 11 \text{ МПа}$, $p_{\text{Б}} = 30,7 \text{ МПа}$.

Рис. 29. Эпюры избыточных наружных (1) и внутренних (2) давлений на кондуктор, к задаче 4.8



Если кондуктор составить из таких труб с длиной треугольной резьбой по стандарту АНИ, для которых $P_{\text{раз}} = 13\,749$ кН, то условие прочности при растяжении (4.6) в устьевом сечении будет соблюдаться:

$$P_{\text{ос}} = 220,9 \cdot 1000 \cdot 9,8 = 2165 \text{ кН} < 13\,749 : 1,8 = 7638 \text{ кН},$$

4. Проверим по формулам (4.75) и (4.76), можно ли на кондуктор полностью подвесить все последующие обсадные колонны при посадке их в клиновую колонную головку (см. предыдущие задачи)

$$G_{\text{сж}} = (2090 + 2947 + 2340) (1 - 1070/7850) = 6370 \text{ кН} < 7638 \text{ кН},$$

т.е. прочность кондуктора на сжатие достаточна.

§ 4.8. ЗАДАЧИ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО РЕШЕНИЯ

Задача 4.9.

Требуется рассчитать по методике ВНИИТнефти конструкцию эксплуатационной колонны, которую предстоит спустить в скважину до глубины 3000 м; наружный диаметр колонны 168 мм. Продуктивный нефтеносный пласт залегает в интервале 2900–2960 м; пластовое давление в нем 37 МПа. Коэффициенты аномальности в других пронизываемых горизонтах близки к единице.

Эксплуатационная колонна должна быть зацементирована в интервале от 2400 м до 3000 м тампонажным раствором плотностью 1900 кг/м^3 , а в интервале 1500–2400 м — тампонажным раствором плотностью 1550 кг/м^3 . Перед цементированием скважина заполнена промысловой жидкостью плотностью 1350 кг/м^3 .

Предыдущая промежуточная колонна диаметром 245 мм спущена до глубины 1800 м и зацементирована до устья. В интервале 1600–1620 м она перекрывает пласт засоленных глин, которые склонны к выпучиванию под влиянием геостатического давления. Объемная плотность вышележащей толщи пород равна 2200 кг/м^3 . Пластовые давления

в остальной части разреза, перекрытого этой колонной, близки к гидростатическим.

Для вызова притока из нефтеносного пласта при освоении скважины предполагается промывочную жидкость заменить на воду плотностью 1020 кг/м^3 и создать депрессию 15 МПа. Плотность пластовой нефти на начальной стадии эксплуатации равна примерно 650 кг/м^3 , давление насыщения нефти газом 16 МПа.

На заключительной стадии эксплуатации уровень пластовой жидкости в колонне может понизиться до глубины 1400 м; пластовое давление в продуктивном пласте снизится до 29 МПа; средняя плотность жидкости в колонне на этом этапе может возрасти до 970 кг/м^3 .

Задача 4.10.

Решить предыдущую задачу по зарубежной методике.

Задача 4.11.

Требуется рассчитать по методике ВНИИТнефти конструкцию промежуточной колонны диаметром 245 мм для условий задачи 4.9. Для бурения ствола под нее применяется промывочная жидкость плотностью 1650 кг/м^3 . Скважина должна быть зацементирована до устья тампонажным раствором плотностью 1950 кг/м^3 ; в качестве продавочной при цементировании используется промывочная жидкость. Кондуктор диаметром 324 мм спущен до глубины 440 м и зацементирован по всей длине. Герметичность промежуточной колонны должны проверять опресовкой в один прием промывочной жидкостью плотностью 1350 кг/м^3 . Полагают, что износ обсадных труб на концевых участках не превышает 15 %.

Задача 4.12.

Решить предыдущую задачу, пользуясь зарубежной методикой.

Задача 4.13.

В скважину глубиной 3600 м предстоит спустить эксплуатационную колонну диаметром 168 мм и зацементировать ее в интервале от забоя до глубины 3000 м тампонажным раствором плотностью 1900 кг/м^3 , а выше до устья — раствором плотностью 1600 кг/м^3 . При цементировании в качестве продавочной используется промывочная жидкость плотностью 1450 кг/м^3 .

Предыдущая обсадная колонна диаметром 245 мм спущена до глубины 2700 м и зацементирована по всей длине. Разрез месторождения сложен до глубины 1800 м песчано-глинистыми породами, от 1800 м до 2300 м — галитом, ниже — до глубины 2700 м чередованием глинистых пород, галита и песчаников, а далее — чередованием глинистых пород, алевролитов и песчаников. Пластовые давления до глубины 1800 м близки к гидростатическим или превышают гидростатическое не более чем на 15 %. В интервалах 2350—2530, 2825—3100 и 3200—3520 м песчаники газонасыщенные; пластовое давление на глубине 2400 м рав-

но 36 МПа, на глубине 3100 м — 40 МПа, а на глубине 3500 м — 47 МПа. Геостатическая температура на глубине 3600 м достигает 110 °С, а на глубине 100 м равна 12 °С. Возможная наибольшая температура на устье при фонтанировании скважины — около 75 °С.

Состав природных газов в (%) во всех горизонтах одинаков: метана 92, этана 3, пропана 2, азота 1,5, CO₂ 1,5. На заключительной стадии эксплуатации скважины внутреннее давление в ней может понизиться до 2 МПа.

Герметичность обсадной эксплуатационной колонны необходимо проверять опрессовкой за три приема водой; для этого колонну условно нужно разделить на три примерно равные части.

Требуется рассчитать конструкцию эксплуатационной колонны, коэффициент запаса прочности на смятие участков против двух нижних газоносных горизонтов следует принять равным 1,2.

Задача 4.14.

Требуется рассчитать конструкцию промежуточной колонны диаметром 245 мм для условий предыдущей задачи. Эта колонна должна быть зацементирована до устья раствором плотностью 1780 кг/м³. При бурении ствола под эту колонну применяется промывочная жидкость плотностью 1650 кг/м³, насыщенная галитом, а при дальнейшем углублении скважины под эксплуатационную колонну — промывочная жидкость плотностью 1450 кг/м³. При бурении ствола под эксплуатационную колонну возможно газирование промывочной жидкости и уменьшение средней плотности ее до 40 % от первоначальной в случае частичного газопроявления.

Задача 4.15.

Решить предыдущую задачу, пользуясь зарубежной методикой.

Задача 4.16.

Рассчитать конструкцию эксплуатационной колонны диаметром 178 мм для спуска в скважину до глубины 2700 м. Геологические условия месторождения описаны в задаче 4.13. Эксплуатационная колонна должна быть зацементирована в интервале от забоя до глубины 1600 м тампонажным раствором плотностью 1900 кг/м³, а выше до устья — раствором плотностью 1650 кг/м³. Для бурения используется промывочная жидкость плотностью 1600 кг/м³. Предыдущая промежуточная колонна диаметром 299 мм спущена до глубины 1780 м и зацементирована до устья.

Герметичность эксплуатационной колонны предстоит проверять опрессовкой водой за один прием. При расчете коэффициент запаса прочности на смятие на участке против газоносного горизонта следует принять равным 1,3.

Задача 4.17.

В скважину диаметром 390 мм требуется спустить до глубины 2800 м промежуточную колонну диаметром 324 мм и зацементировать до устья тампонажным раствором плотностью 1750 кг/м^3 . Верхняя часть разреза месторождения, сложенная песчано-глинистыми породами с нормальным пластовым давлением, перекрыта до глубины 600 м кондуктором. Интервал 600–2800 м сложен чередованием глинистых пород и песчаников, насыщенных водой. Пластовые давления до глубины 1600 м гидростатические, в интервале 1600–2000 м превышают гидростатические на 20 %, а в интервале 2000–2550 м – на 42 %. Интервал 2550–2800 м представлен пачкой глинистых пород с коэффициентом аномальности порового давления 1,65. При дальнейшем углублении скважины будет применяться промывочная жидкость с плотностью до 2000 кг/м^3 ; при этом возможно газирование этой жидкости при частичных газопроявлениях и снижение плотности ее до 60 % от первоначальной.

Для бурения под 324-мм промежуточную колонну будет применена промывочная жидкость плотностью 1550 кг/м^3 ; она же будет использована для проверки герметичности колонны опрессовкой.

Требуется рассчитать конструкцию промежуточной колонны для спуска в скважину в один прием.

Задача 4.18.

Решить предыдущую задачу, если промежуточную колонну предстоит спускать в скважину тремя примерно равными по длине секциями.

Задача 4.19.

В скважину глубиной 3100 м предстоит спустить эксплуатационную колонну диаметром 146 мм и зацементировать в интервале от забоя до глубины 2500 м тампонажным раствором с плотностью 2000 кг/м^3 , а выше до глубины 1100 м – раствором плотностью 1800 кг/м^3 .

Нефтеносный песчаник залегает в интервале 2980–3050 м. Пластовое давление в нем на начальном этапе разработки месторождения 54 МПа, пластовая температура 108°C . На 30 м выше кровли его находится водоносный песчаный горизонт с пластовым давлением 52 МПа; толщина горизонта 30 м. Толща пород от глубины 1800 м до водоносного горизонта – практически непроницаемые глинистые отложения, коэффициенты аномальности поровых давлений в верхней части которых не превышают 1,2, а в нижней, с глубины 2300 м постепенно увеличиваются до 1,8 близ кровли водоносного горизонта.

Для бурения скважины под эксплуатационную колонну используется промывочная жидкость на водной основе, плотность жидкости 1820 кг/м^3 .

До глубины 1800 м спущена промежуточная колонна диаметром 245 мм. Она перекрывает карбонатную часть разреза, в которой имеются несколько трещиноватых пластов с низкими коэффициентами аномальности пластовых давлений. При разбуривании этих пластов возникают

катастрофические поглощения даже такой жидкости, как техническая вода.

Скважина наклонная, длина ее по оси ствола 3560 м. Интенсивность искривления на участке 680—750 м достигает 0,25 градус/м, на участке 2780—2820 м — 0,3 градус/м, а в других интервалах не превышает 0,1 градус/м.

Плотность нефти в продуктивном горизонте на начальном этапе эксплуатации скважины 650 кг/м^3 , давление насыщения нефти 28 МПа. На заключительной стадии эксплуатации плотность пластовой жидкости может возрасти до 900 кг/м^3 , а пластовое давление понизиться до 40 МПа, при этом динамический уровень в скважине может опуститься до глубины 1000 м.

Требуется рассчитать конструкцию эксплуатационной колонны с учетом того, что герметичность ее опрессовкой водой должны проверять в один прием.

Задача 4.20.

Рассчитать минимально необходимое усилие натяжения эксплуатационной колонны диаметром 168 мм, конструкция которой была получена при решении задачи 4.9. Геостатическая температура на глубине 3000 м равна 98°C , средний геотермический градиент площади $0,03 \text{ К/м}$, наибольшая возможная температура у устья в период фонтанной эксплуатации 70°C . Температура у устья к моменту обвязки колонн выше геостатической примерно на 7 К, а у нижней границы свободного участка — на 2 К. В период замены продавочной жидкости на воду для опрессовки колонны средняя температура свободного участка может быть ниже геостатической на 3 К.

Задача 4.21.

В скважину до глубины 5000 м спущена эксплуатационная колонна диаметром 140 мм и зацементирована в интервале от 1800 м до башмака. Продуктивный нефтеносный горизонт залегает в интервале 4910—4975 м, пластовое давление в нем 80 МПа, плотность пластовой нефти на начальной стадии эксплуатации скважины 620 кг/м^3 , а на заключительной стадии может возрасти до 880 кг/м^3 . Динамический уровень в колонне на заключительной стадии эксплуатации может понижаться до 2200 м от устья. Геостатическая температура на проектной глубине достигает 135°C , средний геотермический градиент площади $0,026 \text{ К/м}$. Наибольшая депрессия при освоении скважины 14 МПа.

Предыдущая обсадная колонна спущена до глубины 3100 м и зацементирована до устья. В интервале от 2850 до 2920 м она перекрывает пласт хомогенных пород, склонных к выпучиванию под влиянием геостатического давления. Объемная плотность вышележащей толщи пород равна 2350 кг/м^3 . Насыщенные водой зоны с АВПД встречаются также в интервалах 4400—4460 и 4620—4670 м, пластовые давления в них соответственно 60 и 68 МПа. Остальная часть разреза сложена в основ-

ном песчано-глинистыми практически непроницаемыми породами, а выше хомогенной толщи — чередованием песчано-глинистых и карбонатных пород, пластовые давления в которых превышают гидростатические не более чем на 20 %.

Для бурения под эксплуатационную колонну предполагается использовать промывочную жидкость плотностью 1700 кг/м³, для цементирования интервала 4300—5000 м — тампонажный раствор плотностью 1950 кг/м³, а выше — плотностью 1700 кг/м³, для проверки герметичности колонны опрессовкой — минерализованную воду плотностью 1300 кг/м³. Коэффициент запаса прочности в зоне эксплуатационного объекта следует принять равным 1,2.

Требуется рассчитать конструкцию эксплуатационной колонны.

Задача 4.22.

Рассчитать минимально необходимое усилие натяжения эксплуатационной колонны диаметром 140 мм, конструкция которой получена при решении предыдущей задачи. Ожидаемая наибольшая температура у устья на начальной стадии эксплуатации 90 °С, температура в момент обвязки примерно равна геостатической, а при опрессовке колонны средняя температура свободного участка на ≈ 8 К больше геостатической.

Глава 5

РАСЧЕТЫ ПРИ СПУСКЕ ОБСАДНЫХ КОЛОНН В СКВАЖИНУ

§ 5.1. НАПРЯЖЕНИЯ В ОБСАДНЫХ ТРУБАХ, ПОДВЕШЕННЫХ В КЛИНОВОМ ЗАХВАТЕ

Клинья можно применять для спуска обсадной колонны, если напряжения в теле труб меньше предела текучести материала последних и соблюдается условие прочности

$$P_{\text{тек}}/G_{\text{к}} \geq k_{\text{пр}}, \quad (5.1)$$

где $P_{\text{тек}}$ — осевая нагрузка, при которой напряжения в теле трубы достигают предела текучести, Н [29]

$$P_{\text{тек}} = \sigma_{\text{T}} F_{\text{с1}} \left[1 + \frac{d_{\text{ср}}}{4 l_{\text{кл}} \operatorname{tg}(\alpha + \varphi)} \right]; \quad (5.2)$$

G_K – вес колонны, подвешенной в клиньях, Н; $k_{пр}$ – коэффициент запаса прочности; для труб с пределом текучести $\sigma_T < 650$ МПа $k_{пр} = 1,1$, а с $\sigma_T > 650$ МПа $k_{пр} = 1,15$; σ_T – предел текучести материала труб, Па; c_1 – коэффициент, учитывающий неравномерное распределение контактных давлений по окружности трубы

$$c_1 = \left(\frac{\beta_{кл} i_{кл}}{360} \right)^{\sqrt{3/i_{кл}}} ; \quad (5.3)$$

F – площадь поперечного сечения тела трубы, м²; $d_{ср}$ – средний диаметр трубы, м; $l_{кл}$ – длина линии соприкосновения клина с трубой (длина клина), м; α – угол наклона клина к продольной оси трубы ($\alpha = 9^\circ 27' 45''$); φ – угол трения; $\text{tg}(\alpha + \varphi) = 0,4$; $\beta_{кл}$ – угол охвата трубы плашками одного клина, градус; $i_{кл}$ – число клиньев.

Формула (5.2) применима при соблюдении условий

$$\left. \begin{aligned} c_1 &\geq 0,7; \\ \sqrt{3(1-\mu)^2 l_{кл}} / \sqrt{\delta R_{и}} &> 1,5 \pi, \end{aligned} \right\} \quad (5.4)$$

где μ – коэффициент Пуассона для стали ($\mu = 0,3$); δ – толщина стенки трубы, м; $R_{и}$ – радиус изгиба трубы, м.

§ 5.2. РАСЧЕТ ДОПУСТИМОЙ СКОРОСТИ СПУСКА КОЛОННЫ

При спуске в скважину обсадная колонна вытесняет часть промывочной жидкости. Если колонна оборудована обратным клапаном, то вся вытесняемая жидкость направляется в кольцевое пространство и давление на стенки скважины возрастает за счет гидродинамической составляющей.

Во избежание гидроразрыва слабой породы и поглощения промывочной жидкости при спуске колонны гидродинамическое давление должно быть всегда меньше разности давления разрыва породы и статического давления столба промывочной жидкости на нее. Если башмак колонны находится выше кровли слабой породы, то предельное гидродинамическое давление у башмака [25]

$$(p_{гд})_{пред} = \min \begin{cases} (p_{погл} - \rho_{п} g z_{п}) \exp [0,00047 (L_{п} - L_{б})]; \\ 0,5 (p_{погл} - \rho_{п} g z_{п}) \exp [0,00047 (2L_{с} - \\ - L_{п} - L_{б})]; \end{cases} \quad (5.5)$$

если же башмак находится ниже такой породы, то предельное гидродинамическое давление на глубине подошвы ее

$$(p_{гд})_{пред} = p_{погл} - \rho_{п} g z_{п}, \quad (5.6)$$

где $p_{погл}$ — давление поглощения слабой породы, Па; $\rho_{п}$ — плотность промывочной жидкости, кг/м³; $z_{п}$ — глубина подошвы слабой породы, м; $L_{п}$ — длина по оси скважины от устья до подошвы той же породы, м; $L_{б}$ — расстояние от устья до башмака колонны по оси ее, м; $L_{с}$ — расстояние от устья до забоя по оси скважины, м.

Предельную скорость установившегося движения обсадной колонны, при которой давление на стенки наиболее слабой породы равно давлению разрыва ее, можно найти из соотношения

$$(p_{гд})_{пред} = (p_w)_{пред}, \quad (5.7)$$

где p_w — гидравлические потери на участке кольцевого пространства от башмака колонны, если он расположен выше слабой породы, или от подошвы слабой породы до устья скважины, Па

$$p_w = p_k + p_{км}. \quad (5.8)$$

Гидравлические потери p_k в кольцевом пространстве при спуске колонны с закрытым концом при турбулентном режиме течения можно рассчитать по формуле [18]:

$$p_k = \frac{0,0244 \eta^{0,25} \rho_{п}^{0,75} L [(1 + \psi + \psi^2) v_T]^{1,75}}{(1 - \psi^2)^{1,75} (d_c - d_n)^{1,25}}, \quad (5.9)$$

где η — пластическая вязкость промывочной жидкости, Па·с; L — длина колонны в рассматриваемый момент спуска (или расстояние до подошвы слабого пласта), м; $\psi = d_n/d_c$; d_n и d_c — наружный диаметр спускаемой колонны и диаметр скважины, м; v_T — скорость спуска колонны, м/с.

При ламинарном режиме p_k можно рассчитать по формуле (3.12) при условии определения β_k по соответствующей кривой рис. 30.

Гидравлические потери в местных сопротивлениях $p_{км}$ (в сужениях кольцевого пространства муфтами обсадных труб, центраторами и т.п.) можно вычислить по формулам (3.14) и (3.22); в большинстве случаев ими можно пренебречь за малостью.

Скорость спуска на длину одной трубы изменяется по сложному закону: сначала возрастает от нуля при трогании колонны с места до некоторого максимума v_{MT} ; затем в течение нескольких секунд может быть примерно постоянной; на последнем же этапе ее нужно плавно уменьшить до нуля, чтобы при посадке колонны в клиновом захват не возник сильный удар, который может стать причиной аварии.

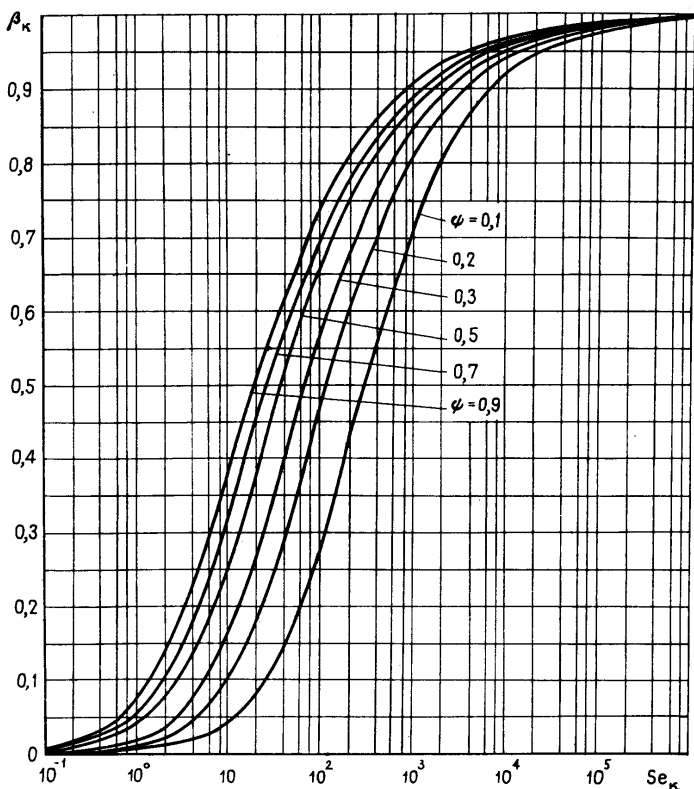


Рис. 30. Зависимость $\beta_k = f(Se_k)$ при спуске обсадной колонны

Ударную нагрузку при резкой остановке колонны в момент посадки в клиновой захват можно оценить по формуле [31]

$$P_{уд} \approx 2q_i c_0 v_T, \quad (5.10)$$

где q_i — масса 1 м колонны в рассматриваемом сечении, кг; $c_0 = 5100$ м/с — скорость распространения упругих волн в колонне; v_T — скорость перемещения колонны перед посадкой в клиновой захват, м/с.

Максимальная суммарная растягивающая нагрузка на устьевое сечение колонны в момент посадки [31]

$$P_{\max} = G_k(1 - \rho_{п}/\rho_{м}) + P_{изг} + P_{уд}, \quad (5.11)$$

а на любое сечение ниже устья

$$P_{\max} = G_k(1 - \rho_{п}/\rho_{м}) - G'_0 + P_{изг} + P_{уд}, \quad (5.12)$$

где G_k — вес в воздухе всей колонны в рассматриваемый момент спуска ее в скважину, Н; ρ_m — плотность материала колонны, кг/м³; $P_{изг}$ — нагрузка, обусловленная продольным изгибом в рассматриваемом сечении, Н; $P_{уд}$ — ударная нагрузка в том же сечении, Н; G'_0 — вес участка колонны, расположенного между устьем и рассматриваемым сечением, Н.

При расчете значения $P_{уд}$ в формулу (5.11) вместо v_T рекомендуется подставлять среднюю скорость спуска $v_{ср}$ на длину одной трубы [31].

Во избежание возникновения аварийной ситуации необходимо соблюдать условие

$$P_{max} \leq [P]_{раст}. \quad (5.13)$$

Если условие (5.13) не выполняется, то целесообразно уменьшить скорость спуска v_T . Если принять $v_T \approx v_{ср}$, то

$$v_{ср} \leq [P]_{раст} - G_k(1 - \rho_{п}/\rho_m) + G'_0 - P_{изг} / (2qc_0). \quad (5.14)$$

ВНИИКрнефть [25] рекомендует так вести работу, чтобы средняя скорость спуска $v_{ср}$ на длину одной трубы удовлетворяла условию:

$$\left. \begin{aligned} v_{ср} &\leq 1 \text{ м/с (для эксплуатационных колонн);} \\ v_{ср} &\leq 0,8 \text{ м/с (для промежуточных колонн);} \\ v_{ср} &\leq 0,5 \text{ м/с (для кондукторов).} \end{aligned} \right\} \quad (5.15)$$

Если для упрощения расчета принять, что тахограмма спуска представляет собой равнобокую трапецию и, следовательно, ускорения движения колонны a_T при разгоне и при торможении одинаковы, то соотношение между средней и максимальной скоростями движения за время спуска на длину одной трубы l_T

$$v_{мт} = [a_T l_T - \sqrt{(a_T l_T)^2 - 4a_T l_T v_{ср}^2}]. \quad (5.16)$$

При движении колонны с ускорением возникает инерционная составляющая гидродинамического давления в скважине [18]

$$p_{инр} = a_T \rho_{п} L \psi^2 / (1 - \psi^2). \quad (5.17)$$

Следовательно, во избежание возникновения поглощения жидкости во время спуска колонны в скважину необходимо соблюдать условие

$$p_w + p_{инр} < (p_{гд})_{пред}, \quad (5.18)$$

где p_w — гидравлические потери, вычисленные по формуле (5.8) при максимальной скорости $v_{мт}$, Па.

Для расчета допустимой скорости спуска колонны, когда башмак ее находится на глубине z_6 , рекомендуется такая методика. Задавшись меньшим из значений скорости $v_{\text{ср}}$, найденных из условий (5.14) и (5.15), и приняв $a_T = (0,8 \div 1) \cdot v_{\text{ср}}$, найти по формуле (5.16) максимальное значение $v_{\text{мт}}$, а по формуле

$$w_k = (\psi^2 v_{\text{мт}}) / (1 - \psi^2) \quad (5.19)$$

соответствующую скорость восходящего потока в кольцевом пространстве. Если режим течения в кольцевом пространстве будет турбулентным ($w_k > w_{\text{кр}}$), то $v_{\text{мт}}$ подставить в формулы (5.9) и (3.14), а ускорение a_T — в формулу (5.17) и вычислить сумму $p_w + p_{\text{инр}}$ с учетом положения башмака колонны относительно подошвы слабой породы. Если же режим течения ламинарный ($w_k < w_{\text{кр}}$), то вместо формулы (5.9) для расчета значения p_k следует пользоваться формулой (3.12), но при этом величину β_k определять по рис. 30, а при вычислении числа Сен-Венана — Ильющина в формулу (3.20) подставлять значение скорости w_k , найденное по формуле (5.19). Рассчитать предельное гидродинамическое давление по формуле (5.5), если башмак колонны находится выше слабой породы, или по формуле (5.6), если он находится ниже, и проверить, выполняется ли условие (5.18). Если условие (5.18) не выполняется, то необходимо уменьшить a_T , т.е. медленнее вести разгон колонны, либо уменьшить $v_{\text{ср}}$ и повторить расчет.

Такие расчеты целесообразно выполнять для нескольких значений глубины башмака спускаемой обсадной колонны.

§ 5.3. РАСЧЕТ ДОПУСТИМОЙ ГЛУБИНЫ ОПОРОЖНЕНИЯ КОЛОННЫ ПРИ СПУСКЕ В СКВАЖИНУ

Если нижний конец колонны при спуске в скважину постоянно закрыт обратным клапаном, то в трубы периодически необходимо доливать промывочную жидкость, чтобы наиболее слабая секция не могла быть смята избыточным наружным давлением, а обратный клапан не был разрушен.

Во избежание смятия обсадных труб глубина понижения уровня жидкости в колонне должна быть не более

$$H \leq \frac{p_{\text{кр}} - k_{\text{см}} p_{\text{Гд}}}{k_{\text{см}} \rho_{\text{п}} g}, \quad (5.20)$$

где $p_{\text{кр}}$ — критическое давление для наименее прочных труб колонны, Па; $p_{\text{Гд}}$ — гидродинамическое давление в кольцевом пространстве на глубине нижнего сечения секции из таких труб, Па, ($p_{\text{Гд}} = p_k + p_{\text{км}} + p_{\text{инр}}$); $k_{\text{см}} \geq 2$ — коэффициент запаса прочности.

Для того чтобы не допустить разрушения обратного клапана, необходимо соблюдать условие

$$H \leq (p_{\text{кл}} - p_{\text{гд}}) / (\rho_{\text{п}} g), \quad (5.21)$$

где $p_{\text{кл}}$ — рабочее давление клапана, Па.

§ 5.4. РАСЧЕТ РЕЖИМА ВОССТАНОВЛЕНИЯ ЦИРКУЛЯЦИИ ДЛЯ ПРОМЫВКИ СКВАЖИНЫ ПРИ СПУСКЕ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ

Процесс спуска обсадной колонны периодически приостанавливают для того, чтобы промыть расположенный выше башмака участок скважины. За промежуток времени, пока ведутся подготовительные работы, а колонна остается неподвижной, в промывочной жидкости образуется тиксотропная структура.

Для того чтобы восстановить циркуляцию, необходимо приложить давление, достаточное для разрушения тиксотропной структуры и преодоления инерции промывочной жидкости, а затем и гидравлических сопротивлений в циркуляционной системе. Во избежание гидроразрыва слабой породы и поглощения промывочной жидкости интенсивность восстановления циркуляции нужно регулировать так, чтобы ускорение движения жидкости в кольцевом пространстве удовлетворяло условиям:

$$a_{\text{к}} < \frac{(p_{\text{гд}})_{\text{пред}} / k_{\text{б}} - 4\theta L / (d_{\text{с}} - d_{\text{н}})}{\rho_{\text{п}} L}; \quad (5.22)$$

$$a_{\text{к}} < \frac{(p_{\text{гд}})_{\text{пред}} / k_{\text{б}} - p_{\text{w}}}{\rho_{\text{п}} L}, \quad (5.23)$$

где $(p_{\text{гд}})_{\text{пред}}$ — предельное гидродинамическое давление, вычисленное по формулам (5.5) и (5.6), Па; $k_{\text{б}} \geq 2$ — коэффициент безопасности; θ — статическое напряжение сдвига промывочной жидкости, возникшее за время покоя, при температуре и давлении в сечении на расстоянии L от устья, Па; L — расстояние от устья до башмака колонны (или подошвы слабого пласта, если он находится выше) по ее оси, м.

Время, необходимое для закрытия пусковой задвижки,

$$t_{\text{зак}} \geq Q / (a_{\text{к}} F_{\text{к}}), \quad (5.24)$$

где Q — подача насосов при промывке, м³/с; $F_{\text{к}}$ — площадь поперечного сечения кольцевого пространства, м².

В формулу (5.24) следует подставлять наименьшее из значений ускорения, полученных выше.

§ 5.5. ПРИМЕРЫ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ

Задача 5.1.

Эксплуатационная колонна диаметром 168 мм должна быть спущена в скважину, пробуренную долотами диаметром 215,9 мм до глубины 2500 м. Коэффициент кавернозности ствола равен 1,1. До глубины 400 м скважина обсажена кондуктором с внутренним диаметром 225 мм. В интервале 2480–2500 м находится пласт, давление разрыва которого равно 40 МПа, а на глубине 1460–1490 м – пласт, давление разрыва которого 25 МПа; остальные породы более прочные. Плотность промысловой жидкости 1200 кг/м³, динамическое напряжение сдвига 6 Па, пластическая вязкость 9 МПа·с.

Конструкция колонны из труб группы прочности Д исполнения Б с удлиненной треугольной резьбой по ГОСТ 632–80 приведена в табл. 30. Колонна оборудована обратным клапаном типа 02. Средняя длина одной трубы 10 м. Вес колонны в воздухе 904 кН.

Требуется оценить максимально допустимую скорость перемещения обсадной колонны перед посадкой в клиновой захват.

Решение.

1. Проверим, будет ли выполняться условие (5.13) при окончании спуска колонны до глубины 2500 м, если принять $v_T = v_{cp} = 1$ м/с. Полный вес колонны в жидкости (см. табл. 30)

$$G_K = 904 (1 - 1200/7850) = 765 \text{ кН.}$$

Ударная нагрузка, которая может возникнуть в устьевом сечении в случае резкой посадки в клиновой захват [см. формулу (5.10)]

$$P_{уд} \approx 2 \cdot 36 \cdot 5100 \cdot 1 = 367 \text{ кН.}$$

Таблица 30

Номер секции	Интервал глубин, м	Толщина стенок, мм	Длина секции, м	Масса 1 м секции, кг	Вес секции, кН	$[P]_{раст.}$ кН
1	2500–2200	12,1	300	47,4	139	1363
2	2200–1800	10,6	400	42,1	165	1175
3	1800–1200	8,9	600	36,0	212	963
4	1200–600	7,3	600	29,9	176	758
5	600–0	8,9	600	36,0	212	963
Итого					904	

Максимальная растягивающая нагрузка в устьевом сечении [см. формулу (5.11)]

Таблица 31

Номер секции	$G_k(1 - \rho_{II}/\rho_M)$, кН	G'_0 , кН	$P_{уд}$, кН	P_{max} , кН	$[P]_{раст}$, кН
5	765	212	367	1132	963
4	$765 - 212 = 553$	388	305	858	758
3	$553 - 176 = 377$	600	367	744	963
2	$377 - 212 = 165$	765	429	594	1175
1	$165 - 165 = 0$	904	483	483	1363

$$P_{max} = 765 + 367 = 1132 \text{ кН.}$$

Ударная нагрузка, которая может возникнуть в верхнем сечении четвертой секции при резкой посадке

$$P_{уд} \approx 2 \cdot 29,9 \cdot 5100 \cdot 1 = 305 \text{ кН.}$$

Максимальная растягивающая нагрузка в том же сечении [см. формулу (5.12)]

$$P_{max} = 765 - 212 + 305 = 858 \text{ кН.}$$

Результаты аналогичных расчетов для других сечений приводятся в табл. 31.

Из табл. 31 видно, что условие (5.13) выполняется только в верхних сечениях трех нижних секций. Следовательно, эти секции можно спускать со средней скоростью 1,0 м/с. При спуске же двух верхних секций необходимо проявлять большую осторожность при посадке в клиновой захват. Максимальная скорость перемещения колонны при подходе к глубине 2500 м не должна превышать [см. формулу (5.14)]

$$v_T \leq (963 - 765) 10^3 / (2 \cdot 36,0 \cdot 5100) = 0,5 \text{ м/с.}$$

Задача 5.2.

Можно ли спускать колонну при условиях предыдущей задачи со средней скоростью 1 м/с, если башмак ее находится на глубине 1800 м, а посадка в клиновой захват будет производиться после полного затормаживания, без удара?

Решение.

1. Средний диаметр ствола скважины ниже кондуктора

$$d_c = 1,1 \cdot 0,2159 = 0,237 \text{ м.}$$

2. Вычислим критическую скорость течения в кольцевом пространстве.

