

Так как давление у башмака НКТ значительно меньше давления насыщения, то от забоя до башмака движется газожидкостная смесь. Плотность ее определим по формуле А. П. Крылова

$$\rho_{см} = [(q + 0,785D^2)/(q + 0,785D^2 + V)] \rho_{ж}, \quad (2.25)$$

где  $q$  — дебит жидкости,  $м^3/с$ ,

$$q = [Q(1 - n_b/100)(b_n(p)/\rho_{нд}) + Q(n_b/100)(1/\rho_b)]/86400, \quad (2.26)$$

$b_n(p)$  — объемный коэффициент нефти при давлении у башмака определяется так же, как плотность нефти при этом давлении  $\rho_n(p)$  — по данным исследования проб нефти или рассчитывается по эмпирическим формулам (см. гл. 1). При  $p_6 = 8,2$  МПа,  $b_n = 1,15$ , тогда

$$q = [110 \cdot 10^3(1 - 0,2)(1,15/850) + 110 \cdot 10^3 \cdot 0,2(1/1120)]/86400 = 1,61 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/с,$$

$V$  — средний объемный расход газа в интервале забой—башмак. Принимая среднее давление в интервале от забоя до башмака равным давлению у башмака, найдем

$$V = \{Q(1 - n_b/100)[\Gamma - (\alpha 10^3/\rho_{нд})(p_6 - 0,1)]\rho_0\}/(86400\rho_6) = \\ = \{110(1 - 0,2)[100 - (6 \cdot 10^3/850)(8,2 - 0,1)]0,1\}/(86400 \cdot 8,2) = \\ = 0,53 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/с,$$

где  $\rho_0 \cong 0,1$  МПа — атмосферное давление.

Зная объемные расходы нефти и воды (числитель в формуле (2.26) и их плотности, находим плотность жидкости

$$\rho_{ж} = \frac{(1 - n_b/100)(b_n(p)/\rho_{нд})\rho_n(p) + n_b/100}{(1 - n_b/100)(b_n(p)/\rho_{нд}) + (n_b/100)(1/\rho_b)} = \\ = \frac{(1 - 0,2)(1,15/850) \cdot 780 + 0,2}{(1 - 0,2)(1,15/850) + 0,2(1/1120)} = 828 \text{ кг/м}^3,$$

где  $\rho_n(p) = 780$  кг/м<sup>3</sup> — плотность нефти при давлении 8,2 МПа. По (2.25) определяем плотность газожидкостной смеси

$$\rho_{см} = [(1,61 \cdot 10^{-3} + 0,785 \cdot 0,15^2)/(1,61 \cdot 10^{-3} + 0,785 \cdot 0,15^2 + \\ + 0,53 \cdot 10^{-3})] \cdot 828 = 806 \text{ кг/м}^3.$$

По (2.23) находим забойное давление

$$p_{заб} = p_6 + (L - H)\rho_{см}g = 8,20 + (1500 - 1400) \cdot 806 \cdot 9,81 \cdot 10^{-8} = 8,99 \text{ МПа}.$$

В расчетах пренебрегаем потерями на трение и относительным движением воды в нефти на участке забой—башмак НКТ, что приводит к уменьшению расчетного забойного давления по сравнению с фактическим.

Иногда расчеты плотности смеси на участке забой—башмак проводятся более грубо с использованием лишь плотности дегази-

рованной нефти и пренебрегая объемным коэффициентом. В этом случае дебит жидкости определяют следующим образом:

$$q = [Q(1 - n_b/100)1/\rho_{нд} + Q(n_b/100)1/\rho_b]/86400 = \\ = [110 \cdot 10^3(1 - 0,2)/850 + 110 \cdot 10^3 \cdot 0,2/1120]/86400 = 1,43 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/с.$$

Для определения плотности жидкости необходимо найти объемную обводненность продукции

$$n_0 = n_b/[n_b/100 + (1 - n_b/100)\rho_b/\rho_{нд}], \quad (2.27) \\ n_0 = 20/[0,2 + (1 - 0,2) \cdot 1120/850] = 16 \%$$

Тогда плотность жидкости

$$\rho_{ж} = (1 - n_0/100)\rho_{нд} + (n_0/100)\rho_b = (1 - 0,16) \cdot 850 + 0,16 \cdot 1120 = 893 \text{ кг/м}^3.$$

Плотность смеси найдем по (2.25)

$$\rho_{см} = [(1,43 \cdot 10^{-3} + 0,785 \cdot 0,15^2)/(1,43 \cdot 10^{-3} + 0,785 \cdot 0,15^2 + \\ + 0,53 \cdot 10^{-3})] \cdot 893 = 869 \text{ кг/м}^3,$$

а забойного давления по (2.23)

$$p_{заб} = 8,20 + (1500 - 1400) \cdot 869 \cdot 9,81 \cdot 10^{-8} = 9,05 \text{ МПа}.$$

Трудно сказать, какое из расчетных забойных давлений ближе к фактическому, но разница между ними меньше 1%. Поэтому при  $L - H \leq 100$  м для определения забойного давления можно использовать оба метода. Рассчитав забойное давление при работе скважины на других режимах, можно построить индикаторную линию.

Подобные же методы пересчета приходится использовать и при замере забойного давления скважинными манометрами, когда глубины забоя и точки замера давления не совпадают.

Если  $L - H > 100$  м, то точность расчетов при определении забойного давления снижается, особенно в обводненных скважинах, так как содержание воды в жидкости в эксплуатационной колонне может быть много больше, чем обводненность продукции, определенная по поверхностным пробам.

И наконец, об определении забойного давления по динамическому уровню. При работе скважины на установившемся режиме, при  $p_6 > p_{нас}$  в затрубном пространстве устанавливается динамический уровень, соответствующий забойному давлению. Динамический уровень будет устанавливаться и при  $p_6 < p_{нас}$ , но при отборе газа из затрубного пространства.

Положение динамического уровня определяется эхолотом или волномером. Давление над динамическим уровнем рассчитывается по барометрической формуле, затем, вычисляя гидростатическое давление столба жидкости или газожидкостной смеси на участке уровень — башмак НКТ, определяют давление на башмаке. Зная давление на башмаке, забойное можно рассчитать одним из описанных выше методов.

При расчете гидростатического давления столба смеси в затрубном пространстве среднюю ее плотность ( $\rho_{см\text{затр}}$ ) при  $p_6 > p_{нас}$

как в безводных скважинах, так и в обводненных можно определить по формуле

$$\rho_{\text{см затр}} = [\rho_{\text{пл}} + \rho_{\text{н}}(p_{\text{затр}})]/2, \quad (2.28)$$

где  $\rho_{\text{н}}(p_{\text{затр}})$  — плотность нефти при затрубном давлении.

Если затрубное давление близко к атмосферному, то  $\rho_{\text{н}}(p_{\text{затр}}) = \rho_{\text{нд}}$ . При  $p_0 < p_{\text{нас}}$  и особенно в обводненных скважинах оценить  $\rho_{\text{затр}}$  с достаточной точностью довольно трудно.

### Газлифтный способ эксплуатации

При исследовании газлифтных скважин методом установившихся отборов наилучший способ определения забойного давления — его непосредственное измерение скважинными манометрами. Для скважин, оборудованных пакером, это по существу единственный надежный метод получения данных для построения индикаторной линии. Если в такие скважины спустить манометр невозможно вследствие большой скорости движения смеси по трубам, то используют расчетный метод, который применяют для выбора оборудования и установления режима работы скважин на данном месторождении. Сначала рассчитывают давление в трубах на уровне рабочего клапана с учетом расходов закачиваемого и пластового газов, затем определяют давление на башмаке подъемника при движении по НКТ пластовых жидкостей и газа и, наконец, находят забойное давление, рассчитывая движение газожидкостной смеси в эксплуатационной колонне. К сожалению, точность расчета забойных давлений таким способом невелика, и даже в необводнившихся скважинах погрешность при определении коэффициента продуктивности могут превысить 20 %.

В скважинах, не оборудованных пакером, где рабочий агент закачивают через башмак НКТ, определить забойное давление можно с достаточной точностью по рабочему давлению закачиваемого газа, замеренному на устье. Если агент в НКТ поступает через рабочий клапан, то для расчета забойного давления помимо рабочего давления необходимо с помощью волномера измерить положение динамического уровня.

Наиболее распространено исследование газлифтных скважин методом АзНИИ, а наилучшие результаты дает способ обработки данных, предложенный И. М. Муравьевым и А. П. Крыловым, когда давление у башмака подъемника или на уровне рабочего клапана определяют с учетом веса столба движущего газа и потерь на трение при его движении [11].

**Задача 2.21.** Газлифтная скважина исследована методом установившихся отборов. Режим работы скважины менялся с изменением расхода рабочего агента. Пластовое давление 4,64 МПа; трубы однорядного подъемника опущены до верхних отверстий перфорации на глубину  $H = 950$  м. Относительная плотность газа  $\bar{\rho}_g = 0,7$ ; средняя абсолютная температура газа в затрубном пространстве  $T_{\text{затр}} = 305$  К; при существующих давлениях рабочего

агента (табл. 2.2) коэффициент сверхсжимаемости газа меняется в довольно узких пределах, примем  $z = 0,90$ .

