Библиографический список

- 1. Каган Я. М., Бячков А. И. Совершенствование методов разработки и применения крупных блоков на нефтяных промыслах Западной Сибири: обзорная информация. М.: ВНИИОЭНГ, 1987. 60 с.
- 2. Обустройство нефтяных промыслов в СССР и за рубежом с использованием суперблоков: обзорная информация / Л. В. Андриенко [и др.]. М.: ВНИИОЭНГ, 1988. 44 с.
- 3. Сбор, подготовка и хранение нефти и газа. Технологии и оборудование: учеб. пособие для студентов вузов / Р. С. Сулейманов [и др.]. Уфа: Нефтегазовое дело, 2007. 450 с.
- Соколов С. М., Горбатиков В. А. Обустройство нефтяных месторождений Западной Сибири: от принципов обустройства до проблем модернизации // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 5. – С. 22–25.
 - 5. Хуснутдинов М. Х. Технология и организация обустройства нефтегазовых промыслов. М.: Недра, 1993. 364 с.

Сведения об авторах

Иванов Вадим Андреевич, д. т. н., профессор кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89088743877, e-mail: ivanov_v_a@list.ru

Соколов Сергей Михайлович, д. т. н., профессор кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Ivanov V. A., Doctor of Engineering, Professor at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen, phone: 89088743877, e-mail: ivanov_v_a@list.ru

Sokolov S. M., Doctor of Engineering, Professor at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen

УДК 622.276

ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МОДЕЛИ СТАЦИОНАРНОЙ ДВУХФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

FEATURES OF APPLICATION OF MODEL OF THE STATIONARY TWO-PHASE FILTRATION FOR OIL FIELDS DEVELOPMENT

В. А. Коротенко, С. И. Грачев, Н. П. Кушакова V. A. Korotenko, S. I. Grachev, N. P. Kushakova

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: двухфазная фильтрация; коэффициенты насыщенности; относительные фазовые проницаемости; капиллярное давление

Key words: two-phase filtration; coefficients of saturation; relative permeabilities; capillary pressure

При проектировании технологий извлечения подвижных запасов нефти из залежей, охваченных заводнением, применяются гидродинамические модели, которые основываются на уравнениях механики многофазной нестационарной фильтрации флюидов в сплошной пористой среде. Изучаются изменения физических параметров флюидов и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллектора посредством лабораторных исследований, с последующим построением реологических уравнений или уравнений состояния. Совокупность дифференциальных и реологических уравнений является основой для описания процессов фильтрации многофазных сред. Моделирование физических процессов, происходящих в пласте, описывается системой нелинейных дифференциальных уравнений, которые решаются приближенными аналитическими или численными методами [1–4].

Рассмотрим двухфазную фильтрацию вытеснения нефти водой для изотермического процесса. Для исследования нестационарной фильтрации имеем два дифференциальных уравнения в частных производных

$$\frac{\partial F_{1i}}{\partial t} = \frac{a_{0i}}{\beta_{2i}} div F_{2i},$$

$$F_{1i} = s_i \left(1 + \beta_{1i} (p_i - p_0) \right), F_{2i} = k_i^* (s_i) grad \left(1 + \beta_{2i} (p_i - p_0) \right), \tag{1}$$

$$a_{0i} = \frac{k_0}{m_0 \mu_{0i}}, \beta_{1i} = \alpha_m + \alpha_{\rho i}, \quad \beta_{2i} = \alpha_{\rho i} + \alpha_k - \alpha_{\mu i},$$

где $\alpha_{\rho i}$ — коэффициенты сжимаемости флюида; $\Delta p_i = p_i - p_0$ — изменение давления (депрессия или репрессия); $\alpha_{\mu i}$ — коэффициенты зависимости вязкости от давления; α_{ki} — коэффициенты изменения проницаемости от давления; i=1 или b,2 или n — вода, нефть; a_{0i} — коэффициент, учитывающий начальные физические свойства пласта и флюида; $k_i^*(s_i)$ — относительные фазовые проницаемости (ОФП); s_i — коэффициенты насыщенности.