Число Хедстрема на участке ниже кондуктора [см. формулу (3.28)]

$$He = 6 \cdot 1200 (0,237 - 0,168)^2 / (9 \cdot 10^{-3})^2 = 430592.$$

Критическое значение числа Рейнольдса [см. формулу (3.26)]

$$Re_{кр} = 7,3 \cdot 430592^{0,58} + 2100 = 15623.$$

Критическая скорость течения [см. формулу (3.30)]

$$w_{кр} = 9 \cdot 10^{-3} \cdot 15623 / [1200(0,237 - 0,168)] = 1,68 \text{ м/с.}$$

Аналогично найдем, что в кондукторе $w_{кр} = 1,69 \text{ м/с.}$

3. Примем $v_{ср} = 1 \text{ м/с}$ и ускорение $a_T = 0,5 \text{ м/с}^2$, тогда максимальная скорость спуска [см. формулу (5.16)]

$$v_{мт} = [0,5 \cdot 10 - \sqrt{(0,5 \cdot 10)^2 - 4 \cdot 0,5 \cdot 10 \cdot 1,0^2}] / (2 \cdot 1,0) = 1,38 \text{ м/с.}$$

4. Скорость восходящего потока ниже башмака кондуктора на участке, где $\psi = 0,168/0,237 = 0,71$ [см. формулу (5.19)]

$$w_k = 0,71^2 \cdot 1,38 / (1 - 0,71^2) = 1,40 \text{ м/с,}$$

а в кондукторе, где $\psi = 0,168/0,225 = 0,75$,

$$w_k = 0,75^2 \cdot 1,38 / (1 - 0,75^2) = 1,74 \text{ м/с.}$$

Следовательно, режим течения в кондукторе будет турбулентным ($w_k > w_{кр}$), а ниже — ламинарным ($w_k < w_{кр}$).

5. Вычислим предельное гидродинамическое давление для случая, когда башмак находится на глубине 1800 м.

У башмака колонны [см. формулу (5.5)]

$$(p_{гд})_{пред} = \min \begin{cases} (40 \cdot 10^6 - 1200 \cdot 9,8 \cdot 2500) \exp [0,00047 (2500 - 1800)] = 14,7 \text{ МПа;} \\ 0,5 (40 \cdot 10^6 - 1200 \cdot 9,8 \cdot 2500) \exp [0,00047 \times (2 \cdot 2500 - 2500 - 1800)] = 7,4 \text{ МПа.} \end{cases}$$

На глубине 1490 м у подошвы слабого пласта [см. формулу (5.6)]

$$(p_{гд})_{пред} = 25 - 1200 \cdot 9,8 \cdot 1490 \cdot 10^{-6} = 7,5 \text{ МПа.}$$

6. Рассчитаем компоненты гидродинамического давления на глубине 1800 м.

В кондукторе [см. формулы (5.9) и (5.17)]

$$P_K = \frac{0,0244 \cdot 0,009^{0,25} \cdot 1200^{0,75} \cdot 400 [(1 + 0,75 + 0,75^2) 1,38]^{1,75}}{(1 - 0,75^2)^{1,75} (0,225 - 0,168)^{1,25}} =$$

$$= 0,71 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{инр}} = 0,5 \cdot 1200 \cdot 400 \cdot 0,75^2 / (1 - 0,75^2) = 0,31 \text{ МПа}.$$

Ниже кондуктора в интервале 400–1800 м при ламинарном режиме течения число Сен-Венана – Ильющина [см. формулу (3.20)]

$$Se_K = \frac{6(0,237 - 0,168)}{9 \cdot 10^{-3} \cdot 1,4} = 33,$$

а по рис. 30 $\beta_K = 0,52$. Следовательно [см. формулы (3.12) и (5.17)]

$$P_K = \frac{4 \cdot 6 \cdot 1400}{0,52 (0,237 - 0,168)} = 0,93 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{инр}} = 0,5 \cdot 1200 \cdot 1400 \cdot 0,71^2 / (1 - 0,71^2) = 0,86 \text{ МПа}.$$

Гидродинамическое давление на глубине 1800 м

$$P_w + P_{\text{инр}} = 0,71 + 0,31 + 0,93 + 0,86 = 2,81 \text{ МПа} <$$

$$< (P_{\text{ГД}})_{\text{пред}} = 7,4 \text{ МПа},$$

т.е. условие (5.18) выполняется.

Разгон колонны на данной глубине до максимальной скорости $v_{\text{мт}} = 1,38$ м/с должен продолжаться в течение $t_{\text{раз}} = 1,38/0,5 = 2,76$ с. После прекращения разгона гидродинамическое давление уменьшится на $P_{\text{инр}} = 0,31 + 0,86 = 1,17$ МПа.

Аналогично выполняются расчеты при других значениях ускорений и других глубинах башмака спускаемой колонны.

Оценим предельную скорость установившегося движения колонны на глубине 1800 м по формулам (5.7) и (5.9).

Во избежание поглощения в пласт на глубине 2500 м

$$7,4 \cdot 10^6 \geq 0,0244 \cdot 0,009^{0,25} \cdot 1200^{0,75} \times$$

$$\times \left\{ \frac{400(1 + 0,75 + 0,75^2)^{1,75}}{(1 - 0,75^2)^{1,75} (0,225 - 0,168)^{1,25}} + \right.$$

$$\left. + \frac{1400(1 + 0,71 + 0,71^2)^{1,75}}{(1 - 0,71^2)^{1,75} (0,237 - 0,168)^{1,25}} \right\} (v_T)^{1,75}.$$

Отсюда $(v_T)_{\text{пред}} \leq 2,75$ м/с.

Для предотвращения поглощения в пласт на глубине 1490 м

$$7,5 \cdot 10^6 \geq 0,0244 \cdot 0,009^{0,25} \cdot 1200^{0,75} \times \\ \times \left\{ \frac{400(1 + 0,75 + 0,75^2)^{1,75}}{(1 - 0,75^2)^{1,75} (0,225 - 0,168)^{1,25}} + \right. \\ \left. + \frac{1090(1 + 0,71 + 0,71^2)^{1,75}}{(1 - 0,71^2)^{1,75} (0,237 - 0,168)^{1,25}} \right\} (v_T)_{\text{пред}}^{1,75}.$$

Отсюда $(v_T)_{\text{пред}} \leq 3,05$ м/с.

Таким образом, в рассматриваемый момент операции ($L_6 = 1800$ м) максимальная скорость спуска колонны с ускорением $0,5$ м/с² вдвое меньше предельной скорости установившегося движения ($a_T = 0$); при этом наиболее вероятен разрыв породы на глубине 2500 м, а не 1490 м.

Задача 5.3.

Рассчитать допустимую глубину понижения уровня жидкости в эксплуатационной колонне диаметром 168 мм при спуске в скважину для условий предыдущей задачи, если на нижнем конце колонны установлен обратный клапан типа 02-168, рабочее давление которого 6,4 МПа. Конструкция обсадной колонны приведена в табл. 30. Максимальная скорость спуска колонны 1,38 м/с при ускорении $0,5$ м/с².

Решение.

1. При окончании спуска колонны в скважину нижнее сечение наиболее слабой секции ее с толщиной стенок 7,3 мм будет находиться на глубине 1200 м (см. табл. 30). Критическое давление для труб этой секции $p_{кр} = 16,4$ МПа.

2. Гидродинамическое давление на колонну на этой глубине [см. формулы (5.9) и (5.17)]

$$p_k = 0,0244 \cdot 0,009^{0,25} \cdot 1200^{0,75} \times \\ \times \left\{ \frac{400(1 + 0,75 + 0,75^2)^{1,75}}{(1 - 0,75^2)^{1,75} (0,225 - 0,168)^{1,25}} + \right. \\ \left. + \frac{800(1 + 0,71 + 0,71^2)^{1,75}}{(1 - 0,71^2)^{1,75} (0,237 - 0,168)^{1,25}} \right\} 1,38^{1,75} = 1,6 \text{ МПа};$$

$$p_{\text{инр}} = 0,5 \cdot 1200 [400 \cdot 0,75^2 / (1 - 0,75^2) + 800 \cdot 0,71^2 / (1 - 0,71^2)] = \\ = 0,8 \text{ МПа.}$$

$$p_{\text{ГД}} = 1,6 + 0,8 = 2,4 \text{ МПа.}$$

3. Во избежание смятия слабой секции колонны при спуске в скважину уровень жидкости в трубах не должен опускаться [см. формулу (5.20)] ниже глубины

$$H \leq (16,4 - 2 \cdot 2,4) 10^6 / (1200 \cdot 9,8) = 980 \text{ м.}$$

4. Прочность обратного клапана будет обеспечена, если глубина снижения уровня [см. формулу (5.21)]

$$H \leq (6,4 - 2,4) 10^6 / (1200 \cdot 9,8) = 340 \text{ м.}$$

Следовательно, промывочную жидкость в колонну нужно доливать после спуска каждые 300–340 м труб.

Задача 5.4.

Проверить, можно ли спускать обсадную колонну диаметром 168 мм, характеристика которой приведена в табл. 30, с помощью клинового захвата ПКР-У7; захват имеет 4 клина; угол охвата трубы плашками одного клина равен 60° ; длина клина 400 мм.

Решение.

1. Коэффициент, учитывающий неравномерное распределение контактных давлений [см. формулу (5.3)]

$$c_1 = (60 \cdot 4 / 360) \sqrt[3/4]{} = 0,7.$$

2. Осевая нагрузка, при которой напряжения в теле трубы с толщиной стенки 7,3 мм достигают предела текучести [см. формулу (5.2)]

$$P_{\text{тек}} = 373 \cdot 10^6 \cdot 0,785 (0,1683^2 - 0,1537^2) 0,7 / (1 + \frac{0,161}{4 \cdot 0,4 \cdot 0,4}) = 770 \text{ кН.}$$

3. Собственный вес четырех нижних секций колонны в воздухе $\sum_{i=1}^4 G_i = 692 \text{ кН}$ (см. табл. 30).

4. Условие прочности (5.1) в верхнем сечении наиболее слабой секции $770 : 692 = 1,11 > 1,1$, т.е. соблюдается.

5. Аналогично проверим верхнее сечение пятой секции

$$P_{\text{тек}} = 373 \cdot 10^6 \cdot 0,785 (0,1683^2 - 0,1505^2) 0,7 / (1 + \frac{0,159}{4 \cdot 0,4 \cdot 0,4}) = 930 \text{ кН.}$$

Условие (5.1) в этом сечении не выполняется ($930 : 904 = 1,028 < 1,1$).

6. Уточним допустимую длину секции из труб с толщиной стенок 8,9 мм, при которой будет выполняться условие (5.1)

$$l_5 \leq (930 : 1,1 - 692) / (36,0 \cdot 9,8) = 430 \text{ м.}$$

7. Для того, чтобы всю колонну можно было спускать на клиньях, верхнюю секцию ее длиной $l_6 = 600 - 430 = 170$ м надо составить из более прочных труб.

Проверим, можно ли для шестой секции использовать трубы с толщиной стенок 10,6 мм того же качества

$$P_{\text{тек}} = 373 \cdot 10^6 \cdot 0,785 (0,1683^2 - 0,1471^2) \cdot 0,7 / (1 + \frac{0,158}{4 \cdot 0,4 \cdot 0,4}) =$$

$$= 1099 \text{ кН;}$$

$$\sum_{i=1}^6 G_i = 692 + (36,0 \cdot 430 + 42,1 \cdot 170) 9,8 \cdot 10^{-3} = 913 \text{ кН.}$$

Теперь условие (5.1) выполняется ($1099 : 913 = 1,2$).

§ 5.6. ЗАДАЧИ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО РЕШЕНИЯ

Задачи 5.5–5.13.

Можно ли спускать на клиньях обсадную колонну, конструкция которой рассчитана при решении задачи, указанной в табл. 32.

Таблица 32

Номер задачи	Наружный диаметр колонны, мм	Номер задачи или таблицы, где дана характеристика конструкции колонны
5.5	140	Задача 4.21
5.6	168	Задача 4.1
5.7	168	Задача 4.6
5.8	178	Задача 4.16
5.9	219	Табл. 26, 1 вариант
5.10	219	Табл. 26, 2 вариант
5.11	219	Табл. 26, 3 вариант
5.12	245	Табл. 29
5.13	299	Табл. 25

Таблица 33

Номер секции	Группа прочности	Толщина стенок, мм	Длина секции, м
1	Д	10,5	300
2	К	10,5	330
3	Л	9,2	3920
4	М	9,2	650
5	М	10,5	300

ЦКОД-245. Для спуска нижней части используются бурильные трубы ТБВК-140.

Предыдущая обсадная колонна диаметром 340 мм спущена до глубины 2500 м. Градиент давления поглощения в интервале 2500–3800 м равен 22 кПа/м, а ниже – 21 кПа/м. Плотность промывочной жидкости в скважине 1900 кг/м³, пластическая вязкость 37 мПа·с, динамическое напряжение сдвига 13 Па.

Требуется рассчитать предельную скорость спуска, при которой возможен разрыв породы, когда башмак нижней части находится на глубине z_6 , регламентировать среднюю скорость спуска и допустимую глубину понижения уровня жидкости в трубах. Посадка колонны ведется плавно, после полного затормаживания. Численные значения длины труб l_T и глубины z_6 указаны в табл. 35.

Таблица 35

Номер задачи	Длина трубы, l_T , м	Глубина z_6 , м	Номер задачи	Длина трубы l_T , м	Глубина z_6 , м
5.23	8	1200	5.28	12	1900
5.24	8	1900	5.29	12	2500
5.25	8	2500	5.30	12	3800
5.26	8	3800	5.31	12	4300
5.27	8	4300			

Задача 5.32.

Оценить максимально допустимую скорость перемещения обсадных труб перед посадкой на клинья при спуске верхней части 245 мм промежуточной колонны, характеристика которой дана в предыдущей задаче.

Глава 6

РАСЧЕТЫ ПРИ ЦЕМЕНТИРОВАНИИ СКВАЖИН

§ 6.1. РАСЧЕТ ОДНОСТУПЕНЧАТОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ

При одноступенчатом цементировании часто используют тампонажные растворы двух разных составов: для нижнего участка скважины – раствор с нормальной плотностью $\rho_{цр}$ и возможно более высокой суффозионной устойчивостью, из которого после окончания цементирования

формируется камень с достаточно большой прочностью; для верхнего же участка — раствор с уменьшенной плотностью $\rho_{\text{оцр}}$ и с повышенным относительным водосодержанием.

Во избежание разрыва пород при цементировании и поглощения тампонажного раствора, а также с целью лучшего вытеснения промывочной жидкости из кольцевого пространства скважины необходимо соблюдать следующие условия

$$\left. \begin{aligned} \rho_{\text{нп}} &\leq \rho_{\text{оцр}} < \rho_{\text{вп}}; \\ \rho_{\text{оцр}} &\leq \rho_{\text{цр}}, \end{aligned} \right\} \quad (6.1)$$

где $\rho_{\text{нп}}$ — нижний допустимый предел плотности, кг/м^3 ;

$$\rho_{\text{нп}} = \rho_{\text{п}} + \Delta\rho; \quad (6.2)$$

$\rho_{\text{вп}}$ — верхний допустимый предел, кг/м^3 ; $\Delta\rho$ — необходимое превышение плотности головной порции тампонажного раствора над плотностью вытесняемой промывочной жидкости, кг/м^3 .

Если буферная жидкость не применяется или высота столба ее в кольцевом пространстве мала, рекомендуется принимать $\Delta\rho \approx 200 \div 250 \text{ кг/м}^3$.

Для того, чтобы при закачке тампонажного раствора в обсадную колонну уровень его не снижался и у устья не возникал вакуум, в кольцевом пространстве при выходе промывочной жидкости из скважины нужно поддерживать соответствующее противодействие; при этом должна быть исключена возможность разрыва слабой породы и поглощения. Если суммарный объем тампонажных растворов $\Sigma V_{\text{цр}}$ меньше внутреннего объема обсадной колонны $V_{\text{т}}$, а высота столба его в колонне больше высоты интервала, подлежащего цементированию, верхний предел $\rho_{\text{вп}}$ можно найти из условия равенства давления на наиболее слабый пласт в момент окончания закачки тампонажного раствора давлению поглощения (рис. 31, а)

$$(p_{\text{т}} - p_{\text{кпм}})_{\text{ст}} = \Delta p_{\text{пм}} z_{\text{пм}} / k_{\text{б}}, \quad (6.3)$$

где $(p_{\text{т}})_{\text{ст}}$ — статическое давление столба жидкостей в колонне при окончании закачки тампонажного раствора (или при подходе головной порции последнего к башмаку колонны), Па; $(p_{\text{кпм}})_{\text{ст}}$ — статическое давление столба жидкостей высотой $z_{\text{с}} - z_{\text{пм}}$ в заколонном пространстве в тот же момент времени, Па; $z_{\text{с}}$ — глубина спуска колонны, м; $\Delta p_{\text{пм}}$ — наименьший градиент давления поглощения, Па/м; $z_{\text{пм}}$ — глубина подошвы пласта с градиентом $\Delta p_{\text{пм}}$, м; $k_{\text{б}}$ — коэффициент безопасности.

Если $\Sigma V_{\text{цр}} > V_{\text{т}}$, то расчет по соотношению (6.3) проводят для момента подхода головной порции тампонажного раствора к башмаку

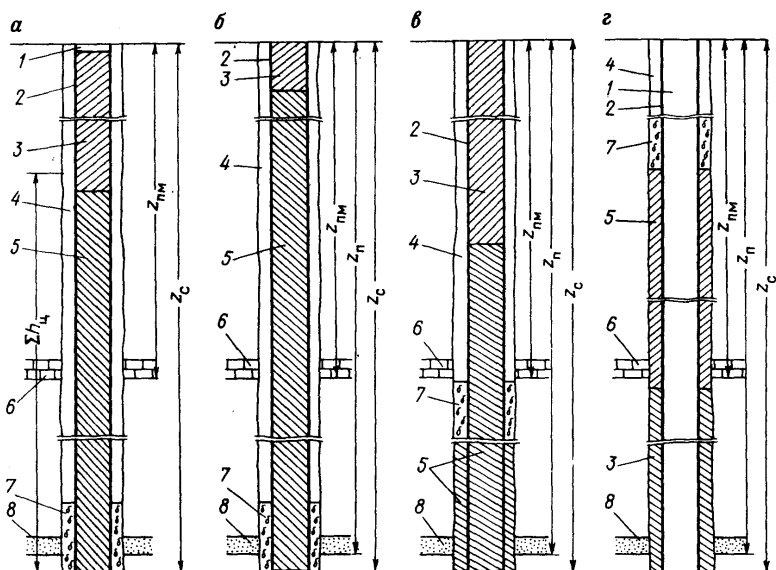


Рис. 31. Схема к расчету верхнего предела плотности облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{ВП}}$:

a – высота столба тампонажных растворов в колонне больше $\Sigma h_{\text{ц}}$ и $\Sigma V_{\text{цр}} < V_{\text{T}}$; *б* и *в* – то же, но $\Sigma V_{\text{цр}} > V_{\text{T}}$; *г* – $\Sigma h_{\text{ц}}$ больше высоты столба тампонажных растворов в колонне; $\Sigma h_{\text{ц}}$ – высота интервала, подлежащего цементированию; 1 – продавочная жидкость; 2 – обсадная колонна; 3 – тампонажный раствор с плотностью $\rho_{\text{цр}}$; 4 – промывочная жидкость; 5 – тампонажный раствор с плотностью $\rho_{\text{ВП}}$; *б* – слабый пласт с градиентом $\Delta p_{\text{ПМ}}$; 7 – буферная жидкость; 8 – слабый пласт с градиентом $\Delta p_{\text{П}} > \Delta p_{\text{ПМ}}$

обсадной колонны и момента окончания закачки последней порции его в колонну, а за верхний предел $\rho_{\text{ВП}}$ принимают наименьшее из двух значений (рис. 31, *б* и *в*).

Если при любом соотношении $\Sigma V_{\text{цр}} : V_{\text{T}}$ высота столба тампонажных растворов в колонне меньше высоты интервала цементирования, то верхний предел плотности рассчитывают из условия равенства давления на слабые пласты при окончании цементирования давлению поглощения этих пластов (рис. 31, *г*)

$$(p_{\text{кп}})_{\text{ст}} = \Delta p_{\text{П}} z_{\text{П}} / k_{\text{б}}, \quad (6.4)$$

где $(p_{\text{кп}})_{\text{ст}}$ – статическое давление столба жидкостей на слабый пласт, Па; $\Delta p_{\text{П}}$ – градиент давления поглощения слабого пласта, Па/м; $z_{\text{П}}$ – глубина подошвы слабого пласта, м.

Объем тампонажного раствора, необходимый для цементирования

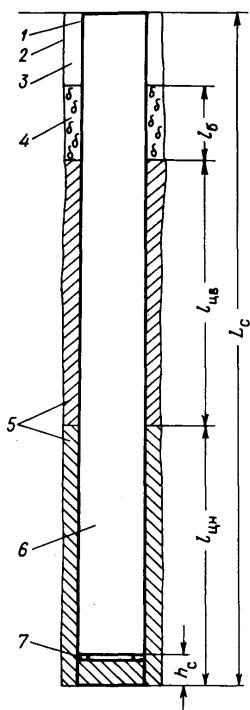


Рис. 32. Схема к расчету объемов тампонажного раствора, буферной и продавочной жидкостей для цементирования:

1 – обсадная колонна; 2 – стенки скважины; 3 – промывочная жидкость; 4 – буферная жидкость; 5 – тампонажный раствор; 6 – продавочная жидкость; 7 – стоп-кольцо

нижнего участка с учетом резерва (м^3) (рис. 32)

$$V_{\text{цр}} = 0,785 \cdot k_{\text{цр}} [(d_{\text{с}}^2 - d_{\text{н}}^2) l_{\text{цн}} + d_0^2 h_{\text{с}}], \quad (6.5)$$

где $k_{\text{цр}}$ – коэффициент резерва, вводимый для компенсации влияния факторов, которые не поддаются учету (определяют статистическим путем по данным цементирования предыдущих скважин); $d_{\text{с}}$ и $d_{\text{н}}$ – соответственно средний диаметр скважины и наружный диаметр колонны в пределах нижнего участка цементирования, м; $l_{\text{цн}}$ – длина нижнего участка цементирования, м; d_0 – внутренний диаметр колонны близ башмака ее, м; $h_{\text{с}}$ – высота (длина) цементного стакана, оставляемого в колонне, м.

При расчете объема тампонажного раствора для верхнего участка в формуле (6.5) полагают $h_{\text{с}} = 0$.

Необходимые объемы продавочной и буферной жидкостей (м^3)

$$V_{\text{пр}} = 0,785 k_{\text{с}} d^2 (L_{\text{с}} - h_{\text{с}}); \quad (6.6)$$

$$V_{\text{б}} = 0,785 (d_{\text{с}}^2 - d_{\text{н}}^2) l_{\text{б}}, \quad (6.7)$$

где $k_{\text{с}}$ – коэффициент запаса продавочной жидкости ($k_{\text{с}} = 1,02 \div 1,05$); d – средний внутренний диаметр колонны, м; $L_{\text{с}}$ – длина скважины по оси ее, м; $l_{\text{б}}$ – длина столба буферной жидкости в кольцевом пространстве, м.

Количество тампонажного цемента, нужное для приготовления раствора с заданной плотностью, кг

$$M_{\text{ц}} = \frac{k_{\text{ц}} \rho_{\text{цр}} V_{\text{цр}}}{1 + n}; \quad (6.8)$$

необходимый объем воды с растворенными в ней химическими реагентами для той же цели (без учета резерва), м^3

$$V_{\text{ж}} = \frac{n M_{\text{ц}}}{k_{\text{ц}} \rho_{\text{ж}}}, \quad (6.9)$$

где $k_{ц}$ — коэффициент резерва тампонажного материала; n — относительное водосодержание раствора; $\rho_{ж}$ — плотность воды после растворения в ней реагентов, кг/м³.

Необходимое число смесительных машин для приготовления тампонажного раствора заданной плотности (без учета запасных)

$$i_c = M_{ц} / (m_c U_{см}), \quad (6.10)$$

где m_c — насыпная плотность тампонажного материала, кг/м³; $U_{см}$ — вместимость бункера одной смесительной машины, м³.

Производительность одной смесительной машины при приготовлении тампонажного раствора, м³/с

$$q_c = \frac{(1+n)m_c q_{см}}{\rho_{цр}}, \quad (6.11)$$

а требуемая для этого подача воды с химреагентами в гидросмеситель, м³/с

$$q_{ж} = (nm_c q_{см}) / \rho_{ж}, \quad (6.12)$$

где $q_{см}$ — объемная скорость подачи сухого тампонажного материала в гидросмеситель, м³/с.

Скорость струи на выходе из штуцера гидросмесителя должна быть не меньше 50 м/с.

В любой момент процесса цементирования скорость потока в кольцевом пространстве w_k должна быть меньше предельной $w_{пред}$, при которой сумма статического и гидродинамического давления на слабый пласт равна давлению поглощения последнего,

$$w_k < w_{пред}. \quad (6.13)$$

Предельную скорость $w_{пред}$ можно найти из уравнения

$$(p_{кп})_{ст} + (p_{кп})_{гд} + p_{ук} \leq \Delta p_{п} z_{п} / k_{б}, \quad (6.14)$$

где $(p_{кп})_{гд}$ — гидравлические потери в кольцевом пространстве на участке от подошвы слабого пласта до устья скважины, Па; $p_{ук}$ — противодействие в кольцевом пространстве у устья в рассматриваемый момент процесса цементирования, Па.

Скорость восходящего потока w_k и противодействие $p_{ук}$ нужно регулировать так, чтобы в обсадной колонне у устья не мог возникнуть вакуум, т.е. уровень жидкости не опускался ниже дневной поверхности

$$p_{ук} \geq (p_T - p_k)_{ст} - (p_T + p_k)_{гд}, \quad (6.15)$$

где $(p_T - p_K)_{ст}$ — разность статических давлений в обсадной колонне и в кольцевом пространстве на глубине башмака, Па; $(p_T + p_K)_{гд}$ — сумма гидравлических потерь в колонне и в кольцевом пространстве, Па.

Если в уравнении (6.15) принять $p_{ук} = 0$ и решить его, то можно найти минимальную скорость восходящего потока $w_{вак}$, при которой уровень жидкости в колонне будет находиться у устья и создавать противодействие не потребуется. Для гарантированного сохранения уровня жидкости в колонне у устья целесообразно соблюдать условие

$$w_K > w_{вак}. \quad (6.16)$$

Режим течения в кольцевом пространстве с момента подхода головной порции тампонажного раствора к башмаку обсадной колонны, как правило, должен быть турбулентным. Следовательно, если объем тампонажного раствора больше внутреннего объема обсадной колонны, то закачку этого раствора нужно спланировать так, чтобы с момента приближения головной порции его к башмаку, наряду с условиями (6.13) и (6.16), соблюдалось также условие

$$w_K > w_{кр}. \quad (6.17)$$

Если поддерживать турбулентный режим течения в кольцевом пространстве после начала выхода в последнее тампонажного раствора невозможно из-за опасности разрыва пород или технически затруднительно, то рекомендуется вести процесс при так называемом пробковом режиме (при очень малой скорости восходящего потока) и обязательном поддержании в цементировочной головке давления выше атмосферного.

Суммарная подача цементировочных насосов, участвующих одновременно в закачке тампонажного раствора в обсадную колонну

$$Q_{зак} = 0,785 w_K (d_c^2 - d_n^2). \quad (6.18)$$

Если при цементировании не используются осреднительные емкости, то общая подача этих насосов должна быть равна суммарной производительности работающих вместе с ними смесительных машин

$$Q_{зак} = i_{ос} q_c, \quad (6.19)$$

где $i_{ос}$ — число смесительных машин, занятых одновременно приготовлением тампонажного раствора.

Число цементировочных насосов, необходимых для закачки тампонажного раствора в случае, если осреднительные емкости не применяются, равно $k_{цн} = 1$ или вдвое больше $k_{цн} = 2$ числа смесительных машин, занятых приготовлением его

$$i_{\text{цн}} = k_{\text{цн}} i_{\text{ос}}. \quad (6.20)$$

Подача одного насоса в этом случае ,

$$q_{\text{цн}} = q_{\text{с}}/k_{\text{цн}}. \quad (6.21)$$

Если же применяются осреднительные емкости, то

$$i_{\text{цн}} = Q_{\text{зак}}/q_{\text{цн}}, \quad (6.22)$$

где $q_{\text{цн}}$ — подача одного цементировочного насоса при максимальном давлении, которое может возникнуть в период закачки, м³/с.

Наибольшее давление при закачке тампонажного раствора в колонну возникает в начальный момент процесса

$$P_{\text{зак}} = (\rho_{\text{п}} - \rho_{\text{б}})gh_{\text{бт}} + P_{\text{т}} + P_{\text{к}}, \quad (6.23)$$

где $h_{\text{бт}}$ — высота столба буферной жидкости в обсадной колонне, м; $P_{\text{т}}$ и $P_{\text{к}}$ — гидравлические потери при течении промывочной и буферной жидкостей соответственно в обсадной колонне и в кольцевом пространстве в указанный период, Па.

Насосы, которые включаются в работу с самого начала процесса закачки, должны при подаче $q_{\text{цн}}$ создавать давление несколько больше $P_{\text{зак}}$. Если давление $P_{\text{зак}}$, рассчитанное в предположении, что все $i_{\text{цн}}$ цементировочных насоса включаются в работу одновременно, слишком велико, то целесообразно часть объема тампонажного раствора закачать в колонну небольшим числом насосов (например, двумя), а затем уже включать в работу остальные. Начальное давление $P_{\text{зак}}$ при этом будет значительно меньше и насосы смогут работать с большей подачей.

По окончании закачки тампонажного раствора удаляют излишки его из линий, соединяющих цементировочную головку с цементировочными насосами. Одновременно освобождают верхнюю разделительную пробку и поверх нее закачивают, как правило, одним насосом свободного цементировочного агрегата первую порцию продавочной жидкости. При этом рекомендуется в кольцевом пространстве у устья поддерживать такое противодействие, чтобы в цементировочной головке не возник вакуум. Затем в работу включают другие агрегаты. Суммарная подача их должна быть такой, чтобы соблюдались условия (6.13) и (6.17).

В процессе вытеснения тампонажного раствора из колонны в кольцевое пространство статическое давление на стенки скважины возрастает, поскольку плотность этого раствора больше плотности промывочной жидкости. Скорость восходящего потока в определенные моменты времени уменьшают для того, чтобы не допустить разрыва пород. Высоту $h_{\text{х}}$, на которую можно поднять тампонажный раствор от башмака колонны при данной скорости восходящего потока без опасности разры-

ва слабой породы, можно рассчитать, решив уравнение (6.14) при $p_{ук} = 0$. Поскольку статическое давление зависит от высоты столба жидкости, а гидродинамическое — от длины его, в случае наклонной скважины для решения уравнения (6.14) надо знать соотношение между длиной и высотой этого столба. Во многих случаях с малой погрешностью для решения уравнения (6.14) можно воспользоваться соотношением (3.40).

Если слабых пластов в цементированном интервале несколько, расчеты надо сделать применительно к каждому из них и наименьшее из полученных значений h_x принять за высоту, по достижении которой скорость восходящего потока нужно обязательно уменьшить.

Если ствол скважины или обсадная колонна в интервале цементирования ступенчатые (т.е. диаметр нижней части отличается от диаметра верхней), то после начала вытеснения из колонны тампонажного раствора плотностью $\rho_{цр}$ высоту столба облегченного раствора плотностью $\rho_{оцр}$ в кольцевом пространстве следует рассчитывать по соотношению:

$$h_{оцр} = h_{оц} - h_1 \left(1 - \frac{F'_к}{F''_к} \right), \quad (6.24)$$

где $h_{оц}$ — наибольшая высота столба облегченного раствора в момент завершения вытеснения его из колонны, м; h_1 — высота столба раствора плотностью $\rho_{цр}$ в заколонном пространстве в рассматриваемый момент, м; $F'_к$ и $F''_к$ — площадь сечения кольцевого пространства соответственно в нижнем и верхнем участках, м².

Необходимое число цементировочных насосов для закачки продавочной жидкости

$$i_{ца} = Q_{пр} / q_{ца}, \quad (6.25)$$

где $Q_{пр}$ — суммарная подача одновременно работающих насосов, м³/с; $q_{ца}$ — подача одного насоса при максимальном давлении, которое может возникнуть при нагнетании в обсадную колонну продавочной жидкости с интенсивностью $Q_{пр}$, м³/с.

Во избежание резкого удара при посадке верхней пробки на упорное кольцо последнюю порцию продавочной жидкости рекомендуется закачивать в течение 3–5 мин с такой подачей, чтобы скорость нисходящего потока в колонне была $w_{мин} \leq 0,4 - 0,5$ м/с

$$Q_{мин} \leq 0,785 d^2 w_{мин}. \quad (6.26)$$

Давление в цементировочной головке в период вытеснения тампонажного раствора в заколонное пространство

$$P_{\text{цг}} = (p_{\text{к}} - p_{\text{т}})_{\text{ст}} + (p_{\text{к}} + p_{\text{т}})_{\text{гд}} + p_{\text{ук}}, \quad (6.27)$$

где $(p_{\text{к}} - p_{\text{т}})_{\text{ст}}$ — разность статических давлений столбов жидкостей в кольцевом пространстве и в обсадной колонне на глубине башмака последней в рассматриваемый момент, Па; $(p_{\text{к}} + p_{\text{т}})_{\text{гд}}$ — сумма гидравлических потерь в кольцевом пространстве и в колонне в тот же момент, Па.

Продолжительность процесса цементирования $t_{\text{ц}}$ складывается из времени, необходимого для приготовления начальной порции тампонажного раствора и заполнения ею осреднительной емкости (если таковая используется), t_0 , на закачку тампонажного раствора в обсадную колонну $t_{\text{зак}}$, на освобождение разделительной пробки $t_{\text{пп}}$ и на закачку в колонну продавочной жидкости $t_{\text{пр}}$, т.е.

$$t_{\text{ц}} = t_0 + t_{\text{зак}} + t_{\text{пп}} + t_{\text{пр}}. \quad (6.28)$$

Время $t_{\text{ц}}$, как правило, не должно превышать 75 % срока начала загустевания (или начала схватывания) тампонажного раствора $t_{\text{заг}}$

$$t_{\text{ц}} \leq 0,75 t_{\text{заг}}. \quad (6.29)$$

§ 6.2. ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА ВАРИАНТА ОДНОСТУПЕНЧАТОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИНЫ С ОБСАДНОЙ КОЛОННОЙ БОЛЬШОГО ДИАМЕТРА

При обычной схеме одноступенчатого цементирования скважины, в которую спущена обсадная колонна большого диаметра, часто объем продавочной жидкости намного больше объема тампонажного раствора. Таким образом для закачки продавочной жидкости и вытеснения тампонажного раствора в заколонное пространство при выбранном режиме приходится использовать большое число цементировочных насосов.