Построить индикаторную линию; результаты наблюдений и вычисленные данные сведены в табл. 2.2.

Таблица 2.2 Данные исследования газлифтной скважины

Режим	Рабочее давление $p_p$ , МПа	Дебит нефти $Q$ , т/сут	Расход газа $V$ , м <sup>3</sup> /сут	Забойное давление $p_{\text{заб}}$ (2.31), МПа	Депрессия $\Delta p$ , МПа	Забойное давление $p_{\text{заб}}$ (2.24), МПа	Депрессия $\Delta p$ , МПа
1	3,94	22,0	6000	4,27	0,37	4,28	0,36
2	3,22	39,7	9750	3,48	1,16	3,50	1,14
3	2,55	48,2	15000	2,72	1,92	2,77	1,87
4	3,05	43,0	18660	3,25	1,39	3,31	1,33

**Решение.** Давление на башмаке газлифтного подъемника будет отличаться от рабочего давления закачиваемого газа гидростатическим давлением, определяемым по (2.24), а также вследствие потерь давления на трение при движении газа по затрубному пространству. Потери на трение можно рассчитать по уравнению Дарси—Вейсбаха

$$p_1^2 - p_2^2 = mV_{\text{ст}}^2, \quad (2.29)$$

где  $p_1$  — давление на входе в газопровод;  $p_2$  — давление на выходе из него;  $V_{\text{ст}}$  — объемный расход газа в стандартных условиях;  $m$  — коэффициент потерь на трение, постоянный для данного трубопровода и данного газа.

При движении газа по трубам (газлифт с центральной подачей газа) коэффициент  $m$  определяется выражением

$$m = 16\lambda H \rho_{g \text{ ст}} p_0 / (\pi^2 d^5), \quad (2.30)$$

где  $H$  и  $d$  — длина и диаметр трубы;  $\lambda$  — коэффициент гидравлического сопротивления;  $\rho_{g \text{ ст}}$  — плотность газа при стандартных условиях,  $p_0$  — атмосферное давление.

При движении газа по кольцевому пространству при наличии местных сопротивлений на соединительных муфтах выражение для  $m$  становится более сложным. При обработке данных исследования коэффициент  $m$  можно определить экспериментально.

Итак, с учетом (2.24) и (2.29) давление у башмака газлифтного подъемника определяем по формуле

$$p_0 = \sqrt{p_p^2 - mV_{\text{ст}}^2} + p_p \left( e^{\frac{0,03415 H \bar{\rho}_g}{(z T_{\text{затр}})}} - 1 \right). \quad (2.31)$$

Данные исследования скважины, т. е. зависимости дебита скважины и рабочего давления от расхода газа, приведены на рис. 2.12. При исследовании скважин методом АзНИИ последовательно увеличивают расход газа от режима к режиму. Сначала это ведет к

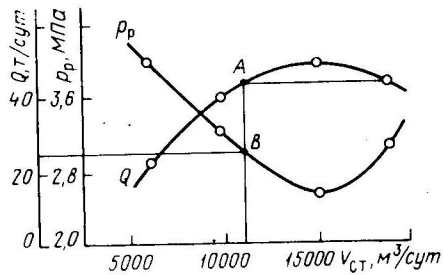


Рис. 2.12. Зависимость дебита и рабочего давления от расхода газа

увеличению дебита скважины (режимы 1, 2, 3, см. табл. 2.2), при дальнейшем увеличении расхода газа дебит падает (режим 4). Получив хотя бы одну точку на нисходящей ветви кривой  $Q=f(V_{ст})$ ,

исследования прекращают. На восходящей ветви найдем точку А (см. рис. 2.12) с таким же дебитом, что и на режиме 4 ( $Q = 43$  т/сут). Но этот дебит мы получаем при другом расходе газа ( $V_A = 11\,000$  м³/сут) и рабочем давлении 3,01 МПа (точка В).

Если дебит скважины на режимах 4 и А одинаков, то одинаковы и забойные давления и давления у башмака подъемника. Рабочие давления на этих режимах будут различными вследствие различия потерь давления на трение при движении газа к башмаку подъемника. Приравняв давление у башмака для этих режимов, определенные по уравнению (2.31), получим

$$\sqrt{p_{p1}^2 - mV_1^2} + p_{p1} \{ \exp [0,03415H\bar{\rho}_r / (zT_{затр})] - 1 \} = \sqrt{p_{p2}^2 - mV_2^2} + p_{p2} \{ \exp [0,03415H\bar{\rho}_r / (zT_{затр})] - 1 \}. \quad (2.32)$$

Единственным неизвестным в (2.32) является коэффициент потерь на трение  $m$ . Вычисление  $m$  по (2.32) оказывается довольно громоздким. Без больших потерь в точности можно сократить вторые слагаемые в равенстве (2.32), как очень близкие по величине, тогда получим

$$m = (p_{p1}^2 - p_{p2}^2) / (V_1^2 - V_2^2). \quad (2.33)$$

В нашем случае:

$$m = (3,05^2 - 3,01^2) / (18660^2 - 11000^2) = 1,07 \cdot 10^{-9} \approx 1,1 \cdot 10^{-9}.$$

Определение коэффициента потерь на трение по (2.32) дает два корня  $m_1 = 1,08 \cdot 10^{-9}$  и  $m_2 = 1,05 \cdot 10^{-9}$ , мало отличающиеся по величине от  $m$ , полученного по (2.33). В условиях работы газлифтных скважин разница в величинах коэффициента потерь на трение, определенных по уравнениям (2.32) и (2.33), может достигать 10% лишь при больших удельных расходах газа и низких рабочих давлениях. Но даже и тогда погрешность по этой причине не превысит 1%.

Таким образом, при практических расчетах для определения  $m$  можно пользоваться упрощенной формулой (2.33).

В исследованной скважине НКТ спущены до верхних отверстий перфорации, поэтому давление у башмака равно забойному.

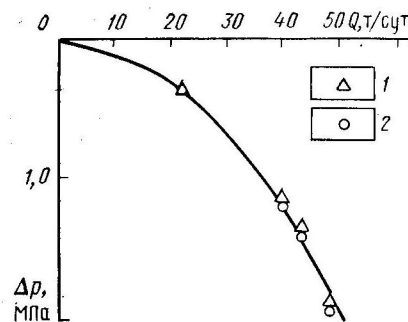


Рис. 2.13. Индикаторная диаграмма, построенная по данным исследования скважины:

1 — расчет по (2.24); 2 — расчет по (2.31)

Определим по (2.31) забойное давление для режима 1

$$p_{заб} = \sqrt{3,94^2 - 1,1 \cdot 10^{-9} \cdot 6000^2} + 3,94 \left( e^{\frac{0,03415 \cdot 950 \cdot 0,7}{0,9 \cdot 305}} - 1 \right) = 4,27 \text{ МПа.}$$

Результаты расчетов для остальных режимов даны в табл. 2.2, а на рис. 2.13 нанесены точки для построения индикаторной линии.

Оценим влияние учета потерь давления на трение на точность определения забойного давления, для чего рассчитаем  $p_{заб}$  по (2.24) и сравним с результатами расчетов по формуле (2.31). Для режима 1

$$p_{заб} = 3,94 e^{\frac{0,03415 \cdot 950 \cdot 0,7}{0,9 \cdot 305}} = 4,28 \text{ МПа.}$$

Как видно из табл. 2.2, для исследованной скважины погрешность при пренебрежении потерями на трение в определениях забойного давления не превышает 2%, при расчете депрессии она ниже 5%. При больших расходах газа в многодебитных скважинах погрешности могут быть гораздо больше. На рис. 2.13 нанесены также точки, соответствующие депрессиям давления, определенным при пренебрежении потерями на трение. Соединяя точки плавной кривой, получим индикаторную линию.

Для выбора оборудования и режима работы скважин широко используются ЭВМ. Исходными данными программы расчета являются методика расчета движения газожидкостной смеси по трубам (или несколько методик), свойства жидкости и газа, данные исследования скважины, методика их обработки, критерии выбора. В результате решения машина дает характеристику оборудования и оптимальные показатели работы системы скважина—пласт. В настоящем разделе и в последующих для наглядности и в учебных целях приводятся и все промежуточные решения, в частности строится кривая распределения давления вдоль подъемника, устанавливается закономерность изменения забойного давления в зависимости от расхода жидкости, осуществляется совместное графическое или аналитическое решение уравнений движения продукции в пласте и скважине.

