

10 миллисекунд, что в 10 раз выше по сравнению со стандартным датчиком давления. Таким образом, высокая разрешающая способность и скорость записи обуславливают применение датчиков давления «кварцевого» типа для регистрации кривых изменения забойного и пластового давлений в высокопроницаемых газовых коллекторах с многофазным потоком в стволе скважины.

В таблице 1.4 приведены рекомендуемые диапазоны применения датчиков давления, а также временные схемы регистрации забойных параметров в зависимости от проницаемости коллектора.

Таблица 1.4 – Рекомендуемые диапазоны использования датчиков давления различного типа

Диапазон проницаемости, мД	0,1-10	10-100	100-500	свыше 500
Рекомендуемый тип прибора	стандартный	стандартный	стандартный или «кварцевый»	«кварцевый»
Рекомендуемая скорость записи, сек	5-15	1-5	1	0,1-0,5

1.3 Индикаторные кривые. Их анализ и применение в рамках отечественной школы и современных реалий. Определение дебито-зависимой составляющей скин-фактора в теории и на практике

С целью установления уравнения притока газа к забою скважины и выбора оптимального режима ее эксплуатации, на газовых скважинах проводятся исследования по методу установившихся отборов путем создания противодавления в выкидной линии с помощью штуцерирующих устройств различного диаметра. По результатам такого исследования строится график зависимости разности квадратов пластового и забойного давлений от дебита газа, называемый индикаторной кривой. Общее уравнение метода выглядит следующим образом

$$\bar{p}_R^2 - p_{wf}^2 = Aq_{sc} + Bq_{sc}^2, \quad (1.22)$$

$$A = \frac{43813,98 \cdot T_{p_{sc}} \bar{\mu}_g \bar{z}}{khT_{sc}} \left(\log \frac{A/r_w^2}{C_A} + 0,351 + 0,87s \right), \quad (1.23)$$

$$B = \frac{38066,01 \cdot T_{p_{sc}} \bar{\mu}_g \bar{z}}{khT_{sc}} D, \quad (1.24)$$

- где $\bar{p}_R$ - средневзвешенное по объему дренирования пластовое давление, кгс/см²;
- p_{wf} - забойное давление в скважине при текущем дебите, кгс/см²;
- A - коэффициент фильтрационного сопротивления, (кгс/см²)²/(тыс. м³/сут);
- q_{sc} - текущий дебит газа в С.У., тыс. м³/сут;
- B - коэффициент фильтрационного сопротивления, (кгс/см²)²/(тыс. м³/сут)²;
- T - пластовая температура, °K;
- p_{sc} - атмосферное давление при С.У. (1,0332 кгс/см²), кгс/см²;
- $\bar{\mu}_g$ - средняя вязкость пластового газа, сПз;
- $\bar{z}$ - средний коэффициент сверхсжимаемости пластового газа;
- k - проницаемость коллектора, мД;
- h - эффективная газонасыщенная толщина пласта, м;
- T_{sc} - температура при С.У. (293,15 °K), °K;
- A - площадь дренирования пласта скважиной, м²;
- r_w - радиус скважины по долоту, м;
- C_A - форм-фактор площади дренирования (для круговой конфигурации площади дренирования принимается равным 31,62);
- s - постоянная составляющая скин-фактора;
- D - темп изменения дебито-зависимой составляющей скин-фактора, (тыс. м³/сут)⁻¹.

Анализ индикаторной кривой заключается в построении графика зависимости $\frac{p_R^2 - p_{wf}^2}{q_{sc}} - \text{рисунк 1.25.}$