Устранить этот недостаток можно следующим способом. До начала цементирования в обсадную колонну 5 (рис. 33) большого диаметра спускают колонну бурильных труб 1, нижний конец которой устанавливают на 20–30 м выше обратного клапана 6. Пространство между колоннами наверху герметизируют специальной крышкой 4. Отверстия в крышке трубопроводом 2 с краном высокого давления 3 соединяют с емкостью для продавочной жидкости. Тампонажный раствор и первую порцию продавочной жидкости в этом случае закачивают не в обсадную колонну большого диаметра, а в бурильную колонну меньшего диаметра при закрытом кране 3. В результате процесс вытеснения тампонажного раствора в заколонное пространство можно существенно ускорить, а необходимое число цементировочных агрегатов сократить.

При расчете необходимого объема тампонажного раствора по формуле (6.5) под h_c подразумевают расстояние от башмака обсадной колонны до нижнего конца бурильных труб. Объем первой порции продавоч-

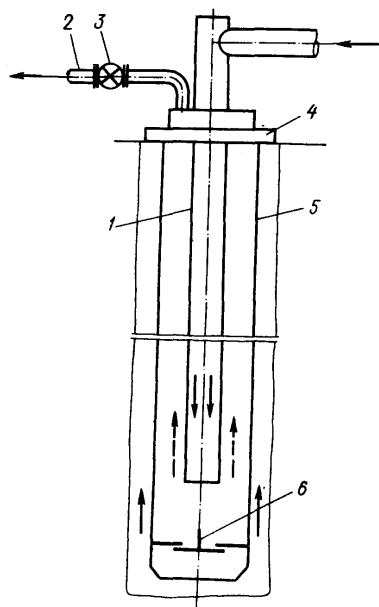


Рис. 33. Схема одноступенчатого цементирования обсадной колонны большого диаметра с использованием бурильных труб

ной жидкости, необходимой для завершения вытеснения тампонажного раствора в заколонное пространство,

$$V_{\text{пр}} = 0,785 k_c d_b^2 L_{\text{бк}}, \quad (6.30)$$

где d_b — внутренний диаметр бурильных труб, м; $L_{\text{бк}}$ — длина бурильной колонны, м.

После закачки этого объема в бурильные трубы открывают кран 3 (см. рис. 33) и промывают межтрубное пространство от излишка тампонажного раствора, поддерживая, если это необходимо, некоторое противодавление у устья в межтрубном пространстве.

При такой схеме вытеснение в заколонное пространство тампонажного раствора начинается еще во время закачки его в бурильные трубы. Следовательно, закачку раствора нужно вести так, чтобы обязательно выполнялось условие (6.13). Для того чтобы ускорить операцию цементирования и не допустить гидроразрыва пород, можно процесс закачки разделить на несколько этапов (например, на два или три) и на начальных или промежуточных этапах в одновременную работу включать большее число цементировочных насосов, а на более поздних, в связи с увеличением давления на стенки скважины, уменьшать число работающих насосов (или суммарную подачу их). Высоту столба h_x тампонажного

раствора в заколонном пространстве, по достижении которой подачу насосов нужно обязательно уменьшить, можно рассчитать по уравнению (6.14).

Наибольшая опасность возникновения вакуума в цементировочной головке появляется в момент подхода головной порции тампонажного раствора к башмаку обсадной колонны. Во избежание этого целесообразно при необходимости создавать противодействие в цементировочной головке, соблюдая условие (6.15).

Давление в цементировочной головке в начальный момент закачки тампонажного раствора в бурильные трубы можно рассчитать по формуле

$$p_{цг} = (\rho_{п} - \rho_{б})gh_{бб} + (p_{к} + p_{бк})_{гд}, \quad (6.31)$$

а в последний момент закачки

$$p_{цг} = (p_{к} - p_{бк})_{ст} + (p_{к} + p_{бк})_{гд}, \quad (6.32)$$

где $h_{бб}$ — высота столба буферной жидкости в бурильной колонне, м; $(p_{к})_{ст}$ и $(p_{бк})_{ст}$ — статические давления столбов жидкостей соответственно в кольцевом заколонном пространстве и в бурильной колонне, Па; $(p_{к})_{гд}$ и $(p_{бк})_{гд}$ — гидравлические потери в тех же каналах, Па.

Давление в межтрубном пространстве у устья перед открытием крана 3 (см. рис. 33)

$$p_{умт} = (p_{к} - p_{мт})_{ст} + (p_{к})_{гд}, \quad (6.33)$$

где $(p_{мт})_{ст}$ — статическое давление в межтрубном пространстве на глубине башмака обсадной колонны, Па.

Во время промывки межтрубного пространства и в период ОЗЦ на устье перед краном 3 необходимо поддерживать противодействие

$$p_{умт} \geq (p_{к} - p_{мт})_{ст} - p_{кл}. \quad (6.34)$$

Следовательно, давление в цементировочной головке при промывке после цементирования

$$p_{цг} \approx (p_{бк} + p_{мт})_{гд} + p_{умт}, \quad (6.35)$$

где $p_{кл}$ — рабочее давление обратного клапана, установленного в башмаке обсадной колонны, Па.

§ 6.3. ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА СТУПЕНЧАТОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ С РАЗРЫВОМ ВО ВРЕМЕНИ

Цементирование нижней ступени рассчитывают как одноступенчатое цементирование скважины в интервале от башмака обсадной колонны на глубине z_c до сечения на глубине z_m , где установлена цементировочная муфта, а верхней ступени — как одноступенчатое цементирование скважины глубиной z_m .

Если ступенчатое цементирование применяют, чтобы избежать возникновения заколонных газонефтеводопроявлений в период загустевания и схватывания тампонажного раствора в интервале над пластом с повышенным коэффициентом аномальности, то муфту для ступенчатого цементирования в обсадной колонне устанавливают на глубине z_m , которая на 200–300 м меньше глубины кровли проявляющего пласта $z_{пл}$

$$z_m \approx z_{пл} - (200 - 300). \quad (6.36)$$

После окончания цементирования нижнего участка верхний интервал скважины промывают через цементировочную муфту. Если на колонне ниже муфты не установлен наружный пакер, то промывка должна продолжаться, по крайней мере, до наступления конца схватывания тампонажного раствора. В кольцевом пространстве у устья в этот период рекомендуется поддерживать такое противодействие $p_{ук}$, чтобы давление на глубине z_m было примерно равно пластовому в кровле проявляющего объекта

$$p_{ук} \approx p_{пл} - \rho_{п} g z_m - p_{км}, \quad (6.37)$$

но меньше давления, при котором возможен разрыв пород на глубине $z_{п}$ в интервале, не перекрытом предыдущей обсадной колонной

$$p_{ук} < \Delta p_{п} z_{п} - \rho_{п} g z_{п} - p_{км} z_{п}/z_m, \quad (6.38)$$

где $p_{км}$ — гидравлические потери в кольцевом пространстве на участке от муфты до устья, Па.

Если к ступенчатому цементированию прибегают с целью предотвратить опасность разрыва пород и поглощения тампонажного раствора, то за глубину установки цементировочной муфты в колонне следует принимать наибольшее из значений, при котором соблюдаются условия

$$\left. \begin{aligned} (p_{кп})_{ст} + (p_{кп})_{гд} &\leq \Delta p_{п} z_{п} / k_{б}; \\ (p_{кп})_{ст} + (p_{км})_{гд} + p_{ук} &\leq \Delta p_{п} z_{п} / k_{б}, \end{aligned} \right\} \quad (6.39)$$

где $(p_{кп})_{ст}$ — статическое давление столба жидкостей в кольцевом про-

странстве на глубине $z_{\text{п}}$ при цементировании, Па; $(p_{\text{кп}})_{\text{гд}}$ — гидравлические потери в том же участке кольцевого пространства, Па; $(p_{\text{км}})_{\text{гд}}$ — гидравлические потери на участке кольцевого пространства от цементировочной муфты до устья при промывке скважины после цементирования нижнего участка, Па; $p_{\text{ук}}$ — противодействие в кольцевом пространстве у устья в тот же период, Па.

Цементирование участка, расположенного выше цементировочной муфты, рассчитывают как одноступенчатое скважины глубиной $z_{\text{м}}$. Если цементировочная муфта находится выше башмака предыдущей обсадной колонны, то при расчете цементирования вышерасположенного интервала предельную скорость восходящего потока $w_{\text{пред}}$ не определяют, поскольку опасность разрыва стенок скважины в этом случае отсутствует.

Объем первой порции продавочной жидкости, после закачки которого необходимо освободить и спустить в колонну пробку для открытия отверстий в цементировочной муфте

$$V_{\text{прп}} = 0,785 k_{\text{с}} d^2 (L_{\text{с}} - l_{\text{м}} - h_{\text{с}}), \quad (6.40)$$

где $l_{\text{м}}$ — расстояние от устья до цементировочной муфты по оси колонны, м.

§ 6.4. РАСЧЕТ ОБРАТНОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ

Рассмотрим задачу расчета обратного цементирования скважины с применением реперной и буферной жидкостей. Башмак обсадной колонны расположен против пласта, из которого возможно газонефте- или водоявление. Интервал цементирования состоит из двух участков, нижний из которых высотой $h_{\text{цн}}$ должен быть зацементирован тампонажным раствором с плотностью $\rho_{\text{цр}}$, а верхний высотой $h_{\text{цв}}$ — раствором плотностью $\rho_{\text{оцр}} < \rho_{\text{цр}}$. Остальная часть заколонного пространства должна быть заполнена продавочной жидкостью плотностью $\rho_{\text{пр}}$.

Объем порции реперной жидкости $\rho_{\text{рж}}$, которая служит для контроля за подходом тампонажного раствора с плотностью $\rho_{\text{цр}}$ к башмаку обсадной колонны, (м^3).

$$V_{\text{рж}} = 0,785 d^2 l_{\text{рж}}, \quad (6.41)$$

где $l_{\text{рж}}$ — длина столба этой жидкости в обсадной колонне, м.

Объем порции промывочной жидкости, закачиваемой вслед за реперной, (м^3)

$$V_{\text{п}} = 0,785 k_{\text{с}} d^2 (L_{\text{с}} - l_{\text{рж}} - l_{\text{бт}}), \quad (6.42)$$

где $l_{\text{бт}}$ — длина столба буферной жидкости в колонне, м.

Необходимый объем буферной жидкости рассчитывают по соотношению (6.7), тампонажного раствора с плотностью $\rho_{\text{цр}}$ — по формуле (6.5) при $h_c = 150 \div 200$ м, а с плотностью $\rho_{\text{оцр}}$ — по той же формуле при $h_c = 0$.

Необходимый объем продавочной жидкости при условии поддержания уровня ее у устья в конце цементирования (м^3)

$$V_{\text{пр}} = 0,785 k_{\text{пж}} (d_c^2 - d_n^2)(L_c - l_c), \quad (6.43)$$

где $k_{\text{пж}}$ — коэффициент резерва продавочной жидкости; l_c — длина интервала, подлежащего цементированию, м.

Предел плотности $\rho_{\text{вп}}$ раствора для цементирования верхнего участка можно найти из условия (6.4) предотвращения разрыва пород в наиболее опасной ситуации, которая может возникнуть, если краны на головке, установленной на устье обсадной колонны, закрыть в момент подхода головной порции тампонажного раствора с плотностью $\rho_{\text{цр}}$ к башмаку колонны.

Плотность раствора для цементирования верхнего участка должна быть

$$\rho_{\text{цр}} > \rho_{\text{оцр}} < \rho_{\text{вп}}. \quad (6.44)$$

Если $\rho_{\text{цр}} > \rho_{\text{п}}$, то при закачке тампонажного раствора в скважину необходимо в головке на обсадной колонне поддерживать такое противодействие p_y , чтобы уровень жидкости в кольцевом пространстве всегда был у устья

$$p_y = (p_k - p_t)_{\text{ст}} - (p_k + p_t)_{\text{гд}} + p_{\text{ук}}, \quad (6.45)$$

а давление на стенки скважины было меньше давления поглощения слабых пород

$$p_y < \min \begin{cases} \Delta p_{\text{пв}} z_{\text{пв}} - (p_t - p_{\text{кв}})_{\text{ст}} - (p_t + p_{\text{кв}})_{\text{гд}}; \\ \Delta p_{\text{пн}} z_{\text{пн}} - (p_t - p_{\text{кн}})_{\text{ст}} - (p_t + p_{\text{кн}})_{\text{гд}}, \end{cases} \quad (6.46)$$

где $(p_k - p_t)_{\text{ст}}$ — разность статических давлений столбов жидкостей в кольцевом пространстве и в обсадной колонне, Па; $(p_k + p_t)_{\text{гд}}$ — сумма гидравлич

сумма гидравлических потерь в обсадной колонне и в кольцевом пространстве, Па; $p_{\text{ук}}$ — избыточное давление в кольцевом пространстве у устья, Па; $(p_{\text{кв}})_{\text{ст}}$ — статическое давление столба жидкостей высотой $z_c - z_{\text{пв}}$ в кольцевом пространстве в рассматриваемый момент времени, Па; $(p_{\text{кн}})_{\text{ст}}$ — то же столба высотой $z_c - z_{\text{пн}}$, Па; $(p_{\text{кв}})_{\text{гд}}$ — гидравлические потери в кольцевом пространстве на участке $z_c - z_{\text{пв}}$, Па;

$(p_{кн})_{гд}$ — то же на участке $z_c - z_{пн}$, Па; $z_{пв}$ и $z_{пн}$ — глубина подошвы слабой породы соответственно в верхнем и нижнем участках цементирования, м.

Решая совместно уравнения (6.45) и (6.46) для момента подхода головной порции тампонажного раствора к башмаку колонны, можно найти скорость нисходящего потока в кольцевом пространстве w_k , при которой выполняются оба условия, и по формуле (6.18) рассчитать необходимую суммарную подачу цементировочных насосов при закачке тампонажных растворов в скважину. Если эта подача мала, то процесс можно ускорить, если его разделить на два-три этапа и на первых этапах закачку вести с более высокой подачей, чем на этапе подхода головной порции к башмаку колонны. Скорость w_k в этом случае необходимо рассчитывать с соблюдением условий (6.45) и (6.46) в момент окончания рассматриваемого этапа. Вытеснять головную порцию тампонажного раствора в обсадную колонну целесообразно при небольшой скорости течения в последней.

Режимы работы смесительных машин рассчитывают в зависимости от необходимой суммарной подачи цементировочных насосов на каждом этапе по формулам (6.11) и (6.12) (если не используются осреднительные емкости).

Наибольшее давление в кольцевом пространстве у устья в момент начала закачки головной порции тампонажного раствора

$$p_{у\kappa} = (p_T - p_K)_{ст} + (p_T + p_K)_{гд} + p_y. \quad (6.47)$$

В конце цементирования краны на головке обсадной колонны закрывают и колонну оставляют под давлением, величину которого можно найти по формуле (6.45) при $(p_T + p_K)_{гд} = 0$.

Если $\rho_{цр} < \rho_{п}$, а $\rho_{б} = \rho_{рж} \leq \rho_{п}$, то необходимо при цементировании соблюдать условие

$$w_k < w_{пред}. \quad (6.48)$$

Предельную скорость $w_{пред}$, при которой возникает поглощение промывочной жидкости, находят из уравнения

$$\Delta p_{п} z_{п} = \rho_{п} g z_{п} + (p_T + p_{кп})_{гд}, \quad (6.49)$$

где $\Delta p_{п}$ — градиент давления разрыва наиболее слабой породы, Па/м; $z_{п}$ — глубина подошвы этой породы, м; $(p_{кп})_{гд}$ — гидравлические потери в кольцевом пространстве на участке $z_c - z_{п}$, Па.

Давление на устье в кольцевом пространстве с увеличением объема закачанного тампонажного раствора в этом случае возрастает

$$p_{у\kappa} = (p_T - p_K)_{ст} + (p_T + p_K)_{гд}. \quad (6.50)$$

§ 6.5. РАСЧЕТ УСТАНОВКИ ЦЕМЕНТНОГО МОСТА

Схема установки цементного моста в открытом стволе скважины показана на рис. 34. Перед началом операции на глубине нижней границы моста устанавливают разбуриваемый пакер.

В основу расчета положена методика ВНИИКРнефти.

Необходимые объемы тампонажного раствора для цементного моста

$$V_{\text{цр}} = F_{\text{с}} h_{\text{м}} + c_1 V_{\text{Т}}; \quad (6.51)$$

порции буферной жидкости, прокачиваемой перед тампонажным раствором,

$$V'_6 = c_2 V_{\text{Т}} + c_3 F_{\text{К}} h_{\text{м}}; \quad (6.52)$$

порции буферной жидкости, прокачиваемой вслед за тампонажным раствором,

$$V''_6 = c_2 V_{\text{Т}}; \quad (6.53)$$

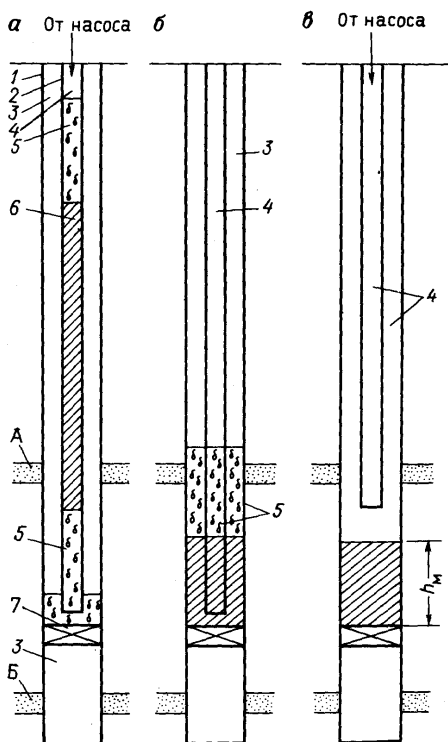


Рис. 34. Схема установки цементного моста:

а — начало закачки продавочной жидкости в бурильные трубы; *б* — конец закачки продавочной жидкости; *в* — промывка скважины после приподнятия бурильных труб выше кровли цементного моста;

1 — ствол скважины; 2 — бурильная колонна; 3 — промывочная жидкость; 4 — продавочная жидкость; 5 — буферные жидкости; 6 — цементный раствор; 7 — пакер, А и Б — перспективные горизонты

Таблица 36

Буферная жидкость	c_1	c_2	c_3	c_4
<i>Трубы с внутрь высаженными концами</i>				
Вода	0,05	0,02	0,4	0,97
Отсутствует	0,1	—	—	0,94
<i>Гладкопроходные трубы</i>				
Вода	0,025	0,02	0,4	0,98
Отсутствует	0,055	—	—	0,97

продавочной жидкости

$$V_{\text{пр}} = c_4 V_{\text{Т}} - F_{\text{Т}} h_{\text{м}}, \quad (6.54)$$

где $F_{\text{с}}$, $F_{\text{к}}$, $F_{\text{Т}}$ — соответственно, площади поперечного сечения скважины на участке установки моста, кольцевого пространства между стенками скважины и колонной труб, по которой прокачивают упомянутые жидкости, в том же участке и внутреннего проходного канала колонны, м^2 ; $h_{\text{м}}$ — высота моста, м ; c_1 , c_2 , c_3 и c_4 — эмпирические коэффициенты (табл. 36); $V_{\text{Т}}$ — внутренний объем колонны труб, м^3 .

Как правило, продавочную жидкость в колонну труб закачивают до момента выравнивания уровней столбов тампонажного раствора в кольцевом пространстве и в колонне труб (а также уровней столбов буферных жидкостей). После выравнивания уровней колонну приподнимают так, чтобы башмак ее оказался на 20–30 м выше верхней границы моста, и скважину промывают способом обратной циркуляции.

Для установки цементного моста в эксплуатационной колонне целесообразно использовать устройство УЦМ-140 [2]. При использовании этого устройства тампонажный раствор транспортируется в заданный участок скважины по колонне НКТ между двумя разделительными пробками и практически не перемешивается с промывочной жидкостью. Необходимый его объем

$$V_{\text{цр}} = k_{\text{цр}} F_{\text{с}} h_{\text{м}}, \quad (6.55)$$

где $k_{\text{цр}}$ — коэффициент резерва ($k_{\text{цр}} = 1,05 \div 1,1$).

Объем продавочной жидкости можно вычислить по формуле (6.54) при $c_4 = 1$.

Расчет давлений в цементировочном насосе ведется так же, как при одноступенчатом цементировании.

§ 6.6. ПРОВЕРКА ГЕРМЕТИЧНОСТИ КРЕПИ СКВАЖИНЫ

Обсадные колонны. Герметичность проверяют путем опрессовки избыточным внутренним давлением. Необходимое давление на устье $p_{оп}$ рассчитывают в случае опрессовки водой всей колонны за один прием по формуле (3.49), а в случае опрессовки по участкам

$$p_{оп} = 1,1 p_{вв} - \rho_{оп} g z_{в}, \quad (6.56)$$

где $p_{вв}$ — наибольшее внутреннее давление, которое может возникнуть на глубине $z_{в}$ верхнего сечения проверяемого участка после закрытия устья скважины в случае газонефтепроявления или при фонтанной эксплуатации, Па (величину его можно рассчитать по соответствующей из формул (1.13) или (1.21) при подстановке $z = z_{в}$); $\rho_{оп}$ — плотность опрессовочной жидкости, кг/м³.

Давление опрессовки $p_{оп}$ не должно быть меньше указанного на стр. 104. При опрессовке должны соблюдаться условия прочности проверяемого участка на разрыв (см. § 4.2).

Колонну признают герметичной, если после замены продавочной жидкости на воду не наблюдается перелива ее и выделения газа на устье и если в период выдержки колонны под давлением последнее в течение 30 мин снижается не более чем на 0,5 МПа при $p_{оп} > 7$ МПа и не более 0,3 МПа при $p_{оп} < 7$ МПа.

В газовых скважинах и в нефтегазовых скважинах с АВПД устьевые участки обсадных колонн, на которых должно быть установлено противовыбросовое оборудование, следует дополнительно проверять опрессовкой воздухом указанным выше давлением.

Эксплуатационные колонны во всех разведочных скважинах, а также в тех добывающих скважинах, в которых наибольшее давление у устья при испытании и эксплуатации существенно не превышает атмосферного, дополнительно проверяют, снижая уровень жидкости (обычно воды) на 50 м ниже того положения, при котором предполагают вызывать приток из соответствующего пласта при опробовании или освоении. Глубина снижения уровня жидкости в колонне должна быть не ниже следующих значений

Глубина скважины, м . . .	< 500	500–1000	1000–1500	1500–2000	> 2000
Наименьшая глубина снижения уровня жидкости, м	400	500	650	800	1000

Колонну считают герметичной, если за 8 ч наблюдения повышение уровня жидкости в ней не превысит значений, приведенных ниже.

Глубина снижения уровня жидкости от устья, м	< 400	400–600	600–800	800–1000	> 1000
Максимально допустим-					

мое повышение уровня
жидкости в м в обсад-
ной колонне диаметром,
мм:

114–219	0,8	1,1	1,4	1,7	2,0
> 219	0,5	0,8	1,1	1,3	1,5

Наблюдение за изменением уровня начинают через 3 ч после снижения его.

Если при бурении скважины и в качестве продавочной жидкости применяли буровой раствор с плотностью более 1400 кг/м^3 , ограничиваются заменой его на воду или другую облегченную жидкость и уровень в колонне не снижают.

Обратный клапан. Герметичность клапана, установленного в обсадной колонне, проверяют плавным стравливанием избыточного давления в цементировочной головке сразу же после окончания цементирования. Избыточное давление на клапан, обусловленное разностью статических давлений в заколонном пространстве и в обсадной колонне, не должно превышать рабочего давления клапана

$$(p_k - p_t)_{\text{ст}} - (p_y)_{\text{ост}} < p_{\text{кл}}, \quad (6.57)$$

где $(p_y)_{\text{ост}}$ — допустимое минимальное давление в цементировочной головке при стравливании, Па; всегда $(p_y)_{\text{ост}} \geq 0$.

Клапан считают герметичным, если после стравливания давления в цементировочной головке до нуля вытекание жидкости из обсадной колонны прекращается, а в случае стравливания давления до $(p_y)_{\text{ост}} > 0$ — не наблюдается роста давления при закрытом устье.

Зацементированное пространство за промежуточной колонной (кондуктором). Если башмак колонны, на которой должно быть смонтировано противовыбросовое оборудование, установлен в непроницаемой породе, то после ОЗЦ скважину углубляют на 1–2 м, нижний участок ее заполняют водой и опрессовывают. Давление на устье скважины при опрессовке должно удовлетворять условиям:

$$p_{\text{оп}} = 1,1 p_{\text{бм}} - \rho_{\text{оп}} g z_6, \quad (6.58)$$

$$p_{\text{оп}} + \rho_{\text{оп}} g z_6 < \Delta p_{\text{п}} z_6, \quad (6.59)$$

где $p_{\text{бм}}$ — наибольшее давление у башмака колонны при газонефтепроявлении, Па; его можно рассчитать по соответствующей из формул (1.13) или (1.21), приняв $z = z_6$; z_6 — глубина башмака рассматриваемой колонны, м; $\Delta p_{\text{п}}$ — градиент давления разрыва породы у башмака колонны, Па/м.

§ 6.7. ПРОВЕРКА НАДЕЖНОСТИ ИЗОЛЯЦИИ ЗОНЫ ПОГЛОЩЕНИЯ

Надежность изоляции зоны поглощения проверяют опрессовкой ее тем давлением, которое будет действовать на нее в конце цементирования очередной обсадной колонны. В качестве опрессовочной используют промывочную жидкость, часто с наполнителем.

Давление на устье при опрессовке должно быть

$$p_{\text{оп}} \geq p_{\text{пц}} - \rho_{\text{оп}} g z_{\text{п}}, \quad (6.60)$$

где $p_{\text{пц}}$ — ожидаемое наибольшее давление на подошву рассматриваемой зоны на глубине $z_{\text{п}}$ в конце цементирования, Па.

Изоляцию зоны поглощения можно считать удовлетворительной, если интенсивность утечек опрессовочной жидкости при давлении на устье $p_{\text{оп}}$ не превышает допустимой величины q_0 . Последнюю выявляют опытным путем по данным опрессовок и цементирований ранее пробуренных скважин. Например, в Татарии за допустимую интенсивность утечек принимают $q_0 \leq 4 \text{ см}^3/(\text{Па} \cdot \text{ч})$.

§ 6.8. ПРИМЕРЫ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ

Задача 6.1.

Необходимо зацементировать до устья наклонную скважину глубиной 3000 м и длиной по оси 3300 м, в которую спущена обсадная колонна с наружным диаметром 178 мм и средним внутренним диаметром 158 мм. Обратный клапан ЦКОД установлен в колонне на 15 м выше башмака. Средний диаметр скважины ниже глубины 1250 м равен 250 мм. Промежуточная колонна диаметром 299 мм спущена до глубины 1250 м и зацементирована по всей длине; ее средний внутренний диаметр 276 мм.

Разрез нефтяного месторождения сложен породами, градиент давления поглощения которых превышает 20 кПа/м, но в интервале 1450–1500 м он равен 17 кПа/м, а на участке 2900–3000 м — 18 кПа/м.

Интервал высотой 600 м от забоя должен быть зацементирован раствором с плотностью 1850 кг/м^3 при относительном водосодержании 0,43 из тампонажного портландцемента ПТЦ-ДО-100 ГОСТ 1581–85; пластическая вязкость раствора при средней температуре в скважине 55°C равна $10 \text{ МПа} \cdot \text{с}$, а динамическое напряжение сдвига 19 Па. В качестве буферной жидкости используется вязко-упругий состав (ВУС) с плотностью 1010 кг/м^3 ; высота столба его в кольцевом пространстве 50 м. Плотность промывочной и продавочной жидкостей 1200 кг/м^3 , пластическая вязкость $11 \text{ МПа} \cdot \text{с}$, динамическое напряжение сдвига 9 Па.

Требуется выбрать способ цементирования, тампонажный раствор для цементирования верхнего интервала скважины, рассчитать необходимые количества тампонажных материалов и продавочной жидкости,

выбрать технические средства для цементирования скважины, рассчитать режимы работы их и продолжительность цементировочной операции.

Решение.

1. Определим объемы жидкостей, необходимые для цементирования скважины.

Соотношение между длиной и глубиной скважины [см. формулу (3.41)]

$$\alpha_c = 3300 : 3000 = 1,1.$$

Объем порландцементного раствора для нижнего интервала при $k_{цр} = 1,06$ [см. формулу (6.5)]

$$V_{цр} = 0,785 \cdot 1,06 [(0,25^2 - 0,178^2) 1,1 \cdot 600 + 0,158^2 \cdot 15] = 17,2 \text{ м}^3.$$

Объем тампонажного раствора для верхнего участка

$$V_{оцр} = 0,785 \cdot 1,06 \cdot 1,1 [(0,25^2 - 0,178^2)(3000 - 600 - 1250) + (0,276^2 - 0,178^2) 1250] = 83,3 \text{ м}^3.$$

Объем продавочной жидкости [см. формулу (6.6)] при $k_c = 1,03$

$$V_{пр} = 0,785 \cdot 1,03 \cdot 0,158^2 (3300 - 15) = 66,3 \text{ м}^3.$$

Объем буферной жидкости [см. формулу (6.7)]

$$V_б = 0,785 \cdot 1,1 (0,276^2 - 0,178^2) 50 = 1,9 \text{ м}^3.$$

Внутренний объем обсадной колонны

$$V_T = 0,785 \cdot 0,158^2 \cdot 3300 = 64,7 \text{ м}^3.$$

2. Выберем плотность тампонажного раствора для цементирования верхнего участка.

Высота столба необлегченного тампонажного раствора в колонне

$$h_1 = \frac{V_{цр}}{\alpha_c k_{цр} 0,785 d^2} = \frac{17,2}{1,1 \cdot 1,06 \cdot 0,785 \cdot 0,158^2} = 750 \text{ м}$$

больше высоты нижнего участка цементирования.

Так как $\Sigma V_{цр} > V_T$, высота столба тампонажного раствора в кольцевом пространстве в момент окончания закачки необлегченного раствора в колонну

$$h_2 = \frac{(83,3 + 17,2) : 1,06 - 64,7}{1,1 \cdot 0,785 (0,25^2 - 0,178^2)} = 1130 \text{ м}.$$

Соотношения между площадями поперечных сечений кольцевого пространства в нижнем $F'_к$ и верхнем $F''_к$ участках и проходного канала обсадной колонны $F_т$ таковы: $F' : F'' = 0,69$; $F'_к : F_т = 1,23$; $F''_к : F_т = 1,78$. Следовательно, высота столба буферной жидкости в обсадной колонне $50 \cdot 1,78 = 89$ м, в нижнем участке заколонного пространства $50 : 0,69 = 72$ м.

Верхний предел плотности $\rho_{вп}$ [см. формулу (6.3)] при $k_б = 1,0$ (см. рис. 31).

Для момента подхода головной порции к башмаку колонны

$$\begin{aligned} [\rho_{вп} 3000 - 1010 \cdot 72 - 1200 (3000 - 1500 - 72)] 9,8 &\leq \\ &\leq 17 \cdot 10^3 \cdot 1500. \end{aligned}$$

Отсюда

$$\rho_{вп} \leq \frac{17 \cdot 10^3 \cdot 1500 + (1010 \cdot 72 + 1200 \cdot 1428) 9,8}{3000 \cdot 9,8} = 1462 \text{ кг/м}^3.$$

Для момента окончания закачки тампонажных растворов в колонну

$$\begin{aligned} [1850 \cdot 750 + \rho_{вп} (3000 - 750) - \rho_{вп} 1130 - 1010 \cdot 72 - \\ - 1200 (3000 - 1500 - 1130 - 72)] 9,8 &\leq 17 \cdot 10^3 \cdot 1500. \end{aligned}$$

Отсюда $\rho_{вп} \leq 1468 \text{ кг/м}^3$. Следовательно, $\rho_{вп} \leq 1462 \text{ кг/м}^3$.
Нижний предел плотности [см. формулу (6.2)]

$$\rho_{нп} = 1200 + 200 = 1400 \text{ кг/м}^3.$$

Выбираем для цементирования верхнего участка раствор с плотностью 1430 кг/м^3 из облегченного тампонажного портландцемента для умеренных температур ПТЦ-100 обл ГОСТ 1581-85, удовлетворяющий условию (6.1). При относительном водосодержании 1,05 реологические свойства его после обработки понизителем водоотдачи $\eta_{ц} = 8 \text{ мПа} \cdot \text{с}$, $\tau_{оц} = 10 \text{ Па}$. В этом случае возможно одноступенчатое цементирование.
3. Определим необходимые количества материалов для цементирования.

Масса тампонажного портландцемента ПТЦ-ДО-100 ГОСТ 1581-85 [см. формулу (6.8)] при $k_{ц} = 1,05$

$$M_{ц} = 1,05 \cdot 1850 \cdot 17,2 / (1 + 0,43) = 23,4 \text{ т.}$$

Масса облегченного цемента ПТЦ-100 обл ГОСТ 1581-85

$$M_{оц} = 1,05 \cdot 1430 \cdot 83,3 / (1 + 1,05) = 61 \text{ т.}$$

Объем воды для приготовления необлегченного раствора [см. формулу (6.9)]

$$V_{\text{ж}} = 0,43 \cdot 23,4 \cdot 1000 / (1,05 \cdot 1000) = 9,6 \text{ м}^3,$$

а облегченного раствора

$$V'_{\text{ж}} = 1,05 \cdot 61 \cdot 1000 / (1,05 \cdot 1000) = 61 \text{ м}^3.$$

4. Число смесительных машин типа 1АС-20 с вместимостью бункера 14,5 м³ для приготовления необлегченного раствора при $m_c = 1400 \text{ кг/м}^3$ [см. формулу (6.10)]

$$i_c = 23,4 \cdot 1000 / (1400 \cdot 14,5) = 2,$$

а для приготовления облегченного раствора при $m_c = 1200 \text{ кг/м}^3$

$$i'_c = 61 \cdot 1000 / (1200 \cdot 14,5) = 4.$$

5. Рассчитаем режим работы смесительных машин при приготовлении облегченного тампонажного раствора.