**Задача 2.22.** По данным исследования скважины и условиям предыдущей задачи найти уравнение индикаторной линии.

**Решение.** Уравнение индикаторной линии или притока записывается в виде

$$Q = K_{пр} \Delta p^n. \quad (2.34)$$

Коэффициент пропорциональности  $K_{пр}$  и показатель степени  $n$  определяют методом наименьших квадратов. Для этого формулу (2.34) приводят к линейному относительно констант  $K_{пр}$  и  $n$  виду

$$\lg Q = \lg K_{пр} + n \lg \Delta p. \quad (2.35)$$

Исходные данные и результаты расчетов сведены в табл. 2.3.

Таблица 2.3 Данные для расчета индикаторной линии

Ре- жим	Факти- ческое Q, т./сут	$\Delta p$ , МПа	$\lg Q$	$\lg \Delta p$	$\lg \Delta p \lg Q$	$(\lg \Delta p)^2$	Расчет- ное Q, т./сут	$\Delta Q$ , т./сут
1	22,0	0,37	1,3424	-0,4318	-0,5796	0,1865	22,2	-0,2
2	39,7	1,16	1,5988	0,0645	0,1031	0,0042	38,8	+0,9
3	48,2	1,92	1,6830	0,2833	0,4768	0,0803	49,6	-1,4
4	43,0	1,39	1,6335	0,1430	0,2336	0,0204	42,4	+0,6
			$\Sigma 6,2577$	$\Sigma 0,0590$	$\Sigma 0,2339$	$\Sigma 0,2914$		

Составляем систему нормальных уравнений

$$6,2577 = 4 \lg K_{пр} + 0,0590n; \quad 0,2339 = 0,0590 \lg K_{пр} + 0,2914n,$$

решая которую, находим  $n = 0,4874$ ,  $\lg K_{пр} = 1,5572$ . Итак, уравнение индикаторной линии в исследованной скважине

$$Q = 36,08 \Delta p^{0,4874}.$$

Из табл. 2.3 видно, что максимальное значение погрешности 2,9 % от фактически измеренного дебита, что сопоставимо с ошибкой измерения дебита.

### Эксплуатация скважин штанговыми насосами

Непосредственно забойное и пластовое давления в насосных скважинах измеряют с помощью скважинных манометров. Кроме того, в скважинах с небольшой глубиной спуска насосов для этой же цели применяются малогабаритные регистрирующие манометры, спускаемые в затрубное пространство.

Широкое распространение при исследовании скважин, оборудованных ШСНУ, получили замеры динамического и статического уровней жидкости эхолотом или волномером. Данные исследования обрабатывают двумя методами: при первом индикаторную линию строят как зависимость дебита скважины от динамического уровня или от депрессии уровней динамического и статического; при втором — пересчитывают от уровней жидкости к забойному и пластовому давлениям и индикаторную линию строят в обычных координатах  $Q = f(\Delta p)$  или  $Q = f(p_{заб})$ .

Следует отметить, что изменение динамического уровня далеко не всегда с достаточной точностью соответствует изменению забой-

ного давления. Закономерности изменения этих величин будут одинаковыми, когда прием насоса находится практически на забое или когда имеется хвостовик, спущенный до верхних отверстий перфорации, а забойное давление больше давления насыщения. Можно считать, что соответствие будет достаточно хорошим в необводнившихся скважинах, если даже прием насоса находится высоко над забоем, но давление на приеме близко к давлению насыщения. Здесь можно пренебречь изменениями потерь давления на трение на участке забой—прием насоса при переводе работы установки с одного режима на другой.

Если давление на приеме насоса намного ниже давления насыщения, а скважина к тому же обводнена, то характер изменения уровня не соответствует изменению забойного давления. С увеличением отбора жидкости забойное давление понижается. Но увеличение отбора может привести к уменьшению водосодержания на участке забой—прием насоса, т. е. к уменьшению плотности смеси на этом участке, и к уменьшению давления на приеме, а следовательно, к увеличению газонасыщенности смеси на участке забой—прием и в затрубном пространстве, что тоже ведет к уменьшению плотности смеси. Уменьшение плотности газожидкостной смеси является причиной того, что с увеличением дебита динамический уровень в затрубном пространстве понижается медленнее, чем падает забойное давление. На практике наблюдались даже случаи, когда увеличение отбора жидкости приводило не к понижению динамического уровня, а к его росту, особенно при больших газовых факторах (больше  $50 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ).

Итак, если речь идет о построении индикаторной линии и об определении коэффициента продуктивности скважины, то после замера динамических уровней нужно тем или иным методом рассчитать забойные давления. Можно использовать ту же последовательность расчетов, что и при фонтанном способе эксплуатации: по барометрической формуле (2.24) рассчитать давление над динамическим уровнем;

определить гидростатическое давление столба смеси в затрубном пространстве; при этом плотность жидкости рассчитывают по (2.28) или принимают равной плотности дегазированной нефти при давлении в затрубном пространстве, равном атмосферному, а при значительном газовом факторе для определения плотности смеси пользуются формулой (2.25);

рассчитать перепад давления на участке прием насоса (или башмак хвостовика) — забой скважины. Используется или одна из методик расчета движения газожидкостных смесей по трубам (см. гл. 5), или метод, рассмотренный нами при решении задачи 2.20, где учитывается лишь гидростатика смеси.

Наличие динамографа позволяет использовать более надежные способы определения давления на приеме насоса [10].

При динамометрировании на бланке, помимо самой динамограммы, фиксируются нагрузки в верхней ( $P_{внт}$ ) и нижней ( $P_{ннт}$ ) мертвых точках положения головки балансира (рис. 2.14).

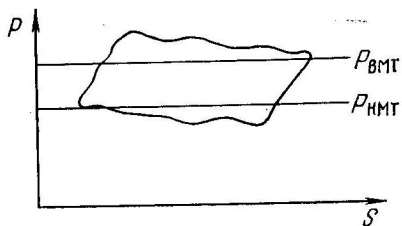


Рис. 2.14. Диаграмма изменения давления на приеме насоса

При остановке головки балансира в нижней мертвой точке нагрузка равна весу штанг в жидкости ( $P'_ш$ )

$$P_{нмт} = P'_ш = P_{ш}(\rho_{ш} - \rho_{см})/\rho_{ш}, \quad (2.36)$$

где  $P_{ш}$  — вес штанг в воздухе;  $\rho_{ш}$  ( $\rho_{см}$ ) — плотность стали штанг и смеси в НКТ соответственно.

При остановке головки балансира в верхней мертвой точке общую нагрузку определяют по формуле

$$P_{вмт} = P'_ш + p_{вн}F_{пл} - p_{пн}F_{пл}. \quad (2.37)$$

Из (2.37) находим давление на приеме насоса

$$p_{пн} = p_{вн} - (P_{вмт} - P_{нмт})/F_{пл}, \quad (2.38)$$

где  $F_{пл}$  — площадь плунжера;  $p_{вн}$  — давление на выкиде насоса:

$$p_{вн} = \rho_{см}gH + p_y. \quad (2.39)$$

Плотность смеси в НКТ определяется по (2.36).

Сравнение расчетов по изложенной методике с результатами измерения давления на приеме насосов показало, что погрешности не выходят за пределы 6 %.

**Задача 2.23.** Определить давление на приеме насоса. Насос спущен на глубину  $H = 1016$  м,  $F_{пл} = 14,5$  см<sup>2</sup>, устьевое давление  $p_y = 0,2$  МПа, масса колонны штанг 2580 кг. Нагрузка при остановке головки балансира в верхней мертвой точке 32380 Н, в нижней 22520 Н.

**Решение.** Определим плотность смеси в НКТ по (2.36)

$$\rho_{см} = \rho_{ш}(1 - P'_ш/P_{ш}) = 7800[1 - 22520/(2580 \cdot 9,81)] = 860 \text{ кг/м}^3,$$

давление на выкиде насоса по (2.39)

$$p_{вн} = 860 \cdot 9,81 \cdot 1016 + 0,2 \cdot 10^6 = 8,77 \text{ МПа},$$

давление на приеме по (2.38)

$$p_{пн} = 8,77 \cdot 10^6 - (32380 - 22520)/(14,5 \cdot 10^{-4}) = 1,97 \text{ МПа}.$$

Если прием насоса оборудован хвостовиком, то погрешность в определении давления в затрубном пространстве на уровне приема насоса по вышеописанной методике будет больше вследствие разницы в плотности смеси в хвостовике и затрубном пространстве.

В гл. 11 приведена методика определения плотности смеси в обводненных скважинах на участке забой скважины — прием насоса (башмак НКТ).

## Эксплуатация центробежными электронасосами

При исследовании скважин, оборудованных ЦЭН, широко используются методы, применяемые при эксплуатации скважин штанговыми скважинными насосными установками. Это применение скважинных манометров для замера забойного давления или давления на приеме насоса, а также определение уровня жидкости в скважине с помощью эхолота или волномера. Помимо этого используют методы исследования, присущие лишь данному способу эксплуатации скважин.

Наиболее точен метод непосредственного измерения давления на приеме насоса с помощью скважинного манометра, спускаемого в НКТ и устанавливаемого в специальное запорное устройство, называемое суфлером.