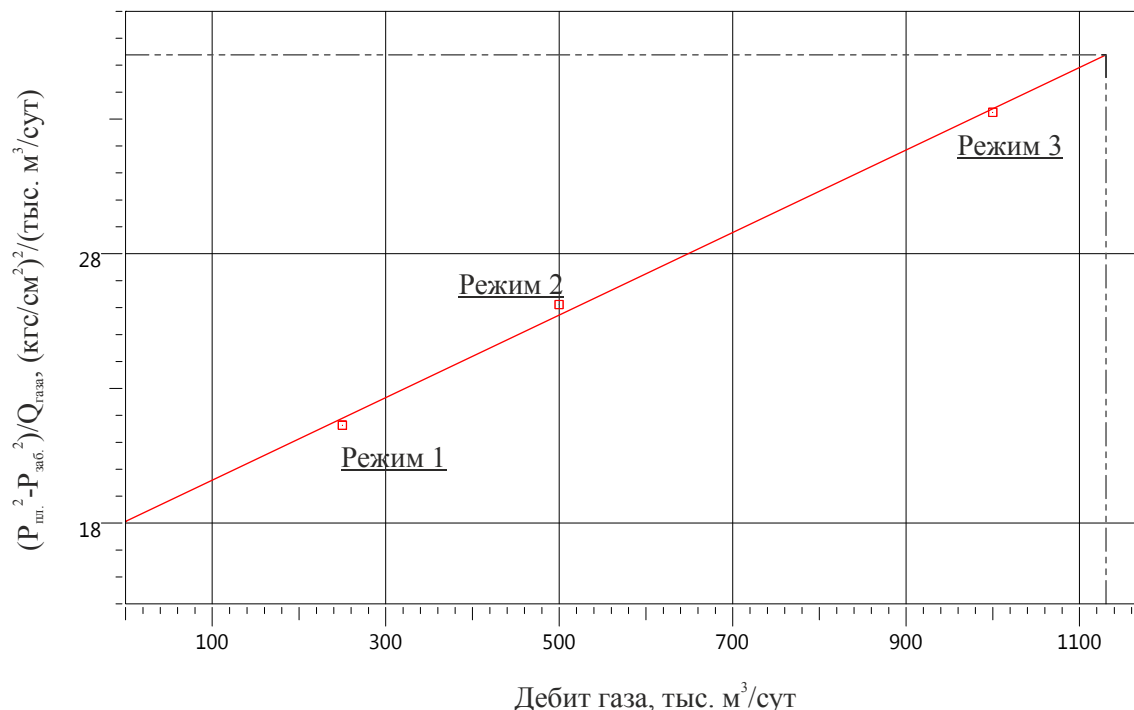


Рисунок 1.25 – Обработка индикаторной кривой

Полученный график описывается прямой линией, по пересечению с осью ординат определяется значение коэффициента фильтрационного сопротивления A , а по угловому коэффициенту прямой определяется значение коэффициента фильтрационного сопротивления B .

Анализируя выражение (1.23), можно отметить, что в формулу установившегося режима входит площадь дренирования пласта скважиной. Отсюда вытекает, что основным условием возможности достоверного определения коэффициента A является достижение на каждом из режимов исследования условий псевдо установившейся фильтрации, а именно достижением импульсом давления границ дренирования пласта скважиной.

На практике же выполнение этих условий труднодостижимо из-за низкой проницаемости коллектора, удаленности границ дренирования, ограничений по времени проведения исследования и количеству выпускаемого в атмосферу газа.

В связи с этим наиболее распространенным и практикуемым подходом к анализу индикаторных диаграмм на данный момент является построение двух индикаторных кривых, одна из которых строится по фактическим режимным точкам исследования, другая же – рассчитывается по выражениям (1.22-1.24) исходя из параметров пласта полученных по результатам интерпретации КВД или КСД.

Первая кривая носит название неустановившейся или нестабилизированной и используется для оценки неустановившегося коэффициента A и установившегося коэффициента B , поскольку как видно из выражения (1.24) коэффициент B не зависит от площади дренирования. В ряде случаев нестабилизированная кривая используется для адаптации расчетной стабилизированной кривой по значению коэффициента B , а также, о чем будет сказано ниже, оценки значения дебито-зависимой составляющей скин-фактора.

Уравнение неустановившейся индикаторной кривой имеет вид

$$\bar{p}_R^2 - p_{wf}^2(t) = A(t)q_{sc} + Bq_{sc}^2, \quad (1.25)$$

$$A = \frac{43813,98 \cdot T p_{sc} \bar{\mu}_g \bar{z}}{kh T_{sc}} \left(\log \frac{k \Delta t}{\phi \mu_i c_t r_w^2} + 3,10 + 0,87s \right), \quad (1.26)$$

- где $p_{wf}(t)$ - забойное давление в скважине при текущем дебите к моменту времени t , кгс/см²;
- $A(t)$ - коэффициент фильтрационного сопротивления к моменту времени t , (кгс/см²)²/(тыс. м³/сут);
- Δt - время, истекшее с момента пуска скважины в работу на режим с текущим дебитом, ч;
- ϕ - открытая пористость коллектора, д. е.;
- μ_i - вязкость газа при пластовом давлении, сПз;
- c_t - общая сжимаемость коллектора, (кгс/см²)⁻¹.