Водоподающий насос машины 1АС-20 может нагнетать в гидросмеситель 13 л/с воды под давлением 1,5 МПа [26]. Для приготовления раствора с плотностью 1430 кг/м³ объемная скорость подачи сухого порошка облегченного цемента при $m_c = 1200 \text{ кг/м}^3$ должна быть [см. формулу (6.12)]

$$q'_{\text{см}} = 1000 \cdot 13 \cdot 10^{-3} / (1,05 \cdot 1200) = 10,3 \text{ л/с.}$$

при этом производительность смесительной машины по раствору составит [см. формулу (6.11)]

$$q'_c = (1 + 1,05) 1200 \cdot 10,3 \cdot 10^{-3} / 1430 = 17,7 \text{ л/с.}$$

В гидросмесителе нужно установить штуцер, диаметр которого [см. формулу (3.45)]

$$d'_{\text{шт}} = 2 \sqrt{\frac{13 \cdot 10^{-3}}{3,14 \cdot 0,95}} \sqrt{\frac{1000}{2 \cdot 1,5 \cdot 10^6}} = 18 \text{ мм.}$$

Скорость струи на выходе из штуцера 51 м/с.

6. Критические скорости течения жидкостей в обсадной колонне и кольцевом пространстве, рассчитанные по формулам (3.29) и (3.30), приведены в табл. 37.

7. Суммарная производительность четырех смесительных машин по раствору $q'_c i'_c = 17,7 \cdot 4 = 70,8 \text{ л/с}$. Проверим, можно ли закачивать в колонну облегченный раствор при такой подаче насосов.

Скорости течения при такой подаче насосов будут равны: в обсадной колонне 3,61 м/с, в нижнем участке кольцевого пространства

Таблица 37

Участок	Промывочная жидкость			Тампонажный раствор							
	He	Re _{кр}	w _{кр} , м/с	He	Re _{кр}	w _{кр} , м/с					
Обсадная колонна	2 228 192	37 186	2,16	8 774 846	Необлегченный	79 797	2,73				
					Облегченный	61 841	19				
Кольцевое пространство в интервале глубин, м:					Облегченный						
					0–1250	857 217	22 261	2,08	2 145 894	36 429	2,08
					1250–2400	462 704	16 199	2,06	1 158 300	26 107	2,03
					2400–3000	462 704	16 199	2,06	1 822 176	33 322	2,50

2,93 м/с, в верхнем участке 2,03 м/с. Режим течения промывочной жидкости и облегченного тампонажного раствора при таких скоростях будет турбулентным в обсадной колонне и нижнем участке заколонного пространства и ламинарным – в верхнем участке (см. табл. 37).

Коэффициент местных сопротивлений в муфтовых сужениях заколонного пространства вычисляем по формуле (3.22):

нижнего участка

$$\zeta_M = 2 \left[\frac{0,25^2 - 0,178^2}{0,25^2 - 0,195^2} - 1 \right]^2 = 0,174,$$

верхнего участка $\zeta_M = 0,055$.

Наибольшее давление в цементировочной головке в начальный момент закачки облегченного раствора в колонну находим по формуле (6.23) с учетом соотношений (3.9), (3.11), (3.12) и (3.14)

$$p_{\text{зак}} = (1200 - 1010)89 \cdot 9,8 + \frac{0,020 \cdot 1200 \cdot 3300 \cdot 3,61^2}{2 \cdot 0,158} +$$

$$+ \frac{0,0275 \cdot 1200 \cdot 1,1(3000 - 1250) 2,93^2}{2(0,25 - 0,178)} + \frac{4 \cdot 9 \cdot 1,1 \cdot 1250}{0,62(0,276 - 0,178)} +$$

$$+ 0,5 \cdot 1200 \cdot 1,1(0,174 \cdot 175 \cdot 2,93^2 + 0,055 \cdot 125 \cdot 2,03^2) = 8,3 \text{ МПа.}$$

Последнее слагаемое в этой сумме очень мало (0,19 МПа), поэтому при дальнейших расчетах в данной задаче местными сопротивлениями в муфтовых сужениях будем пренебрегать.

Во избежание возникновения вакуума в обсадной колонне необходимо в кольцевом пространстве у устья в момент подхода головной порции облегченного раствора к башмаку поддерживать противодействие [см. формулу (6.15)]

$$p_{\text{ук}} \geq [1430 \cdot 3000 - 1010 \cdot 72 - 1200 \cdot (3000 - 72)] 9,8 - \frac{0,02 \cdot 1200 \cdot 3300 \cdot 3,61^2}{2 \cdot 0,158} - \frac{0,0275 \cdot 1200 \cdot 1,1 (3000 - 1250) 2,93^2}{2 (0,25 - 0,178)} - \frac{4 \cdot 9 \cdot 1,1 \cdot 1250}{0,62 (0,276 - 0,178)} = -0,97 \text{ МПа.}$$

Знак "минус" показывает, что противодействие не требуется.

Высота столба облегченного тампонажного раствора в кольцевом пространстве в момент окончания закачки его в колонну

$$h_{\text{оцр}} = \frac{83,3 : 1,06 - 64,7}{1,1 \cdot 0,785 (0,25^2 - 0,178^2)} = 523 \text{ м.}$$

Проверим, будет ли соблюдено условие (6.14) в момент окончания закачки облегченного раствора в колонну.

На глубине $z_{\text{п}} = 1500 \text{ м}$

$$1200 \cdot 1500 \cdot 9,8 + \frac{0,0275 \cdot 1200 \cdot 1,1 (1500 - 1250) 2,93^2}{2 (0,25 - 0,178)} + \frac{4 \cdot 9 \cdot 1,1 \cdot 1250}{0,62 (0,276 - 0,178)} = 19 \cdot 10^6 < 17 \cdot 10^3 \cdot 1500 = 25,5 \cdot 10^6.$$

На глубине $z_{\text{п}} = 3000 \text{ м}$

$$[1430 \cdot 523 + 1200 (3000 - 523 - 72) + 1010 \cdot 72] 9,8 + \frac{0,0243 \cdot 1430 \cdot 1,1 \cdot 523 \cdot 2,93^2}{2 (0,25 - 0,178)} + \frac{0,0275 \cdot 1200 \cdot 1,1 (3000 - 523 - 1250) 2,93^2}{2 (0,25 - 0,178)} + \frac{4 \cdot 9 \cdot 1,1 \cdot 1250}{0,62 (0,276 - 0,178)} = 41 \text{ МПа} < 18 \cdot 10^3 \cdot 3000 \cdot 10^{-6} = 54 \text{ МПа.}$$

Следовательно, закачивать облегченный раствор с подачей 70,8 л/с можно.

8. Выберем для закачки облегченного раствора агрегаты ЗЦА-400, поршневые насосы которых при втулках диаметром 125 мм и включении третьей передачи могут подавать до 18,6 л/с при давлении до 14 МПа

Таблица 38

Частота вращения вала двигателя, об/мин	Включенная передача	Диаметр втулок в насосе агрегата ЗЦА-400, мм					
		110	125	140	110	125	140
		Подача*, л/с			Давление, МПа		
1600	1	6,6	8,8	11,2	40**	30**	23,5**
	2	9,5	12,6	16,1	27,5	21	16,2
	3	14,1	18,6	23,8	18,5	14	11
	4	19,5	25,8	33	13,5	10	8

* При коэффициенте подачи 0,9.

** Допустима кратковременная работа.

(табл. 38). Необходимое число таких агрегатов $i_{цн} = 70,8 : 18,6 = 4$.

9. Продолжительность приготовления и закачки облепченного раствора в колонну

$$t'_{зак} = 83,3 / (1,06 \cdot 4 \cdot 17,7 \cdot 10^{-3}) = 19 \text{ мин.}$$

10. Производительность одной смесительной машины 1АС-20 при приготовлении раствора с плотностью 1850 кг/м³ при относительном водосодержании 0,43 из тампонажного портландцемента можно принять 12 л/с [26]. Если в работу параллельно включить две машины и приготавливаемый раствор сразу же закачивать в скважину, то скорости течения будут в обсадной колонне 1,22 м/с, в нижнем участке кольцевого пространства 1 м/с, а в верхнем – 0,69 м/с. Режим течения всюду будет ламинарным.

11. Рассчитаем вариант закачки в обсадную колонну необлепченного тампонажного раствора при условии ламинарного течения всех жидкостей в заколонном пространстве (первый вариант).

Противодавление в кольцевом пространстве у устья для предотвращения возникновения вакуума в цементировочной головке в момент начала закачки необлепченного раствора, согласно формуле (6.15) с учетом соотношений (3.10) и (3.12),

$$p_{ук} \geq [1430(3000 - 523) - 1010 \cdot 72 - 1200(3000 - 523 - 72)] \cdot 9,8 - \left[\frac{4 \cdot 10 \cdot 3300}{0,86 \cdot 0,158} + \frac{4 \cdot 10 \cdot 1,1 \cdot 523}{0,75(0,25 - 0,178)} + \frac{4 \cdot 9 \cdot 1,1(3000 - 523 - 1250)}{0,74(0,25 - 0,178)} + \frac{4 \cdot 9 \cdot 1,1 \cdot 1250}{0,78(0,276 - 0,178)} \right] = 2,8 \text{ МПа,}$$

а в момент окончания закачки

$$\begin{aligned}
 p_{\text{ук}} \geq & [1850 \cdot 750 + 1430(3000 - 750) - 1430 \cdot 1130 - 1010 \cdot 72 - \\
 & - 1200(3000 - 1130 - 72)] 9,8 - \left[\frac{4 \cdot 19 \cdot 1,1 \cdot 750}{0,89 \cdot 0,158} + \right. \\
 & + \frac{4 \cdot 10 \cdot 1,1(3000 - 750)}{0,86 \cdot 0,158} + \frac{4 \cdot 10 \cdot 1,1 \cdot 1130}{0,75(0,25 - 0,178)} + \\
 & \left. + \frac{4 \cdot 9 \cdot 1,1(3000 - 1130 - 1250)}{0,74(0,25 - 0,178)} + \frac{4 \cdot 9 \cdot 1,1 \cdot 1250}{0,78(0,276 - 0,178)} \right] = 4,2 \text{ МПа.}
 \end{aligned}$$

Проверим, будет ли выполняться условие (6.14) в момент окончания закачки тампонажного раствора в колонну в случае поддержания противодавления $p_{\text{ук}} = 4,2$ МПа.

На глубине $z_{\text{п}} = 3000$ м

$$\begin{aligned}
 & [1430 \cdot 1130 + 1010 \cdot 72 + 1200(3000 - 1130 - 72)] 9,8 + \\
 & + \frac{4 \cdot 10 \cdot 1,1 \cdot 1130}{0,75(0,25 - 0,178)} + \frac{4 \cdot 9 \cdot 1,1(3000 - 1130 - 1250)}{0,74(0,25 - 0,178)} + \\
 & + \frac{4 \cdot 9 \cdot 1,1 \cdot 1250}{0,78(0,276 - 0,178)} + 4,2 \cdot 10^6 = 44 \text{ МПа} < \\
 & < 18 \cdot 10^3 \cdot 3000 \cdot 10^{-6} = 54 \text{ МПа.}
 \end{aligned}$$

На глубине $z_{\text{п}} = 1500$ м

$$\begin{aligned}
 & 1200 \cdot 9,8 \cdot 1500 + \frac{4 \cdot 9 \cdot 1,1(1500 - 1250)}{0,74(0,25 - 0,178)} + \\
 & + \frac{4 \cdot 9 \cdot 1,1 \cdot 1250}{0,78(0,276 - 0,178)} + 4,2 \cdot 10^6 = 22,7 \text{ МПа} < \\
 & < 17 \cdot 10^3 \cdot 1500 \cdot 10^{-6} = 25,5 \text{ МПа.}
 \end{aligned}$$

Следовательно, разрыв породы не должен произойти и поддержание противодавления 4,2 МПа при закачке необлегченного тампонажного раствора допустимо.

Давление в цементировочной головке при закачке необлегченного раствора не превысит $4,2 - 2,8 = 1,4$ МПа (см. с. 190); поэтому для закачки раствора в колонну можно использовать поршневые насосы с втулками диаметром 115 мм двух агрегатов ЦА-320М (табл. 39).

Рассчитаем режим работы смесительных машин 1АС-20 при приготовлении необлегченного раствора. В бункер каждой машины следует загрузить по 11,7 т сухого цемента.

Объемная скорость подачи сухого цемента в гидросмеситель [см. формулу (6.11)]

Таблица 39

Частота вращения вала двигателя, об/мин	Включенная передача	Диаметр втулок в насосе агрегата ЦА-320 М, мм					
		100	115	127	100	115	127
		Подача*, л/с			Давление, МПа		
1700	2	3,0	4,1	5,1	30,5**	22,5**	18,5**
	3	5,8	7,9	9,8	15,9	11,7	9,5
	4	9,0	12,2	15,1	10,2	7,6	6,1
	5	13,5	18,3	23,0	6,9	5,0	4,0
1600	2	2,9	4,0	4,9	32,0**	23,0**	18,5**
	3	5,2	7,0	8,7	18,0	13,4	10,7
	4	7,9	10,7	13,3	11,7	8,7	7,0
	5	11,9	16,1	20,0	7,8	5,8	4,7

*При коэффициенте подачи 0,9.

**Допустима кратковременная работа.

$$q_{\text{см}} = 1850 \cdot 12 \cdot 10^{-3} / [(1 + 0,43) 1400] = 11,1 \text{ л/с.}$$

Объемная скорость подачи воды [см. формулу (6.12)]

$$q_{\text{ж}} = 0,43 \cdot 1400 \cdot 11,1 \cdot 10^{-3} / 1000 = 6,7 \text{ л/с.}$$

Диаметр штуцера в гидросмесителе [см. формулу (3.45)]

$$d_{\text{шт}} = 2 \sqrt{\frac{6,7 \cdot 10^{-3}}{3,14 \cdot 0,95}} \sqrt{\frac{1000}{2 \cdot 1,5 \cdot 10^6}} = 13 \text{ мм;}$$

при этом скорость струи на выходе из штуцера будет 50 м/с.

Продолжительность приготовления и закачки необлегченного тампонажного раствора в колонну

$$t_{\text{зак}} = 17,2 / (2 \cdot 12 \cdot 10^{-3}) = 12 \text{ мин.}$$

12. Рассчитаем второй вариант закачки необлегченного раствора в обсадную колонну, при котором режим течения всех жидкостей в нижнем участке заколонного пространства будет турбулентным, что может способствовать лучшему вытеснению промывочной жидкости из этого участка.

Примем скорость течения в нижнем участке $w_{\text{к}} = 2,1 \text{ м/с}$ (см. табл. 37); тогда скорость в верхнем участке будет 1,45 м/с, а в колонне – 2,59 м/с.

Необходимое противодавление в кольцевом пространстве у устья в момент окончания закачки необлегченного раствора в колонну [см. формулу (6.15) с учетом соотношений (3.9)–(3.12)]

$$\begin{aligned}
 p_{\text{ук}} = & [1850 \cdot 750 + 1430 (3000 - 750) - 1430 \cdot 1130 - 1010 \cdot 72 - \\
 & - 1200 (3000 - 1130 - 72)] 9,8 - \left[\frac{4 \cdot 19 \cdot 1,1 \cdot 750}{0,83 \cdot 0,158} + \right. \\
 & + \frac{0,0192 \cdot 1430 \cdot 1,1 (3000 - 750) 2,59^2}{2 \cdot 0,158} + \frac{0,0264 \cdot 1430 \cdot 1,1 \cdot 1130 \cdot 2,1^2}{2 (0,25 - 0,178)} + \\
 & \left. + \frac{0,0299 \cdot 1200 \cdot 1,1 (3000 - 1130 - 1250) 2,1^2}{2 (0,25 - 0,178)} + \frac{4 \cdot 9 \cdot 1,1 \cdot 1250}{0,7 (0,276 - 0,178)} \right] = \\
 = & 2,6 \text{ МПа}.
 \end{aligned}$$

Проверим, будет ли соблюдаться условие (6.14) при окончании за-
качки раствора в колонну в случае поддержания противодействия
2,6 МПа.

На глубине $z_{\text{II}} = 3000$ м

$$\begin{aligned}
 & [1430 \cdot 1130 + 1010 \cdot 72 + 1200 (3000 - 1130 - 72)] 9,8 + \\
 & + \frac{[0,0264 \cdot 1430 \cdot 1130 + 0,0299 \cdot 1200 (3000 - 1130 - 1250)] 1,1 \cdot 2,1^2}{2 (0,25 - 0,178)} + \\
 & + \frac{4 \cdot 9 \cdot 1,1 \cdot 1250}{0,7 (0,276 - 0,178)} + 2,6 \cdot 10^6 = 40,7 \text{ МПа} < 54 \text{ МПа}.
 \end{aligned}$$

На глубине $z_{\text{II}} = 1500$ м

$$\begin{aligned}
 & 1200 \cdot 9,8 \cdot 1500 + \frac{0,0299 \cdot 1200 \cdot 1,1 (1500 - 1250) 2,1^2}{2 (0,25 - 0,178)} + \\
 & + \frac{4 \cdot 9 \cdot 1,1 \cdot 1250}{0,7 (0,276 - 0,178)} + 2,6 \cdot 10^6 = 21,3 \text{ МПа} < 25,5 \text{ МПа}.
 \end{aligned}$$

Следовательно, условия предотвращения поглощений выполняются.

Для поддержания в нижнем интервале кольцевого пространства ско-
рости $w_{\text{к}} = 2,1$ м/с подача цементировочных насосов должна быть не ме-
нее 50,8 л/с. Поскольку при закачке необлегченного раствора давление
в цементировочной головке будет лишь немного выше атмосферного,
можно использовать поршневые насосы с втулками диаметром 115 мм
трех цементировочных агрегатов ЦА-320М; необходимую подачу они
обеспечат при включении пятой передачи (см. табл. 39).

Продолжительность закачки необлегченного раствора в колонну

$$t_{\text{зак}} = 17,2 / (50,8 \cdot 10^{-3}) = 339 \text{ с} \approx 6 \text{ мин.}$$

За это время две смесительные машины 1АС-20 с суммарной произ-
водительностью 24 л/с успеют приготовить раствора

$$V_* = 24 \cdot 10^{-3} \cdot 339 = 8,1 \text{ м}^3.$$

Следовательно, для реализации второго варианта необходимо еще до начала закачки необлегченного раствора приготовить в осреднительную емкость не менее

$$V_{**} \geq 17,2 - 8,1 = 9,1 \text{ м}^3.$$

Примем $V_{**} = 11 \text{ м}^3$. Продолжительность приготовления всего объема необлегченного раствора

$$t_0 = 17,2 / (24 \cdot 10^{-3} \cdot 60) \approx 12 \text{ мин},$$

из них $11 / (24 \cdot 10^{-3} \cdot 60) \approx 8$ мин приходятся на период закачки облегченного раствора в колонну.

13. Найдем высоту, на которую можно поднять облегченный тампонажный раствор при турбулентном течении в кольцевом пространстве (скорость в верхнем участке $2,1 \text{ м/с}$) и $k_b = 1,05$.

При глубине слабого пласта $z_{II} = 3000 \text{ м}$ [см. формулы (6.14) и (3.11)]

$$\begin{aligned} & [1430 h_x + 1010 \cdot 50 + 1200 (3000 - 50 - h_x)] 9,8 + \\ & + \frac{0,0241 \cdot 1430 \cdot 1,1 (3000 - 1250) 3,04^2}{2 (0,25 - 0,178)} + \\ & + \frac{[0,0245 \cdot 1430 (1250 - 3000 + h_x) + 0,0277 \cdot 1200 (3000 - h_x)] 1,1 \cdot 2,1^2}{2 (0,276 - 0,178)} = \\ & = 18 \cdot 10^3 \cdot 3000 / 1,05. \end{aligned}$$

Отсюда $h_x = 4800 \text{ м}$.

При глубине слабого пласта $z_{II} = 1500 \text{ м}$

$$\begin{aligned} & [1430 (1500 - 3000 + h_x) + 1010 \cdot 50 + 1200 (3000 - h_x - 50)] 9,8 + \\ & + \frac{0,0241 \cdot 1430 \cdot 1,1 (1500 - 1250) 3,04^2}{2 (0,25 - 0,178)} + \\ & + \frac{0,0245 \cdot 1430 \cdot 1,1 (1250 - 3000 + h_x) 2,1^2}{2 (0,276 - 0,178)} + \\ & + \frac{0,0277 \cdot 1200 \cdot 1,1 (3000 - h_x) 2,1^2}{2 (0,276 - 0,178)} = \frac{17 \cdot 10^3 \cdot 1500}{1,05}. \end{aligned}$$

Отсюда $h_x = 3675 \text{ м}$.

Найдем высоту столба облегченного раствора в кольцевом пространстве в момент завершения полного вытеснения его из обсадной колонны

$$\begin{aligned} h_{\text{оц}} = & (3000 - 1250) + \left[\frac{83,3}{1,06 \cdot 1,1} - 0,785 (0,25^2 - 0,178^2) \times \right. \\ & \left. \times (3000 - 1250) \right] / [0,785 (0,276^2 - 0,178^2)] = 2580 \text{ м}. \end{aligned}$$

Поскольку наименьшее значение $h_x = 3675 \text{ м} > h_{\text{оц}}$, при турбулентном режиме в заколонное пространство можно вытеснить весь объем облегченного раствора.

14. Результаты аналогичных расчетов при более высоких скоростях течения приведены ниже.

Скорость течения в верхнем участке, м/с.	2,1	2,5	3,0
Наименьшее значение h_x при $h_{\text{оц}} = 2580 \text{ м}$, м . . .	3675	3460	3230

15. Определим высоту, на которую можно поднять необлегченный тампонажный раствор при турбулентном течении всех жидкостей в кольцевом пространстве.

При вытеснении из колонны необлегченного раствора все больший объем облегченного будет перемещаться в верхний участок кольцевого пространства. Так как площадь сечения верхнего участка больше, чем нижнего, то при перемещении вверх облегченного раствора высота столба его будет несколько уменьшаться. Если высоту столба необлегченного раствора, вытесненного в кольцевое пространство, обозначить h_1 , то высота столба облегченного раствора [см. формулу (6.24)]

$$h_{\text{оцр}} = 2580 - h_1 \left(1 - \frac{0,25^2 - 0,178^2}{0,276^2 - 0,178^2} \right) = 2580 - 0,3 h_1.$$

При глубине слабого пласта $z_{\text{п}} = 3000 \text{ м}$ [см. формулу (6.14)]

$$\begin{aligned} & [1850 h_1 + 1430 (2580 - 0,3 h_1) + 1010 \cdot 50 + 1200 \cdot (3000 - \\ & - h_1 - 2580 + 0,3 h_1 - 50)] 9,8 + \frac{0,0239 \cdot 1850 \cdot 1,1 h_1 3,04^2}{2 (0,25 - 0,178)} + \\ & + \frac{0,0241 \cdot 1430 \cdot 1,1 (3000 - 1250 - h_1) 3,04^2}{2 (0,25 - 0,178)} + \\ & + \frac{0,0245 \cdot 1430 \cdot 1,1 [1250 - (3000 - h_1 - 2580 + 0,3 h_1)] 2,1^2}{2 (0,276 - 0,178)} + \\ & + \frac{0,0277 \cdot 1200 \cdot 1,1 (3000 - h_1 - 2580 + 0,3 h_1) 2,1^2}{2 (0,276 - 0,178)} = \\ & = \frac{18 \cdot 10^3 \cdot 3000}{1,05}. \end{aligned}$$

Отсюда $h_1 = 795 \text{ м}$.

При глубине слабого пласта $z_{\text{п}} = 1500 \text{ м}$

$$\left\{ 1430 [1500 - (3000 - h_1 - 2580 + 0,3 h_1)] + 1010 \cdot 50 + \right. \\ \left. + 1200 (3000 - h_1 - 2580 + 0,3 h_1 - 50) \right\} 9,8 +$$

$$\begin{aligned}
& + \frac{0,0241 \cdot 1430 \cdot 1,1 (1500 - 1250) 3,04^2}{2 (0,25 - 0,178)} + \\
& + \frac{0,0245 \cdot 1430 \cdot 1,1 [1250 - (3000 - h_1 - 2580 + 0,3 h_1)] 2,1^2}{2 (0,276 - 0,178)} + \\
& + \frac{0,0277 \cdot 1200 \cdot 1,1 (3000 - h_1 - 2580 + 0,3 h_1) 2,1^2}{2 (0,276 - 0,178)} = \frac{17 \cdot 10^3 \cdot 1500}{1,05}
\end{aligned}$$

Отсюда $h_1 = 1636$ м.

Результаты аналогичных расчетов при других скоростях течения показаны ниже.

Скорость течения в верхнем участке, м/с	2,1	2,5	3,0
Наименьшее значение h_1 , м	795	480	68
Высота интервала, подлежащего цементированию необлегченным раствором, м	600	600	600

Отсюда видно, что цементирование можно полностью завершить при скорости течения в верхнем участке кольцевого пространства 2,1 м/с, т.е. при турбулентном режиме движения всех жидкостей.

16. Определим давления в цементировочной головке в разные моменты вытеснения тампонажных растворов в заколонное пространство при скорости течения в верхнем участке 2,1 м/с.

В момент завершения вытеснения из колонны облегченного раствора давление в цементировочной головке, согласно формулам (6.27), (3.9) и (3.11)

$$\begin{aligned}
p_{\text{цг}} &= [1430 \cdot 2580 + 1010 \cdot 50 + 1200 (3000 - 2580 - 50) - \\
&- 1850 \cdot 750 - 1200 (3000 - 750)] 9,8 + \\
&+ \frac{0,0241 \cdot 1430 \cdot 1,1 (3000 - 1250) 3,04^2}{2 (0,25 - 0,178)} + \\
&+ \frac{0,0245 \cdot 1430 \cdot 1,1 (2580 - 3000 + 1250) 2,1^2}{2 (0,276 - 0,178)} + \\
&+ \frac{0,0277 \cdot 1200 \cdot 1,1 (3000 - 2580) 2,1^2}{2 (0,276 - 0,178)} + \\
&+ \frac{[0,020 \cdot 1200 (3000 - 750) + 0,0176 \cdot 1850 \cdot 750] 1,1 \cdot 3,74^2}{2 \cdot 0,158} = 10,1 \text{ МПа.}
\end{aligned}$$

В момент, когда высота столба необлегченного раствора в кольцевом пространстве достигает 200 м, высота столба его, еще остающегося в колонне (см. п. 2),

$$h_{\text{тц}} = 750 - 200 \cdot 1,23 = 505 \text{ м.}$$

Высоту столба облегченного раствора в кольцевом пространстве (см. п. 15) вычисляем по формуле (6.24):

$$h_{\text{оцр}} = 2580 - 0,3 \cdot 200 = 2520 \text{ м.}$$

Давление в цементировочной головке

$$\begin{aligned} p_{\text{цг}} = & [1850 \cdot 200 + 1430 \cdot 2520 + 1010 \cdot 50 + 1200 (3000 - 200 - \\ & - 2520 - 50) - 1850 \cdot 505 - 1200 (3000 - 505)] 9,8 + \\ & + \frac{[0,0239 \cdot 1850 \cdot 200 + 0,0241 \cdot 1430 (3000 - 1250 - 200)] 1,1 \cdot 3,04^2}{2 (0,25 - 0,178)} + \\ & + \frac{\{ 0,0245 \cdot 1430 [1250 - (3000 - 200 - 2520)] + 0,0277 \cdot 1200 \times \\ & \times (3000 - 200 - 2520) \} 1,1 \cdot 2,1^2}{2 (0,276 - 0,178)} + \frac{[0,0174 \cdot 1850 \cdot 505 + 0,0199 \cdot 1200 \times \\ & \times (3000 - 505)] 1,1 \cdot 3,74^2}{2 \cdot 0,158} = 12,8 \text{ МПа.} \end{aligned}$$

17. Результаты аналогичных расчетов при других скоростях течения и других значениях высоты столба тампонажного раствора в заколонном пространстве приведены в табл. 40.

18. Выберем цементировочные насосы для закачки продажной жидкости в обсадную колонну. Для того, чтобы поддерживать турбулентный режим течения всех жидкостей в кольцевом пространстве, суммарная подача насосов должна быть не менее

$$Q_{\text{пр}} \geq 0,785 \cdot 2,1 (0,276^2 - 0,178^2) = 73,3 \text{ л/с;}$$

при этом насосы должны быть способны создавать давление более 18,5 МПа (см. табл. 40).

Необходимое давление могут создавать поршневые насосы с втулками диаметром 125 мм цементировочных агрегатов ЗЦА-400 при включении второй передачи (см. табл. 38). Необходимое число таких насосов [см. формулу (6.25)]

$$i_{\text{ца}} = 73,3 : 12,6 = 6.$$

Необходимая подача насоса при закачке последней порции продажной жидкости [см. формулу (6.26)]

$$Q_{\text{мин}} \leq 0,785 \cdot 0,158^2 \cdot 0,4 = 8 \text{ л/с.}$$

Таковую подачу обеспечит один насос при включении первой передачи (см. табл. 38).

Таблица 40

Скорость течения в верхнем участке, м/с	Высота столба тампонажного раствора в кольцевом пространстве, м		Давление в цементной головке, МПа
	облегченного	необлегченного	
3,0	1130	—	9,6
	1750	—	12,8
	2580	—	18,0
2,5	1130	—	5,3
	1750	—	8,7
	2580	—	13,9
	2436	480	19,0
2,1	1130	—	1,7
	1750	—	4,9
	2580	—	10,1
	2520	200	12,8
	2400	600	18,5

19. Рассчитаем общую продолжительность цементирования.

Необходимый объем последней порции продавочной жидкости при работе одного насоса с подачей 8 л/с (см. с. 173).

$$V_{\text{кон}} = 8 \cdot 10^{-3} \cdot 5 \cdot 60 = 2,4 \text{ м}^3.$$

Продолжительность закачки продавочной жидкости в колонну

$$t_{\text{пр}} = \frac{66,3 - 2,4}{6 \cdot 12,6 \cdot 10^{-3}} + \frac{2,4}{8 \cdot 10^{-3}} = 20 \text{ мин.}$$

Общая продолжительность цементирования без использования осреднительной емкости (примем $t_{\text{пп}} = 5$ мин) [см. формулу (6.28) и п.п. 9, 11]

$$t_{\text{ц}} = 19 + 12 + 5 + 20 = 56 \text{ мин,}$$

а при использовании осреднительной емкости (см. п. 12)

$$t_{\text{ц}} = 19 + 6 + 5 + 20 = 50 \text{ мин.}$$

Сроки начала загустевания должны быть [см. формулу (6.29)]:

а) при цементировании без использования осреднительной емкости для облегченного тампонажного раствора

$$t_{\text{заг}} \geq 56 : 0,75 = 1 \text{ ч } 15 \text{ мин;}$$

для необлегченного раствора

$$t_{\text{заг}} \geq (50 - 19) : 0,75 = 42 \text{ мин};$$

б) при использовании осреднительной емкости для облегченного раствора

$$t_{\text{заг}} \geq 1 \text{ ч } 10 \text{ мин};$$

для необлегченного раствора (см. п. 12)

$$t_{\text{заг}} \geq (50 - 19 + 8) : 0,75 = 52 \text{ мин.}$$

20. Насос цементировочного агрегата ЗЦА-400 при включении третьей передачи может создавать давление 14 МПа. Из табл. 40 видно, что такое давление возникнет в насосах, когда при скорости течения в верхнем участке 2,1 м/с высота столба тампонажных растворов в заколонном пространстве превысит 2700 м. Если с этого момента в заколонном пространстве не стремиться к поддержанию турбулентного режима течения всех жидкостей, то для закачки основного объема продавочной жидкости можно использовать те же насосы при включении третьей передачи; необходимое число их в этом случае

$$i_{\text{ца}} = 73,3 : 18,6 = 4.$$

21. Рассчитаем общую продолжительность цементирования в случае использования четырех агрегатов ЗЦА-400 для закачки продавочной жидкости.

Объем продавочной жидкости, который можно закачать при работе всех агрегатов с включенной третьей передачей (см. п. 2).

$$V'_{\text{пр}} = 0,785 [(0,25^2 - 0,178^2)(3000 - 1130 - 1250) + (0,276^2 - 0,178^2)(1250 - 3000 + 2700)] 1,03 = 49,6 \text{ м}^3.$$

Продолжительность закачки продавочной жидкости

$$t_{\text{пр}} = \frac{49,6}{4 \cdot 18,6 \cdot 10^{-3}} + \frac{66,3 - 49,6 - 2,4}{4 \cdot 12,6 \cdot 10^{-3}} + \frac{2,4}{8 \cdot 10^{-3}} = 21 \text{ мин.}$$

Общая продолжительность цементирования в этом случае увеличивается всего лишь на одну минуту.

Задача 6.2.

Требуется зацементировать до устья обратным способом скважину диаметром 300 мм, в которую до глубины 2100 м спущена промежуточная обсадная колонна с наружным диаметром 245 мм и средним внутренним 220 мм. Наиболее слабая порода, градиент давления поглоще-

ния которой равен 18 кПа/м, залегает в интервале 2030–2100 м.

Скважина заполнена промывочной жидкостью с плотностью 1400 кг/м³, пластической вязкостью 20 мПа·с и динамическим напряжением сдвига 12 Па. В качестве реперной и буферной жидкостей предполагается использовать водный раствор гипана, утяжеленный баритом до плотности 1500 кг/м³.

Требуется выяснить, можно ли зацементировать скважину до устья обратным способом тампонажным раствором с плотностью 1650 кг/м³, пластической вязкостью 25 мПа·с и динамическим напряжением сдвига 13 Па при относительном водосодержании 0,65; рассчитать необходимое количество тампонажных материалов, реперной, промывочной и буферной жидкостей, режимы работы цементировочной техники, продолжительность цементирования, а также выбрать необходимые технические средства.

Решение.

1. В рассматриваемой задаче объем тампонажного раствора больше объема заколонного пространства. Верхний предел плотности тампонажного раствора [см. формулу (6.3)]

$$\rho_{\text{вп}} = 18 \cdot 10^3 / 9,8 = 1836 \text{ кг/м}^3.$$

Следовательно, обратное цементирование скважины до устья раствором с плотностью 1650 кг/м³ возможно.

2. Определим необходимые объемы тампонажного раствора, реперной, промывочной и буферной жидкостей.