Давление на приеме  $p_{пн}$  можно определить расчетным путем по давлению на выкиде насоса  $p_{вн}$ , измеряемому манометром, спущенным в НКТ, и напору  $H_0$ , развиваемому насосом при закрытой манифольдной задвижке [12], после чего насос некоторое время подает жидкость, сжимая газожидкостную смесь в НКТ. Затем подача насоса становится равной нулю, о чем можно судить по стабилизации давления на устье ( $p_y$ ). При нулевом режиме работы насоса давление на выкиде складывается из давления, создаваемого насосом  $p_n$ , и гидростатического давления столба жидкости в затрубном пространстве над насосом — давления на приеме

$$p_{вн} = p_n + p_{пн}. \quad (2.40)$$

Перед закрытием скважина работала на установившемся режиме, которому соответствовал определенный динамический уровень  $H_d$ . Считается, что с момента закрытия манифольдной задвижки и до установления нулевого режима работы насоса изменением уровня жидкости в скважине за счет работы пласта можно пренебречь. Зная напор насоса при нулевой подаче  $H_0$  по его паспортной характеристике и среднюю плотность смеси в насосе  $\rho_{смн}$ , определяют давление, создаваемое насосом

$$p_n = H_0 \rho_{смн} g, \quad (2.41)$$

и по (2.40) рассчитывают давление на приеме насоса.

В рассмотренном методе помимо изменения уровня после закрытия скважины существует еще один источник погрешностей. Работающий в скважине насос со временем изнашивается, поэтому паспортное значение напора при нулевой подаче может не соответствовать фактическому.

И, наконец, последний, наиболее простой и наименее точный метод: определение коэффициента продуктивности по показаниям давления на устье. Обычно целью подобных исследований является качественное выявление причины уменьшения дебита скважины: ухудшение свойств призабойной зоны или износ насоса.

Запишем уравнение (2.40), заменив  $p_{вн}$  и  $p_{пн}$  их значениями, а также учитывая равенство (2.41)

$$\rho_{смн}gH + p_y = H_0 \rho_{смн} g + (H - H_d) \rho_{см} g$$

или

$$H_0 = \frac{\rho_{\text{см затр}}}{\rho_{\text{см н}}} H_d + \frac{p_y}{\rho_{\text{см н}} g} - \frac{\rho_{\text{см затр}} - \rho_{\text{см}}}{\rho_{\text{см н}}} H, \quad (2.42)$$

где  $H$  — глубина спуска насоса;  $\rho_{\text{см затр}}$  — плотность смеси в затрубном пространстве над приемом насоса;  $\rho_{\text{см}}$  — средняя плотность смеси в НКТ;  $\rho_{\text{см н}}$  — средняя плотность смеси в насосе.

Уравнение (2.42) можно записать после остановки скважины, работавшей на разных режимах с дебитам  $Q_1$  и  $Q_2$ , которым соответствовали неизвестные нам динамические уровни  $H_d^1$  и  $H_d^2$ , восстановившиеся давления на устье после закрытия манифольдной задвижки будут  $p_y^1$  и  $p_y^2$ . Так как напор, развиваемый насосом при нулевой подаче, в обоих случаях одинаков, то правые части уравнения (2.42) можно приравнять:

$$\begin{aligned} \frac{\rho'_{\text{см затр}}}{\rho'_{\text{см н}}} H_d^1 + \frac{p_y^1}{\rho'_{\text{см н}} g} - \frac{\rho'_{\text{см затр}} - \rho'_{\text{см}}}{\rho'_{\text{см н}}} H &= \\ = \frac{\rho''_{\text{см затр}}}{\rho''_{\text{см н}}} H_d^2 + \frac{p_y^2}{\rho''_{\text{см н}} g} - \frac{\rho''_{\text{см затр}} - \rho''_{\text{см}}}{\rho''_{\text{см н}}} H. \end{aligned} \quad (2.43)$$

Если допустить, что плотность смеси в затрубном пространстве и насосе одинакова, т. е.  $\rho'_{\text{см затр}}/\rho'_{\text{см н}} = \rho''_{\text{см затр}}/\rho''_{\text{см н}}$ , а также, что плотности смеси в затрубном пространстве, насосе и НКТ при работе скважины на различных режимах остаются постоянными, что равносильно  $(\rho'_{\text{см затр}} - \rho'_{\text{см}})/\rho'_{\text{см н}} = (\rho''_{\text{см затр}} - \rho''_{\text{см}})/\rho''_{\text{см н}}$ , то (2.43) упростится

$$H_d^1 + p_y^1/(\rho_{\text{см н}} g) = H_d^2 + p_y^2/(\rho_{\text{см н}} g). \quad (2.44)$$

Если принять приблизительно равными средние плотности смеси в насосе и в скважине на участке от забоя до динамического уровня, то на основании (2.44) получим

$$K = (Q_1 - Q_2)/(p_y^1 - p_y^2). \quad (2.45)$$

**Задача 2.24.** Определить коэффициент продуктивности скважины, эксплуатирующейся центробежным погружным электронасосом. Скважину исследовали на двух режимах при дебитах  $Q_1 = 150$  т/сут,  $Q_2 = 100$  т/сут. После отработки на каждом режиме манифольдную задвижку закрывали и измеряли устьевое давление:  $p_y^1 = 2,65$  МПа,  $p_y^2 = 3,24$  МПа. Средняя плотность смеси в скважине, затрубном пространстве и насосе была одинаковой  $800$  кг/м<sup>3</sup>, средняя плотность смеси в НКТ после работы скважины на первом режиме  $\rho_{\text{см}} = 730$  кг/м<sup>3</sup>, на втором режиме  $\rho_{\text{см}} = 750$  кг/м<sup>3</sup>. Глубина подвески насоса  $1000$  м.

**Решение.** Решим задачу двумя способами. В первом случае пренебрежем различием в плотности смеси в НКТ, которое менее

3%. В этом случае изменение депрессии на пласт определится из (2.44)

$$(H_d^1 - H_d^2) \rho_{\text{см н}} g = p_y^2 - p_y^1 = 3,24 - 2,65 = 0,59 \text{ МПа},$$

а коэффициент продуктивности

$$K = (Q_1 - Q_2)/(p_y^2 - p_y^1) = (150 - 100)/0,59 = 85 \text{ т/(сут} \cdot \text{МПа)}.$$

Если не пренебрегать изменением плотности смеси в НКТ, то изменение депрессии нужно рассчитывать по (2.43):

$$\begin{aligned} (H_d^1 - H_d^2) \rho_{\text{см н}} g &= p_y^2 - p_y^1 + (\rho''_{\text{см}} - \rho'_{\text{см}}) g H = \\ &= 3,24 \cdot 10^6 - 2,65 \cdot 10^6 + (750 - 730) \cdot 9,81 \cdot 1000 = 0,79 \cdot 10^6 \text{ МПа}, \end{aligned}$$

$$K = (Q_1 - Q_2)/[(H_d^1 - H_d^2) \rho_{\text{см н}} g] = (150 - 100)/0,79 = 63 \text{ т/(сут} \cdot \text{МПа)}.$$

Здесь  $\rho_{\text{см с}} = \rho_{\text{см н}}$  (плотность смеси в скважине и насосе равны). Погрешность в определении коэффициента продуктивности по последней методике [формулы (2.44) и (2.45)] оказалась равной 35%.

#### ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН МЕТОДОМ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ

Исследование скважин при неустановившемся режиме фильтрации — это исследование при режиме, изменение которого происходит только под действием упругих сил пласта и насыщающих его жидкостей. По существу это исследование перехода работы пласта с одного установившегося режима на другой под действием этих сил.

Допустим, скважина долгое время не работала, затем пущена с постоянным дебитом. Со временем воронка депрессии углубляется и распространяется. Приток жидкости в скважину и движение ее по пласту происходят лишь за счет упругих сил расширения жидкости и породы. Это будет происходить до тех пор, пока воронка депрессии не достигнет контура питания или границы зоны дренирования данной скважины, тогда помимо упругих сил на закономерности движения жидкости начнут оказывать влияние силы на контуре или граничные условия. То же происходит и при остановке скважины, работавшей на установившемся режиме. Допустим, скважина закрыта на забое. В первое время градиенты давления на удалении от скважины остаются теми же, значит приток жидкости в область скважины продолжается, более того, с тем же дебитом. Притекающая жидкость сжимает жидкость, находящуюся в порах, давление в призабойной зоне растет. И растет оно только за счет упругости жидкости и породы до тех пор, пока зона нарушения режима (зона восстановления давления), расширяясь, не достигнет границ пласта или области дренирования.

Такая же картина наблюдается и при переходе с одного установившегося режима на другой. Скорость расширения зоны нару-

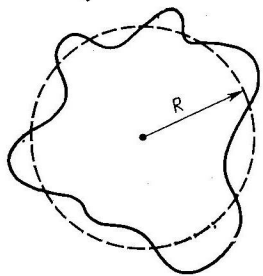


Рис. 2.15. Расширяющаяся зона нарушения режима в неоднородном пласте

нения режима зависит от свойств породы и жидкостей и пропорциональна коэффициенту пьезопроводности

$$\kappa = k/[\mu(m\beta_{ж} + \beta_{с})]. \quad (2.46)$$

Так как продуктивный пласт неоднороден, то расширяющаяся зона нарушения режима будет неправильной формы (рис. 2.15).