Стабилизированная индикаторная кривая, как было сказано ранее, рассчитывается по выражениям (1.22-1.24) исходя из параметров пласта

полученных по результатам интерпретации КВД или КСД. Основным расчетным параметром в этом случае выступает стабилизировавшееся забойное давление при текущем дебите скважины.

В качестве площади дренирования пласта скважиной может выступать либо участок коллектора, дренируемый скважиной в пределах геологических границ согласно структурным построениям, либо же, при наличии нескольких работающих скважин на площади, площадь дренирования, рассчитанная исходя из суточных суммарных объемов добычи по залежи или участку залежи, в случае отсутствия гидродинамической связи между ними, согласно выражению

$$A_w = A_T \left(\frac{q_w}{q_T} \right), \quad (1.27)$$

- где A_w - площадь дренирования пласта скважиной для испытываемой скважины, m^2 ;
- A_T - общая площадь залежи или участка залежи, m^2 ;
- q_w - суточный дебит испытываемой скважины, тыс. $m^3/сут$;
- q_T - суммарный суточный дебит по залежи или участку залежи, тыс. $m^3/сут$.

Форм-фактор площади дренирования определяется исходя из конфигурации границ дренирования по табулированным значениям – рисунок 1.26

<i>In bounded reservoirs</i>	C_A	$\ln C_A$	$\frac{1}{2} \ln \left(\frac{2.2458}{C_A} \right)$	<i>Exact for $t_{DA} >$</i>	<i>Less than 1% error for $t_{DA} >$</i>	<i>Use infinite system solution with less than 1% error for $t_{DA} >$</i>
	31.62	3.4538	-1.3224	0.1	0.06	0.10
	31.6	3.4532	-1.3220	0.1	0.06	0.10
	27.6	3.3178	-1.2544	0.2	0.07	0.09
	27.1	3.2995	-1.2452	0.2	0.07	0.09
	21.9	3.0865	-1.1387	0.4	0.12	0.08
	0.098	-2.3227	+1.5659	0.9	0.60	0.015
	30.8828	3.4302	-1.3106	0.1	0.05	0.09
	12.9851	2.5638	-0.8774	0.7	0.25	0.03
	10132	1.5070	-0.3490	0.6	0.30	0.025
	3.3351	1.2045	-0.1977	0.7	0.25	0.01
	21.8369	3.0836	-1.1373	0.3	0.15	0.025
	10.8374	2.3830	-0.7870	0.4	0.15	0.025
	10141	1.5072	-0.3491	1.5	0.50	0.06
	2.0769	0.7309	-0.0391	1.7	0.50	0.02
	3.1573	1.1497	-0.1703	0.4	0.15	0.005
	0.5813	-0.5425	+0.6758	2.0	0.60	0.02
	0.1109	-2.1991	+1.5041	3.0	0.60	0.005
	5.3790	1.6825	-0.4367	0.8	0.30	0.01
	2.6896	0.9894	-0.0902	0.8	0.30	0.01
	0.2318	-1.4619	+1.1355	4.0	2.00	0.03
	0.1155	-2.1585	+1.4838	4.0	2.00	0.01
	2.3606	0.8589	-0.0249	1.0	0.40	0.025
In vertically fractured reservoirs use $(x_e/x_f)^2$ in place of A/r_w^2 , for fractured systems						
	2.6541	0.9761	-0.0835	0.175	0.08	cannot use
	2.0348	0.7104	+0.0493	0.175	0.09	cannot use
	1.9986	0.6924	+0.0583	0.175	0.09	cannot use
	1.6620	0.5080	+0.1505	0.175	0.09	cannot use
	1.3127	0.2721	+0.2685	0.175	0.09	cannot use
	0.7887	-0.2374	+0.5232	0.175	0.09	cannot use
In water-drive reservoirs						
	19.1	2.95	-1.07	-	-	-
In reservoirs of unknown production character						
	25.0	3.22	-1.20	-	-	-

Рисунок 1.26 – Значения форм-факторов для различных конфигураций границ дренирования

При неизвестной конфигурации границ дренирования используется стандартное значение форм-фактора для круговой площади дренирования равное 31,62.

