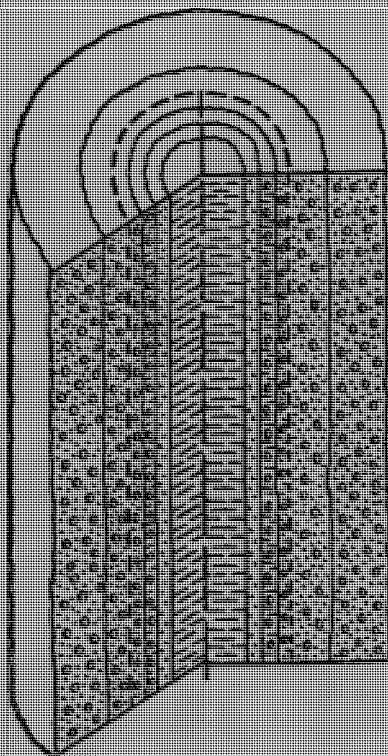


Н.Н. Михайлов

ИЗМЕНЕНИЕ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД В ОКОЛОСКВАЖИННЫХ ЗОНАХ



Н.Н. Михайлов

ИЗМЕНЕНИЕ
ФИЗИЧЕСКИХ
СВОЙСТВ
ГОРНЫХ ПОРОД
В ОКОЛОСКВАЖИННЫХ ЗОНАХ



МОСКВА "НЕДРА" 1987

Михайлов Н.Н. Изменение физических свойств горных пород в околоскважинных зонах. — М.: Недра, 1987 — 152 с.

Дан анализ процессов, происходящих в прискважинной части пласта при вскрытии пластов бурением (фильтрация под долото, через глинистую корку, фильтрационная кольматация, вытеснение нефти и газа фильтратом глинистого раствора). Рассмотрены методики геофизических наблюдений околоскважинных зон для решения геолого-промысловых задач (оценка качества вскрытия пластов бурением, влияния фильтрационных свойств пород на продуктивность и нефтеотдачу пластов, прироста нефтеотдачи и др.).

Для научных работников и специалистов в области геофизики, геологии, бурения и скважинной разработки.

Табл. 3, ил. 53, список лит. — 39.

Рецензент *Т.А. Султанов*, канд. техн. наук (Всесоюзный нефтегазовый научно-исследовательский институт)

НАУЧНОЕ ИЗДАНИЕ

Николай Нилович Михайлов

ИЗМЕНЕНИЕ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД В ОКОЛОСКВАЖИННЫХ ЗОНАХ

Редактор издательства *Т.А. Ярмахова*
Обложка художника *В.К. Силаева*
Художественный редактор *В.В. Шутько*
Технический редактор *Л.Н. Фомина*
Корректор *И.П. Розанова*
Оператор *Л.А. Миронова*

ИБ № 6030

Подписано в печать 12.03.87 Т-01701 Формат 60х90^{1/16} Бумага офсетная № 1
Набор выполнен на наборно-пишущей машине Гарнитура "Пресс-роман" Печать
офсетная Усл. печ. л. 9,5 Усл. кр.-отт. 9,75 Уч.-изд. л. 10,59 Тираж 2600 экз.
Заказ 6079 /329-3 Цена 1 р. 60 к

Ордена "Знак Почета" издательство "Недра",
125047, Москва, пл. Белорусского вокзала, 3

Ордена Октябрьской Революции и ордена Трудового Красного Знамени МПО "Первая Образцовая типография имени А.А. Жданова" Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли
113054, Москва, Валовая, 28.

1903020000 — 181

М ————— 35-87
043 (01) — 87

© Издательство "Недра", 1987

Часть нефтегазового пласта, находящаяся в непосредственной близости от скважины, — ее называют околоскважинной зоной — оказывает существенное влияние на гидродинамику всего пласта и продуктивность скважин. Состояние околоскважинной зоны имеет определяющее значение при геофизических исследованиях скважин, так как ее физические свойства существенно изменены по сравнению с удаленной частью пласта.

При бурении в прилегающей к стволу скважины области происходят необратимые ухудшения фильтрационных свойств пласта. Геолого-промысловый анализ разработки нефтегазовых залежей показал, что ухудшение фильтрационных свойств пласта в околоскважинной зоне приводит к снижению нефтегазоотдачи, неравномерности выработки запасов и потерям пластовой энергии при движении флюидов из пласта в скважину.