При интерпретации данных исследования принимают расширяющуюся зону за круговую с радиусом  $R$ , соответствующим определенному времени  $t$ , прошедшему с момента изменения режима. Свойства продуктивного пласта на расстоянии  $R$  от скважины принимаются одинаковыми — средними по пласту.

Вследствие того, что изменение режима происходит за счет упругих сил, при интерпретации используют уравнение упругого режима. Для решения задач, которые ставятся при исследовании скважин, вполне достаточно точности, которую можно получить при использовании приближенного уравнения упругого режима

$$\Delta p = [Q\mu/(4\pi kh)] \ln(2,25\kappa t/r_c^2). \quad (2.47)$$

При исследованиях давление замеряют на стенках скважины (на расстоянии  $r_c$ ), поэтому погрешность расчетов по (2.47) по сравнению с точным решением будет меньше 1% уже через доли секунды после изменения режима [30].

В полулогарифмических координатах зависимость (2.47) представляет прямую (рис. 2.16), и если средние свойства продуктив-

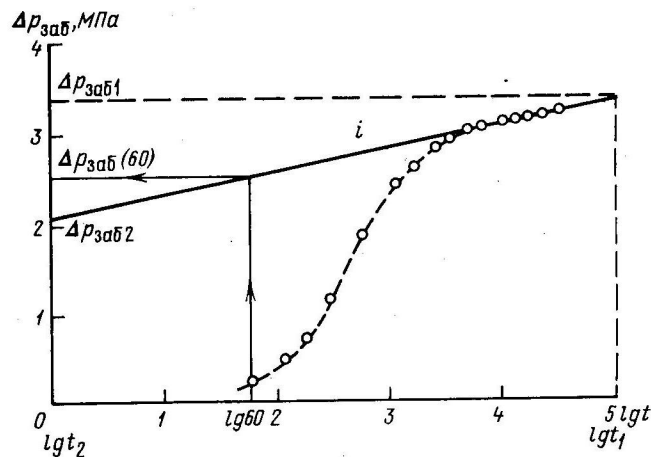


Рис. 2.16. Кривая восстановления давления в координатах  $\Delta p$  и  $\lg t$

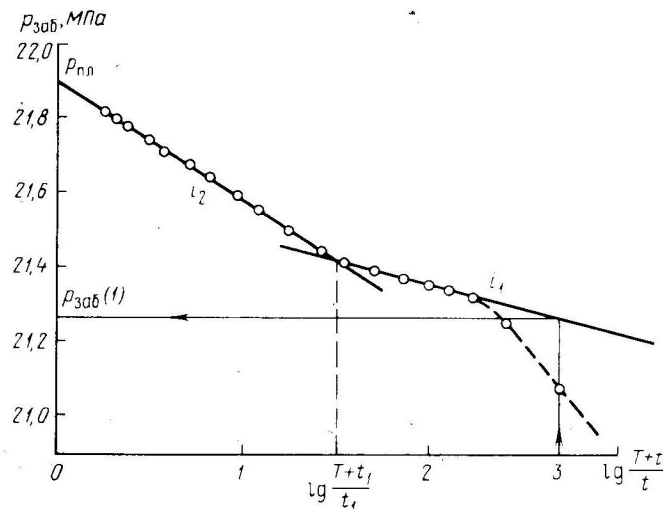


Рис. 2.17. Кривая восстановления давления, построенная по данным исследования скважины

ного пласта не меняются на различных расстояниях от скважины, то угловой коэффициент  $i$  остается постоянным. При изменении средней проницаемости пласта меняется угловой коэффициент ( $i_1$  и  $i_2$  на рис. 2.17). К сожалению, решение обратных задач гидродинамики не однозначно, причины изменения углового коэффициента могут быть и другими.

Расстояние, на котором изменились свойства пласта и которое соответствует времени  $t_1$  (см. рис. 2.17), можно определить по (2.21). Характеристики пласта ( $kh/\mu$  или  $k$ ), определяемые при исследовании скважин на неустановившемся режиме, являются средними на расстоянии  $R$  от скважины, но они не искажены влиянием соседних зон, ни зоны, прилегающей к скважине, ни удаленных участков пласта.

Формула (2.47) является уравнением упругого режима и описывает изменение давления на стенках скважины, пока область нарушения установившегося режима не достигнет границы зоны дренирования скважины. После этого помимо сил упругости начинают действовать граничные условия и уравнение (2.47) становится недействительным. Максимальный период, для которого справедлива формула (2.47), или максимальная продолжительность исследования методом восстановления давления определяется по (2.22).

Отклонение от прямолинейной зависимости при обработке экспериментальных данных в полулогарифмических координатах наблюдается не только при времени большем, чем определенное по (2.22), но также и на начальном участке КВД. Если фонтанную скважину закрывают на устье или останавливают насос, то поступ-

ление жидкости в скважину некоторое время продолжается за счет сжатия газа в НКТ и подъема уровня в затрубном пространстве. Поступающая в скважину жидкость, уходя из пласта не поднимает в нем давление. Поэтому в начальный период после остановки скважины замеренное забойное давление ниже, чем согласно (2.47). Со временем приток в скважину уменьшается, и, когда он становится пренебрежимо мал, экспериментальная кривая выходит на прямую, соответствующую (2.47) в полулогарифмических координатах. Чем меньше проницаемость пласта, тем больше времени нужно для выхода экспериментальных точек на прямую линию. Если проницаемость пласта мала, а вязкость жидкости значительна, то время выхода на прямую может оказаться очень большим. В таких случаях при обработке данных исследования применяют методы, учитывающие приток жидкости после остановки скважины [14, 29]. Если скважину закрывают на забое, а это обычно происходит при испытании пласта, то отклонение от линейного закона на начальном участке КВД объясняется нарушением свойств призабойной зоны при вскрытии продуктивного пласта.

По существу имеются два метода исследования скважин при неустановившемся режиме фильтрации.

Метод однократного изменения режима работы скважины. Это пуск простаивающей скважины с постоянным дебитом или остановка скважины, работавшей на установившемся режиме, снятие кривой изменения давления и обработка ее в координатах  $\Delta p - \lg t$ .

Метод двукратного изменения режима. Обычно это пуск долго простаивающей или пробуренной скважины с постоянным дебитом, отработка ее в течение времени, меньшем, чем нужно для достижения воронки в депрессии границ зоны дренирования этой скважины, и затем ее остановка. Обычно записывают и обрабатывают вторую кривую изменения давления в координатах  $p(t)$  или  $\Delta p - \lg [(T + t)/t]$ , где  $T$  — время работы скважины;  $t$  — текущее время восстановления давления.

Следует отметить, что теория упругого режима позволяет обрабатывать данные исследования скважин и при более сложном, произвольном изменении режима работы скважины.

**Задача 2.25.** При помощи комплекта испытательного инструмента был испытан пласт в интервале 2445—2510 м. Диаметр скважины 0,15 м. Время притока 4 ч, дебит перед закрытием 9,5 м<sup>3</sup>/ч, накопленная добыча 35 м<sup>3</sup> дегазированной нефти. Время восстановления давления 4 ч. Давление на забое перед закрытием скважины 27,3 МПа, давление насыщения 20,4 МПа. Объемный коэффициент нефти при давлении насыщения 1,8, вязкость нефти в пластовых условиях 0,8 мПа·с, коэффициент сжимаемости нефти  $4 \cdot 10^{-9}$  1/Па, коэффициент сжимаемости породы  $10^{-10}$  1/Па. Определить пластовое давление, свойства продуктивного пласта, потерю давления на преодоление дополнительных сопротивлений фильтрации в призабойной зоне. В табл. 2.4 приведены данные исследования и результаты обработки кривой восстановления давления.