В качестве значения средневзвешенного по объему дренирования пластового давления могут использоваться, в зависимости от ситуации, несколько различных величин:

- в случае, когда за время КВД или КСД использованной для интерпретации и определения параметров пласта, границы дренирования достигнуты не были, то в качестве средневзвешенного пластового давления используется текущее контурное пластовое давление определенное методом Хорнера или же по методу типовых кривых. При этом считается, что на большей части площади дренирования пласта скважиной доминирует контурное пластовое давление, поскольку не были достигнуты границы дренирования и, соответственно, условия псевдо установившегося режима;

- в случае, когда за время КВД или КСД использованной для интерпретации и определения параметров пласта, были достигнуты границы дренирования, предварительно рассчитывается средневзвешенное пластовое давление исходя из полученного значения площади дренирования, забойного давления и дебита на режиме предшествующем закрытию скважины на КВД или забойного давления и дебита на режиме в течении которого была зарегистрирована КСД. Расчет ведется по уравнению установившегося режима согласно выражениям (1.22-1.24);

- в случае, когда за время проведения исследования фиксируется значительное падение пластового давления, соответствующее истощению залежи в процессе исследования, для каждого из режимов рассчитывается свое значение пластового давления методом материального баланса исходя из накопленной добычи по скважине к концу того или иного режима.

Анализ индикаторных диаграмм в рамках отечественной нефтегазопромысловой практики во многом аналогичен рассмотренной выше методике. Однако существует ряд отличий, на которые следует обратить внимание.

Общая формулировка уравнения установившегося режима для газовой скважины наиболее распространенная в отечественной технической литературе имеет вид

$$p_{пл}^2 - p_3^2 = aQ + bQ^2, \quad (1.28)$$

$$a = \frac{116 \cdot \mu z p_{ат} T_{пл}}{\pi k h T_{ст}} \ln \frac{R_k}{R_c}, \quad (1.29)$$

$$b = \frac{\rho_{ст} z p_{ат} T_{пл}}{2\pi^2 l h^2 T_{ст}} \left(\frac{1}{R_c} - \frac{1}{R_k} \right), \quad (1.30)$$

- где
- $p_{пл}$ - пластовое давление, кгс/см²;
 - p_3 - забойное давление, кгс/см²;
 - a - коэффициент фильтрационного сопротивления, (кгс/см²)²/(тыс. м³/сут);
 - Q - дебит газа в С.У., тыс. м³/сут;
 - b - коэффициент фильтрационного сопротивления, (кгс/см²)²/(тыс. м³/сут)²;
 - μ - коэффициент динамической вязкости газа в пластовых условиях, сПз;
 - z - коэффициент сверхсжимаемости пластового газа;
 - $p_{ат}$ - атмосферное давление при С.У. (1,0332 кгс/см²), кгс/см²;
 - $T_{пл}$ - пластовая температура, °К;
 - π - длина дуги окружности (постоянная равная 3,14);
 - k - проницаемость пласта, Д;
 - h - эффективная газонасыщенная толщина пласта, м;
 - $T_{ст}$ - температура при С.У. (293,15 °К), °К;
 - R_k - радиус контура питания, м;
 - R_c - радиус скважины по долоту, м;
 - $\rho_{ст}$ - плотность газа в С.У. кг/м³;
 - l - коэффициент макрошероховатости пласта, мм.

В целом выражения (1.28-1.30) соответствуют выражениям (1.22-1.24), поскольку они основаны на одном и том же уравнении Дарси в двухчленной формулировке Форхгеймера.

В выражении (1.29) отсутствует значение постоянной составляющей скин-фактора, тем не менее, при обработке фактического материала графоаналитическим способом, оно будет учитываться в неявном виде под значением радиуса скважины, при этом такой радиус скважины будет называться приведенным

$$R_{c.пр} = R_c e^{-s}, \quad (1.31)$$

где $R_{c.пр}$ - приведенный радиус скважины, м;
 e - Неперово число (постоянная равная 2,7183);
 s - постоянная составляющая скин-фактора.

В выражении (1.30) дебито-зависимая составляющая скин-фактора разложена на составные компоненты.

Обработка индикаторной кривой в отечественной нефтегазопромысловой практике осуществляется аналогично описанному выше механизму анализа графика зависимости $\frac{p_R^2 - p_{wf}^2}{q_{sc}} - q_{sc}$ (рисунок 1.25).