Зависимость между коэффициентом водонасыщенности s_b и давлением нагнетания приведена в работе [5]. Увеличение водонасыщенности в пласте зависит от количества поступаемой в пласт воды, а следовательно, от давления нагнетания

$$s_b(r,t) = s_0 + (s^* - s_0) \frac{\Delta p_b}{\Delta p_c} = s_0 + (s^* - s_0) \frac{f_k(r,\rho(t))}{f_k(r_c,\rho(t))},$$
 (2)

где s_0 — остаточная водонасыщенность; s^* — предельное значение коэффициента водонасыщенности, при котором фильтрация нефти прекращается; Δp_b — репрессия, $\Delta p_b = \Delta p_I$ в произвольной точке пласта; Δp_c — репрессия на забое нагнетательной скважины; $f_k(r, \rho(t))$ — функция давления, зависящая от координат; $f_k(r_c, \rho(t))$ — значение f_k на забое нагнетательной скважины.

Отметим, что по определению коэффициенты насыщенности характеризуют объемное содержание флюидов в емкостном пространстве.

Рассмотрим частный случай вытеснения нефти водой — стационарную фильтрацию. Опуская индекс i=1 для вытесняющей фазы (воды), в случае плоскорадиальной установившейся фильтрации первое уравнение системы (1) примет вид

$$\frac{\partial}{\partial r}(rF_2) = 0. {3}$$

В результате интегрирования (3) получим выражение для определения величины давления. Константы интегрирования для стационарной фильтрации определяются из следующих граничных условий: при $r=r_c$ $p(r_c)=p_c$ при r=R $p(R)=p_0$. Здесь r_c — радиус скважины; R — радиус контура питания, соответствующий границе залежи; p_0 — давление на контуре питания; p_c — давление нагнетания на забое нагнетательной скважины.

Распределение давления нагнетания в зоне двухфазной фильтрации примет вид

$$p(r) = p_0 + \Delta p_c \frac{J_3(r)}{J_2(R)}, \Delta p_c = p_c - p_0, \text{или } p(r) = p_c - \Delta p_c \frac{J_1(r)}{J_1(R)}, \tag{4}$$

$$J_1(r) = \int_{r_c}^{r} \frac{dr}{k^*(s)r}, \ J_2(R) = \int_{r_c}^{R} \frac{dr}{k^*(s)r}, J_3(r) = \int_{r}^{R} \frac{dr}{k^*(s)r}.$$
 (5)

Зависимости относительных фазовых проницаемостей (ОФП) $k^*(s)$ от водонасыщенности s, входящие в интегралы (5), определяются экспериментально.

Значение коэффициента водонасыщенности с учетом (4) примет вид

$$s(r) = s_0 + \Delta s_c \frac{J_3(r)}{J_2(R)}, \Delta s_c = s * -s_0, unu \quad s(r) = s * -\Delta s_c \frac{J_1(r)}{J_2(R)}.$$
 (6)

Определение величин давления нагнетаемой в пласт воды и коэффициента водонасыщенности сводится к решению уравнений (4)–(6), которое можно осуществить приближенным аналитическим методом.

Рассмотрим интегралы (5). ОФП коллектора по воде $k^*(s)$ — функция ограниченная, изменяется в пределах от $k^*(s_0) = 0$ до $k^*(s^*) = k^*_m$ — максимального значения, определяемого обработкой результатов лабораторных исследований керна.

Воспользовавшись теоремой о среднем значении, приближенные значения интегралов (5) представим в виде

$$J_1(r) \approx \frac{1}{k_1 *} ln \frac{r}{r}, J_2(R) \approx \frac{1}{k_2 *} ln \frac{R}{r}, \quad J_3(r) \approx \frac{1}{k_3 *} ln \frac{R}{r}.$$

Поскольку пределы интегрирования (5) различны, то значения k_i^* (i = 1, 2, 3) должны удовлетворять следующему неравенству (рис. 1).

$$0 < k_3^* < k_2^* < k_1^* < k_m^*. \tag{7}$$

Отметим, что выбор приближенных значений k_i^* существенно зависит от физических свойств пласта, флюидов и точности построенных зависимостей.