Таблица 2.4 Данные исследования скважины

$p_{заб}$ , МПа	$t$ , с	$(T+t)/t$	$\lg [(T+t)/t]$	$p_{заб}$ , МПа	$t$ , с	$(T+t)/t$	$\lg [(T+t)/t]$
28,045	300	45,20	1,655	28,260	5 400	3,46	0,539
28,112	600	23,10	1,364	28,284	7 200	2,84	0,454
28,155	900	15,73	1,197	28,285	9 000	2,47	0,393
28,190	1500	9,84	0,993	28,295	10 800	2,23	0,348
28,220	2400	6,52	0,815	28,300	12 600	2,05	0,312
28,240	3600	4,68	0,671	28,305	14 400	1,92	0,283

**Решение.** Произведено двукратное изменение режима работы скважины. Данные исследования обрабатывают по методу Хорнера в координатах  $p_{заб}(t)$  и  $\lg [(T + t)/t]$ .

$$p_{заб} = p_{пл} - [2,3Q\mu b_n / (4\pi kh)] \lg [(T + t)/t]. \quad (2.48)$$

Определим расчетное время  $T$  работы скважины с постоянным дебитом

$$T = \Sigma Q / Q = 35 / 9,5 = 3 \text{ ч } 41 \text{ мин} = 13 \text{ 260 с.}$$

Используя данные табл. 2.4, нанесем экспериментальные точки (рис. 2.18). Угловой коэффициент прямой определяем из равенства

$$i = (p'_{заб} - p''_{заб}) / \{ \lg [(T + t')/t'] - \lg [(T + t'')/t''] \} = (28,18 - 28,01) / (1 - 2) = -0,17 \text{ МПа}. \quad (2.49)$$

Продолжая прямую до пересечения с осью ординат, получим значение пластового давления:  $p_{пл} = 28,35$  МПа.

Найдем объемный коэффициент нефти при пластовом давлении. При давлении насыщения 1 м<sup>3</sup> дегазированной нефти занимает объем 1,8 м<sup>3</sup>. При повышении давления этот объем вследствие сжимаемости нефти уменьшится на  $\Delta V$

$$\Delta V = V \beta_n \Delta p = 1,8 \cdot 4 \cdot 10^{-9} (28,35 - 20,40) \cdot 10^6 \cong 0,06 \text{ м}^3.$$

Объемный коэффициент нефти при пластовом давлении

$$b_n = b_n(p_{нас}) - \Delta V / 1 = 1,8 - 0,06 / 1 = 1,74.$$

Определим коэффициент гидропроводности из равенства

$$i = 2,3Q\mu b_n / (4\pi kh), \quad (2.50)$$

$$kh/\mu = 2,3Q b_n / (4\pi i) = 2,3 \cdot 9,5 \cdot 1,74 / (3600 \cdot 4 \cdot 3,14 \cdot 0,17 \cdot 10^6) = 4,95 \cdot 10^{-9} \text{ м}^3 / (\text{Па} \cdot \text{с}).$$

По данным коротажных диаграмм, эффективная толщина в исследуемом интервале  $h = 38$  м. Проницаемость продуктивного пласта

$$k = (kh/\mu) (\mu/h) = 4,95 \cdot 10^{-9} \cdot 0,8 \cdot 10^{-3} / 38 = 0,104 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2.$$

При расчете коэффициента пьезопроводности примем, что коэффициент сжимаемости пористой среды равен коэффициенту сжи-



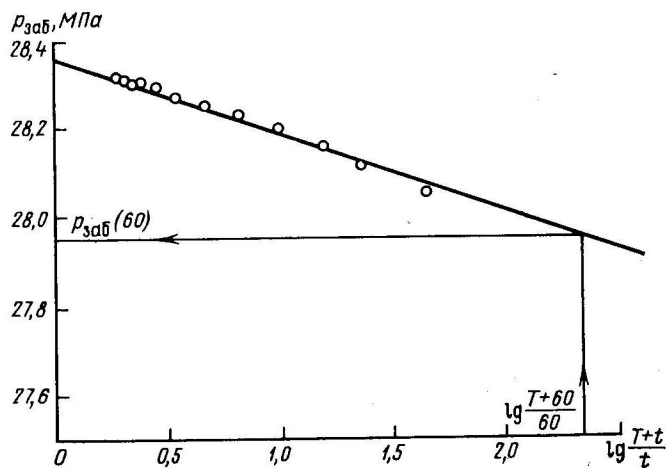


Рис. 2.18. Кривая восстановления давления в координатах  $p_{заб}$  и  $\lg [(T + t)/t]$

маемости породы, пористость продуктивного пласта равна 10 %  
 $\kappa = k/[\mu(m\beta_n + \beta_c)] = 0,104 \cdot 10^{-12}/[0,8 \cdot 10^{-3}(0,1 \cdot 4 \cdot 10^{-9} + 10^{-10})] =$   
 $= 0,26 \text{ м}^2/\text{с}.$

Показатель скин-эффекта или суммарный коэффициент дополнительных потерь давления в призабойной зоне определяем по формуле

$$S = 1,15 [(p_{заб}(60) - p_{заб 0})/i - \lg(\kappa/r_c^2) - 2,13], \quad (2.51)$$

где  $p_{заб}(60)$  — забойное давление через 60 с после остановки скважины (см. рис. 2.18);  $p_{заб 0}$  — забойное давление на установившемся режиме

$$S = 1,15 [(27,95 - 27,30)/0,17 - \lg(0,26/0,075^2) - 2,13] = 0,03.$$

Потери давления на преодоление дополнительных сопротивлений в призабойной зоне в соответствии с (2.10) и (2.50)

$$\Delta p_{доп} = iS/1,15 = 0,17 \cdot 0,03/1,15 = 0,0044 \text{ МПа}. \quad (2.52)$$

Относительные дополнительные потери

$$\eta = 100\Delta p_{доп}/(p_n - p_{заб 0}) = 100 \cdot 0,0044/(28,35 - 27,30) = 0,42 \text{ \%}.$$

Потери на дополнительные сопротивления в призабойной зоне пренебрежимо малы, качество вскрытия продуктивного пласта очень хорошее.

Сделаем некоторые общие замечания, касающиеся обработки данных исследования скважин при неустановившемся режиме работы.

1. Если цель исследований только определение коэффициентов гидропроводности и проницаемости пласта, то обработку данных

исследования можно вести в любой размерности времени. Действительно, эти два параметра зависят от уклона  $i$  линейного участка КВД, а при определении углового коэффициента по (2.49) или (2.53) в знаменателе находится разность логарифмов времени или отношения времени, т. е. в конечном счете всегда логарифм отношения времени.

При определении  $S$  или приведенного радиуса на основании исследования скважины при обработке данных масштаб времени нужно брать в соответствии с размерностью коэффициента пьезопроводности. Если размерность  $\kappa$  —  $[\text{м}^2/\text{с}]$ , то при обработке данных исследования время берут в секундах, а приведенный радиус скважины получают в метрах. Если время взять в часах, то при определении  $S$  или  $r_0$  размерность  $\kappa$  —  $[\text{м}^2/\text{ч}]$ .

2. Различные виды дополнительных сопротивлений в призабойной зоне не могут влиять на свойства продуктивного пласта на удалении от скважины, а следовательно, и на уклон линейного участка КВД. С ростом несовершенства скважины линейный участок КВД в координатах  $\Delta p - \lg t$  или  $\lg [(T + t)/t]$  смещается вверх, а угловой коэффициент остается постоянным.

3. По (2.51) можно определить не только суммарный коэффициент дополнительных потерь, но коэффициент, обусловленный только изменением проницаемости. Для этого нужно знать коэффициенты несовершенства скважины по степени и характеру вскрытия, определить приведенный радиус  $r_0$  с учетом этих коэффициентов и в (2.51) вместо  $r_c$  подставить  $r_0$ . Тогда при линейном законе фильтрации по (2.51) получим коэффициент дополнительных сопротивлений за счет изменения проницаемости в призабойной зоне.

4. Как коэффициенты несовершенства скважины, так и приведенный радиус характеризуют дополнительные сопротивления фильтрации жидкости в призабойной зоне, вызванные той или иной причиной [см. формулу (2.5)]. Более того, эти параметры взаимосвязаны, т. е. зная один, можно легко определить другой [см. формулу (2.6)].

**Задача 2.26.** Скважину из бурения вводят в эксплуатацию фонтанным способом. После отработки в течение 12 ч на штуцере 16 мм скважина закрыта для снятия КВД. Дебит перед закрытием  $Q = 240$  т/сут, накопленная добыча 82 т. Данные расшифровки картограммы скважинного манометра и расчетные данные, необходимые для построения КВД, сведены в табл. 2.5.

Определить пластовое давление, свойства продуктивного пласта, потери давления на преодоление дополнительных сопротивлений в призабойной зоне при следующих исходных данных: эффективная толщина пласта 24 м; радиус скважины по долоту 0,124 м; коэффициенты несовершенства скважины по степени и характеру вскрытия 1,8 и 3,0; плотность дегазированной нефти 820  $\text{кг}/\text{м}^3$ , вязкость нефти в пластовых условиях 1  $\text{мПа}\cdot\text{с}$ ; объемный коэффициент нефти 1,4; коэффициент сжимаемости нефти  $1,5 \cdot 10^{-9}$  1/Па; коэффициент сжимаемости пористой среды  $10^{-10}$  1/Па; пористость коллектора 15 %.