Основные отличия заключаются в следующем:

- при построении индикаторной кривой в качестве пластового давления используется последнее давление, записанное на КВД. Данная процедура справедлива лишь в том случае, если за время КВД были достигнуты границы дренирования пласта скважиной. В большинстве же практических случаев за время КВД границы дренирования пласта скважиной не достигаются, и давление продолжает расти уже после окончания регистрации КВД, что приводит к некорректным построениям индикаторной кривой. В связи с этим, рекомендуемым подходом к анализу ИК является рассмотренный выше процесс выбора средневзвешенного пластового давления исходя из конкретной ситуации;

- построение индикаторной кривой осуществляется лишь по фактическим точкам, расчет и построение стабилизированной индикаторной кривой не производится. Как было рассмотрено выше, в этом случае полученный коэффициент А будет являться неустановившимся и не может быть использован в

прогнозных расчетах показателей разработки месторождения с достаточной степенью точности. Более рациональным подходом является построение двух индикаторных кривых – по фактическим точкам и стабилизированной, с использованием последней при расчете прогнозных показателей разработки месторождения. Такой подход позволяет абстрагироваться от влияния временных параметров проведения исследования на условия достижения псевдо установившейся фильтрации и получить истинные значения забойных давлений соответствующие длительной работе скважины при условиях псевдо установившейся фильтрации;

- в ряде случаев в отечественной нефтегазопромысловой практике индикаторные кривые используются для оценки значения проницаемости коллектора. Анализируя выражения (1.22-1.24) можно отметить, что для случая расчета проницаемости по ИК в уравнении установившегося режима мы имеем две неизвестные – проницаемость коллектора и общий скин-фактор, складывающийся из постоянной составляющей и дебито-зависимой составляющей. Таким образом, оценка одной из них требует априорного знания другой из сторонних источников (например, результатов интерпретации КВД). В отечественной же нефтегазопромысловой практике знанием общего скин-фактора пренебрегают, и оценка проницаемости производится прямым способом по выражениям (1.28-1.30). При этом в качестве радиуса скважины используется значение радиуса скважины по долоту и, соответственно, при отрицательном значении скин-фактора интерпретатор получает завышенное значение проницаемости, при положительном – заниженное. Дальнейшее использование такого значения проницаемости в расчете прогнозных показателей разработки приводит к существенным погрешностям, в связи с чем, практика расчета проницаемости по ИК является не рекомендуемой;

- часто в отечественной нефтегазопромысловой практике в выражение (1.28) вводится дополнительный свободный член, при этом уравнение принимает следующий вид

$$p_{пл}^2 - p_3^2 = aQ + bQ^2 + c, \quad (1.32)$$

где c - дополнительный коэффициент фильтрационного сопротивления, $(\text{кгс}/\text{см}^2)^2$.

Свободный член вводится в случаях, когда точки индикаторной кривой имеют существенный разброс и отклоняются от уравнения прямой линии. Сам же разброс точек может быть вызван неточностями в определениях дебита из-за гидратообразования или нарушения условий сепарации, а также отсутствием выноса жидкости с забоя скважины на отдельных режимах исследования. Если с математической точки зрения такой шаг является допустимым, поскольку преобразуется уравнение для повышения корреляции с фактическими точками, то с точки зрения подземной гидродинамики такой шаг является абсурдным, поскольку природный газ приравнивается к неньютоновским жидкостям, имеющим начальное напряжение сдвига (гель, отдельные буровые растворы, природные битумы). Такая практика является не рекомендуемой, а сами индикаторные кривые с дополнительным фильтрационным сопротивлением следует подвергать тщательному анализу с целью выявления причин значительного разброса точек, отбраковки отдельных режимных точек, либо же отбраковки всего исследования в целом.

Сравнив используемый и рекомендуемый подходы к анализу индикаторных кривых, рассмотрим механизм определения дебито-зависимой составляющей скин-фактора в теории и на практике.

В общем случае оценка дебито-зависимой составляющей скин-фактора заключается в интерпретации КВД или КСД записанных как минимум на трех режимах исследования скважины с целью установления значения общего скин-фактора на каждом из этих режимов. Далее строится график зависимости $s' - q_{sc}$ - рисунок 1.27.