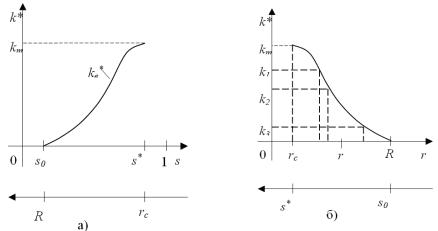


Рис. 1. a) — зависимость **ОФП** от водонасыщенности; б) — выбор k_i^* для приближенного вычисления интегралов (5)

Выражения (4) и (6) примут вид

$$p(r) = p_c - \Delta p_c \frac{k_2^* \ln \frac{r}{r_c}}{k_1^* \ln \frac{R}{r_c}} = p_0 + \Delta p_c \frac{k_2^* \ln \frac{R}{r}}{k_3^* \ln \frac{R}{r_c}},$$

$$s(r) = s^* - \Delta s_c \frac{k_2^* \ln \frac{r}{r_c}}{k_1^* \ln \frac{R}{r_c}} = s_0 + \Delta s_c \frac{k_2^* \ln \frac{R}{r}}{k_3^* \ln \frac{R}{r_c}}.$$
(8)

При равенстве k_i^* между собой, мы получим классические формулы подземной гидродинамики для фильтрации однородной жидкости, соответствующие поршневому вытеснению нефти водой. Функциональные зависимости (8) являются приближенными, граничные условия на забое и на контуре питания в отличие от уравнений (4) и (6) имеют погрешность. Первые формулы (8) точно удовлетворяют граничному условию на забое скважины, а вторые — на контуре питания. Для уменьшения погрешности на границах зоны дренирования (о полном устранении не можем говорить, метод приближенный) проссумируем в уравнениях (8) выражения для давлений и коэффициентов водонасыщенностей. В этом случае погрешности будут иметь место на обеих границах.

$$p(r) = 0.5 \left[p_0 + p_c + \Delta p_c \frac{1}{\ln \frac{R}{r_c}} \left(\frac{k_2 * ln \frac{R}{r} - \frac{k_2 * ln \frac{r}{r_c}}{k_1 * ln \frac{r}{r_c}} \right) \right],$$

$$s(r) = 0.5 \left[s_0 + s * + \Delta s_c \frac{1}{\ln \frac{R}{r_c}} \left(\frac{k_2 * ln \frac{R}{r} - \frac{k_2 * ln \frac{r}{r_c}}{k_1 * ln \frac{r}{r_c}} \right) \right].$$
(9)

Коэффициент нефтенасыщенности в области двухфазной фильтрации определяется из соотношения

$$s_n(r) = 1 - s(r).$$
 (10)

Определим изменения давления закачиваемой воды p(r) и коэффициента водонасыщенности s(r) в зоне двухфазной фильтрации и на границах залежи.

Пример 1. Дано $R = 5\,000$ м, $r_c = 0.1$ м, $s_\theta = 0.2$, $s^* = 0.7$, $p_\theta = 20$ МПа, $p_c = 23$ МПа, $k_m^* = 0.4$, $k_l^* = 0.2$, $k_2^* = 0.19$, $k_3^* = 0.16$.

Таблица 1

Oпределение величин p(r) и s(r) по формулам (8) и (9) в области фильтрации и расчет относительных погрешностей на границах

r, M	р (8), Па	Погр., %	р (9), MПа	Погр., %	s (8)	Погр., %	s (9)	Погр., %
0,1	23,00	0	23,3	-1,3	0,70	0	0,75	2,2
10	21,77	_	21,9	_	0,50	_	0,52	_
100	21,16	_	21,2	_	0,39	_	0,41	_
400	20,79		20,8		0,33		0,34	
5 000	20,12	-0,6	20,06	-0,33	0,22	-12,2	0,21	-6,1

Во втором и шестом столбцах (табл. 1) приведены значения давления и коэффициентов водонасыщенности по первым формулам (8), в четвертом и восьмомстолбцах — величины давлений и коэффициентов водонасыщенности по формулам (9) в области двухфазной фильтрации. При r = 400 м значения давлений и насыщенностей, рассчитанные по формулам (8) и (9), практически совпадают. Таким образом, замена интегралов (5) приближенными значениями дает приемлемую погрешность, которая зависит от выбора средних значений ОФП для каждого интеграла.