По всем этим причинам околоскважинная зона уже давно привлекает внимание исследователей. В ходе многолетних работ было показано, что фильтрационные процессы в ней осложняются многочисленными эффектами, связанными с особенностями распределения полей концентрации и примесей химических веществ, температуры, напряжений, водо-, нефте- и газонасыщенности, которые вдали от скважины несущественны. При создании математических моделей процессов в околоскважинной зоне выяснилось, что эти модели должны быть существенно нелинейны.

В настоящее время накоплен значительный объем фактического материала по изучению околоскважинной зоны геофизическими методами, водоотдачи промывочной жидкости, фильтрационных свойств глинистой корки и зоны кольматации, влияния промывочной жидкости на физические свойства коллекторов нефти и газа, напряженного состояния призабойной зоны. Имеется много публикаций по вопросам вскрытия и освоения пластов, изучения свойств промывочных жидкостей, повышения производительности скважин, гидравлики глинистых и цементных растворов, термодинамики призабойной зоны. Однако проведенные исследования часто носят узконаправленный характер. Полученные результаты во многих случаях не согласуются друг с другом и фиксируют различные закономерности изменения физических свойств пласта в околоскважинной зоне. Имеющийся опыт исследований по этому вопросу не позволяет прогнозировать влияние пластовой системы и технологических факторов на формирование околоскважинной зоны.

Современная технология геофизических исследований скважин и добычи углеводородов предусматривает широкий комплекс целенаправленных воздействий на околоскважинную зону. В связи с этим отсутствие необходимых представлений о роли геологических и технологических факторов в изменении физических свойств пласта, о механизме процес-

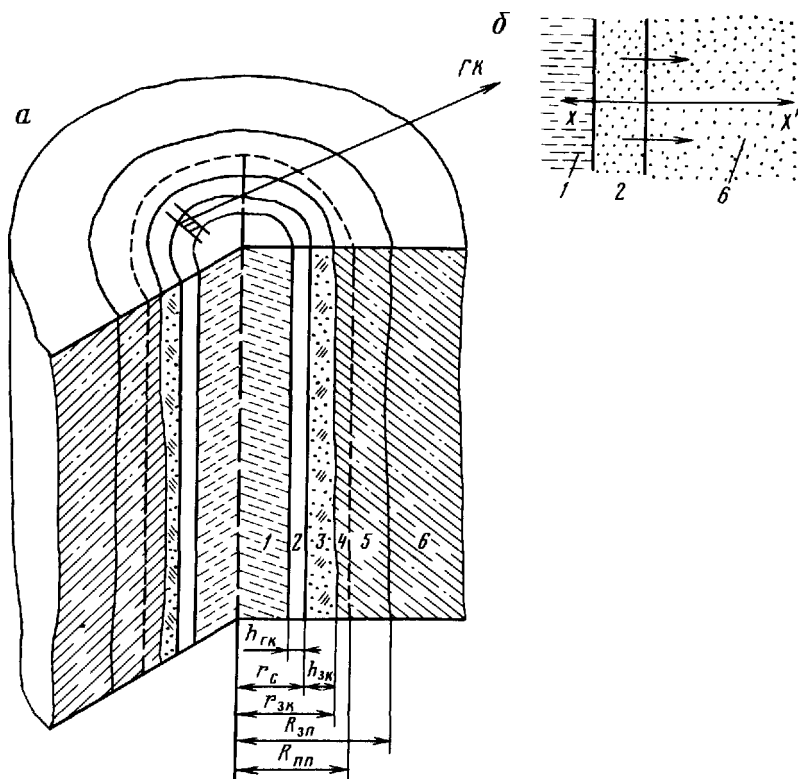


Рис. 1. Схема строения прискважинной части пласта (а) и образования глинистой корки ГК (б)

сов, происходящих в околоскважинной зоне, уже не может удовлетворить нефтегазопромысловую практику. Стало очевидным, что при создании методов оценки месторождений и проектировании системы добычи углеводородов необходимы детальные сведения о физических свойствах околоскважинной зоны в их динамике, характерной для пластовых условий.