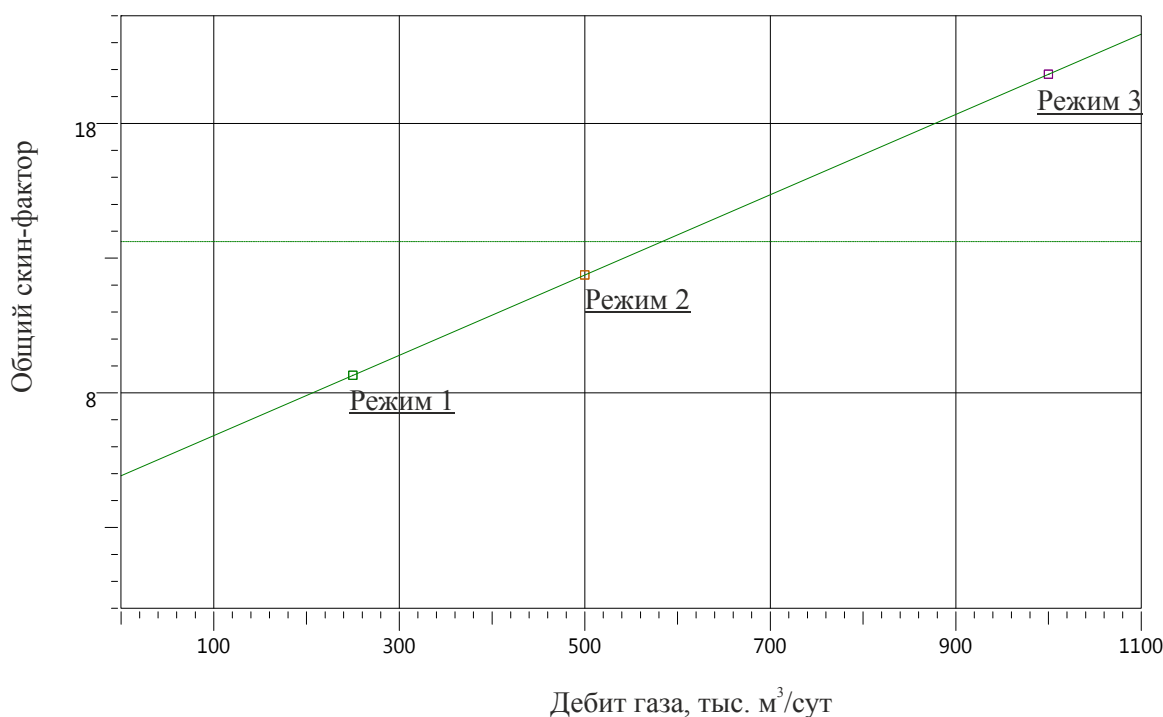


Рисунок 1.27 – Определение дебито-зависимой составляющей скин-фактора

Полученный график описывается прямой линией, по пересечению с осью ординат определяется значение постоянной составляющей скин-фактора s , а по угловому коэффициенту прямой определяется значение темпа изменения дебито-зависимой составляющей скин-фактора D .

На практике же реализация такой методики может быть затруднена по следующим причинам:

- отсутствия достаточного количества остановок между режимами должной продолжительности, обеспечивающей надежное выделение участка радиального притока и достоверную оценку общего скин-фактора и проницаемости коллектора;
- влияния шумов, создаваемых многофазным потоком и эффектов суперпозиции от предыдущих режимов на форму КСД записанных при работе на режимах, не позволяющего надежно выделить участок радиального притока и произвести достоверную оценку общего скин-фактора и проницаемости коллектора.

В связи с этим более эффективным способом оценки дебито-зависимой составляющей скин-фактора является ее расчет из коэффициента фильтрационного сопротивления B индикаторной кривой построенной по фактическим точкам.

Порядок действий в этом случае таков:

- осуществляется интерпретация КВД или КСД выбранной в качестве основной интерпретационной группы давлений для оценки значений проницаемости и общего скин-фактора;

- производится построение индикаторной кривой по фактическим точкам и определение коэффициента фильтрационного сопротивления B ;

- по значению B , согласно выражению (1.24), рассчитывается темп изменения дебито-зависимой составляющей скин-фактора D исходя из проницаемости полученной при интерпретации КВД или КСД;

- по формуле (1.11) рассчитывается постоянная составляющая скин-фактора;

- на заключительном этапе осуществляется воспроизведение всей истории исследования исходя из полученных значений постоянной и дебито-зависимой составляющих скин-фактора.

Следует отметить, что рассмотренный порядок анализа индикаторных кривых и расчета дебито-зависимой составляющей скин-фактора следует применять только в том случае, когда при интерпретации исследования, проведенного с соблюдением технологического регламента, на всей истории исследования диагностируется дебито-зависимый характер изменения скин-фактора. В противном же случае, если вся история исследования описывается одной моделью, полученной по результатам интерпретации представительной группы давлений, индикаторная кривая будет описываться законом Дарси в одночленной формулировке с одним коэффициентом фильтрационного сопротивления A , дебито-зависимая же составляющая скин-фактора D будет равна нулю.