Таблица 2.5 Результаты исследования скважины

$t$ , мин	$p_{заб}$ , МПа	$(T+t)/t$	$lg [(T+t)/t]$	$t$ , мин	$p_{заб}$ , МПа	$(T+t)/t$	$lg [(T+t)/t]$
0	20,30	$\infty$	—	30	21,50	17,4	1,241
1	21,08	493,0	2,693	45	21,55	11,9	1,077
2	21,26	247,0	2,393	60	21,59	9,2	0,964
3	21,32	165,0	2,217	90	21,64	6,47	0,811
4	21,34	124,0	2,093	120	21,68	5,10	0,708
5	21,36	99,4	1,997	180	21,71	3,73	0,572
7	21,37	71,3	1,853	240	21,74	3,05	0,484
10	21,39	50,2	1,701	360	21,78	2,37	0,374
15	21,42	33,8	1,529	480	21,80	2,02	0,306
20	21,44	25,6	1,408	600	21,82	1,82	0,260

Решение. При исследовании данной скважины как продолжительность ее работы, так и время восстановления давления достаточно малы, чтобы утверждать, что зона нарушения режима не достигла границ зоны дренирования скважины ни во время ее работы, ни при снятии КВД. Поэтому для обработки данных исследования воспользуемся методом Хорнера.

Определяем расчетное время работы скважины

$$T = \Sigma Q/Q = 82 \cdot 24 \cdot 60 / 240 = 492 \text{ мин.}$$

Рассчитываем параметр  $lg [(T+t)/t]$  (см. табл. 2.5), строим (см. рис. 2.17) кривую восстановления давления в полулогарифмических координатах. КВД имеет два линейных участка: ближайший к скважине с угловым коэффициентом  $i_1$ , более удаленный  $i_2$ . Начальный участок КВД не является прямой линией вследствие притока жидкости в скважину после закрытия ее на устье.

Определяем уклон линейных участков

$$i_1 = (21,36 - 21,23) / (2 - 3) = -0,13 \text{ МПа;}$$

$$i_2 = (21,90 - 21,58) / (0 - 1) = -0,32 \text{ МПа.}$$

Продолжением линейного участка с уклоном  $i_2$  до пересечения с осью ординат определяем пластовое давление  $p_{пл} = 21,90$  МПа.

Два линейных участка на КВД можно объяснить тем, что продуктивный пласт состоит из двух зон с разными средними гидродинамическими характеристиками:

гидропроводностями

$$\left(\frac{kh}{\mu}\right)_1 = \frac{2,3Qb_H}{4\pi i_1} = \frac{2,3 \cdot 240 \cdot 10^3 \cdot 1,4}{820 \cdot 86 \cdot 400 \cdot 4 \cdot 3,14 \cdot 0,13 \cdot 10^6} = 6,68 \cdot 10^{-9} \text{ м}^3 / (\text{Па} \cdot \text{с}),$$

$$\left(\frac{kh}{\mu}\right)_2 = \frac{2,3Qb_H}{4\pi i_2} = \frac{2,3 \cdot 240 \cdot 10^3 \cdot 1,4}{820 \cdot 86 \cdot 400 \cdot 4 \cdot 3,14 \cdot 0,32 \cdot 10^6} = 2,71 \cdot 10^{-9} \text{ м}^3 / (\text{Па} \cdot \text{с}).$$

коэффициентами проницаемости

$$k_1 = (kh/\mu)_1 \cdot (\mu/h) = 6,68 \cdot 10^{-9} \cdot 1 \cdot 10^{-3} / 24 = 0,278 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2,$$

$$k_2 = 0,113 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2,$$

коэффициентами пьезопроводности

$$\kappa_1 = k_1 / [\mu (m\beta_H + \beta_c)] = 0,278 \cdot 10^{-12} / [10^{-3} (0,15 \cdot 1,5 \cdot 10^{-9} + 10^{-10})] = 0,86 \text{ м}^2/\text{с} = 51,6 \text{ м}^2/\text{мин},$$

$$\kappa_2 = 0,35 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Радиус внутренней зоны оценим по (2.21):

$$R = 2\sqrt{\kappa t_1} = 2\sqrt{51,6 \cdot 16,07} \approx 58 \text{ м},$$

где  $t_1$  — определено по графику (см. рис. 2.18), на котором точка пересечения прямых соответствует  $lg [(T+t_1)/t_1] = 1,5$ . Для оценки  $R$  в неоднородном пласте нет смысла использовать более точные зависимости.

Для определения коэффициента  $C_3$  дополнительных потерь давления в призабойной зоне, вызванных изменением ее проницаемости, воспользуемся (2.51). Для этого в (2.51) вместо радиуса скважины нужно использовать приведенный радиус, учитывающий коэффициенты несовершенства скважины по степени и характеру вскрытия и отклонение режима фильтрации от линейного. Индикаторные линии соседних скважин, работавших с близкими дебитами, были прямыми, поэтому можно принять, что и в исследуемой скважине инерционные потери отсутствуют и  $C_4 = 0$ . Определим приведенный радиус  $r_0$

$$r_0 = r_c \exp [-(C_1 + C_2)] = 0,124 \exp [-(1,8 + 3)] = 1,02 \cdot 10^{-3} \text{ м}.$$

В (2.51) последний член в скобках является численным выражением  $lg 2,25 t$ , где  $t = 60$  с. При обработке результатов исследования скважины масштаб времени взят в минутах, поэтому для  $t = 1$  мин,  $lg 2,25 t = 0,35$ .

Определим коэффициент дополнительных потерь по проницаемости

$$S = C_3 = 1,15 [(p_{заб(1)} - p_{заб(0)}) / i_1 - lg (\kappa_1 / r_0^2) - 0,35] = 1,15 \{ (21,27 - 19,90) / 0,13 - lg [51,6 / (1,02 \cdot 10^{-3})^2] - 0,35 \} = 2,86.$$

Потери давления в призабойной зоне на преодоление дополнительных сопротивлений

$$\Delta p_{дC1} = i_1 C_1 / 1,15 = 0,13 \cdot 1,8 / 1,15 = 0,203 \text{ МПа; } \Delta p_{дC2} = 0,339 \text{ МПа;}$$

$$\Delta p_{дC3} = i_1 S / 1,15 = 0,13 \cdot 2,86 / 1,15 = 0,323 \text{ МПа.}$$

Относительные дополнительные потери

$$\eta_{C1} = 10,2 \text{ %; } \eta_{C2} = 17,0 \text{ %;}$$

$$\eta_{C3} = 100 \Delta p_{дC3} / (p_n - p_{заб(0)}) = 100 \cdot 0,323 / (21,90 - 19,90) = 16,2 \text{ %}.$$

Итак, только 56,6 % депрессии расходуется на движение нефти в пористой среде. Остальная энергия тратится на преодоление сопротивлений в призабойной зоне. Что касается потерь, вызванных

несовершенством скважины по степени вскрытия, они, по-видимому, неизбежны: вскрытие нефтяного пласта не на полную толщину обуславливается обычно близостью ВНК. Другие источники дополнительных сопротивлений можно и нужно устранить, осуществляя дополнительную перфорацию или другой вид связи скважины с пластом для уменьшения несовершенства по характеру вскрытия, либо применяя тот или иной метод воздействия на призабойную зону для уменьшения несовершенства скважины по проницаемости.

Коэффициент дополнительных потерь вследствие ухудшения проницаемости призабойной зоны  $S_3$  характеризует качество вскрытия продуктивного пласта и освоения скважины.

**Задача 2.27.** Исследуют методом восстановления давления скважину, которая более двух месяцев работала на установившемся режиме с дебитом 80 т/сут. Забойное давление 9,7 МПа, т. е. больше давления насыщения. Эффективная толщина пласта 8 м, пористость 20 %. Плотность дегазированной нефти 850 кг/м<sup>3</sup>, объемный коэффициент 1,2, вязкость нефти в пластовых условиях 2,7 мПа·с, коэффициент сжимаемости нефти  $9,5 \cdot 10^{-10}$  1/Па, коэффициент сжимаемости пористой среды  $2 \cdot 10^{-10}$  1/Па. Радиус скважины по долоту 0,124 м, среднее расстояние до ближайших скважин 250 м.

Определить свойства продуктивного пласта, оценить пластовое давление и коэффициент продуктивности, определить приведенный радиус скважины, долю депрессии, приходящуюся на сопротивление в призабойной зоне.

**Решение.** Перед остановкой скважины режим можно считать установившимся, а давление на забое постоянным. Поэтому обработку результатов исследования проводим в координатах  $\Delta p - \lg t$ . В табл. 2.6 представлены данные исследования, по которым построена кривая восстановления давления (см. рис. 2.16)

Таблица 2.6 Данные для построения КВД

$t, c$	$\Delta p_{зab}, \text{ МПа}$	$\lg t$	$t, c$	$\Delta p_{зab}, \text{ МПа}$	$\lg t$
60	0,21	1,778	3 600	2,85	3,556
120	0,45	2,079	5 400	2,95	3,732
180	0,67	2,255	7 200	2,99	3,857
300	1,10	2,477	10 800	3,02	4,033
600	1,80	2,778	14 400	3,05	4,158
1200	2,35	3,079	18 000	3,07	4,255
1800	2,55	3,255	25 200	3,10	4,401
2700	2,75	3,431	36 000	3,15	4,556

Уклон линейного участка КВД

$$i = (\Delta p_{зab1} - \Delta p_{зab2}) / (\lg t_1 - \lg t_2) = (3,26 - 2,07) / (5 - 0) = 0,24 \text{ МПа.} \quad (2.53)$$

Продолжение линейного участка отсекает на оси  $\Delta p$  отрезок  $A = 2,07$  МПа.