Изменения физических свойств пласта в околоскважинной зоне определяются как свойствами исходной пластовой системы, так и чисто технологическими воздействиями скважины на пласты в процессе их вскрытия бурением. При этом предусматривается создание репрессии на пласт и применение в качестве промывочной жидкости глинистых растворов (полидисперсных систем, дисперсной фазой которых является глина и частицы выбуренных пород). Жидкости и газы, первоначально насыщающие пласты, представляют собой многокомпонентные системы углеводородов и пластовой воды, находящиеся в состоянии равновесия. При внедрении промывочной жидкости в пласт в околоскважинной

зоне возникают сложные многофазные многокомпонентные фильтрационные течения и происходит нарушение природного равновесия. Отклонение пластовой системы от равновесного состояния вызывает динамические изменения физических свойств пласта в околоскважинной зоне, что приводит к значительным трудностям при ее изучении методами промысловой геофизики.

Нарушение природного равновесия при вскрытии пластов бурением и частичное восстановление равновесного состояния после крепления скважины обсадными трубами обуславливает изменение характеристик отдельных фаз и компонентов исходной пластовой системы в пространстве и времени. Пространственно-временное и компонентное разделение промысловой жидкости в результате фильтрационных и массообменных процессов приводит к возникновению в прискважинной области динамической системы зон с различными физическими свойствами (рис. 1). Дисперсная фаза промысловой жидкости, оставшаяся на стенке скважины 1, образует глинистую корку 2, а проникшая в прискважинную часть пласта 6 — зону коагуляции 3. В процессе вытеснения нефти, газа, воды фильтратом в прискважинной области образуется промытая зона 4 и зона внедрения фильтрата глинистого раствора — зона проникновения 5. После обсадки скважины околоскважинная часть пластовой системы стремится к первоначальному состоянию — промытая зона и зона проникновения расформируются. Однако полного восстановления природного равновесия, как правило, не происходит и в прискважинной области возникают зоны необратимых изменений физических свойств пласта.

Основные представления о механизме и закономерностях изменения физических свойств пласта в околоскважинных зонах сформировались на основе лабораторного моделирования прискважинных процессов. Добиться полного подобия природным условиям при лабораторном моделировании практически невозможно.

При моделировании используются образцы горных пород гораздо меньших размеров по сравнению с размерами околоскважинной области, а пластовые свойства их изменяются при отборе керна и его транспортировке на поверхность. Естественно, что такие образцы не могут полностью отражать природу пластовой системы. Однако результаты лабораторного моделирования в настоящее время — единственная основа для разработки методик изучения околоскважинных зон.

Сложный, нелинейный характер локальных процессов в околоскважинной зоне, их взаимное влияние, большое число определяющих эти процессы параметров и сопутствующих явлений потребовали разработки особого подхода к их изучению. Детальный анализ механизма и закономерностей изменения физических свойств пласта в околоскважинных зонах проведен в данной работе на основе специальных физико-математических моделей, учитывающих физическую сущность процессов в околоскважинной зоне. Эти модели удовлетворяют следующим требованиям: 1) адекватно описывают механизм изменений физических свойств пласта в околоскважинных зонах; 2) имеют набор установленных петрофизи-

ческих характеристик; 3) позволяют проводить инженерное обобщение установленных фактов и прогнозировать в удобной форме необходимые технологические параметры.

При разработке моделей весьма эффективной оказалась теория подобия и моделирования, и в частности представления об автомодельности [1]. В настоящей работе детально демонстрируется, как эта теория позволяет проводить изучение и инженерное обобщение локальных нелинейных процессов и явлений, характерных для прискаважинной области. Основное внимание уделено изучению процессов изменений физических свойств пласта, имеющих фильтрационную и массообменную природу. Прискаважинная область пласта рассмотрена как единая гидродинамическая система, состоящая из взаимодействующих околоскважинных зон (см. рис. 1). Изменения в них физических свойств горных пород определяются преобладающими процессами, которые, в свою очередь, зависят от основных технологических факторов и петрофизических параметров, характерных именно для этих зон.

Кроме того, в настоящей работе даны практические рекомендации по решению геолого-промысловых и технологических задач, связанных с околоскважинной зоной, и указаны направления дальнейших исследований.