Объем тампонажного раствора при $h_c = 200$ м [см. формулу (6.5)]

$$V_{\text{цр}} = 0,785 \cdot 1,05 [(0,3^2 - 0,245^2) 2100 + 0,22^2 \cdot 200] = 60 \text{ м}^3.$$

Объем реперной жидкости при длине столба ее в колонне 100 м [см. формулу (6.41)]

$$V_{\text{рж}} = 0,785 \cdot 0,22^2 \cdot 100 = 3,8 \text{ м}^3.$$

Объем буферной жидкости при длине столба ее в кольцевом пространстве 250 м [см. формулу (6.7)]

$$V_6 = 0,785 (0,3^2 - 0,245^2) 250 = 5,9 \text{ м}^3.$$

Высота столба буферной жидкости в колонне

$$h_{\text{бт}} = 5,9 : (0,785 \cdot 0,22^2) = 155 \text{ м},$$

а порции промывочной жидкости

$$h_{\text{п}} = 2100 - 100 - 155 = 1845 \text{ м}.$$

Объем порции промывочной жидкости [см. формулу (6.42)]

$$V_{\text{п}} = 0,785 \cdot 1,03 \cdot 0,22^2 \cdot 1845 = 72,2 \text{ м}^3.$$

3. Для приготовления тампонажного раствора необходимо сухого цемента [см. формулу (6.8)]

$$M_{\text{ц}} = 1,1 \cdot 1650 \cdot 60 / (1 + 0,65) = 66 \text{ т},$$

а воды [см. формулу (6.9)]

$$U_{\text{ж}} = 0,65 \cdot 66 \cdot 1000 : (1,1 \cdot 1000) = 39 \text{ м}^3.$$

4. Выберем для приготовления тампонажного раствора смесительные машины 2СМН-20. Производительность такой машины при приготовлении раствора с плотностью 1650 кг/м^3 достигает 20 л/с [26]. Необходимое число машин при $m_{\text{с}} = 1300 \text{ кг/м}^3$ [см. формулу (6.10)]

$$i_{\text{с}} = 66 \cdot 1000 : (1300 \cdot 14,5) = 4.$$

5. Рассчитаем критические скорости течения промывочной жидкости и тампонажного раствора по формулам (3.29) и (3.30). Результаты приведены в табл. 41.

6. Найдем значения противодавления в головке на обсадной колонне в момент подхода головной порции тампонажного раствора к башмаку колонны при разных скоростях течения в кольцевом пространстве из условия поддержания уровня жидкости в нем у устья.

Коэффициент местных сопротивлений муфтового сужения кольцевого пространства [см. формулу (3.22)]

$$\xi_{\text{м}} = 2 \left(\frac{0,3^2 - 0,245^2}{0,3^2 - 0,27^2} - 1 \right)^2 = 1,13.$$

При скорости течения в кольцевом пространстве $w_{\text{кп}} = 2,3 \text{ м/с}$ (турбулентный режим) и средней длине одной трубы 10 м необходимое противодавление в головке на колонне [см. формулы (6.45), (3.10), (3.11) и (3.14)]

$$\begin{aligned} p_{\text{у}} &= [1650 \cdot 2100 - 1500 (100 + 155) - 1400 \cdot 1845] 9,8 - \\ &- \frac{0,0355 \cdot 1650 \cdot 2100 \cdot 2,3^2}{2 (0,3 - 0,245)} - 0,5 \cdot 1,13 \cdot 1650 \cdot 210 \cdot 2,3^2 - \\ &- \frac{4 \cdot 12 \cdot 2100}{0,8 \cdot 0,22} = -2,6 \text{ МПа}. \end{aligned}$$

Результаты аналогичных расчетов при других скоростях течения показаны в табл. 42.

Таблица 41

Участок скважины	He	Re _{кр}	w _{кр} , м/с
<i>Промывочная жидкость</i>			
Колонна	2 032 800	35 367	2,30
Кольцевое пространство	127 050	8 762	2,28
<i>Тампонажный раствор</i>			
Колонна	1 661 088	31 690	2,18
Кольцевое пространство	103 818	8 026	2,21

Таблица 42

Скорость течения, м/с		Противодавление в головке колонны, МПа, по формуле	
в кольцевом пространстве	в обсадной колонне	(6.45), более	(6.46), менее
2,30	1,42	-2,6	8,1
1,5	0,93	0,1	8,1
1,0	0,62	0,8	8,1
0,4	0,25	1,6	8,2
0	0	4,9	8,7

7. Найдем предельные значения противодавлений в головке на колонне в тот же момент цементирования из условия (6.46) предотвращения поглощений в слабый пласт.

При скорости течения $w_k = 2,3$ м/с

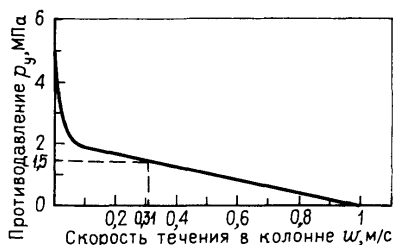
$$p_y < 18 \cdot 10^3 \cdot 2100 - [1500(100 + 155) + 1400 \cdot 1845] 9,8 - \frac{4 \cdot 12 \cdot 2100}{0,8 \cdot 0,22} = 8,7 \text{ МПа.}$$

Результаты расчетов при других скоростях приведены в табл. 42 и на рис. 35.

8. Весь объем тампонажного раствора разделим на две части: одну в объеме, равном объему кольцевого пространства

$$V_{\text{цр}} = 1,05 \cdot 0,785 (0,3^2 - 0,245^2) 2100 = 51,5 \text{ м}^3,$$

Рис. 35. Зависимость необходимого противодействия в головке обсадной колонны от скорости течения в последней в момент подхода головной порции тампонажного раствора к башмаку колонны при обратном цементировании



будем закачивать в скважину при турбулентном режиме со скоростью $w_k = 2,3$ м/с; остальную часть – с малой скоростью $\sim 0,4$ м/с.

9. Подача насосов для поддержания скорости течения 2,3 м/с [см. формулу (6.18)]

$$Q_{зак} = 0,785 \cdot 2,3 (0,3^2 - 0,245^2) = 54 \text{ л/с,}$$

а для поддержания скорости $w_k = 0,4$ м/с $Q_{зак} = 9,4$ л/с.

10. К моменту начала закачки тампонажного раствора в кольцевом пространстве, помимо промывочной жидкости, находится столб буферной жидкости высотой 250 м, а в обсадной колонне – столб реперной жидкости высотой 100 м. При скорости течения $w_k = 2,3$ м/с поддерживать противодействие в головке на обсадной колонне в период закачки тампонажного раствора не требуется (см. табл. 42). Наибольшее давление у устья в кольцевом пространстве в начальный момент закачки [см. формулы (6.47), (3.10), (3.11) и (3.14)].

$$p_{ук} = 1500(100 - 250) 9,8 + \frac{4 \cdot 12 \cdot 2100}{0,8 \cdot 0,22} + \\ + \frac{0,0349 \cdot 1400 \cdot 2100 \cdot 2,3^2}{2(0,3 - 0,245)} + 0,5 \cdot 1,13 \cdot 1650 \cdot 210 \cdot 2,3^2 = 4,34 \text{ МПа.}$$

11. Для закачки тампонажного раствора возьмем цементировочные агрегаты ЦА-320М, поршневые насосы которых с втулками диаметром 115 мм при включении пятой передачи могут подавать 18,3 л/с при давлении до 5 МПа, а при включении четвертой – 12,2 л/с при давлении до 7,6 МПа. Для закачки первой части объема этого раствора необходимо $54 : 18,3 = 3$ агрегата; вторую же часть объема будет закачивать один насос с подачей 12,2 л/с, при этом скорости течения будут в кольцевом пространстве 0,52 м/с, а в колонне 0,32 м/с.

12. Для выравнивания свойств тампонажного раствора, приготовляемого смесительными машинами, перед закачкой в скважину используем усреднительную емкость объемом $iU_{оср} = 15 \text{ м}^3$.

13. Рассчитаем режимы работы смесительных машин и цементировочных насосов.

Для приготовления первой порции тампонажного раствора в объеме $51,5 \text{ м}^3$ в бункеры трех смесительных машин необходимо загрузить сухого цемента $(66 : 60) \cdot (51,5 : 3) = 18,9 \text{ т}$, а остальной цемент в количестве $66 - (18,9 \cdot 3) = 9,3 \text{ т}$ – в бункер четвертой (см. п.п. 2 и 3).

Примем производительность одного смесителя по раствору $q_c = 18 \text{ л/с}$. Для этого в гидросмеситель необходимо ежесекундно подавать сухого цемента [см. формулу (6.11)]

$$q_{\text{см}} = 1650 \cdot 18 \cdot 10^{-3} / [(1 + 0,65) 1300] = 13,85 \text{ л/с}$$

и воды, согласно формуле (6.12)

$$q_{\text{ж}} = 0,65 \cdot 1300 \cdot 13,85 \cdot 10^{-3} / 1000 = 11,7 \text{ л/с.}$$

Для подачи воды в гидросмесители используем плунжерные насосы агрегатов ЦА-320М, а для откачки приготовляемого тампонажного раствора в осреднительную емкость – поршневые насосы тех же агрегатов. Так как плунжерный насос может создавать давление до $1,5 \text{ МПа}$, то в каждом гидросмесителе необходимо установить штуцер диаметром $d_{\text{шт}} = 17 \text{ мм}$ [см. формулу (3.45)]. Скорость струи при выходе из штуцера будет $51,6 \text{ м/с}$.

Сначала тампонажный раствор готовят тремя смесительными машинами. Продолжительность приготовления первой части объема

$$t'_0 = 51,5 : (3 \cdot 18 \cdot 10^{-3}) = 954 \text{ с} = 15,9 \text{ мин.}$$

Четвертая машина начинает готовить раствор сразу же по окончании работы первых трех смесителей.

Цементировочные насосы трех агрегатов ЦА-320М приступают к закачке тампонажного раствора из осреднительной емкости в скважину через четыре минуты после начала приготовления его. За это время смесительные машины приготовят $18 \cdot 10^{-3} \cdot 4 \cdot 60 \cdot 3 = 12,96 \text{ м}^3 < U_{\text{оср}} = 15 \text{ м}^3$.

Продолжительность закачки первой порции раствора тремя насосами с подачей по $18,3 \text{ л/с}$

$$t'_{\text{зак}} = 51,5 : (3 \cdot 18,3 \cdot 10^{-3}) = 938 \text{ с} = 15,6 \text{ мин.}$$

К моменту включения в работу четвертой смесительной машины в осреднительной емкости останется раствора $51,5 - 3 \cdot 18,3 \cdot 10^{-3} (15,9 - 4) 60 = 12,3 \text{ м}^3 < 15 \text{ м}^3$.

К моменту начала закачки второй порции тампонажного раствора насосом одного агрегата с подачей $12,2 \text{ л/с}$ в осреднительной емкости останется тампонажного раствора $12,3 - (18,3 \cdot 3 - 18) 10^{-3} [15,6 - (15,9 - 4)] 60 = 4,1 \text{ м}^3$.

Продолжительность закачки в скважину второй порции раствора $t''_{\text{зак}} = (60 - 51,5) : (12,2 \cdot 10^{-3} \cdot 60) = 11,6 \text{ мин.}$

Общая продолжительность цементирования

$$t_{\text{ц}} = 4 + 15,6 + 11,6 = 31 \text{ мин.}$$

Срок начала загустевания тампонажного раствора должен быть не менее [см. формулу (6.29)]

$$t_{\text{заг}} \geq 31 : 0,75 = 40 \text{ мин.}$$

14. Для того, чтобы уровень тампонажного раствора в кольцевом пространстве в период работы одного агрегата ЦА-320М (скорость в колонне 0,31 м/с) не снижался от устья, в головке на обсадной колонне нужно поддерживать противодавление не менее 2 МПа (см. рис. 35). Для этого выходящий из скважины поток жидкости нужно направить через штуцер, диаметр которого при $\mu = 0,95$ [см. формулу (3.45)]

$$d_{шт} = 2 \sqrt{\frac{12,2 \cdot 10^{-3}}{3,14 \cdot 0,95}} \sqrt{\frac{1400}{2 \cdot 2 \cdot 10^6}} = 17,5 \text{ мм.}$$

Возьмем штуцер диаметром 17 мм. Тогда противодавление составит $p_y = 2,4$ МПа, а давление в кольцевом пространстве у устья (см. рис. 35)

$$p_{ук} = 2,4 - 1,5 = 0,9 \text{ МПа.}$$

§ 6.9. ЗАДАЧИ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО РЕШЕНИЯ

Задачи 6.3 – 6.7.

В вертикальную скважину глубиной z_c спущена обсадная колонна с наружным диаметром d_n и средним внутренним диаметром d . Обратный клапан ЦКОД установлен на h_c м выше башмака колонны. Промежуточная колонна с наружным диаметром D_n и средним внутренним диаметром D спущена до глубины $z_{пр}$ и зацементирована по всей длине. Средний диаметр нижерасположенного участка скважины равен d_c .

Разрез месторождения сложен породами, индекс давления поглощения которых в интервале от z_1 до z_2 равен $k''_п$, в интервале от z_3 до z_4 — $k''_п$, а в остальных интервалах равен $k'''_п$. Коэффициенты аномальности пластовых давлений в большей части пород не превышают k'_a , а в продуктивных пластах, залегающих в интервале от z_5 до z_6 , — k''_a . Геостатическая температура на проектной глубине T °С, средний геотермический градиент Γ .

Скважину необходимо зацементировать в интервале z_7 — z_8 тампонажным раствором с плотностью $\rho_{цр}$ при относительном водосодержании $n_{цр}$, динамическим напряжением сдвига $\tau'_{оц}$ и пластической вязкостью $\eta'_ц$, а в интервале z_8 — z_9 — тампонажным раствором с плотностью $\rho_{оцр}$, динамическим напряжением сдвига $\tau''_{оц}$ и пластической вязкостью $\eta''_ц$ при относительном водосодержании $n_{оцр}$. Плотность промывочной жидкости в скважине $\rho_п$, динамическое напряжение сдвига $\tau_о$, пластическая вязкость η . В качестве продавочной жидкости предполагается использовать жидкость с плотностью $\rho_{пр}$, динамическим напряжением сдвига $\tau_{пр}$ и пластической вязкостью $\eta_{пр}$. Численные значения всех упомянутых в условии величин, а также характеристики пластовых жидкостей в продуктивных объектах приведены в табл. 43.

Требуется выбрать способ цементирования, буферную жидкость, технические средства для цементирования скважины, рассчитать необходимые количества тампонажных материалов, буферной и продавочной жидкостей, режимы работы цементировочного оборудования и продолжительность цементирования.

Таблица 43

Номер задачи	$z_{пр},$ м	$D_H,$ мм	$D,$ мм	$z_c,$ м	$d_c,$ мм	$d_H,$ мм	$d,$ м	$h_c,$ м	$z_1,$ м
6.3	1200	219	200	2300	200	146	132	10	1510
6.4	1800	219	198	3450	210	140	120	15	2350
6.5	2700	245	222	4000	220	168	147	15	3290
6.6	3200	245	220	3800	225	168	146	15	3200
6.7	2000	273	250	2400	250	178	157	20	2000

Номер задачи	$z_2,$ м	$z_3,$ м	$z_4,$ м	$z_5,$ м	$z_6,$ м	$z_7,$ м	$z_8,$ м	$z_9,$ м	$k'_{п}$
6.3	1540	2280	2300	2930	2980	2300	1750	900	1,4
6.4	2380	3020	3070	3390	3450	3450	2700	0	1,5
6.5	3320	3900	4000	3700	3950	4000	3400	1400	1,7
6.6	3350	3350	3600	3500	3800	3500	0	—	2,0
6.7	2100	2100	2400	2050	2400	2050	0	—	2,0

Номер задачи	$k''_{п}$	$k'''_{п}$	k'_a	k''_a	$T,$ °C	$\Gamma,$ К/м	$\rho_{цр},$ кг/м ³	$T'_{оц},$ Па	$\tau'_{ц}$ мПа·с
6.3	1,7	1,9	1,05	1,1	50	0,020	1800	15	11
6.4	1,8	2,0	1,03	1,15	85	0,023	1850	12	17
6.5	1,9	2,0	1,15	1,45	125	0,030	1900	18	16
6.6	1,9	1,8	1,5	1,55	135	0,032	1900	17	19
6.7	1,8	—	1,6	1,6	90	0,033	1900	17	23

Номер задачи	$n_{цр}$	$\rho_{оцр},$ кг/м ³	$T'_{оц},$ Па	$\eta''_{ц},$ Мпа·с	$n_{оцр}$	$\rho_{п},$ кг/м ³	$\tau_0,$ Па	$\eta,$ МПа·с	$\rho_{пр},$ кг/м ³
6.3	0,5	1500	12	18	1,05	1180	5	10	1010
6.4	0,47	1550	12	20	0,95	1230	6	13	1230
6.5	0,45	1650	14	23	0,70	1550	8	18	1450
6.6	0,45	—	—	—	—	1650	9	25	1550
6.7	0,45	—	—	—	—	1700	10	24	1700

Номер задачи	$\tau_{пр},$ Па	$\eta_{пр},$ мПа·с	$\rho_{ф},$ кг/м ³	$\rho_{ог}$	β_c	Вид пластовой жидкости
6.3	0	1	870	—	—	Нефть
6.4	6	13	810	—	—	"
6.5	9	17	650	—	—	Нефть + газ
6.6	10	20	—	0,76	0,72	Газ природный
6.7	10	25	—	0,6	1,05	"

Задачи 6.8 – 6.13.

В практически вертикальную скважину диаметром d_c до глубины z_c спущена промежуточная колонна с наружным диаметром d_n и средним внутренним диаметром d . Обратный клапан ЦКОД установлен на h_c м выше башмака колонны.

Разрез месторождения сложен породами, градиент давления поглощения которых в интервале от z_1 до z_2 равен $\Delta p'_п$, а в остальной части, не перекрытой кондуктором, $\Delta p''_п$. Коэффициенты аномальности пластовых давлений всюду равны k'_a , кроме интервала от z_3 до z_4 , где он составляет k''_a . Кондуктор с наружным D_n и внутренним D диаметрами спущен до глубины $z_{пр}$ и зацементирован до устья. Проницаемые породы, перекрываемые промежуточной колонной, водонасыщенные. Геостатическая температура на глубине z_c равна $T^\circ\text{C}$, средний геотермический градиент G .

Скважину надо зацементировать от забоя до глубины z_5 , причем в интервале от z_6 до z_7 — тампонажным раствором с плотностью не менее $\rho_{цр}$. В качестве промывочной и продавочной жидкостей предполагается использовать суспензию с плотностью $\rho_п$, пластической вязкостью η и динамическим напряжением сдвига τ_0 . Численные значения всех величин, а также характеристики пластовых вод приведены в табл. 44.

Требуется выбрать тампонажный цемент, тампонажный раствор, буферную жидкость, способ цементирования, технические средства для цементирования скважины, рассчитать необходимые количества тампонажных материалов, буферной и продавочной жидкостей, режимы работы цементировочного оборудования и продолжительность цементирования.

Задачи 6.14 – 6.19.

В скважину глубиной z_c спущена обсадная колонна с наружным диаметром d_n и средним внутренним d . Промежуточная колонна с наружным D_n и средним внутренним D диаметрами спущена до глубины $z_{пр}$ и зацементирована по всей длине. Средний диаметр нижерасположенного участка скважины d_c .

Разрез месторождения сложен в интервале глубин от $z_{пр}$ до z_1 ненарушенными песчано-глинистыми породами, в интервале от z_1 до z_2 — трещиноватыми карбонатными породами с прослоями аргиллитов, а ниже — аргиллитами с пропластками прочных песчаников. Коэффициенты аномальности пластовых давлений в интервале от $z_{пр}$ до глубины z_3 равны k'_a , далее до глубины $z_4 - k''_a$, а ниже постепенно уменьшаются до k'''_a на глубине z_c . Индексы давлений поглощения следует оценить по формуле (1.23) и рис. 4. Геостатическая температура на проектной глубине равна $T^\circ\text{C}$, средний геотермический градиент G .

Скважина должна быть зацементирована обратным способом в интервале от глубины z_c до глубины z_5 , причем в нижнем интервале длиной не менее l_1 тампонажным раствором с плотностью $\rho_{цр}$, пластиче-

Таблица 44

Номер задачи	$z_{пр}$, м	D_H , мм	D , мм	z_c , м	d_c , мм	d_H , мм	d , мм	h_c , м	z_1 , м
6.8	100	550	522	1850	510	426	404	15	1080
6.9	520	426	404	2380	390	324	298	20	520
6.10	1480	324	300	3000	310	245	222	20	1480
6.11	370	426	404	2750	400	340	315	20	370
6.12	2780	324	300	4200	300	245	220	15	2780
6.13	250	473	451	2500	400	340	315	20	250

Номер задачи	z_2 , м	z_3 , м	z_4 , м	z_5 , м	z_6 , м	z_7 , м	$\Delta p'_{п'}$, кПа/м	$\Delta p''_{п'}$, кПа/м	k'_a
6.8	1150	1600	1850	0	1850	1300	16	19	1,02
6.9	1970	1800	1960	0	2380	1700	17	18	1,10
6.10	2500	2810	2000	700	3000	2500	19	17	1,08
6.11	1500	370	1000	0	2750	1800	15	18	1,10
6.12	3650	3900	4100	1800	4200	3600	20	18	1,2
6.13	1050	—	—	0	2500	1100	15	18	1,03

Номер задачи	k''_a	T , °C	Γ , К/м	$\rho_{цр}$, кг/м ³	$\rho_{п'}$, кг/м ³	η , мПа·с	τ_0 , Па	Характеристика пластовых вод
6.8	1,10	42	0,019	1800	1280	14	8	Хлоридно-натровые
6.9	1,05	70	0,026	1750	1300	17	10	Сульфатные
6.10	1,13	98	0,030	1850	1260	15	9	Магнезиальные
6.11	1,0	99	0,032	1800	1280	18	10	Сульфидные
6.12	1,5	135	0,032	1900	1650	25	11	Магнезиальные с H ₂ S до 6%
6.13	—	70	0,025	1830	1180	12	7	Хлоридно-натровые с сульфатами

Таблица 45

Номер задачи	$z_{пр}$, м	D_H , мм	D , мм	z_c , м	d_c , мм	d_H , мм	d , мм	z_1 , м	z_2 , м
6.14	2980	273	250	4150	230	168	149	3490	3570
6.15	1000	426	404	3140	400	299	275	2100	2320
6.16	650	273	252	2500	245	178	157	1120	1350
6.17	1530	426	404	3600	400	324	300	2600	2600
6.18	3400	245	222	4000	220	146	127	3560	3620
6.19	400	508	476	1600	450	351	329	900	980

Номер задачи	$z_3, \text{ м}$	$z_4, \text{ м}$	$z_5, \text{ м}$	$l_1, \text{ м}$	$l_2, \text{ м}$	k'_a	k''_a	k'''_a	$T, \text{ }^\circ\text{C}$
6.14	3650	3870	1000	600	250	1,2	1,25	1,08	130
6.15	2000	2800	0	300	300	1,15	1,35	1,24	98
6.16	1600	2000	0	500	280	1,1	1,18	1,05	86
6.17	2680	3400	0	—	350	1,5	1,65	1,60	122
6.18	3620	4000	1200	600	300	1,6	1,80	—	155
6.19	1000	1600	0	—	280	1,07	1,12	—	52

Номер задачи	$\Gamma, \text{ К/м}$	$\rho_{\text{цр}}, \text{ кг/м}^3$	$\eta_{\text{ц}}, \text{ мПа}\cdot\text{с}$	$\tau_{\text{оц}}, \text{ Па}$	$n_{\text{цр}}$	$\rho_{\text{п}}, \text{ кг/м}^3$	$\eta, \text{ мПа}\cdot\text{с}$	$\tau_0, \text{ Па}$
6.14	0,029	1800	12	16	0,5	1380	18	9
6.15	0,028	1850	18	14	0,47	1500	20	10
6.16	0,032	1900	23	19	0,45	1260	13	6
6.17	0,030	—	—	—	—	1800	28	12
6.18	0,035	2150	34	23	0,40	1950	32	17
6.19	0,029	—	—	—	—	1230	12	8

ской вязкостью $\eta_{\text{ц}}$ и динамическим напряжением сдвига $\tau_{\text{оц}}$ при относительном водосодержании $n_{\text{цр}}$. Длина столба этого раствора, вытесняемого в колонну, не менее l_2 . Плотность промывочной жидкости в скважине $\rho_{\text{п}}$, пластическая вязкость η , динамическое напряжение сдвига τ_0 . Численные значения всех величин приведены в табл. 45.

Требуется выбрать тампонажный раствор для верхнего участка интервала цементирования, буферную, реперную и продавочную жидкости, технические средства для цементирования скважины, рассчитать необходимые количества тампонажных материалов, буферной, реперной, продавочной и промывочной жидкостей, режимы работы цементировочного оборудования, давление в головке на обсадной колонне, диаметр штуцера для дросселирования выходящего из скважины потока и продолжительность цементирования.

Глава 7

РАСЧЕТЫ ПРИ ОСВОЕНИИ СКВАЖИН

§ 7.1. ВЫЗОВ ПРИТОКА ИЗ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА ПУТЕМ СНИЖЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ В СКВАЖИНЕ

Приток из продуктивного пласта может начаться лишь в том случае если давление в эксплуатационной колонне у забоя $P_{\text{заб}}$ существенно меньше пластового $P_{\text{пл}}$

$$P_{\text{деп}} = P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}, \quad (7.1)$$

где $p_{\text{деп}}$ — депрессия, Па.

Для снижения давления на забое и вызова притока при освоении скважины применяют разные способы.

Замена утяжеленной жидкости в эксплуатационной колонне на облегченную. Насосно-компрессорные трубы НКТ спускают в эксплуатационную колонну примерно до нижних перфорационных отверстий, если продуктивный пласт сложен устойчивой породой, либо до верхних отверстий, если порода недостаточно устойчива.

Заменять утяжеленную жидкость на облегченную можно как с помощью прямой, так и обратной циркуляции. Чаще при освоении скважин пользуются способом обратной циркуляции. Для этого к боковому отводу трубной головки устьевой арматуры подсоединяют передвижной насосный агрегат и в межколонное пространство закачивают жидкость, плотность которой $\rho_{\text{ос}}$ меньше плотности тяжелой жидкости $\rho_{\text{п}}$ в эксплуатационной колонне. По мере того, как более легкая жидкость заполняет межколонное пространство и вытесняет утяжеленную жидкость в НКТ, давление в межколонном пространстве у устья возрастает и достигает максимума в тот момент, когда облегченная жидкость подойдет к башмаку НКТ (рис. 36)

$$p_{\text{ук}} = (\rho_{\text{п}} - \rho_{\text{ос}})gz_{\text{НКТ}} + p_{\text{т}} + p_{\text{к}}, \quad (7.2)$$

где $z_{\text{НКТ}}$ — глубина спуска НКТ, м; $p_{\text{т}}$ — гидравлические потери в НКТ, Па; $p_{\text{к}}$ — то же в межколонном пространстве, Па.

Для расчета гидравлических потерь можно воспользоваться формулами § 3.2; коэффициенты гидравлических сопротивлений, особенно при прокачивании воды или иной ньютоновской жидкости, лучше рассчитывать по формулам [18]

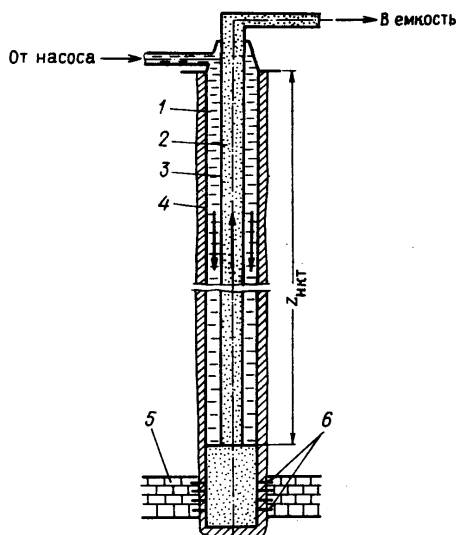


Рис. 36. Схема к расчету наибольшего давления в насосе при замещении утяжеленной промывочной жидкости на облегченную способом обратной циркуляции:

1 — облегченная жидкость; 2 — утяжеленная промывочная жидкость; 3 — НКТ; 4 — эксплуатационная колонна; 5 — продуктивный пласт; 6 — перфорационные каналы

$$\lambda = 0,1 (1,46 \Delta_{\text{ш}} / d_{\text{в}} + 100/\text{Re})^{0,25}; \quad (7.3)$$

$$\lambda_{\text{к}} = 0,107 [1,46 \Delta_{\text{ш}} / (d - d_{\text{н}}) + 100/\text{Re}_{\text{к}}]^{0,25}, \quad (7.4)$$

где $\Delta_{\text{ш}}$ — шероховатость поверхности труб, м (для расчетов можно принимать $\Delta_{\text{ш}} = 0,15 \div 0,3$ мм); d , $d_{\text{н}}$ и $d_{\text{в}}$ — внутренний диаметр эксплуатационной колонны, наружный и внутренний диаметры колонны НКТ соответственно, м; Re и $\text{Re}_{\text{к}}$ — числа Рейнольдса соответственно в НКТ и в межтрубном пространстве.

Давление $p_{\text{ук}}$ должно удовлетворять условию

$$p_{\text{ук}} \leq \min \begin{cases} p_{\text{оп}}; \\ p_{\text{нп}}, \end{cases} \quad (7.5)$$

где $p_{\text{оп}}$ — давление опрессовки эксплуатационной колонны, Па; $p_{\text{нп}}$ — наибольшее давление, которое может создавать передвижной насосный агрегат при закачке облепченной жидкости, Па.

Совместным решением уравнений (7.2) и (7.5) можно найти минимально допустимое значение плотности облепченной жидкости для первого цикла циркуляции. Если порода продуктивного пласта слабоустойчива, то величину снижения плотности жидкости за один цикл циркуляции ограничивают (например, принимают $\rho_{\text{п}} - \rho_{\text{ос}} \leq 100 \div 150$ кг/м³). В некоторых случаях для уменьшения давления в скважине до уровня, при котором может начаться приток из пласта, приходится применять две или более жидкости; при этом плотность каждой последующей жидкости, закачиваемой в межколонное пространство, меньше плотности предыдущей.

Объем порции каждой облепченной жидкости

$$V_{\text{ос}} = 0,785 (d^2 - d_{\text{н}}^2 + d_{\text{в}}^2) z_{\text{НКТ}} a_{\text{с}}, \quad (7.6)$$

а продолжительность закачки

$$t_{\text{оз}} = V_{\text{ос}} / q_{\text{нп}}, \quad (7.7)$$

где $a_{\text{с}}$ — коэффициент длины [см. формулу (3.41)]; $q_{\text{нп}}$ — подача насоса, закачивающего облепченную жидкость, м³/с.

Давление на забой с начала поступления облепченной жидкости в НКТ будет уменьшаться и в какой-то момент сравняется с пластовым

$$p_{\text{пл}} = [\rho_{\text{ос}} h_{\text{ос}} + (z_{\text{пл}} - h_{\text{ос}}) \rho_{\text{п}}] g + \Delta p_{\text{пр}} a_{\text{с}} (z_{\text{НКТ}} - h_{\text{ос}}) + \Delta p_{\text{ос}} a_{\text{с}} h_{\text{ос}},$$

где $z_{\text{пл}}$ — глубина эксплуатационного горизонта, на которой давление равно $p_{\text{пл}}$, м; $h_{\text{ос}}$ — высота столба облепченной жидкости в НКТ, м;

$\Delta p_{\text{пр}}$ и $\Delta p_{\text{ос}}$ — градиенты гидравлических потерь при течении соответственно тяжелой и облегченной жидкостей в НКТ, Па/м.

Тогда объем облегченной жидкости $V'_{\text{ос}}$, после закачки которого давления сравняются

$$V'_{\text{ос}} = F_{\text{к}} \alpha_{\text{с}} z_{\text{НКТ}} + F_{\text{в}} \alpha_{\text{с}} (\rho_{\text{п}} g z_{\text{пл}} + \Delta p_{\text{пр}} \alpha_{\text{с}} z_{\text{НКТ}} - p_{\text{пл}}) / [(\rho_{\text{п}} - \rho_{\text{ос}})g + (\Delta p_{\text{пр}} - \Delta p_{\text{ос}}) \alpha_{\text{с}}], \quad (7.8)$$

где $F_{\text{к}}$ и $F_{\text{в}}$ — площади сечения проходных каналов соответственно в межколонном пространстве и в НКТ, м².

При дальнейшем снижении давления в скважине возникнет депрессия и может начаться приток из пласта

$$p_{\text{деп}} = (V''_{\text{ос}} - V'_{\text{ос}}) [(\rho_{\text{п}} - \rho_{\text{ос}})g + (\Delta p_{\text{пр}} - \Delta p_{\text{ос}}) \alpha_{\text{с}}] / F_{\text{в}}. \quad (7.9)$$

Закачку облегченной жидкости прекращают, если скорость выхода жидкости из НКТ на устье быстро увеличивается, а давление в межколонном пространстве у устья уменьшается.

Снижение уровня жидкости с помощью компрессора. Если после замены утяжеленной жидкости в эксплуатационной колонне на воду приток из пласта не начинается, то часто для еще большего уменьшения давления на забой прибегают к снижению уровня воды в колонне с помощью компрессора. Для этого в межколонное пространство передвижным компрессором закачивают воздух и оттесняют уровень воды вниз; вытесняемая из межколонного пространства жидкость частично или полностью (в зависимости от исходного положения уровня воды в НКТ) сливается через верхний конец НКТ в специальную емкость.