Рассмотрим распределение давления нефти в зоне двухфазной фильтрации $r\epsilon[r_c,R]$. В уравнении (3), для стационарной фильтрации нефти, имеем $F_{2n}=k_n*(s)\beta_n gradp_n$. Поскольку границы области двухфазной фильтрации заданы, то повторяя предыдущие вычисления, получим распределение давления нефти в зоне двухфазной фильтрации

$$p_{n}(r) = p_{c} - \Delta p_{c} \frac{k_{5n}^{*} \ln \frac{r}{r_{c}}}{k_{4n} * \ln \frac{R}{r_{c}}},$$

$$p_{n}(r) = 0.5 \left[p_{0} + p_{c} + \Delta p_{c} \frac{1}{\ln \frac{R}{r_{c}}} \left(\frac{k_{5n} *}{k_{6n} *} \ln \frac{R}{r} - \frac{k_{5n} *}{k_{4n} *} \ln \frac{r}{r_{c}} \right) \right].$$
(11)

Средние значения ОФП коллектора по нефти должны удовлетворять неравенству

$$0 < k^*_{4n} < k^*_{5n} < k^*_{6n} < k^*_{mn}. \tag{12}$$

Пусть добывающая скважина введена в эксплуатацию в области двухфазной фильтрации позже начала работы нагнетательной скважины, расстояние между скважинами равно r. Входные первоначальные дебиты воды и нефти в начале эксплуатации добывающей скважины соответственно равны произведению площади фильтрации на скорости фильтраций фаз. Скорости фильтраций зависят от градиентов давлений воды и нефти, которые определим из первых соотношений (8) и (11). Фазовые проницаемости коллектора по воде и нефти равны произведению абсолютной проницаемости на относительные фазовые проницаемости коллектора по воде и нефти на интервале $[r_c, r]$, которые равны $k*_l$ и $k*_4$ соответственно. В результате получим

$$Q_{b} = \frac{2\pi k_{0} k_{2}^{*} h \Delta p_{c}}{\mu_{b} \ln \frac{R}{r_{c}}}, \quad Q_{n} = \frac{2\pi k_{0} k_{5}^{*} h \Delta p_{c}}{\mu_{n} \ln \frac{R}{r_{c}}}.$$
 (13)

Поскольку фильтрация плоскорадиальная, то объемные скорости (расход, дебит) от координаты не зависят. Доля воды в общем потоке жидкости постоянна в каждой точке пласта и зависит в данном случае от выбранных ОФП и отношения вязкостей вытесняющего и вытесняемого агентов. Коэффициент обводненности υ определится из формулы

$$v = \frac{Q_b}{Q_b + Q_n} = \frac{k_2^*}{k_2^* + \mu_0 k_{5n}^*}, \quad \mu_0 = \frac{\mu_b}{\mu_n}$$
 (14)

Так как фильтрация стационарная, то заведомо предполагаются равенства давлений и депрессий на границах пласта. Но распределения давлений и градиенты давлений нефти и воды из-за разных значений относительных фазовых проницаемостей коллектора по воде и нефти, в зоне двухфазной фильтрации отличаются, (формулы (8) и (11)), следовательно, капиллярное давление можно определить из соотношения

$$p_k = p - p_n. (15)$$

Пример 2. Пусть $k_{mn}^* = 0.6$, $k_4^* = 0.36$, $k_5^* = 0.42$, h = 8 м, $\mu_0 = 0.5$, $k_0 = 150$ мД = $1.5*10^{-13}$ м². Остальные данные взяты из примера 1.

Определим значения капиллярного давление в области двухфазной фильтрации, дебиты воды и нефти, коэффициент обводненности. Расчет давления нефти p_n приведен по первой формуле (11).