Гидропроводность продуктивного пласта

$$kh/\mu = 2,3Qb/(4\pi i) = 2,3 \cdot 80 \cdot 10^3 \cdot 1,2 / (850 \cdot 86 \cdot 400 \cdot 4 \cdot 3,14 \cdot 0,24 \cdot 10^6) = 10^{-9} \text{ м}^3/(\text{Па} \cdot \text{с}).$$

Коэффициент проницаемости

$$k = (kh/\mu) (\mu/h) = 10^{-9} \cdot 2,7 \cdot 10^{-3} / 8 = 0,338 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2.$$

Коэффициент пьезопроводности

$$\kappa = k/[\mu (m\beta_n + \beta_c)] = 0,338 \cdot 10^{-12} / [2,7 \cdot 10^{-3} (0,2 \cdot 9,5 \cdot 10^{-10} + 2 \cdot 10^{-10})] = 0,32 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Приведенный радиус скважины

$$r_0 = \sqrt{2,25\kappa/10^{A/i}} = \sqrt{2,25 \cdot 0,32/10^{2,07 \cdot 0,24}} = 4,13 \cdot 10^{-5} \text{ м}.$$

Суммарный коэффициент дополнительных потерь  $S$  определяем из (2.6)

$$S = \ln(r_c/r_0) = \ln[0,124/(4,13 \cdot 10^{-5})] = 8,0.$$

Потерю давления на преодоление дополнительных сопротивлений в призабойной зоне находим по (2.52)

$$\Delta p_d = iS/1,15 = 0,24 \cdot 8/1,15 = 1,67 \text{ МПа}.$$

Депрессию давления при работе скважины на установившемся режиме определим, решая совместно (2.2) и (2.50)

$$\Delta p_{зab0} = i \ln(R_k/r_0)/1,15 = 0,24 \ln[250/(4,13 \cdot 10^{-5})]/1,15 = 3,26 \text{ МПа.} \quad (2.54)$$

Давление на расстоянии  $R_k = 250$  м от скважины при работе ее на установившемся режиме принимаем за пластовое

$$p_{пл} = p_{зab0} + \Delta p_{зab0} = 9,7 + 3,26 = 12,96 \text{ МПа}.$$

Коэффициент продуктивности скважины

$$K = Q/\Delta p_{зab0} = 80/3,26 = 24,5 \text{ т/(сут} \cdot \text{МПа)}.$$

Относительная потеря депрессии на преодоление дополнительных сопротивлений в призабойной зоне

$$\eta_S = 100\Delta p_d/\Delta p_{зab0} = 51,2 \text{ \%}.$$

Непроизводительные потери давления в призабойной зоне велики. Поэтому после выяснения причин этих потерь необходимо принять меры для их уменьшения.

Покажем, что определение суммарного коэффициента дополнительных потерь  $S$  по (2.51) дает те же результаты:

$$S = 1,15 [\Delta p_{зab}(60)/i - \lg(\kappa/r_c^2) - 2,13] = 1,15 [2,5/0,24 - \lg(0,32/0,124^2) - 2,13] = 8,0.$$

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПРОДУКТИВНОСТИ ПО ДАННЫМ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИНЫ МЕТОДОМ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ

При разработке продуктивных пластов малой проницаемости время стабилизации режима работы скважин значительно. Поэтому при исследованиях методом установившихся отборов происходят ощутимые потери в добыче, особенно, если скважина многодебитная. Гораздо экономичнее оказывается однократное изменение режима работы скважины, снятие КВД и по результатам ее обработки получение коэффициента продуктивности.

Этот метод был использован в предыдущей задаче. По (2.54) определялась депрессия на пласт перед остановкой скважины. Запишем указанную формулу иначе:

$$\Delta p = i [\ln (R_k/r_c) + S] / 1,15. \quad (2.55)$$

Для определения коэффициента продуктивности получим выражение

$$K = Q/\Delta p = 1,15Q / \{i [\ln (R_k/r_c) + S]\}. \quad (2.56)$$

Данный метод имеет ряд существенных недостатков: условность в величине радиуса дренирования  $R_k$ ; возможность влияния инерционных сил при работе скважины на установившемся режиме; меньшая точность, так как  $K$  определяется по одному режиму.

Эти недостатки можно уменьшить, если хотя бы раз наряду с методом восстановления давления провести исследования на установившихся режимах. Это даст возможность определить с достаточной точностью коэффициент продуктивности, выяснить степень влияния инерционных сил, вычислить  $R_k$ .

Выражение для коэффициента продуктивности из формулы Дюпюи следующее:

$$K = Q/\Delta p = 2\pi kh / \{b_{н\mu} [\ln (R_k/r_c) + S]\}. \quad (2.57)$$

Нетрудно убедиться в тождественности формул (2.56) и (2.57). Если принимать за  $S$  суммарный коэффициент дополнительных потерь энергии в призабойной зоне, то в (2.57)  $k$  является проницаемостью пласта, не искаженной влиянием скважины. Изменение проницаемости пласта во время эксплуатации скважины происходит редко, чаще меняются свойства призабойной зоны  $S$ .

Если на основании исследований при неустановившемся и установившихся режимах известны коэффициент продуктивности  $K_0$ , суммарный коэффициент несовершенства скважины  $S_0$  и радиус зоны дренирования  $R_k$ , а при очередных исследованиях методом восстановления давления определяют  $S_i$ , то коэффициент продуктивности на дату последнего исследования  $K_i$  можно получить на основании равенства (2.56) или (2.57) по формуле

$$K_i = K_0 [\ln (R_k/r_c) + S_0] / [\ln (R_k/r_c) + S_i]. \quad (2.58)$$

$R_k$  определяется из формулы (2.56) на основании результатов обоих видов исследования.

**Задача 2.28.** После освоения скважины были проведены оба вида гидродинамических исследований. КВД снимали после изменения дебита на 150 т/сут. Уклон линейного участка  $i = 0,36$  МПа,  $S_0 = 6,2$ . Индикаторная линия — прямая, коэффициент продуктивности  $K_0 = 34$  т/(сут·МПа). Радиус скважины по долоту  $r_c = 0,124$  м.

Через год была снята КВД. Обработка ее дала коэффициент дополнительных потерь  $S_i = 8,7$ . Определить коэффициент продуктивности на дату последнего исследования.

**Решение.** По (2.56) вычислим  $R_k$ :

$$R_k = r_c e^{\frac{1,15Q}{iK_0} S_0} = 0,124 e^{\frac{1,15 \cdot 150}{0,36 \cdot 34} \cdot 6,2} = 332 \text{ м.}$$

Коэффициент продуктивности

$$K_i = K_0 \frac{\ln (R_k/r_c) + S_0}{\ln (R_k/r_c) + S_i} = 34 \frac{\ln (332/0,124) + 6,2}{\ln (332/0,124) + 8,7} = 28,9 \text{ т/(сут·МПа).}$$

## 3. ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН

Основная цель этого процесса — снижение забойного давления скважины и пуск ее в эксплуатацию. Существуют различные способы освоения скважин. Рассмотрим вопросы, связанные с освоением скважины заменой жидкости на более легкую без поглощения ее пластом. К рассчитываемым параметрам относятся: забойное давление  $p_{заб}$ ; давление закачки жидкости  $p_3$ ; объем закачиваемой жидкости  $V_3$ ; продолжительность закачки  $T_3$ .

При расчетах этого процесса необходимо определить потери на трение не только в трубах круглого сечения, но и в кольцевых зазорах при движении как ньютоновских, так и неньютоновских вязкопластичных жидкостей при ламинарном (структурном) и турбулентном режимах.

### РАСЧЕТ ПОТЕРЬ НА ТРЕНИЕ

#### Расчет потерь на трение в трубе круглого сечения

**Задача 3.1.** Рассчитать и сопоставить потери на трение в трубе круглого сечения при замещении вязкопластичной жидкости (глинистого раствора) ньютоновской жидкостью (водой) для следующих исходных данных: длина трубы  $H = 2000$  м; внутренний диаметр трубы  $D_T = 0,076$  м; плотность глинистого раствора  $\rho_{г\lambda} = 1200$  кг/м<sup>3</sup>; плотность воды  $\rho_в = 1000$  кг/м<sup>3</sup>; вязкость воды  $\mu_в = 1$  мПа·с; объемный расход воды;  $Q_1 = 0,003$  м<sup>3</sup>/с,  $Q_2 = 0,015$  м<sup>3</sup>/с.

**Решение.** В обоих случаях глинистый раствор выдавливается из трубы полностью. Так как глинистый раствор — вязкопластичная жидкость, то для оценки пластической вязкости  $\eta$  и