Предположим, что статический уровень воды в эксплуатационной колонне перед началом закачки воздуха находился на глубине $z_{\text{ст}}$ (рис. 37). При снижении уровня воды в межколонном пространстве на $h_{\text{к}}$ (за счет закачки воздуха) уровень в НКТ соответственно возрастет на $h_{\text{НКТ}}$ против статического; при этом будет соблюдаться равенство $F_{\text{к}} h_{\text{к}} = F_{\text{в}} h_{\text{НКТ}}$. Отсюда

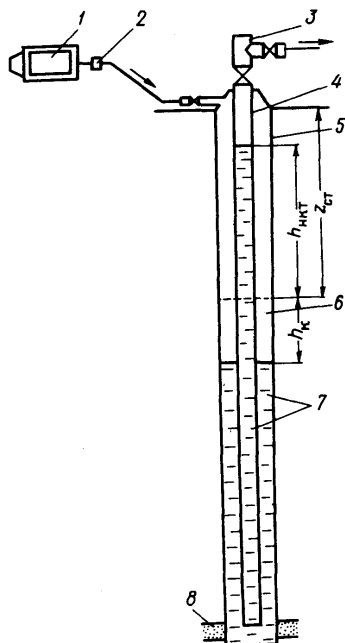
$$h_{\text{к}} = h_{\text{НКТ}} F_{\text{в}} / F_{\text{к}}. \quad (7.10)$$

Если $z_{\text{ст}} = 0$, то вся вода, вытесняемая воздухом из межколонного пространства, будет сливаться через верхний конец НКТ; если же $z_{\text{ст}} > 0$, то сливаться будет лишь часть вытесняемой воды. Практически всегда $F_{\text{в}} : F_{\text{к}} < 1$. Следовательно, если глубина спуска колонны НКТ $z_{\text{НКТ}} > z_{\text{ст}} + h_{\text{к}}$, то слив части воды, вытесняемой воздухом, возможен лишь при условии $z_{\text{ст}} < h_{\text{НКТ}}$.

Найдем предельное значение глубины статического уровня, при котором слив оттесняемой воздухом воды станет невозможным ($z_{\text{ст}} = h_{\text{НКТ}}$)

Рис. 37. Схема к расчету глубины снижения уровня жидкости в колонне с помощью компрессора:

1 — компрессор; 2 — обратный клапан; 3 — устьевая арматура; 4 — НКТ; 5 — эксплуатационная колонна; 6 — нагнетаемый воздух; 7 — вода, заполнявшая колонну до начала закачки воздуха; 8 — продуктивный пласт



$$p_{\text{комп}} + \rho_{\Gamma} (z_{\text{ст}} + h_{\text{к}}) g p_{\text{комп}} / p_{\text{ат}} = \rho_{\text{ж}} g (h_{\text{к}} + h_{\text{НКТ}}).$$

Отсюда с учетом соотношения (7.10)

$$(z_{\text{ст}})_{\text{пред}} = \frac{p_{\text{комп}} F_{\text{к}}}{g (F_{\text{к}} + F_{\text{в}}) (\rho_{\text{ж}} - \rho_{\Gamma} p_{\text{комп}} / p_{\text{ат}})}, \quad (7.11)$$

где $p_{\text{комп}}$ — наибольшее давление, создаваемое компрессором при закачке воздуха, Па; $\rho_{\text{ж}}$ — плотность воды в эксплуатационной колонне, кг/м³; ρ_{Γ} — плотность воздуха при атмосферном давлении, кг/м³; $p_{\text{ат}}$ — атмосферное давление, Па.

Если $z_{\text{ст}} < (z_{\text{ст}})_{\text{пред}}$, то максимальная глубина, до которой может быть оттеснен уровень жидкости в межколонном пространстве

$$(z_{\text{к}})_{\text{мах}} = p_{\text{комп}} / [g (\rho_{\text{ж}} - \rho_{\Gamma} p_{\text{комп}} / p_{\text{ат}})]. \quad (7.12)$$

Если $z_{\text{НКТ}} > (z_{\text{к}})_{\text{мах}}$, то уровень жидкости после отключения компрессора будет находиться на глубине

$$z_{\text{сн}} = p_{\text{комп}} F_{\text{к}} / [g (F_{\text{в}} + F_{\text{к}}) (\rho_{\text{ж}} - \rho_{\Gamma} p_{\text{комп}} / p_{\text{ат}})], \quad (7.13)$$

а давление на продуктивный пласт

$$p_{\text{заб}} = [\rho_{\text{ж}}(z_{\text{НКТ}} - z_{\text{сн}}) + \rho_{\text{п}}(z_{\text{пл}} - z_{\text{НКТ}})]g. \quad (7.14)$$

Если такого снижения давления недостаточно для получения устойчивого притока, то необходимо использовать компрессор с более высоким $p_{\text{комп}}$ или применить другой способ.

В том случае, когда коэффициент аномальности пластового давления в нефтеносном пласте низкий и заведомо известно, что при освоении нефтегазопроявление с выбросом пластовой жидкости на дневную поверхность невозможно, понижать уровень можно в несколько приемов. Для этого сначала необходимо нижний конец колонны НКТ установить на глубине

$$z'_{\text{НКТ}} = (z_{\text{к}})_{\text{max}} - (20 \div 50) \text{ м} \quad (7.15)$$

и через НКТ вытеснить из скважины всю воду до этой глубины. Затем, нарастив трубы, спустить колонну НКТ до глубины

$$z''_{\text{НКТ}} = z'_{\text{НКТ}} + p_{\text{комп}}/[g(\rho_{\text{ж}} - \rho_{\text{г}}p_{\text{комп}}/p_{\text{ат}})] - (20 \div 50) \quad (7.16)$$

и, вновь включив компрессор, вытеснить из скважины воду до глубины $z_{\text{НКТ}}$, и т.д. Этот способ можно использовать после согласования с органами госгортехнадзора и пожарной охраны.

Снижение давления способом создания воздушной подушки (В.М. Найденов, Г.П. Курьло, П.И. Гарбар, 1970 г.). В межколонное пространство закачивают достаточно большой объем воздуха под давлением $p_{\text{комп}}$. К концу закачки образуется воздушная подушка высотой $H_{\text{вп}}$ (рис. 38). Поверх воздушной подушки насосом закачивают некоторый объем воды с такой скоростью, чтобы пузырьки воздуха не могли прорываться вверх и скапливаться в межколонном пространстве у устья. При оттеснении воздушной подушки вниз по межколонному пространству она сжимается, давление в ней соответственно возрастает. К моменту прекращения закачки воды столб ее над воздушной подушкой достигнет высоты $H_{\text{ж}}$. Суммарная высота столба воды $H_{\text{ж}}$ и столба сжатого воздуха в межколонном пространстве должна быть больше глубины снижения уровня в скважине, необходимой для получения притока из продуктивного пласта.

После прекращения закачки воды межколонное пространство на устье быстро открывают; при этом вода, закачанная на воздушную подушку, почти полностью выбрасывается из межколонного пространства за счет энергии сжатого воздуха. После выброса уровень в скважине несколько повышается над той границей, до которой была оттеснена воздушная подушка к концу закачки на нее воды. Прирост уровня происходит за счет воды, находившейся в момент выброса в колонне НКТ, и воды, которая после выброса сохранялась на стенках межколонного пространства.

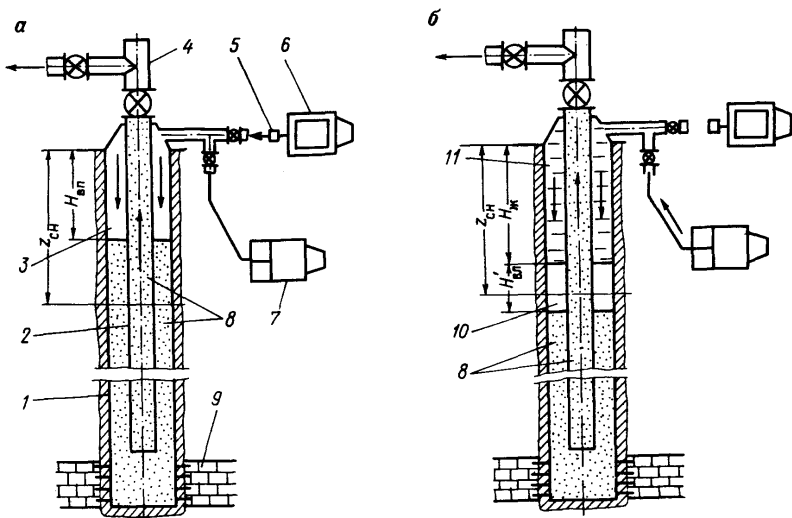


Рис. 38. Схема к расчету снижения давления в скважине способом создания воздушной подушки:

a – закачка воздуха компрессором; *б* – закачка воды на воздушную подушку насосом; 1 – эксплуатационная колонна; 2 – НКТ; 3 – воздух, нагнетаемый компрессором; 4 – устьевая арматура; 5 – обратный клапан; 6 – компрессор; 7 – насосный агрегат; 8 – вода, заполнявшая скважину до начала закачки воздуха; 9 – продуктивный пласт; 10 – воздушная подушка; 11 – вода, закачиваемая на воздушную подушку

Если в момент начала выброса уровень воды в НКТ находился у устья, то глубину снижения уровня ее в скважине после выброса рассчитывают по формуле

$$z_{сн} = k_{вп} [H_{ж} + H_{вп} p_{комп} / (p_{комп} + \rho_{ж} g H_{ж})] \frac{F_{к}}{F_{в} + F_{к}}, \quad (7.17)$$

где $k_{вп}$ – опытный коэффициент (рекомендуется принимать $k_{вп} \approx 0,8$); $H_{ж}$ – высота столба воды над подушкой в момент окончания закачки, м; $H_{вп}$ – высота воздушной подушки перед началом закачки воды, м.

Наибольшее давление в кольцевом пространстве у устья

$$p_{у\kappa} = \rho_{ж} g H_{вп} + p_{т} + p_{к}. \quad (7.18)$$

Если глубина снижения уровня воды в скважине при освоении задана, то соотношение между $H_{вп}$ и $H_{ж}$ при известном наибольшем давлении компрессора $p_{комп}$ можно рассчитать по одной из формул:

$$H_{\text{ВП}} = \left(1 + \frac{\rho_{\text{ж}} g H_{\text{ж}}}{\rho_{\text{комп}}} \right) \left[\frac{(F_{\text{в}} + F_{\text{к}}) z_{\text{сн}}}{k_{\text{ВП}} F_{\text{к}}} - H_{\text{ж}} \right] \quad (7.19)$$

или

$$H_{\text{ж}} = \frac{B + \sqrt{B^2 + 4 \rho_{\text{ж}} g C}}{2 \rho_{\text{ж}} g}, \quad (7.20)$$

где

$$B = \frac{\rho_{\text{ж}} g (F_{\text{в}} + F_{\text{к}}) z_{\text{сн}}}{k_{\text{ВП}} F_{\text{к}}} - p_{\text{комп}}; \quad (7.21)$$

$$C = \left[\frac{(F_{\text{в}} + F_{\text{к}}) z_{\text{сн}}}{k_{\text{ВП}} F_{\text{к}}} - H_{\text{ВП}} \right] p_{\text{комп}}. \quad (7.22)$$

Необходимый объем воды для закачки на воздушную подушку

$$V_{\text{к}} = H_{\text{ж}} F_{\text{к}}. \quad (7.23)$$

Продолжительность операции по закачке воздушной подушки и воды в межколонное пространство

$$t_{\text{сн}} = H_{\text{ВП}} F_{\text{к}} / q_{\text{комп}} + V_{\text{ж}} / q_{\text{нп}}, \quad (7.24)$$

где $q_{\text{комп}}$ — производительность компрессора при давлении $p_{\text{комп}}$, м³/с; $q_{\text{нп}}$ — подача насоса при закачке воды на подушку при давлении, несколько большем вычисленного по формуле (7.18), м³/с.

Подача насоса при закачке воды на подушку должна удовлетворять условию

$$q_{\text{нп}} > F_{\text{к}} (w_{\text{к}})_{\text{min}}, \quad (7.25)$$

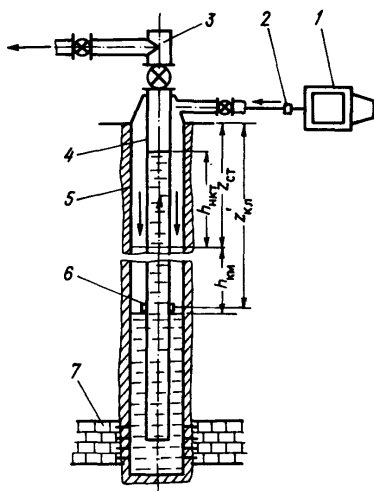
где $(w_{\text{к}})_{\text{min}}$ — минимально необходимая скорость нисходящего потока воды для предотвращения всплывания пузырьков воздуха в межколонном пространстве, м/с, $[(w_{\text{к}})_{\text{min}} = 0,4 \text{ м/с}]$.

Снижение давления с помощью компрессора и пусковых клапанов.

Перед спуском в скважину в колонне НКТ устанавливают в заранее рассчитанных местах специальные пусковые клапаны (рис. 39). После спуска до нужной глубины $z_{\text{НКТ}}$ в межколонное пространство закачивают воздух и вытесняют оттуда часть воды в НКТ. Понизить уровень воды путем закачки воздуха можно лишь до глубины z_1 , при которой давление в компрессоре достигнет допустимого максимума. Если в ко-

Рис. 39. Схема к расчету глубины установки дускового клапана в НКТ:

1 — компрессор; 2 — обратный клапан; 3 — устьевая арматура; 4 — НКТ; 5 — эксплуатационная колонна; 6 — пусковой клапан; 7 — продуктивный пласт



лонне НКТ немного выше глубины z_1 есть клапан, то при открытии его воздух из межколонного пространства начнет перетекать в НКТ, азировать и вытеснить находящуюся выше клапана воду. Если после вытеснения воды из участка НКТ над клапаном последний закрыть, то при закачке воздуха уровень воды в межколонном пространстве будет вновь понижаться до глубины z_2 , при которой давление в компрессоре достигнет предельной величины $p_{\text{комп}}$. После открытия клапана, установленного несколько выше глубины z_2 , из НКТ будет вытеснена новая порция воды и уровень ее в скважине еще более понизится.

Если перед началом закачки воздуха в межколонное пространство статический уровень воды в скважине $z_{\text{ст}} < (z_{\text{ст}})_{\text{пред}}$, то первый пусковой клапан целесообразно установить в колонне НКТ на глубине

$$z'_{\text{кл}} = (z_{\text{к}})_{\text{мах}} - \Delta z_{\text{кл}}; \quad (7.26)$$

если же $z_{\text{ст}} > (z_{\text{ст}})_{\text{пред}}$, то

$$z'_{\text{кл}} = z_{\text{ст}} + p_{\text{комп}} / [g(1 + F_{\text{к}}/F_{\text{в}}) (\rho_{\text{ж}} - \rho_{\text{г}} p_{\text{комп}}/p_{\text{ат}})] - \Delta z_{\text{кл}}; \quad (7.27)$$

второй сверху пусковой клапан следует устанавливать на глубине

$$z''_{\text{кл}} = z'_{\text{кл}} + p_{\text{комп}} / [g(1 + F_{\text{к}}/F_{\text{в}}) (\rho_{\text{ж}} - \rho_{\text{г}} p_{\text{комп}}/p_{\text{ат}})] - \Delta z_{\text{кл}}, \quad (7.28)$$

где $\Delta z_{\text{кл}} = 20 \div 30$ м.

Аналогично можно рассчитать глубины установки других клапанов. Число пусковых клапанов выбирают с таким расчетом, чтобы обеспечить получение заданной депрессии.

§ 7.2. РАСЧЕТ КОЛОННЫ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ [29]

Колонну насосно-компрессорных труб, спускаемых в скважину для освоения и испытания ее, рассчитывают на сопротивляемость смятию избыточным наружным давлением, на сопротивляемость разрыву избыточным внутренним давлением и на прочность при растяжении.

Избыточное внутреннее давление при освоении скважины возникает в процессе замены утяжеленной промывочной жидкости в эксплуатационной колонне на облегченную способом прямой циркуляции

$$p_{ив} = p_y + (\rho_{ос} - \rho_n)gz, \quad (7.29)$$

где p_y — давление в колонне НКТ у устья, Па; $\rho_{ос}$ и ρ_n — плотности облегченной жидкости, закачиваемой в НКТ, и утяжеленной промывочной жидкости в эксплуатационной колонне соответственно, кг/м³; z — глубина рассматриваемого сечения, м.

При испытании скважины через колонну НКТ с пакером у нижнего конца наибольшее внутреннее давление может возникнуть после закрытия устья:

в нефтяной скважине

$$p_{ив} = p_{пл} - \rho_f g(z_{пл} - z) - \rho_{пж}gz; \quad (7.30)$$

в газовой скважине

$$p_{ив} = p_{пл} \exp \left[\frac{0,034 \rho_{ог}(z - z_{пл})}{\beta_c T_c} \right] - \rho_{пж}gz, \quad (7.31)$$

где $\rho_{пж}$ — плотность жидкости, заполняющей межколонное пространство между НКТ и эксплуатационной колонной, кг/м³. Остальные обозначения пояснены в § 1.2.

При установке гидравлического пакера

$$p_{ив} = p_б + (\rho_{вн} - \rho_n)gz, \quad (7.32)$$

где $p_б$ — давление на буфере фонтанной арматуры при пакеровке, Па; $\rho_{вн}$ и ρ_n — плотности жидкостей в колонне НКТ и в межколонном пространстве соответственно, кг/м³.

При проверке герметичности колонны НКТ опрессовкой

$$p_{ив} = p_{оп} + (\rho_{оп} - \rho_n)gz, \quad (7.33)$$

где $p_{оп}$ — давление на устье в момент опрессовки, Па [рассчитывают по формуле (3.49), а за величину $(p_v)_{max}$ принимают наибольшее из

избыточных давлений, вычисленных по формулам (7.29)–(7.32) при $z = 0$]; $\rho_{оп}$ – плотность опрессовочной жидкости, кг/м³.

Условие прочности на разрыв

$$p_{ив} \leq 0,875 \cdot 2 \delta \sigma_T / (k_{вн} d_n), \quad (7.34)$$

где $k_{вн}$ – коэффициент запаса прочности ($k_{вн} = 1,32$); δ – толщина стенки НКТ в рассматриваемом сечении, м; σ_T – предел текучести материала труб, Па.

Избыточное наружное давление при освоении скважины возникает в период замены утяжеленной промывочной жидкости, которой заполнена эксплуатационная колонна, на облегченную способом обратной циркуляции

$$p_{ин} = p_{ук} + (\rho_{ос} - \rho_{п})gz, \quad (7.35)$$

где $p_{ук}$ – давление в межколонном пространстве у устья, Па; $\rho_{ос}$ и $\rho_{п}$ – плотности жидкостей соответственно облегченной в межколонном пространстве и утяжеленной в НКТ, кг/м³.

При испытании нефтяной скважины фонтанным способом через колонну НКТ без пакера

$$p_{ин} = p_{заб} - \rho_{ф}g(z_{пл} - z) - [(p_{заб} - p_б)(z/z_{пл}) + p_б], \quad (7.36)$$

где $p_{заб}$ – давление в скважине на глубине $z_{пл}$ середины толщины испытываемого пласта, Па; $p_б$ – давление на буфере фонтанной арматуры, Па.

Во избежание нарушения прочности колонны НКТ необходимо соблюдать условия

$$p_{ин} \leq p_{кр} / k_{см} \quad (7.37)$$

и

$$\sigma_T \geq k_{стр} [1,15 p_{ин} d_n / (2\delta) + G_i / F_i], \quad (7.38)$$

где $p_{ин}$ – наибольшее из избыточных давлений, полученных по формулам (7.35) и (7.36), Па; $p_{кр}$ – критическое давление для НКТ, рассчитанное по формуле Г.М. Саркисова, Па; значения его можно найти в справочнике [29]; $k_{стр}$ – коэффициент запаса прочности на страгивание ($k_{стр} = 1,3$); G_i – вес участка колонны НКТ, расположенного ниже рассматриваемого сечения, Н; F_i – площадь поперечного сечения тела НКТ на рассматриваемой глубине, м².

Если колонна НКТ закреплена у нижнего конца пакером, она может потерять устойчивость под действием осевой сжимающей силы собственного веса, как только последняя достигнет критического значения

$$P_{кр} = 3,35 \sqrt{EJq_i^2 g^2}, \quad (7.39)$$

где E – модуль упругости материала НКТ, Па; J – момент инерции сечения НКТ, м^4 ; q_i – масса 1 м НКТ в воздухе, кг.

Осевая растягивающая нагрузка в любом сечении свободно подвешенной колонны НКТ складывается из собственного веса участка ее, расположенного ниже этого сечения, и гидравлической силы, возникающей при проверке герметичности колонны опрессовкой

$$P_{ос} = \sum_{i=1}^n q_i l_i g + p_{ив} F_B, \quad (7.40)$$

где q_i – масса 1 м труб i -й секции колонны, кг; l_i – длина этой секции, м; $p_{ив}$ – избыточное внутреннее давление в рассматриваемом сечении при опрессовке, Па.

Если же нижний конец НКТ фиксируют пакером, то осевая нагрузка при установке гидравлического пакера

$$P_{ос} = \sum_{i=1}^n q_i l_i g + p_б F_B, \quad (7.41)$$

при установке механического пакера

$$P_{ос} = \sum_{i=1}^n q_i l_i g - P_{пак}; \quad (7.42)$$

при освобождении пакера

$$P_{ос} = \sum_{i=1}^n q_i l_i g + \Delta P_{пак}, \quad (7.43)$$

а при испытании скважины после освоения

$$P_{ос} = \sum_{i=1}^n q_i l_i g - P_{пак} - \alpha_t EF \Delta T - 0,235 z_{пак} \times \\ \times (\Delta \rho_H d_H^2 - \Delta \rho_{вн} d_B^2) g + 0,47 p_б d_B^2, \quad (7.44)$$

где $P_{пак}$ – осевая сжимающая нагрузка, необходимая для установки механического пакера, Н; $\Delta P_{пак}$ – осевая сила, необходимая для освобождения пакера, Н (зависит от характеристики пакера); ΔT – приrost средней температуры колонны НКТ после пакеровки, К; $\Delta \rho_H$ и $\Delta \rho_{вн}$ – приrost плотности жидкости соответственно в межколонном пространстве и в колонне НКТ после пакеровки, $\text{кг}/\text{м}^3$; $p_б$ – давление на буфере при испытании скважины, Па; $p'_б$ – то же при пакеровке, Па; α_t – тем-

пературный коэффициент линейного расширения металла, K^{-1} ; F — средневзвешенная площадь поперечного сечения тела колонны НКТ, m^2 ; $z_{\text{пак}}$ — глубина установки пакера, м.

Условие прочности при растяжении

$$P_{\text{ос}} = P_{\text{пред}}/k_{\text{б}}, \quad (7.45)$$

где $P_{\text{пред}}$ — предельная растягивающая нагрузка для НКТ, Н; значения ее приводятся в справочнике [29]; $k_{\text{б}}$ — коэффициент запаса прочности (безопасности) при растяжении. При расчете колонн для вертикальных скважин принимают $k_{\text{б}} = 1,3$, а для наклонных и искривленных

$$k_{\text{би}} = k_{\text{б}} / \left(1 - \frac{k_{\text{б}} E d_{\text{ср}} i_0}{115 \sigma_{\text{т}}} \right), \quad (7.46)$$

($d_{\text{ср}}$ — средний диаметр сечения в основной плоскости резьбы, м; i_0 — интенсивность искривления, градус/м).

Последовательность расчета. Колонна НКТ может быть одноступенчатой, т.е. с неизменным по длине наружным диаметром, или многоступенчатой, составленной из двух или трех участков с разными наружными диаметрами; при этом диаметр верхнего участка больше, чем нижнего.

Для первой снизу секции, как правило, берут наименее прочные НКТ. Длину этой секции рассчитывают так, чтобы соблюдалось условие (7.45) при подстановке вместо $P_{\text{ос}}$ соответствующего значения из формул (7.40), (7.41) или (7.43)

$$l_1 = (P_{\text{пред}}/k_{\text{б}} - P_{\text{доп}})/(q_1 g), \quad (7.47)$$

где $P_{\text{пред}}$ — предельная растягивающая нагрузка для труб первой снизу секции, Н; q_1 — масса 1 м труб, кг; $P_{\text{доп}}$ — наибольшая из дополнительных нагрузок, возникающих при установке гидравлического пакера, освобождении пакера или проверке герметичности опрессовкой, Н

$$P_{\text{доп}} = \max \begin{cases} P_{\text{оп}} F_{\text{в}}; \\ P_{\text{б}} F_{\text{в}}; \\ \Delta P_{\text{пак}}. \end{cases} \quad (7.48)$$

Если колонна подвешена свободно и не подлежит опрессовке, то $P_{\text{доп}} = 0$.

Длины последующих секций из более прочных труб рассчитывают по формуле

$$l_k = (P_{\text{пред. } k} / k_{\text{б}} - \sum_{i=1}^{k-1} q_i l_i g - P_{\text{доп}}) / (q_k g), \quad (7.49)$$

где q_k — масса 1 м труб k -й секции, кг; $P_{\text{пред. } k}$ — предельная растягивающая нагрузка для труб этой секции, Н.

Верхнюю трубу каждой секции проверяют также на сопротивляемость разрыву избыточным внутренним давлением по формулам (7.34) и (7.35). Если при освоении или испытании скважины возникает наружное избыточное давление, которое рассчитывают по формулам (7.35) или (7.36), то проверяют соответствующую секцию на сопротивляемость смятию и соблюдение условия (7.37).

Если прочность труб данного диаметра недостаточна для комплектования очередной секции, то верхний участок колонны НКТ составляют из труб большего диаметра.

§ 7.3. ПРИМЕРЫ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ

Задача 7.1.

В скважине в интервале 2100–2160 м вскрыт нефтеносный пласт со средним пластовым давлением 23 МПа. В нее до глубины 2190 м спущена и зацементирована эксплуатационная колонна с наружным диаметром 168 мм и средним внутренним — 150 мм. Колонна НКТ с наружным диаметром 73 мм и внутренним 62 мм спущена до глубины 2100 м. Скважина заполнена промывочной жидкостью с плотностью 1220 кг/м³, пластической вязкостью 11 мПа·с и динамическим напряжением сдвига 8 Па. Для вызова притока из пласта предполагают заменить эту жидкость дегазированной нефтью с плотностью 830 кг/м³, пластической вязкостью 3 мПа·с и динамическим напряжением сдвига 0,2 Па.

Требуется рассчитать наибольшее давление в межколонном пространстве у устья при освоении скважины, продолжительность операции по полной замене промывочной жидкости нефтью, если в работе будет использован агрегат А-50 с поршневым насосом 9МГР, необходимый объем нефти для этой операции и изменение депрессии в процессе закачки нефти.

Решение.

1. Наибольшую разность статических давлений столбов промывочной жидкости в колонне НКТ и нефти в межколонном пространстве определяем по формуле (7.2)

$$p_{yк} = (1220 - 830) 9,8 \cdot 2100 = 8,02 \text{ МПа.}$$

Следовательно, для замены промывочной жидкости на нефть способом обратной циркуляции в насосе 9МГР (характеристика его дана ниже) следует установить втулки диаметром 80 мм.

Диаметр сменных втулок, мм	127	115	100	90	80
Теоретическая подача насоса, л/с	16,7	13,3	9,95	7,85	6,0
Давление, МПа	3,5	4,5	6,0	7,5	10

2. Скорости течения при коэффициенте подачи насоса $k_{\text{под}} = 0,9$ в колонне НКТ

$$w = 0,9 \cdot 6 \cdot 10^{-3} / (0,785 \cdot 0,062^2) = 1,79 \text{ м/с,}$$

а в межколонном пространстве

$$w_{\text{к}} = 0,9 \cdot 6 \cdot 10^{-3} / [0,785 (0,15^2 - 0,073^2)] = 0,4 \text{ м/с.}$$

3. Определим режим течения промывочной жидкости в межколонном пространстве с помощью формул § 3.2.

$$\text{Ne}_{\text{к}} = 8 \cdot 1220 (0,15 - 0,073)^2 / (11 \cdot 10^{-3})^2 = 478 \text{ 240;}$$

$$\text{Re}_{\text{кр}} = 7,3 \cdot 478 \text{ 240}^{0,58} + 2100 = 16 \text{ 472;}$$

$$w_{\text{кр}} = 11 \cdot 10^{-3} \cdot 16 \text{ 472} / [1220 (0,15 - 0,073)] = 1,93 \text{ м/с.}$$

Результаты других аналогичных расчетов приведены ниже.

Канал	НКТ	Межколонное пространство
Характеристики течения:		
Ne	310061/70900	478240/109357
Re _{кр}	13278/6850	16472/8207
w _{кр} , м/с	1,93/0,4	1,93/0,39

Примечание. В числителе – промывочная жидкость, в знаменателе нефть.

Отсюда видно, что режим течения промывочной жидкости всюду ламинарный, а нефти – турбулентный.

4. Рассчитаем гидравлические потери при течении нефти в межколонном пространстве в момент подхода ее к башмаку НКТ.

По формуле (3.25)

$$\text{Re}_{\text{к}} = 0,4 (0,15 - 0,073) 830 / (3 \cdot 10^{-3}) = 8521.$$

По формуле (7.4) при $\Delta_{\text{ш}} = 0,3 \text{ мм}$

$$\lambda_{\text{к}} = 0,107 [1,46 \cdot 3 \cdot 10^{-4} / (0,15 - 0,073) + 100 / 8521]^{0,25} = 0,0385.$$

По формуле (3.11)

$$p_{\text{к}} = 0,0385 \cdot 830 \cdot 2100 \cdot 0,4^2 / [2 (0,15 - 0,073)] = 0,07 \text{ МПа.}$$

По формуле (3.22)

$$\xi_{\text{к}} = 2 [(0,15^2 - 0,073^2) / (0,15^2 - 0,093^2) - 1]^2 = 0,115.$$

Гидравлические потери в муфтовых сужениях межколонного про-

странства при длине одной трубы 8 м и числе муфт $i_3 = 2100 : 8 = 263$ [см. формулу (3.14)]

$$p_k = 0,5 \cdot 0,115 \cdot 830 \cdot 263 \cdot 0,4^2 = 2 \cdot 10^{-3} \text{ МПа,}$$

т.е. пренебрежимо малы.

5. Рассчитаем гидравлические потери в НКТ.

По формуле (3.19)

$$Se = 8 \cdot 0,062 / (11 \cdot 10^{-3} \cdot 1,79) = 25.$$

По кривой 1 (см. рис. 15) $\beta = 0,65$.

По формуле (3.10)

$$p_T = 4 \cdot 8 \cdot 2100 / (0,65 \cdot 0,062) = 1,67 \text{ МПа.}$$

6. Наибольшее давление в межколонном пространстве у устья при обратной циркуляции [см. формулу (7.2)]

$$p_{yк} = 8,02 + 0,07 + 1,67 = 9,76 \text{ МПа.}$$

7. Объем нефти, необходимый для замены промывочной жидкости [см. формулу (7.6)]

$$V_{oc} \geq 0,785 (0,15^2 - 0,073^2 + 0,062^2) 2100 = 34,7 \text{ м}^3.$$

8. Продолжительность закачки нефти (один цикл циркуляции) [см. формулу (7.7)]

$$t_{oz} = 34,7 / (0,9 \cdot 6 \cdot 10^{-3} \cdot 3600) = 1,8 \text{ ч.}$$

9. Определим объем нефти, после закачки которого давление у забоя скважины на глубине $z_{пл} = 2130$ м будет равно пластовому $p_{пл} = 23$ МПа.

Режим течения нефти в НКТ турбулентный, поэтому [см. формулу (3.24)]

$$Re = 1,79 \cdot 0,062 \cdot 830 / (3 \cdot 10^{-3}) = 30\,704;$$

по формуле (7.3)

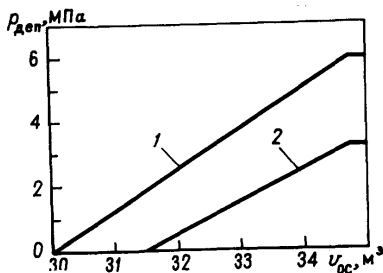
$$\lambda = 0,1 [(1,46 \cdot 3 \cdot 10^{-4} / 0,062 + 100 / 30\,704)]^{0,25} = 0,0319;$$

градиент гидравлических потерь при течении нефти в НКТ [см. формулу (3.9)]

$$\Delta p_{oc} = 0,0319 \cdot 830 \cdot 1,79^2 / (2 \cdot 0,062) = 684 \text{ Па/м;}$$

градиент гидравлических потерь при течении промывочной жидкости в НКТ

Рис. 40. График изменения статической (1) и динамической (2) депрессии в процессе закачки облегченной жидкости в скважину при освоении



$$\Delta p_{\text{пр}} = 1,67 \cdot 10^6 / 2100 = 795 \text{ Па/м.}$$

Искомый объем нефти [см. формулу (7.8)]

$$V'_{\text{ос}} = 0,785 (0,15^2 - 0,073^2) 2100 + 0,785 \cdot 0,062^2 (1220 \cdot 9,8 \cdot 2130 + 795 \cdot 2100 - 23 \cdot 10^6) / [(1220 - 830) 9,8 + (795 - 684)] = 31,5 \text{ м}^3.$$

10. Характер роста депрессии при дальнейшей закачке нефти, рассчитанный по формуле (7.9), показан на рис. 40.

Задача 7.2.

Среднее пластовое давление в нефтеносном пласте на глубине 3430 м равно 49 МПа; толщина его 20 м; плотность пластовой нефти 720 кг/м³. В скважину до глубины 3470 м спущена и зацементирована до устья эксплуатационная колонна с наружным диаметром 146 мм и средним внутренним 126 мм. В нее до глубины 3400 м спущены НКТ с наружным диаметром 73 мм и внутренним 62 мм. Обсадная колонна заполнена промысловой жидкостью с плотностью 1600 кг/м³, пластической вязкостью 22 мПа·с и динамическим напряжением сдвига 10 Па. Для вызова притока из пласта предполагается применить способ замены тяжелой жидкости на более легкую. По опыту освоения предыдущих скважин для получения интенсивного притока требуется создать депрессию порядка 10 МПа.

Требуется выбрать облегченные жидкости для освоения скважины, насосное оборудование, рассчитать необходимые объемы облегченных жидкостей, наибольшее давление в межколонном пространстве у устья при замене, продолжительность операции по замене жидкостей, а также максимальное давление на буфере фонтанной арматуры в случае закрытия ее боковых задвижек при испытании скважины после освоения.

Решение.