Таблица 2 Расчет капиллярного давления и коэффициента нефти насыщенности

r, m	p (8), МПа	p _n , (11) МПа	p _k (15), МПа	s (8)	s_n , (10)
0,1	23,00	23,00	0	0,70	0,30
10	21,77	21,50	0,26	0,50	0,50
100	21,16	20,80	0,40	0,40	0,60
400	20,79	20,30	0,48	0,34	0,66
5 000	20.12	19.55	0.62	0.23	0.77

в зоне двухфазной фильтрации

Выделены значения параметров на забое добывающей скважины. Значения объемных скоростей (потенциальных входных дебитов) равны $Q_b = 35 \text{ м}^3/\text{сут}$, $Q_n = 38 \text{ м}^3/\text{сут}$, v = 47 %.

Для описания процесса фильтрации, соответствующего следующему моменту времени, обычно применяют метод последовательной смены стационарных со-

стояний (МПССС). Для этого необходимо внести изменения в формулы (7)–(12). Действительно, количество поступившей в пласт воды увеличивается, следовательно, возрастают коэффициенты водонасыщенности и ОФП коллектора по воде. Изменяются давления фаз в залежи и граничные условия, наложенные на давления, на границе залежи r = R. Возможны два варианта: 1) залежь замкнута, литологически ограничена, давление на границе возрастает; 2) часть закачиваемой воды перетекает в водонасыщенную область пласта, в этом случае необходимо знать фильтрационные параметры этой области. Уравнения для определения давлений и насыщенностей изменятся, фильтрация будет нестационарной. Поэтому, оставаясь в рамках установившегося процесса, следует в формулах (7)–(12) заменить Δp на Δp_I ; Δs на Δs_I ; $\Delta p < \Delta p_I$; $\Delta s < \Delta s_I$. Индекс I соответствует значениям параметров на забое добывающей скважины. Пусть добывающая скважина введена в эксплуатацию с давлением на забое p_{nc} = 17 МПа. Депрессия на забое добывающей скважины будет равна $\Delta p_1 = p_c - p_{nc}$ Она увеличивается, следовательно, возрастут дебиты $Q_b = 71 \text{ м}^3/\text{сут}, Q_n = 65 \text{ м}^3/\text{сут}$, коэффициент обводненности будет равен v = 52 %. В дальнейшем объем поступающей в пласт воды будет возрастать, водонасыщенность и обводненность — увеличиваться, нефтенасыщенность и дебит нефти — падать.

Однако модель двухфазной стационарной фильтрации имеет как достоинства, так и недостатки. Стационарная установившаяся фильтрация является частным случаем более общего физического процесса, характеризующего особенности вытеснения нефти водой. Основные параметры — давления, линейные и объемные скорости фильтрации, коэффициенты насыщенности — являются функциями только координат. Следовательно, описываются процессы вытеснения для фиксированного момента времени.

Таким образом, установлено, что при выполненных упрощениях не выявлено отличий от классических формул подземной гидродинамики. Как видно из формул (7)–(12), изменить состояние при стационарной фильтрации можно, только изменив относительные фазовые проницаемости, причем следует учитывать неравенства (7) и (12), наложенные на выбор ОФП. Большое значение, как отмечено в работе [6], имеют граничные условия, выбор которых определяет значения дебитов, насыщенностей, обводненности. Если заданное значение R уменьшить, то увеличатся расчетные параметры. Если пласт представлен несколькими прослоями разной проницаемости, то предложенная приближенная схема расчета может быть использована при известных зависимостях ОФП для каждого пропластка. Одним из главных, на наш взгляд, недостатков является то, что при установившейся фильтрации не учитываются сжимаемости порового пространства и флюидов, а также зависимость от приближенного выбора ОФП. Использование МПССС как итерационного метода для решения промысловых задач применимо, но следует аккуратно подбирать аппроксимирующие значения ОФП. Точные прогнозные решения можно получить только при использовании нестационарной двухфазной стационарной фильтрации и аналитических зависимостей ОФП от коэффициента водонасыщенности, установленных в работе [7].

Библиографический список

- 1. Желтов Ю. П. Разработка нефтяных месторождений. 2-е изд. М.: Недра, 1998. 365 с.
- 2. Николаевский В. Н. Механика пористых и трещиноватых сред. М.: Недра, 1984. 232 с.
- 3. Баренблатт Г. И., Ентов В. М., Рыжик В. М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. М.: Недра, 1984. 211 с.
 - 4. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. Москва Ижевск: ИКИ, 2004. 606 с.
- 5. Зависимость коэффициентов насыщенности от времени и координат / В. А. Коротенко [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2016. № 6. С. 74-81.
- 6. Батурин Ю. Е. Проектирование и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений Западной Сибири: в 2 т. Т. 1: Проектирование разработки. Сургут: ОАО «Сургутнефтегаз» РИИЦ « Нефть Приобья», 2016. 156 с.
- 7. Грачев С. И., Хайруллин А. А., Хайруллин Аз. А. Аппроксимация относительных фазовых проницаемостей кубической параболой // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2012. № 2. С. 37–43.

Сведения об авторах Коротенко Валентин Алексеевич, к. т. н., доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)283027

Грачев Сергей Иванович, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)283027, еmail: grachevsi@mail.ru

Кушакова Нэлли Петровна, доцент, к. т. н., кафедры автомобильного транспорта, строительных и дорожных машин, Тюменский индустриальный универcumem, г. Тюмень, e-mail: kushakovanp@tyuiu.ru

Information about the authors Korotenko V. A., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)283027

Grachev S. I., Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)283027, e-mail: grachevsi@mail.ru

Kushakova N. P., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Motor Transport, Construction and Road Machinery, Industrial University of Tyumen, $e\hbox{-}mail: kushakovanp@tyuiu.ru$

УДК 622.276

ПРИМЕНЕНИЕ БРЕЙКЕРОВ ПРИ ОСВОЕНИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ВОСТОЧНО-МЕССОЯХСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

USAGE OF BREAKERS FOR COMPLETION HORIZONTAL WELLS ON THE VOSTOCHNO-MESSOYAKHSKOE FIELD

Р. Ж. Мисбахов, М. Е. Мартынов, И. В. Коваленко, С. К. Сохошко

R. Zh. Misbakhov, M. E. Martynov, I. V. Kovalenko, S. K. Sokhoshko

АО «Мессояханефтегаз», г. Тюмень ООО «Газпромнефть – НТЦ», г. Тюмень Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

> Ключевые слова: фильтрационная корка; буровой раствор; брейкер; обработка призабойной зоны пласта; Key words: filter cake; mud; breaker; bottomhole formation zone

Нефтеносный пласт ПК₁₋₃ — основной продуктивный объект, эксплуатируемый на Восточно-Мессояхском месторождении, представленный неоднородным слабосцементированным рыхлым коллектором, требует применения неповреждающих технологий, как при вскрытии, так и при последующем освоении. Применяющийся метод заканчивания с применением проволочно-каркасных щелевых фильтров требует удаления образованного при бурении низкопроницаемого барьера фильтрационной корки бурового раствора. При этом важную роль играют равномерность и полнота удаления фильтрационной корки.

Тонкая, низкопроницаемая, эластичная корка позволяет значительно уменьшить зоны внутреннего повреждения пласта (внутреннюю корку и проникновение фильтрата). При этом чем быстрее она формируется, и чем менее проницаемой является, тем лучше. Это правило работает с момента вскрытия породы долотом до освоения скважины. С этого момента фильтрационная корка является тем самым барьером, наличие которого может существенно снизить продуктивность скважины. Утверждение, что фильтрационная корка без труда отрывается от породы и выносится потоком флюида, верно лишь отчасти. Для этого требуется соблюдение большого числа условий. Необходимо, чтобы пласт был однородным по свойствам, достаточно прочным и консолидированным. При вскрытии пласта и дальнейших операциях не должно быть избыточных репрессии и гидродинамического воздействия.

В реальности при формировании корки могут возникать дефекты, отрыв корки происходит неравномерно, оставляя значительную часть площади фильтрации практически изолированной. Следует отметить, что для методов заканчивания с применением скважинных фильтров (изолированных, сетчатых или проволочных) оторвавшаяся корка, как правило, блокирует поверхность фильтра. Технология