1. Определим плотность жидкости, при которой статическая депрессия на нефтеносный пласт будет равна 10 МПа [см. формулу (7.1)]

$$\rho_{\text{ос}} = [(49 - 10) 10^6 - (3430 - 3400) 1600 \cdot 9,8] / (9,8 \cdot 3400) = 1156 \text{ кг/м}^3.$$

2. Предположим, что для освоения скважины будет использован агрегат А-50, снабженный насосом 9МГР, и в насосе установлены сменные втулки диаметром 80 мм. Оценим гидравлические потери в начальный момент замены промывочной жидкости на облегченную, воспользовавшись для расчета формулами § 3.2.

Скорость течения в НКТ $w = 1,79$ м/с (см. решение задачи 7.1), а в межколонном пространстве

$$w_k = 0,9 \cdot 6 \cdot 10^{-3} / [0,785 (0,126^2 - 0,073^2)] = 0,65 \text{ м/с.}$$

В НКТ:

$$He = 10 \cdot 1600 \cdot 0,062^2 / (22 \cdot 10^{-3})^2 = 127 \ 074;$$

$$Re_{кр} = 7,3 \cdot 127 \ 074^{0,58} + 2100 = 8763;$$

$$w_{кр} = 22 \cdot 10^{-3} \cdot 8763 / (1600 \cdot 0,062) = 1,94 \text{ м/с.}$$

Режим ламинарный, поэтому

$$Se = 10 \cdot 0,062 / (22 \cdot 10^{-3} \cdot 1,79) = 16, \text{ а } \beta = 0,56 \text{ (см. рис. 15);}$$

$$p_T = 4 \cdot 10 \cdot 3400 / (0,56 \cdot 0,062) = 3,92 \text{ МПа.}$$

В межколонном пространстве:

$$He_k = 10 \cdot 1600 (0,126 - 0,073)^2 / (22 \cdot 10^{-3})^2 = 92 \ 860;$$

$$Re_{кр} = 7,3 \cdot 92 \ 860^{0,58} + 2100 = 7655;$$

$$(w_k)_{кр} = 22 \cdot 10^{-3} \cdot 7655 / [1600 (0,126 - 0,073)] = 1,99 \text{ м/с.}$$

Режим также ламинарный, поэтому

$$Se_k = 10 (0,126 - 0,073) / (22 \cdot 10^{-3} \cdot 0,65) = 37, \text{ а } \beta_k = 0,62;$$

$$p_k = 4 \cdot 10 \cdot 3400 / [0,62 (0,126 - 0,073)] = 4,14 \text{ МПа.}$$

3. Оценим в первом приближении плотность облегченной жидкости, которой можно заменить за первый цикл циркуляции обратным способом утяжеленную промывочную жидкость, учитывая, что давление в насосе не должно превышать 10 МПа (см. с. 222).

Из формулы (7.2) при $p_{ук} = p_{нп}$ получим

$$\begin{aligned} \rho_{ос} &\approx [1600 \cdot 9,8 \cdot 3400 + (3,92 + 4,14 - 10) 10^6] / (9,8 \cdot 3400) = \\ &= 1542 \text{ кг/м}^3. \end{aligned}$$

Расчет показывает, что за один цикл циркуляции плотность удастся понизить на ~ 60 кг/м³, т.е. для получения необходимой депрессии

потребуется последовательно закачивать в межколонное пространство шесть объемов облегченных жидкостей, плотности которых будут отличаться друг от друга примерно на $60 \div 80 \text{ кг/м}^3$. На приготовление, химическую обработку и закачку таких жидкостей необходимо значительное время и материальные **затраты**, да и проблема утилизации их после освоения скважины осложнится.

4. Проверим, насколько можно сократить затраты на создание нужной депрессии, если вместо насоса 9МГР использовать поршневой насос агрегата ЦА-320М, который при втулках диаметром 100 мм может развивать давление 17 МПа при той же подаче 5,4 л/с. По формуле (7.2)

$$\text{при } P_{ук} = P_{нп}$$

$$\rho_{ос} \approx [1600 \cdot 9,8 \cdot 3400 + (3,92 + 4,14 - 17) 10^6] / (9,8 \cdot 3400) = 1332 \text{ кг/м}^3.$$

При использовании такого насоса требуются только две облегченные жидкости и для замены тяжелой промышленной жидкости потребуется гораздо меньше времени. Возьмем поэтому одну облегченную жидкость с плотностью 1350 кг/м^3 , пластической вязкостью $18 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ и динамическим напряжением сдвига 7 Па (см. рис. 16) и вторую — с плотностью 1160 кг/м^3 , пластической вязкостью $11 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ и динамическим напряжением сдвига 8 Па .

5. Оценим гидравлические потери при течении этих жидкостей по формулам § 3.2, а величину λ найдем по формуле (7.3). Результаты расчетов приведены в табл. 46.

6. Определим наибольшее давление в межколонном пространстве устья при закачке первой облегченной жидкости по формуле (7.2)

$$P_{ук} = (1600 - 1350) 9,8 \cdot 3400 \cdot 10^{-6} + 3,92 + 2,94 = 15,19 \text{ МПа},$$

Таблица 46

Канал	ρ , кг/м ³	w , м/с	He	Re _{кр}	$w_{кр}$, м/с	Se	β	Re	λ	Гидравлические потери, МПа
НКТ	1600	1,79	127 074	8763	1,94	16	0,56	—	—	3,92
	1350	1,79	112 117	8296	1,78	—	—	8323	0,0372	4,41
	1160	1,79	294 813	12 956	1,98	25	0,57	—	—	3,0
Межколонное пространство	1600	0,65	92 860	7655	1,99	37	0,62	—	—	4,14
	1350	0,65	81 929	7266	1,83	32	0,61	—	—	2,94
	1160	0,65	213 577	11 105	2,00	59	0,70	—	—	2,93

а при закачке второй облегченной жидкости

$$p_{ук} = (1350 - 1160) 9,8 \cdot 3400 \cdot 10^{-6} + 4,41 + 2,93 = 13,67 \text{ МПа.}$$

7. Объем каждой облегченной жидкости найдем по формуле (7.6)

$$V_{oc} \geq 0,785 (0,126^2 - 0,073^2 + 0,062^2) 3400 = 38,4 \text{ м}^3.$$

8. Продолжительность закачки двух облегченных жидкостей (по одному циклу каждой) [см. формулу (7.7)]

$$t_{оз} = 2 \cdot 38,4 / (5,4 \cdot 10^{-3} \cdot 3600) = 4 \text{ ч.}$$

9. Максимальное давление на буфере фонтанной арматуры после освоения скважины и закрытия боковых задвижек рассчитаем по формуле (1.21), поскольку давление насыщения нефти неизвестно,

$$p_y \geq 49 - 720 \cdot 9,8 \cdot 3430 \cdot 10^{-6} = 24,8 \text{ МПа.}$$

Задача 7.3.

В скважине, обсаженной эксплуатационной колонной с наружным диаметром 146 мм и средним внутренним 126 мм, кумулятивной перфорацией вскрыт газоносный пласт в интервале 2420 – 2480 м. Среднее пластовое давление в нем равно 15 МПа. Эксплуатационная колонна заполнена водой плотностью 1010 кг/м^3 ; статический уровень воды находится на глубине 920 м. В эту колонну предстоит спустить колонну НКТ диаметром 60 мм до глубины 2450 м. Для получения притока из пласта при освоении необходимо создать депрессию 2 МПа.

Рассчитать, на каких глубинах в колонне НКТ должны быть установлены пусковые клапаны, если для снижения уровня воды в скважине в межтрубное пространство закачивать воздух передвижным компрессором УКП-80, который может подавать до $8 \text{ м}^3/\text{мин}$ при давлении 8 МПа.

Решение.

1. Площадь поперечного сечения канала в НКТ

$$F_v = 0,785 \cdot 0,0503^2 = 1,99 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2,$$

а межколонного пространства

$$F_k = 0,785 (0,126^2 - 0,062^2) = 9,64 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2.$$

2. Предельная глубина статического уровня воды [см. формулу (7.11)]

$$(z_{ст})_{пред} = 8 \cdot 10^6 \cdot 9,64 \cdot 10^{-3} / \left\{ 9,8 (9,64 + 1,99) \cdot 10^{-3} [1010 - 1,29 \cdot 8 \cdot 10^6 / (0,1 \cdot 10^6)] \right\} = 746 \text{ м.}$$

3. Глубина уровня воды, при которой депрессия составит 2 МПа

$$z_{ур} = (15 - 2) 10^6 / (9,8 \cdot 1010) = 1313 \text{ м.}$$

4. Поскольку $z_{ст} = 920 \text{ м} > (z_{ст})_{пред} = 746 \text{ м}$, первый сверху пусковой клапан необходимо установить, согласно формуле (7.27), на глубине

$$z'_{кл} = 920 + \frac{8 \cdot 10^6}{9,8(1 + 9,64/1,99) [1010 - 1,29 \cdot 8 \cdot 10^6 / (0,1 \cdot 10^6)]} - 20 = 1054 \text{ м;}$$

второй клапан, согласно формуле (7.28), на глубине

$$z''_{кл} = 1054 + \frac{8 \cdot 10^6}{9,8(1 + 9,64/1,99) [1010 - 1,29 \cdot 8 \cdot 10^6 / (0,1 \cdot 10^6)]} - 20 = 1188 \text{ м;}$$

третий – на глубине $z'''_{кл} = 1322 \text{ м}$.

Поскольку $z'''_{кл} = 1322 \text{ м} > z_{ур} = 1313 \text{ м}$, устанавливать третий клапан не требуется.

Задача 7.4.

В скважине, обсаженной эксплуатационной колонной диаметром 146 мм при толщине стенок 8 мм, перфорацией вскрыт в интервале 2100–2130 м нефтеносный пласт со средним пластовым давлением 22 МПа. В эксплуатационную колонну до глубины 2080 м спущены насосно-компрессорные трубы с наружным диаметром 60 мм. Эксплуатационная колонна заполнена водой с плотностью 1020 кг/м³. Для вызова притока из нефтеносного пласта необходимо снизить уровень воды до глубины 1200 м.

Требуется рассчитать, какой объем воздуха и какой объем воды необходимо закачать в межколонное пространство, чтобы обеспечить снижение уровня в скважине до заданной глубины способом создания воздушной подушки, наибольшее давление в насосе при закачке воды, продолжительность операции и выбрать подходящий насосный агрегат. Для нагнетания воздуха будет использован передвижной компрессор УКП-80.

Решение.

1. Наибольшую высоту столба воздуха в межколонном пространстве, которой можно достичь при работе компрессора УКП-80, найдем по формуле (7.12)

$$H_{вп} = 8 \cdot 10^6 / [9,8(1020 - 1,29 \cdot 8 \cdot 10^6 / 10^5)] = 890 \text{ м.}$$

2. Площадь сечения проходного канала в НКТ $F_B = 1,99 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2$ (см. решение задачи 7.3), а в межколонном пространстве

$$F_K = 0,785 (0,13^2 - 0,06^2) = 1,04 \cdot 10^{-2} \text{ м}^2.$$

3. Необходимый объем воды для закачки на воздушную подушку рассчитаем, воспользовавшись формулами (7.20)–(7.23)

$$B = \frac{1020 \cdot 9,8 (1,99 + 10,4) 10^{-3} \cdot 1200}{0,8 \cdot 10,4 \cdot 10^{-3}} - 8 \cdot 10^6 = 9,86 \text{ МПа};$$

$$C = \frac{(1,99 + 10,4) 10^{-3} \cdot 8 \cdot 10^6 \cdot 1200}{0,8 \cdot 10,4 \cdot 10^{-3}} - 890 \cdot 8 \cdot 10^6 = 7,2 \text{ ГПа} \cdot \text{м};$$

$$H_{ж} = \frac{9,86 \cdot 10^6 + \sqrt{(9,86 \cdot 10^6)^2 + 4 \cdot 1020 \cdot 9,8 \cdot 7,2 \cdot 10^9}}{2 \cdot 1020 \cdot 9,8} = 1475 \text{ м};$$

$$V_{ж} = 1475 \cdot 1,04 \cdot 10^{-2} = 15,4 \text{ м}^3.$$

4. Минимальную подачу насоса для предотвращения всплывания пузырьков воздуха при закачке воды на воздушную подушку вычислим по формуле (7.25)

$$q_{нп} \geq 1,04 \cdot 10^{-2} \cdot 0,4 = 4,16 \text{ л/с}.$$

Примем $q_{нп} = 5 \text{ л/с}$.

5. Определим наибольшее давление в межколонном пространстве у устья при закачке воды на воздушную подушку, воспользовавшись формулами § 3.2, а также (7.3), (7.4) и (7.18); учтем, что режим течения воды турбулентный. Результаты расчета приведены ниже.

Канал	НКТ	Межколонное пространство
$z_{\text{НКТ}}$, м	2080	2080
$\rho_{ж}$, кг/м ³	1020	1020
w , м/с	2,51	0,48
Re	128 778	34 272
λ	0,0312	0,0255
$H_{вп}$, м	–	890
p_K , МПа	–	0,09
p_T , МПа	4,15	–
$p_{ук}$, МПа	–	12,24

6. Выбираем для закачки воды поршневой насос с втулками диаметром 127 мм агрегата ЦА-320М, способный при подаче 5 л/с создавать такое давление [26].

7. Продолжительность операции по закачке воздуха и воды в межколонное пространство [см. формулу (7.24)]

$$t_{\text{сн}} = 890 \cdot 1,04 \cdot 10^{-2} \cdot 60/8 + 15,4/(5 \cdot 10^{-3}) = 0,88 \text{ ч.}$$

Задача 7.5.

Выбрать тип и группу прочности НКТ с наружным диаметром 73 мм и внутренним 62 мм для спуска в скважину до глубины 3400 м и освоения ее. Условия и режим освоения скважины указаны в задаче 7.2.

Решение.

1. Наибольшее давление на буфере закрытой скважины после освоения достигает 24,8 МПа. Поэтому колонна НКТ должна быть опрессована водой при избыточном давлении у устья ($z = 0$), согласно формуле (3.49)

$$p_{\text{оп}} = 1,1 \cdot 24,8 = 27,3 \text{ МПа.}$$

2. Поскольку опрессовку колонны НКТ проводят в эксплуатационной колонне, заполненной также водой, до перфорации скважины, избыточное внутреннее давление в любом сечении НКТ будет таким же, как и у устья. Предел текучести материала труб при наименьшей толщине стенок 5,5 мм, согласно условию (7.34), должен быть

$$\sigma_T > 27,3 \cdot 10^6 \cdot 1,32 \cdot 0,073 / (0,875 \cdot 2 \cdot 5,5 \cdot 10^{-3}) = 273 \text{ МПа.}$$

Следовательно, условие прочности на разрыв будет соблюдаться даже при использовании труб группы прочности Д исполнения Б по ГОСТ 633–80, для которых $\sigma_T = 373 \text{ МПа}$.

3. Наибольшее избыточное наружное давление возникает у верхнего сечения колонны НКТ при замене тяжелой промысловой жидкости с плотностью 1600 кг/м³ на облегченную с плотностью 1350 кг/м³ и достигает 15,19 МПа (см. решение задачи 7.2).

Допустимое избыточное наружное давление для труб группы прочности Д с толщиной стенок 5,5 мм равно [29]

$$p_{\text{кр}} : k_{\text{см}} = 36,4 : 1,3 = 28 \text{ МПа,}$$

т.е. условие прочности (7.37) соблюдается.

4. Составим первую снизу секцию НКТ из гладких труб с толщиной стенок 5,5 мм группы прочности Д исполнения Б. При средней длине одной трубы 7 м приведенная масса 1 м ее равна 9,6 кг. Поскольку условием задачи установка пакера на НКТ не предусмотрена, то дополнительная растягивающая нагрузка при опрессовке [см. формулу (7.48)]

$$P_{\text{доп}} = 27,3 \cdot 10^6 \cdot 0,785 \cdot 0,062^2 = 82,4 \text{ кН,}$$

а допустимая длина первой снизу секции [см. формулу (7.47)] при $P_{\text{пред}} = 278$ кН [29]

$$l_1 = (278 - 82,4) 10^3 / (1,3 \cdot 9,6 \cdot 9,8) = 1599 \text{ м.}$$

5. Вторую секцию составим из труб с такой же толщиной стенок группы прочности К, для которых $P_{\text{пред}} = 366$ кН. Длина этой секции [см. формулу (7.49)]

$$l_2 = (366 - 278) 10^3 / (1,3 \cdot 9,6 \cdot 9,8) = 720 \text{ м.}$$

6. Третью секцию составим из труб с толщиной стенок 7,0 мм той же группы прочности; приведенная масса 1 м их $q_3 = 11,74$ кг, а $P_{\text{пред}} = 487$ кН. Длина секции

$$l_3 = (487 - 366) 10^3 / (1,3 \cdot 11,74 \cdot 9,8) = 809 \text{ м.}$$

7. Четвертую секцию составим из труб с такой же толщиной стенок группы прочности Е, для которых $P_{\text{пред}} = 547$ кН. Допустимая длина секции

$$l_4 = (547 - 487) 10^3 / (1,3 \cdot 11,74 \cdot 9,8) = 401 \text{ м.}$$

Необходимая длина этой секции

$$l_4 = 3400 - 1599 - 720 - 809 = 272 \text{ м.}$$

8. Вес колонны НКТ

$$G = [9,6(1599 + 720) + 11,74(809 + 272)] 9,8 = 343 \text{ кН.}$$

9. Площадь сечения тела НКТ у устья ($z = 0$)

$$F_4 = 0,785 (0,073^2 - 0,059^2) = 1,45 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2.$$

10. Проверим, будет ли выполняться в этом сечении условие (7.38) при закачке первой облегченной жидкости в межколонное пространство (см. решение задачи 7.2).

$$1,3 [1,15 \cdot 15,19 \cdot 10^6 \cdot 0,073 / (2 \cdot 0,007) + 343 \cdot 10^3 / (1,45 \cdot 10^{-3})] = \\ = 426 \text{ МПа} < \sigma_T = 491 \text{ МПа.}$$

Условие прочности выполняется.

§ 7.4. ЗАДАЧИ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО РЕШЕНИЯ

Задачи 7.6 – 7.10.

В скважине, обсаженной эксплуатационной колонной с наружным диаметром $d_{ЭН}$ при средней толщине стенок $\delta_Э$, при перфорации вскрыт нефтеносный пласт толщиной $h_{пл}$ со средним пластовым давлением $p_{пл}$ на глубине $z_{пл}$ и плотностью пластовой нефти $\rho_ф$. В эксплуатационную колонну до глубины $z_{НКТ}$ спущены насосно-компрессорные трубы с наружным диаметром $d_н$ и толщиной стенок δ . Скважина заполнена промывочной жидкостью с плотностью $\rho_п$, пластической вязкостью η и динамическим напряжением сдвига τ_0 . Для вызова притока из пласта планируют промывочную жидкость заменить облегченной с плотностью $\rho_{ос}$, пластической вязкостью $\eta_{ос}$ и динамическим напряжением сдвига $\tau_{ос}$. Численные значения всех величин приведены в табл. 47.

Требуется рассчитать наибольшее давление в межколонном пространстве у устья при освоении скважины, продолжительность операции по полной замене промывочной жидкости на облегченную, потребный объем облегченной жидкости, статическую депрессию после замены, а также выбрать насосный агрегат.

Задачи 7.11 – 7.15.

В скважине, обсаженной эксплуатационной колонной с наружным диаметром $d_{ЭН}$ и средним внутренним d , при перфорации вскрыт нефтеносный пласт толщиной $h_{пл}$ со средним пластовым давлением $p_{пл}$ на глубине $z_{пл}$ и плотностью пластовой нефти $\rho_ф$. В эксплуатационную колонну спущены насосно-компрессорные трубы с наружным диаметром $d_н$ и толщиной стенок δ до глубины $z_{НКТ}$. Скважина заполнена промывочной жидкостью с плотностью $\rho_п$, пластической вязкостью η и динамическим напряжением сдвига τ_0 . Для вызова притока промывочную жидкость нужно заменить водой с плотностью $\rho_ж$ и динамической вязкостью $\eta_ж$, а затем снизить уровень ее в скважине до получения статической депрессии $p_{деп}$. Численные значения всех величин приводятся в табл. 48.

Требуется рассчитать наибольшее давление при замене промывочной жидкости на воду, необходимый объем воды, продолжительность операции по полной замене; выяснить, можно ли снизить уровень воды с помощью компрессора (см. табл. 48) без установки клапанов; если требуются пусковые клапаны, рассчитать места их установки, а также продолжительность работы компрессора для снижения уровня воды до заданной глубины; выбрать насосный агрегат для закачки воды.

Задачи 7.16 – 7.25.

В скважине, обсаженной эксплуатационной колонной с наружным диаметром $d_{ЭН}$ и средним внутренним d , при перфорации вскрыт продуктивный пласт толщиной $h_{пл}$ со средним пластовым давлением

Таблица 41

Номер задачи	$d_{ЭН}'$, мм	$\delta_{Э}'$, мм	$z_{ПЛ}'$, м	$p_{ПЛ}'$, МПа	$h_{ПЛ}'$, м	$\rho_{Ф}'$, кг/м ³	$z_{НКТ}'$, м	$d_{Н}'$, мм
7.6	146	8,5	3050	42	30	700	2900	60
7.7	146	9,5	3850	47	20	680	3750	60
7.8	168	8,5	2230	29	10	710	2180	60
7.9	168	10	3650	59	50	650	3600	73
7.10	140	10	4080	60	40	680	3900	60

Номер задачи	δ , мм	$\rho_{П}'$, кг/м ³	η , мПа·с	τ_{0}' , Па	$\rho_{ос}'$, кг/м ³	$\eta_{ос}'$, мПа·с	$\tau_{ос}'$, Па
7.6	5	1560	30	15	1100	12	9
7.7	5	1370	18	11	1080	6	1
7.8	5	1480	21	12	1070	5	1
7.9	7	1730	32	13	1340	10	6
7.10	5	1620	28	10	1200	7	5

Таблица 48

Номер задачи	$d_{ЭН}'$, мм	d , мм	$p_{ПЛ}'$, МПа	$z_{ПЛ}'$, м	$h_{ПЛ}'$, м	$\rho_{Ф}'$, кг/м ³	$d_{Н}'$, мм	δ , мм	$z_{НКТ}'$, м
7.11	168	150	27	2830	40	810	73	5,5	2800
7.12	146	130	19	1900	12	820	60	5,0	1860
7.13	146	128	33	3200	18	740	60	5,0	3180
7.14	140	122	46	4200	22	760	60	5,0	4150
7.15	127	108	14	1700	8	860	48	4,0	1690

Номер задачи	$\rho_{П}'$, кг/м ³	η , мПа·с	τ_{0}' , Па	$\rho_{ж}'$, кг/м ³	$\eta_{ж}'$, мПа·с	$p_{деп}'$, МПа	Компрессор	
							Давление, МПа	Производительность, м ³ /мин
7.11	1120	10	6	1000	1	9	8	8
7.12	1150	12	5	1020	1	11	8	8
7.13	1220	15	8	1010	1	12	8	8
7.14	1250	18	8	1050	1,5	13	10	16
7.15	1100	14	5	1000	1	6	5	6

Таблица 49

Номер задачи	$d_{эн}$, мм	d , мм	$\rho_{пл}$, МПа	$z_{пл}$, м	$h_{пл}$, м	$\rho_{ф}$, кг/м ³	$d_{н}$, мм	δ , мм	$z_{НКТ}$, м	$\rho_{п}$, кг/м ³	η , МПа·с	T_0 , Па	$\rho_{ж}$, кг/м ³	$\rho_{деп}$, МПа	Характеристика компрессора	
															Давление, МПа	Производительность, м ³ /мин
7.16	127	112	9	1400	10	870	48	4	1380	1050	19	2	1000	5	1	5
7.17	140	126	20	1800	8	740	60	5	1750	1250	20	8	1000	11	8	8
7.18	140	122	44	3700	14	710	73	5,5	3600	1320	21	9	1020	12	16	25
7.19	146	129	24	2200	18	790	60	5	2040	1180	19	6	1010	12	1	5
7.20	146	126	32	2900	12	775	60	5	2850	1280	20	8	1000	9	8	8
7.21	146	125	39	4200	20	805	73	7	4170	1100	18	3	1080	12	10	16
7.22	168	150	29	2600	15	740	89	6,5	2580	1240	19	8	1060	13	8	8
7.23	168	148	25	3240	68	830	89	6,5	3160	1080	17	2	1010	14	10	16
7.24	168	146	35	3450	36	880	102	6,5	3380	1220	21	7	1030	5	1	5
7.25	178	156	26	2680	87	850	114	7	2600	1230	20	6	1040	4	8	8

Таблица 50

Номер задачи	$d_{эн}$, мм	d , мм	$p_{пл}$, МПа	$z_{пл}$, м	$h_{пл}$, м	$d_{нр}$, мм	$z_{НКТ}$, м	$\rho_{гр}$, кг/м ³	η , МПа·с	T_0 , Па	$p_{деп}$, МПа	$\rho_{ф}$, кг/м ³	$p_{нас}$, МПа	$\rho_{ог}$, МПа	β_c	T_c , °С	Способ освоения
7.26							См. задачу 7.1					800	19	—	—	—	Замена жидкости
7.27							См. задачу 7.2					720	36	—	—	—	То же
7.28							См. задачу 7.3					—	—	0,6	0,9	70	С пусковыми клапанами
7.29							См. задачу 7.4					850	17	—	—	—	С воздушной подушкой
7.30	127	112	9	1400	10	48	1380	1050	19	2	5	720	36	—	—	—	Выбрать
7.31	140	122	40	2950	40	60	2880	1400	23	12	11	650	32	—	—	—	„
7.32	168	150	30	2500	60	73	2460	1450	27	11	3	—	—	0,6	0,8	70	„
7.33	140	119	86	5000	80	60	4950	1900	40	18	4	—	—	0,65	1,1	96	„
7.34	168	148	47	3780	16	89	3700	1350	20	10	13	680	35	—	—	—	„
7.35	178	158	26	2640	90	114	2600	1230	20	8	4	—	—	0,67	0,78	65	„

$p_{пл}$ на глубине $z_{пл}$ и плотностью пластовой жидкости $\rho_{ф}$. В эксплуатационную колонну спущены насосно-компрессорные трубы с наружным диаметром d_n и толщиной стенок δ до глубины $z_{НКТ}$. Скважина заполнена промывочной жидкостью с плотностью $\rho_{п}$, пластической вязкостью η и динамическим напряжением сдвига τ_0 . Для вызова притока из пласта промывочную жидкость нужно заменить водой с плотностью $\rho_{ос}$, а затем снизить уровень ее в скважине способом создания воздушной подушки до получения статической депрессии $p_{деп}$. Численные значения всех величин, а также параметры компрессора приведены в табл. 49.

Требуется рассчитать наибольшее давление при замене промывочной жидкости на воду, необходимый объем воды, продолжительность операции до полной замены; объемы воздуха и воды, нужные для создания воздушной подушки, снижения уровня воды и получения заданной депрессии, продолжительность этой операции, а также выбрать подходящий насосный агрегат.

Задачи 7.26 – 7.35.

В скважине, обсаженной эксплуатационной колонной с наружным диаметром $d_{эн}$ и средним внутренним d , при перфорации вскрыт продуктивный горизонт толщиной $h_{пл}$ со средним пластовым давлением $p_{пл}$ на глубине $z_{пл}$. В эксплуатационную колонну необходимо спустить до глубины $z_{НКТ}$ насосно-компрессорные трубы с наружным диаметром d_n . Скважина заполнена промывочной жидкостью с плотностью $\rho_{п}$, пластической вязкостью η и динамическим напряжением сдвига τ_0 . Для вызова притока из пласта необходимо создать депрессию $p_{деп}$. Численные значения всех величин, а также характеристики пластовой жидкости приведены в табл. 50.

Требуется в задачах 7.26–7.29 рассчитать колонну НКТ, а в остальных задачах – также выбрать способ и рассчитать процесс освоения скважины.

Глава 8

РАСЧЕТ КОМПОНОВКИ КОЛОННЫ ТРУБ ДЛЯ ОПРОБОВАНИЯ ОБЪЕКТА ПЛАСТОИСПЫТАТЕЛЕМ

§ 8.1. ОСНОВЫ РАСЧЕТА КОМПОНОВКИ

Для опробования в процессе бурения скважины проницаемого объекта, перспективного на нефть или газ, с помощью пластоиспытателя, который спускают на колонне труб, объект изолируют одним или несколькими пакерами от воздействия статического давления столба промы-

вочной жидкости, заполняющей скважину, и от взаимодействия с другими близрасположенными проницаемыми горизонтами, создают депрессию, достаточную для получения притока пластовой жидкости, и направляют последнюю в полость колонны труб. Чаще всего применяют пакеры механического действия. Диаметр резинового элемента такого пакера должен быть

$$d_{\text{рп}} = (0,85 \div 0,9) d_c, \quad (8.1)$$

где d_c — диаметр скважины в месте установки пакера, м.

Для получения притока пластовой жидкости рекомендуют создавать депрессию не менее утроенной величины репрессии при первичном вскрытии данного объекта [27]

$$p_{\text{деп}} \geq 3(\rho_{\text{п}} g z_{\text{пл}} - p_{\text{пл}}), \quad (8.2)$$

где $\rho_{\text{п}}$ — плотность промывочной жидкости в скважине, кг/м³; $z_{\text{пл}}$ — глубина залегания объекта, м; $p_{\text{пл}}$ — ожидаемое пластовое давление в нем, Па.

Во избежание разрушения объекта депрессия должна удовлетворять условию

$$p_{\text{деп}} < 0,5 [\sigma_{\text{сж}} - 2(\rho_{\text{гп}} g z_{\text{пл}} - p_{\text{пл}})], \quad (8.3)$$

где $\sigma_{\text{сж}}$ — прочность породы при одноосном сжатии, Па; $\rho_{\text{гп}}$ — объемная плотность вышележащей толщи пород, кг/м³.

Для того чтобы создать необходимую депрессию, колонну труб заполняют жидкостью с плотностью $\rho_{\text{ж}} \leq \rho_{\text{п}}$ до глубины

$$z_{\text{ж}} = z_{\text{пл}} - (p_{\text{пл}} - p_{\text{деп}}) / (\rho_{\text{ж}} g). \quad (8.4)$$

Пластоиспытатель должен иметь достаточную прочность, чтобы выдержать избыточное наружное давление, которое достигает максимума в начальный момент опробования

$$p_{\text{ин}} = \rho_{\text{п}} g z_{\text{ип}} - \rho_{\text{ж}} g (z_{\text{ип}} - z_{\text{ж}}), \quad (8.5)$$

где $z_{\text{ип}}$ — глубина установки пластоиспытателя, м.

Практически такой же перепад давлений действует на пакер. Если один пакер не способен воспринимать такой перепад давлений, то устанавливают последовательно два пакера и распределяют перепад давлений между ними поровну.

Если применяют пакер механического действия, для радиального расширения резинового элемента его и плотного прижатия к стенкам скважины на пакер создают осевую сжимающую нагрузку $P_{\text{сп}}$. Необхо-

дмая величина $P_{\text{сп}}$ зависит от типоразмера и конструкции пакера [15].
Эту нагрузку целесообразно создавать за счет веса секции УБТ длиной

$$l_y = 1,1P_{\text{сп}}/[q_y g (1 - \rho_{\text{п}}/\rho_{\text{м}})], \quad (8.6)$$

где q_y — масса 1 м УБТ, кг; $\rho_{\text{м}} = 7850 \text{ кг/м}^3$ — плотность стали.

Расположенный ниже пакера хвостовик колонны труб во время пакеровки и опробования объекта испытывает осевое сжатие, обусловленное совокупным действием трех сил: $P_{\text{сп}}$, гидравлической нагрузки $P_{\text{г}}$, которая возникает при открытии главного клапана пластоиспытателя, и силы трения $P_{\text{тр}}$ пакера о стенки скважины.

Гидравлическую нагрузку приближенно можно рассчитать по формуле

$$P_{\text{г}} \approx (F_{\text{с}} - F_{\text{х}}) [\rho_{\text{п}} g z_{\text{пак}} - \rho_{\text{ж}} g (z_{\text{пак}} - z_{\text{ж}})], \quad (8.7)$$

где $F_{\text{с}}$ и $F_{\text{х}}$ — соответственно площадь поперечного сечения скважины в месте пакеровки и площадь сечения тела хвостовика, м^2 ; $z_{\text{пак}}$ — глубина установки пакера, м.

Силу трения П.С. Лапшин (1974 г.) рекомендует оценивать по следующей формуле:

$$P_{\text{тр}} \approx c_{\text{тр}} \mu_{\text{тр}} p_{\text{ин}} \pi d_{\text{с}} h_{\text{рп}} (d_{\text{рп}}^2 - d_{\text{ш}}^2)/(d_{\text{с}}^2 - d_{\text{ш}}^2), \quad (8.8)$$

где $c_{\text{тр}}$ — опытный коэффициент ($c_{\text{тр}} \approx 0,2$); $\mu_{\text{тр}}$ — коэффициент трения резинового элемента о стенки скважины ($\mu_{\text{тр}} = 0,1$); $h_{\text{рп}}$ — высота резинового элемента пакера, м; $d_{\text{ш}}$ — диаметр штока пакера, м.

Под влиянием сжимающей нагрузки хвостовик может продольно изогнуться. Напряжения изгиба в хвостовике можно оценить по формуле [15]

$$\sigma_{\text{и}} = 5,04(d_{\text{с}} - d_{\text{х}}) \sqrt[3]{E J_{\text{х}} q_{\text{х}}^2 g^2 (1 - \rho_{\text{п}}/\rho_{\text{м}})^2 / W_{\text{х}}}, \quad (8.9)$$

где $d_{\text{х}}$ — наружный диаметр хвостовика, м; E — модуль Юнга, Па; $J_{\text{х}}$ — момент инерции сечения хвостовика, м^4 ; $W_{\text{х}}$ — момент сопротивления того же сечения, м^3 ; $q_{\text{х}}$ — масса 1 м хвостовика, кг.

Если за время опробования температура хвостовика возрастет на Δt К, то в нем появятся дополнительные сжимающие температурные напряжения

$$\sigma_{\text{т}} = \alpha_{\text{т}} E \Delta t, \quad (8.10)$$

где $\alpha_{\text{т}}$ — температурный коэффициент линейного расширения хвостовика, К^{-1} .

Поскольку температура в зоне опробования может быть высокой, полезно при расчетах вводить поправки, учитывающие влияние температуры на модуль упругости

$$E = E_{20} k_E (t_3 - 20) \quad (8.11)$$

и предел текучести материала хвостовика

$$\sigma_T = (\sigma_T)_{20} - k_\sigma (t_3 - 20), \quad (8.12)$$

где E_{20} и $(\sigma_T)_{20}$ — модуль упругости и предел текучести при температуре 20 °С, приводимые в справочной литературе; k_E и k_σ — температурные поправки, МПа/К (для стали $k_E \approx 70$ МПа/К, $k_\sigma \approx 0,47$ МПа/К) [19].

Условие прочности хвостовика при сжатии

$$\sigma_T \geq k_6 (\sigma_z + \sigma_{и} + \sigma_t), \quad (8.13)$$

где σ_z — напряжение осевого сжатия, Па, $\sigma_z = (P_{сп} + P_\Gamma - P_{тр})/F_x$ (собственным весом хвостовика за малостью обычно пренебрегают); k_6 — коэффициент запаса прочности ($k_6 = 1, 3$).

Часто при расчете хвостовика силу трения $P_{тр}$ не учитывают.

В момент открытия главного клапана пластоиспытателя на хвостовик действует также дополнительная ударная нагрузка, обусловленная резким снижением давления в подпакерной зоне [15]

$$P_{уд} = (P_{сп} + P_\Gamma) \sqrt{1 + 2EF_x (z_{пак} - h_{пр}) (d_0/d_c)^4 / (\mu_{ш} l_x P_\Gamma)}, \quad (8.14)$$

где $h_{пр}$ — высота столба промывочной жидкости, эквивалентная по создаваемому давлению высоте столба жидкости в бурильных трубах, м

$$h_{пр} = (z_{пак} - z_{ж}) \rho_{ж} / \rho_{п}; \quad (8.15)$$

d_0 — диаметр отверстия в штуцере пластоиспытателя, м; $\mu_{ш}$ — коэффициент расхода штуцера ($\mu_{ш} = 0,6 \div 0,65$); l_x — длина хвостовика, м.

Условие прочности по ударной нагрузке

$$P_{уд} < [P]_{уд}, \quad (8.16)$$

где $[P]_{уд}$ — допустимая ударная нагрузка, Н:

$$[P]_{уд} = k_6 k_{уд} F_x (\sigma_T - \sigma_{и} - \sigma'_z); \quad (8.17)$$

$k_{уд}$ — коэффициент, учитывающий возрастание предела текучести хвостовика при динамическом нагружении по сравнению со статическим ($k_{уд} = 2 \div 2,34$)

$$\sigma'_z = P_{сп} / F_x. \quad (8.18)$$

Бурильные трубы при опробовании объекта пластоиспытателем подвергаются воздействию избыточного наружного давления и растягивающих осевых сил, а иногда также скручивающего момента и избыточного внутреннего давления.

Избыточное наружное давление достигает максимума перед открытием главного клапана пластоиспытателя

$$P_{ин} = [\rho_{п} z - \rho_{ж} (z - z_{ж})] g. \quad (8.19)$$

Следовательно сопротивляемость труб смятию должна удовлетворять условию (4.4) при $k_{см} = 1,3$.

Осевая растягивающая нагрузка достигает наибольшей величины при освобождении пакера после окончания опробования. Наибольшая нагрузка на устьевое сечение в этот период

$$P_{ос} = G_k + P_{доп}, \quad (8.20)$$

где G_k — вес всей колонны с пластоиспытателем и хвостовиком в жидкости, Н; $P_{доп}$ — дополнительная нагрузка, которая может быть приложена к колонне для освобождения пакера в случае прихвата, Н; ее рекомендуют принимать [7]

$$P_{доп} \leq 0,3 G_k. \quad (8.21)$$

Если вся компоновка стальная, то

$$G_k = \left[\sum_{i=1}^n q_i l_i + q_y l_y + M_{инп} + q_x l_x \right] g (1 - \rho_{п} / \rho_{м}), \quad (8.22)$$

где q_i — приведенная масса 1 м бурильных труб i -й секции, кг; l_i — длина этой секции, м; $\sum_{i=1}^n l_i$ — длина колонны бурильных труб, м,

($\sum_{i=1}^n l_i = z_{пак} - l_{инп} - l_y$); $M_{инп}$ и $l_{инп}$ — соответственно масса (в кг) и длина (в м) пластоиспытателя.

Для устранения прихвата пакера или хвостовика иногда верхний конец колонны проворачивают. В бурильных трубах при этом возникают напряжения кручения. Если не учитывать силы трения колонны о стенки скважины, то напряжения кручения

$$\tau = \pi d_n \varphi G_{кр} / [z_{пак} - l_y (1 - J_{кр}/J_{кру})], \quad (8.23)$$

где d_n — наружный диаметр труб, м; φ — число оборотов, на которое закручен верхний конец колонны; $G_{кр}$ — модуль упругости второго рода, Па, (для стальных труб $G_{кр} \approx 73$ ГПа [6]); $J_{кр}$ и $J_{кру}$ — полярные моменты инерции соответственно бурильных труб и УБТ, м⁴.

Условие прочности бурильных труб при растяжении с кручением

$$k_6 \sqrt{\sigma_z^2 + 4\tau^2} \leq \sigma_T, \quad (8.24)$$

где σ_z — напряжение осевого растяжения в рассматриваемом сечении, Па

$$\sigma_z = (P_{ос} - \sum_{i=k}^n q_i l_i g) / F_k; \quad (8.25)$$

k_6 — коэффициент прочности при растяжении ($k_6 = 1,5$); $\sum_{i=k}^n q_i l_i g$ — вес в воздухе участка колонны от устья до рассматриваемого сечения, Н; F_k — площадь сечения тела бурильных труб в рассматриваемом сечении, м².

Наибольшее избыточное внутреннее давление в бурильных трубах при опробовании пластов в поисковых и разведочных скважинах рекомендуется рассчитывать по формуле

$$P_{ив} = P_{пл} - \Delta p_\phi (z_{пл} - z) - \rho_\pi g z, \quad (8.26)$$

где Δp_ϕ — градиент статического давления столба пластовой жидкости, Па/м.

Прочность труб на разрыв должна удовлетворять условию (4.5).

§ 8.2. ПРИМЕР РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ

Задача 8.1.

В скважине в интервале 3000–3020 м вскрыт перспективный на нефть песчаник, ожидаемое пластовое давление в котором 40 МПа. До глубины 2000 м скважина обсажена колонной диаметром 245 мм. Открытая часть ствола сложена в основном устойчивыми породами. Песчаник должен быть опробован с помощью пластоиспытателя МИГ-146 длиной 28 м и массой 5440 кг при глубине забоя 3030 м. По данным профилометрии ствол скважины в интервале 2940–3030 м стабильный, не имеет желобных выработок, диаметр его 225 мм. Средняя объемная плотность вышележащей толщй пород 2300 кг/м³. Прочность песчаника, по данным испытания образцов его при одноосном сжатии, равна 120 МПа. Геостатическая температура на забое 115 °С.

При бурении скважины применялась промывочная жидкость с плотностью 1500 кг/м³.

Пластоиспытатель МИГ-146 с пакером ПЦ-146 для опробования песчаника планируют спускать в скважину на бурильных трубах диаметром 127 мм при толщине стенок 9 мм, а для хвостовика использовать трубы ТБПВ диаметром 146 мм при толщине стенок 11 мм. Пакер должен быть установлен на глубине 2995 м. Для создания депрессии трубы должны заполнять водой с плотностью 1050 кг/м^3 . Предполагают, что за время опробования температура на забое может возрасти на 5 К. В пластоиспытателе должен быть установлен штуцер с диаметром отверстия 8 мм.

Требуется выбрать величину депрессии для опробования песчаника, диаметр резинового элемента и число пакеров, комплект УБТ, рассчитать на прочность хвостовик и колонну труб.

Решение.

1. Выбираем величину депрессии.

Согласно формуле (8.2)

$$p_{\text{деп}} \geq 3(1500 \cdot 9,8 \cdot 3020 \cdot 10^{-6} - 40) = 13,2 \text{ МПа.}$$

Согласно формуле (8.3)

$$p_{\text{деп}} < 0,5 [120 - 2(2300 \cdot 9,8 \cdot 3020 \cdot 10^{-6} - 40)] = 31,9 \text{ МПа.}$$

Учитывая, что при первом опробовании гранулярных коллекторов обычно создают большие депрессии, принимаем $p_{\text{деп}} = 25 \text{ МПа}$.

2. Рассчитаем глубину, до которой колонна труб должна быть заполнена водой для создания такой депрессии, [см. формулу (8.4)]

$$z_{\text{ж}} = 3020 - (40 - 25) 10^6 / (1050 \cdot 9,8) = 1560 \text{ м.}$$

3. Наибольшее избыточное наружное давление на пластоиспытатель и пакер при опробовании, поскольку $z_{\text{пак}} \approx z_{\text{ип}}$, найдем по формуле (8.5)

$$p_{\text{ин}} = 1500 \cdot 9,8 \cdot 2995 - 1050 \cdot 9,8 (2995 - 1560) = 29,3 \text{ МПа.}$$

Пластоиспытатель МИГ-146 может работать при избыточных давлениях до 45 МПа [6].

4. Диаметр резинового элемента пакера вычислим по формуле (8.1)

$$d_{\text{рп}} = (0,85 \div 0,9) 225 = 190 \div 203 \text{ мм.}$$

Выбираем резиновый элемент диаметром 195 мм, на который можно создавать перепад давлений до 35 МПа [6]. Следовательно, достаточно одного пакера. Высота этого элемента 980 мм.

5. Оптимальная нагрузка, необходимая для плотного прижатия резинового элемента пакера к стенкам скважины, равна 130 кН [15]. Для создания такой нагрузки используем секцию УБТ с наружным диаметром 178 мм; длина секции по формуле (8.6)

$$l_{\text{у}} = 1,1 \cdot 130 \cdot 10^3 / [156 \cdot 9,8 (1 - 1500/7850)] = 120 \text{ м.}$$

6. Рассчитаем хвостовик на прочность.

Площадь сечения скважины

$$F_c = 0,785 \cdot 0,225^2 = 3,97 \cdot 10^2 \text{ м}^2.$$

Площадь сечения тела хвостовика

$$F_x = 0,785 (0,146^2 - 0,124^2) = 4,66 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2.$$

Гидравлическая нагрузка на пакер [см. формулу (8.7)]

$$P_r \approx (3,97 \cdot 10^{-2} - 4,66 \cdot 10^{-3}) [1500 \cdot 9,8 \cdot 2995 - 1050 \cdot 9,8 (2995 - 1560)] = 974 \text{ кН}.$$

Сила трения пакера о стенки скважины [см. формулу (8.8)]

$$P_{тр} \approx 0,2 \cdot 0,129 \cdot 3 \cdot 10^6 \cdot 3,14 \cdot 0,225 \cdot 0,98 (0,195^2 - 0,073^2) / (0,225^2 - 0,073^2) = 290 \text{ кН}.$$

Момент инерции сечения хвостовика

$$J_x = 3,14 (0,146^4 - 0,124^4) / 64 = 1,07 \cdot 10^{-5} \text{ м}^4.$$

Момент сопротивления его

$$W_x = 2 \cdot 1,07 \cdot 10^{-5} / 0,146 = 1,47 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3.$$

Напряжения изгиба в хвостовике [см. формулу (8.9)]

$$\sigma_{и} = \frac{5,04 (0,225 - 0,146) \sqrt[3]{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 1,07 \cdot 10^{-5} \cdot 42^2 \cdot 9,8^2}}{x (1 - 1500/7850)^2} / (1,47 \cdot 10^{-4}) = 17 \text{ МПа}.$$

При расчете напряжений изгиба поправку на влияние температуры на модуль упругости стали не учитывали, поскольку при температуре 115 °С она незначительна. Согласно формуле (8.11)

$$E = 2,1 \cdot 10^{11} \cdot 7 \cdot 10^7 (115 - 20) = 2,03 \cdot 10^{11} \text{ Па}.$$

Фактическая температура во время опробования меньше геостатической.

Напряжение осевого сжатия в хвостовике (без учета сжатия за счет собственного веса его из-за малости последнего и без учета силы трения между пакером и стенками скважины)

$$\sigma_z = (130 + 974) 10^3 / (4,66 \cdot 10^{-3}) = 237 \text{ МПа},$$

а с учетом трения

$$\sigma_z = (130 + 974 - 290) 10^3 / (4,66 \cdot 10^{-3}) = 175 \text{ МПа}.$$

Температурные напряжения в хвостовике [см. формулу (8.10)]

$$\sigma_t = 12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,1 \cdot 10^{11} \cdot 5 = 13 \text{ МПа}.$$

Если не учитывать силу трения резинового элемента пакера о стенки скважины, то предел текучести материала хвостовика должен быть [см. формулу (8.13)]

$$\sigma_T \geq 1,3 (237 + 17 + 13) = 347 \text{ МПа}.$$

при забойной температуре. С учетом же температурной поправки предел текучести при температуре 20 °С [см. формулу (8.12)]

$$(\sigma_T)_{20} = 347 + 0,47(115 - 20) = 404 \text{ МПа.}$$

Отсюда следует, что для хвостовика нужно использовать трубы группы прочности К, для которых $(\sigma_T)_{20} = 490 \text{ МПа}$.

Если учитывать силу трения, то необходимый предел текучести при забойной температуре

$$\sigma_T \geq 1,3(175 + 17 + 13) = 267 \text{ МПа,}$$

а с учетом температурной поправки

$$(\sigma_T)_{20} = 267 + 0,47(115 - 20) = 312 \text{ МПа,}$$

т.е. могут быть использованы трубы группы прочности Д, для которых $(\sigma_T)_{20} = 373 \text{ МПа}$.

Проверим, достаточен ли запас прочности хвостовика по ударной нагрузке.

Эквивалентная высота столба промывочной жидкости [см. формулу (8.15)]

$$h_{\text{пр}} = (2995 - 1560) 1050/1500 = 1005 \text{ м.}$$

Ударная нагрузка на хвостовик при открытии главного клапана пластоиспытателя [см. формулу (8.14)]

$$P_{\text{уд}} = (130 + 974) \sqrt{1 + 2 \cdot 2,1 \cdot 10^{11} \cdot 4,66 \cdot 10^{-3} (2995 - 1005) \times (0,008/0,225)^4 / (0,65 \cdot 35 \cdot 974 \cdot 10^3)} = 1245 \text{ кН.}$$

Предел текучести материала труб группы прочности Д при забойной температуре 115 °С [см. формулу (8.12)]

$$\sigma_T = 373 - 0,47(115 - 20) = 328 \text{ МПа.}$$

Напряжение начального сжатия [см. формулу (8.18)]

$$\sigma_z' = 130 \cdot 10^3 / (4,66 \cdot 10^{-3}) = 28 \text{ МПа.}$$

Следовательно, допустимая ударная нагрузка на хвостовик [см. формулу (8.17)]

$$[P]_{\text{уд}} = 1,3 \cdot 2 \cdot 4,66 \cdot 10^{-3} (328 - 28 - 17) 10^6 = 3429 \text{ кН.}$$

Поскольку условие прочности по ударной нагрузке (8.16) соблюдается и сила трения между резиновым элементом и стенками скважины после пакерования существует, выбираем окончательно для хвостовика трубы группы прочности Д.

7. Рассчитаем колонну бурильных труб на прочность.

Наибольшее избыточное наружное давление в сечении у пластоиспытателя [см. формулу (8.19)]

$$P_{\text{ин}} = [1500(2995 - 28 - 120) - 1050(2995 - 28 - 120 - 1560)] 9,8 = 28,6 \text{ МПа.}$$

Условие прочности на смятие [см. формулу (4.4)]

$$P_{ин} = 28,6 \text{ МПа} < p_{кр}/k_{см} = 60:1,3 = 46 \text{ МПа}$$

выполняется.

Вес компоновки в жидкости [см. формулу (8.22)]

$$G_{к} = [30,5(2995 - 28 - 120) + 156 \cdot 120 + 5440 + 42 \cdot 35] \cdot 9,8(1 - 1500/7850) = 892 \text{ кН.}$$

Примем дополнительную нагрузку на случай освобождения пакера от прихвата [см. формулу (8.21)]

$$P_{доп} \approx 0,3 \cdot 892 = 260 \text{ кН.}$$

Осевая растягивающая нагрузка на устьевое сечение колонны [см. формулу (8.20)]

$$P_{ос} = 892 + 260 = 1150 \text{ кН.}$$

Рассчитаем напряжения кручения в верхнем сечении бурильных труб в случае, если при прихвате пакера колонну поворачивать на несколько оборотов.

Полярный момент инерции труб

$$J_{кр} = 3,14(0,127^4 - 0,109^4)/32 = 1,17 \cdot 10^{-5} \text{ м}^4,$$

а УБТ

$$J_{кру} = 3,14(0,178^4 - 0,08^4)/32 = 9,45 \cdot 10^{-5} \text{ м}^4.$$

Напряжения кручения при повороте верхнего сечения на десять оборотов [см. формулу (8.23)]

$$\tau = 3,14 \cdot 0,127 \cdot 10 \cdot 73 \cdot 10^9 / [2995 - 120(1 - 1,17/9,45)] = 100 \text{ МПа.}$$

Результаты аналогичных расчетов при других значения φ приведены ниже

φ , обороты	0	6	10	14	18
τ , МПа	0	60	100	140	180
σ_T , МПа, не менее	517	548	598	666	748

Условие прочности при растяжении с кручением (8.24) будет соблюдаться, если предел текучести материала бурильных труб будет при $\varphi = 10$ оборотов не менее

$$\sigma_T = 1,5 \sqrt{\left\{ 1150 \cdot 10^3 / [0,785(0,127^2 - 0,109^2)] \right\}^2 + 4(100 \cdot 10^6)^2} = 598 \text{ МПа.}$$

Результаты других аналогичных расчетов приведены выше.

Из приведенных данных видно, что, если колонну не поворачивать, можно для опробования объекта использовать трубы группы прочности Е с пределом текучести 550 МПа. Если же верхнее сечение при прихвате

пакера или хвостовика поворачивать даже на 10 оборотов, необходимы трубы группы прочности Л с пределом текучести 655 МПа, а при закручивании на 18 оборотов — трубы группы прочности М с пределом текучести 758 МПа.

Возьмем трубы группы прочности Л и ограничим угол закручивания колонны труб 10 оборотами.

§ 8.3. ЗАДАЧИ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО РЕШЕНИЯ

Задача 8.2.

В процессе бурения вскрыт газоносный пласт в интервале 2380—2420 м в карбонатных породах; ожидаемое пластовое давление в нем 32 МПа, геостатическая температура около 90 °С. Скважина до глубины 1200 м обсажена промежуточной колонной диаметром 219 мм; средний диаметр открытой части ствола 195 мм. Ствол скважины сложен устойчивыми породами известняков и несколькими пластами песчаников. Проницаемые водонасыщенные породы находятся на 50 м выше кровли и на 30 м ниже подошвы газоносного горизонта.

Плотность промывочной жидкости, применявшейся при бурении, 1450 кг/м³.

Рекомендуемая депрессия при опробовании перспективного горизонта 10 МПа. Глубина забоя к моменту опробования 2500 м.

Требуется выбрать пластоиспытатель, пакеры, комплект труб для хвостовика и колонны и рассчитать их на прочность.

Задача 8.3.

В скважине глубиной 4300 м, пробуренной долотами диаметром 190,5 мм, необходимо опробовать два перспективных на нефть и газ горизонта, один из которых залегает в интервале 4080 — 4110 м, а второй — 4240 — 4260 м. Ожидаемые пластовые давления в них примерно на 10 % выше гидростатических. Геостатическая температура на забое около 130 °С. Средняя объемная плотность вышележащей толщи пород 2200 кг/м³. Прочность песчаников при одноосном сжатии ~ 90 МПа.

До глубины 2800 м в скважину спущена промежуточная колонна диаметром 245 мм. Ниже разрез сложен преимущественно песчано-глинистыми породами средней устойчивости.

При бурении скважины применялась промывочная жидкость с плотностью 1250 кг/м³.

Требуется выбрать пластоиспытатель, пакеры для опробования верхнего и нижнего перспективных горизонтов, интервалы установки пакеров, величину депрессии, комплект труб для хвостовика и бурильной колонны и рассчитать их на прочность.

Задача 8.4.

В скважине, пробуренной до глубины 2540 м, вскрыт перспективный на нефть песчаник в интервале 2410 – 2440 м. До глубины 1730 м скважина закреплена промежуточной колонной диаметром 194 мм. Ниже ствол пробурен долотами диаметром 165 мм в устойчивых карбонатных породах. Породы практически непроницаемы в интервалах 1700 – 2020, 2300 – 2410 и 2440 – 2500 м. Ожидаемое пластовое давление в перспективном горизонте 30 МПа. Средняя объемная плотность вышележащей толщи пород 2400 кг/м^3 . При опробовании должна быть создана начальная депрессия 17 МПа. Геостатическая температура на глубине 2500 м равна 80°C , средний геотермический градиент $0,029 \text{ К/м}$. При бурении скважины использовалась промысловая жидкость плотностью 1300 кг/м^3 .

Требуется выбрать типоразмер пластоиспытателя, типоразмер, число и места установки пакеров, диаметры их резиновых элементов, бурильные трубы и хвостовик, а также рассчитать последние на прочность.

Рекомендация. Для выбора пластоиспытателей и пакеров в этой и последующих задачах целесообразно пользоваться книгами [6, 15, 27].

Задача 8.5.

В скважине глубиной 1800 м необходимо опробовать перспективный горизонт, залегающий в интервале 1710 – 1730 м. Он сложен достаточно прочными песчаниками, прочность при одноосном сжатии породы 130 МПа. На 40 м выше этого песчаника залегают водоносный песчаник с условно нормальным геостатическим давлением. Между ними находятся аргиллиты, склонные к осыпанию при длительном воздействии пресноводной глинистой суспензии и депрессии более 10 МПа. Ожидаемые коэффициенты аномальности пластового давления в перспективном горизонте $k_a = 1,3$, а порового давления в аргиллитах $k_{ап} = 1,35$. Средняя объемная плотность вышележащей толщи горных пород равна 2200 кг/м^3 . Геостатическая температура на забое 50°C , средний геотермический градиент $0,03 \text{ К/м}$.

До глубины 470 м скважина обсажена кондуктором диаметром 324 мм. Ниже ствол пробурен долотами диаметром 270 мм с использованием бурильных труб ТБВК диаметром 140 мм при толщине стенок 10 мм и промысловой жидкости плотностью 1450 кг/м^3 на водной основе. При спуске пластоиспытателя в скважину в бурильные трубы планируют доливать промысловую жидкость плотностью 1200 кг/м^3 . За время опробования температура на забое может возрасти не более чем на 3 К.

Требуется выбрать величину депрессии для опробования, типоразмер пластоиспытателя, диаметр резинового элемента, типоразмер и число пакеров, места их установки, хвостовик, рассчитать на прочность бурильные трубы и хвостовик.

Задача 8.6.

В скважине глубиной 3950 м, пробуренной долотами диаметром 175 мм с использованием бурильных труб ТБВК диаметром 114 мм при толщине стенок 9 мм и промывочной жидкости плотностью 1520 кг/м^3 , вскрыты два перспективных на нефть и газ горизонта в интервалах 3610 – 3630 и 3890 – 3920 м, сложенных песчаниками. Прочность песчаников при одноосном сжатии 100 МПа. Ожидаемые пластовые давления в них на 35% выше условно гидростатических. Песчаники залегают среди непроницаемых аргиллитов-алевролитовых пород. Средняя объемная плотность вышележащей толщи горных пород 2450 кг/м^3 .

Ствол скважины до глубины 2180 м обсажен промежуточной колонной диаметром 219 мм. Геостатическая температура на этой глубине равна 100°C , средний геотермический градиент $0,032 \text{ К/м}$.

Требуется выбрать типоразмер пластоиспытателя, типоразмеры, число и места установки пакеров, диаметры резиновых элементов их для опробования каждого горизонта, величины депрессий, хвостовик, вид и плотность жидкости для долива в трубы при спуске пластоиспытателя в скважину, рассчитать на прочность колонну труб и хвостовик.

Задача 8.7.

Разведочная скважина глубиной 2780 м обсажена эксплуатационной колонной диаметром 146 мм. В ней предстоит испытать три перспективных на нефть горизонта в интервалах 2300 – 2340, 2480 – 2495 и 2750 – 2770 м. Испытание предполагают провести с помощью пластоиспытателя на трубах. Ожидаемые пластовые давления в перспективных горизонтах на 5% меньше условно гидростатических. Горизонты сложены недостаточно прочными песчаными породами, поэтому начальная депрессия при испытании не должна превышать 9 МПа. Геостатическая температура на глубине 2700 м равна 95°C , средний геотермический градиент $0,03 \text{ К/м}$.

Скважина к моменту испытания заполнена промывочной жидкостью плотностью 1150 кг/м^3 на водной основе. Для долива жидкости в трубы при спуске пластоиспытателя будет использована техническая вода плотностью 1020 кг/м^3 . Полагают, что за время испытания температура в зоне установки пластоиспытателя может возрасти примерно на 7 К.

Сообщение полости эксплуатационной колонны с очередным горизонтом, подлежащим испытанию, будет проводиться кумулятивной перфорацией. Для разобщения испытанного горизонта от другого, подлежащего испытанию, в эксплуатационной колонне должен быть установлен цементный мост высотой не менее 80 м.

Требуется выбрать типоразмеры пластоиспытателя, пакера, компоновку колонны труб для спуска пластоиспытателя, места установки и диаметр резинового элемента пакера, определить необходимые объемы

воды для доливки в трубы перед испытанием каждого объекта, рассчитать на прочность хвостовик и колонну труб.

Задача 8.8.

Требуется выбрать тампонажный материал для установки цементных мостов для условий предыдущей задачи, рассчитать установку мостов, разработать способ проверки качества последних перед проведением очередного опробования и выбрать оборудование для цементирования, а также для снижения уровня жидкости в эксплуатационной колонне при проверке качества установки цементных мостов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Ашрафьян М.О., Лебедев О.А., Саркисов Н.М.* Совершенствование конструкций забоев скважин. М.: Недра, 1987.
2. *Барановский В.Д., Булатов А.И., Крылов В.И.* Крепление и цементирование наклонных скважин. М.: Недра, 1983.
3. *Булатов А.И., Аветисов А.Г.* Справочник инженера по бурению. М.: Недра, 1985.
4. *Булатов А.И., Пеньков А.И., Проселков Ю.М.* Справочник по промывке скважин. М.: Недра, 1984.
5. *Булатов А.И., Проселков Ю.М., Рябченко В.И.* Технология промывки скважин. М.: Недра, 1981.
6. *Варламов П.С.* Испытатели пластов многоциклового действия. М.: Недра, 1982.
7. *Варламов П.С.* Испытатели пластов с опорой на забой. М.: Недра, 1976.
8. *Волобуев Г.П.* Прогнозирование гидрогеологических обстановок в нефтегазодобывающих районах. М.: Недра, 1986.
9. *Гуляниц Г.М.* Справочное пособие по противовыбросовому оборудованию. М.: Недра, 1983.
10. *Гусман А.М., Мительман Б.И.* Экспериментальные исследования влияния схемы и режима промывки забоя на вынос шлама из зоны долота. Труды ВНИИБТ, вып. 48. М.: 1979.
11. *Дигалев В.З., Леонов Е.Г., Малеванский В.Д., Грачев В.В.* Метод расчета потерь давления на трение при спуско-подъемных операциях. Нефтяное хозяйство, 1987, № 8, с. 18–22.
12. *Единые* технические правила ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях. М.: ВНИИБТ, 1983.
13. *Есьман Б.И.* Термогидравлика при бурении скважин. М.: Недра, 1982.
14. *Югансен К.В.* Спутник буровика. М.: Недра, 1986.
15. *Карнаухов М.Л., Рязанцев Н.Ф.* Справочное руководство по испытанию скважин. М.: Недра, 1984.
16. *Курепин В.И., Дранкер Г.И.* Результаты экспериментальных исследований по определению некоторых закономерностей в турбинном бурении твердых пород. Труды ВНИИБТ, вып. 54. М.: 1982.
17. *Леонов Е.Г.* Оценка допустимой механической скорости проходки при бурении в газоносных отложениях. Нефтегазовая геология, геофизика и бурение, 1984, № 9, с. 21–23.
18. *Леонов Е.Г., Исаев В.И.* Гидроаэромеханика в бурении. М.: Недра, 1987.
19. *Лошкарев К.И.* Опробование скважин испытателями пластов. Грозный, Чечено-Ингушское книжное издательство, 1967.
20. *Методика* подбора диаметров насадок гидромониторных долот с учетом глубины скважины и параметров наземного оборудования. М.: ВНИИБТ, 1976.
21. *Методика* по определению величины давления гидравлического разрыва пласта при бурении нефтяных и газовых скважин. Баку, АЗНИПИнефть, 1981.
22. *Подгорнов В.М., Ведищев И.А.* Практикум по заканчиванию скважин. М.: Недра, 1985.
23. *Правила безопасности* в нефтегазодобывающей промышленности. М.: Недра, 1974.
24. *Спивак А.И., Попов А.Н.* Разрушение горных пород при бурении скважин. М.: Недра, 1979.

25. *Справочник* по креплению нефтяных и газовых скважин. Под ред. А.И. Булатова. М.: Недра, 1981.
26. *Справочное* руководство по цементировочному оборудованию/О.И. Бездобрный, А.И. Булатов, В.Д. Барановский и др. М.: Недра, 1979.
27. *Сухонос Г.Д.* Испытание необсаженных скважин. М.: Недра, 1978.
28. *Техника* и технология бурения наклонно-направленных скважин с применением электробур. М.: ВНИИЭНГ, 1981.
29. *Трубы* нефтяного сортамента. Справочник. Под ред. А.Е. Сарояна. М.: Недра, 1987.
30. *Allen J.H.* Contemporary methods for determining the parameters that affect on the rate of penetration. 3rd Adriatic Symposium on oil well drilling. Porec, Yugoslavia, 1977.
31. *Rabia H.* Oil well drilling engineering: principles and practice. Published by Graham and Trotman. University of Newcastle upon Tyne, 1985.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
Глава 1. Горно-геологические условия нефтяных и газовых месторождений	4
§ 1.1. Общие понятия	4
§ 1.2. Распределение давления по длине закрытой скважины	7
§ 1.3. Прогнозирование давлений разрыва пород	11
§ 1.4. Распределение температур по стволу скважины	12
§ 1.5. Примеры решения задач	16
§ 1.6. Задачи для самостоятельного решения	25
Глава 2. Проектирование конструкций скважин	28
§ 2.1. Понятие о конструкции скважины	28
§ 2.2. Оборудование призабойного участка скважины	29
§ 2.3. Принципы проектирования конструкции скважины	33
§ 2.4. Принципы проектирования гравийного фильтра	37
§ 2.5. Примеры решения задач	41
§ 2.6. Задачи для самостоятельного решения	61
Глава 3. Первичное вскрытие продуктивных пластов	64
§ 3.1. Выбор промывочной жидкости для первичного вскрытия продуктивного пласта	64
§ 3.2. Принципы гидравлического расчета промывки скважины при первичном вскрытии продуктивного пласта.	65
§ 3.3. Выбор противовыбросового оборудования устья скважины и контроль за ее состоянием	76
§ 3.4. Примеры решения задач	79
§ 3.5. Задачи для самостоятельного решения	94
Глава 4. Расчет обсадных колонн	97
§ 4.1. Принципы расчета обсадных колонн	97
§ 4.2. Расчет эксплуатационной колонны по методике ВНИИТнефти	100
§ 4.3. Особенности расчета промежуточных колонн и кондукторов по методике ВНИИТнефти	107
§ 4.4. Расчет усилия натяжения обсадной колонны по методике А.Е. Сарояна [29]	111
§ 4.5. Примеры расчетов обсадных колонн по методике ВНИИТнефти	112
§ 4.6. Методика расчета обсадных колонн, применяемая за рубежом [31]	130
§ 4.7. Примеры решения задач по зарубежной методике	135
§ 4.8. Задачи для самостоятельного решения	145
Глава 5. Расчеты при спуске обсадных колонн в скважину	150
§ 5.1. Напряжения в обсадных трубах, подвешенных в клиновом захвате	150
§ 5.2. Расчет допустимой скорости спуска колонны	151
§ 5.3. Расчет допустимой глубины опорожнения колонны при спуске в скважину	155

§ 5.4. Расчет режима восстановления циркуляции для промывки скважины при спуске обсадной колонны	156
§ 5.5. Примеры решения задач	157
§ 5.6. Задачи для самостоятельного решения	163
Глава 6. Расчеты при цементировании скважин	165
§ 6.1. Расчет одноступенчатого цементирования	165
§ 6.2. Особенности расчета варианта одноступенчатого цементирования скважины с обсадной колонной большого диаметра	173
§ 6.3. Особенности расчета ступенчатого цементирования с разрывом во времени	176
§ 6.4. Расчет обратного цементирования	177
§ 6.5. Расчет установки цементного моста	180
§ 6.6. Проверка герметичности крепи скважины	182
§ 6.7. Проверка надежности изоляции зоны поглощения	184
§ 6.8. Примеры решения задач	184
§ 6.9. Задачи для самостоятельного решения	205
Глава 7. Расчеты при освоении скважин	209
§ 7.1. Вызов притока из продуктивного пласта путем снижения давления в скважине	209
§ 7.2. Расчет колонны насосно-компрессорных труб [29]	218
§ 7.3. Примеры решения задач	222
§ 7.4. Задачи для самостоятельного решения	233
Глава 8. Расчет компоновки колонны труб для опробования объекта пласто-испытателем	237
§ 8.1. Основы расчета компоновки	237
§ 8.2. Пример решения задачи	242
§ 8.3. Задачи для самостоятельного решения	247
Список литературы	248

Соловьев Е.М.

С 60 **Задачник по заканчиванию скважин: Учеб. пособие для вузов. – М.: Недра, 1989, – 251 с.: ил.**

ISBN 5–247–00870–7

Приведены задачи по основным разделам курса "Заканчивание скважин" – проектированию конструкций скважин, креплению, цементированию и проверке их герметичности, вскрытию продуктивных пластов и вызову притока пластовой жидкости. В каждом разделе изложена методика расчета, даны примеры с необходимыми пояснениями к расчету и задачи для самостоятельного решения.

Для студентов нефтяных вузов и факультетов, обучающихся по специальности "Бурение нефтяных и газовых скважин".

С $\frac{2503010300 - 238}{043(01) - 89}$ 278 – 89

ББК 33.3