ОСНОВНЫЕ УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

x, r	— текущие и безразмерные координаты
t, τ, T	— текущее и безразмерное время
$t_0 (t_1), t_2 (t_\Phi), t_p$	— времена начала и конца формирования зоны проникновения и разрушения промытой зоны
$h_{гк}, h_{гк.ц}, h_{ч}, h_{зк}$	— толщина глинистой корки при статическом и циркуляционном режимах, глубина проникновения частиц кольматанта, толщина зоны кольматации
$\Delta h_{гк}$	— разность толщин глинистой корки
$r_{с'}, r_{и'}, R_{х'}, r_{зк'}, R_{пп'}, R_{зп'}, R_{ф'}, R_{зп.с'}, R_{мо'}, r_{а'}, R_{к_{во'}}, r_{о'}$	— радиусы скважины, исследования метода, характерный, зоны кольматации, промытой зоны, зоны проникновения, фронта, зоны с измененной минерализацией, зоны массообмена, зоны защемления, зоны гидратации, начальный радиус бугра
L, l	— длина образца
$H, H_{эф}$	— толщина пласта, эффективная толщина
H	— безразмерная высота
$h(r, t)$	— высота бугра жидкости и граница раздела газ — фильтрат
$h_j(r, t)$	— часть толщины пласта, занятая фильтратом ($j = I$) и пластовой водой ($j = II$)
$k_0, k_{эф}, k_i$	— коэффициенты абсолютной, эффективной и фазовой проницаемостей пласта

k_v, k_{vo}, k_v^*

$V_{гк}, V_{тв}$

$k_{нпо}$

$\kappa_{пл}, \kappa_{гк}, \kappa'_{гк}, \kappa$

$k_{в.пп}, k_{в.зп}, k_{в.фр}$

$S_{тв}, S_{ф}, S_{к'}, S_{к.св}, S_{к.кс}$

$a_{кс}, a_v, a_0$

$C, C_{ф}, C_v, C_p, C_k, C_0$

N, N_p

$k_{во.т}$

$k_n, k_r, k_{он}$

$\sigma, \tilde{\sigma}$

$F(k_v), F(\sigma)$

$f_{1,2}(k_v), f_{1,2}(\sigma)$

$f_1(k_{vo}), f_2(k_v^*)$

$m_o, m_{эф}, m_d, m_a, m_{фл}$

$m_{гк}, m_h, m_{гк(о)}, m_{эк}, m_{кс}$

μ_i, μ_j

$\mu_0 = (\mu_1/\mu_2)$

$k_{гк}, k_{эк}, k_{зп}, k_{зг}, k_{мо}$

$a_{гк}, \beta$

— коэффициенты текущего, остаточного и максимального водонасыщения пласта
— текущие объемы глинистой корки и твердой фазы

— коэффициент недоступного порового объема

— коэффициенты пьезопроводности пласта и глинистой корки, образовавшейся на фильтре и пласте, поровый геометрический фактор

— коэффициенты водонасыщения промытой зоны (пласта), зоны проникновения, на фронте вытеснения

— объемная концентрация твердой фазы в глинистом растворе, коэффициенты насыщения пор фильтратом, кольматантом, свободным кольматантом, кольматантом в кольматирующей среде

— коэффициенты насыщения пор кольматирующей средой, гидратированной водой, осадком

— концентрация солей, то же в фильтрате, воде, равновесная, кольматанта в фильтрате, начальная

— концентрации массовая и равновесная солей в твердой фазе

— коэффициент текущего остаточного водонасыщения

— коэффициенты нефте-, газо-, остаточного нефтенасыщения пласта

— коэффициент относительного подвижного водонасыщения при двухфазной фильтрации, поверхностное натяжение на границе раздела фаз

— функции Баклея — Леверетта

— относительные фазовые проницаемости для несмачивающей (1) и смачивающей (2) фаз

— значения относительных фазовых проницаемостей при остаточных и максимально возможных коэффициентах водонасыщения

— коэффициенты открытой, эффективной, динамической, активной и фиктивной пористости

— коэффициенты пористости глинистой корки, корки на границе с раствором, на границе с пластом, зоны кольматации, кольматирующей среды

— динамические вязкости смачивающей ($i = 2$) и несмачивающей ($i = 1$) фаз, фильтрата ($j = 1$) и воды ($j = II$)

— относительная вязкость

— коэффициенты проницаемости глинистой корки, зоны кольматации, зоны проникновения, зоны гидратации и зоны массообмена

— коэффициенты сжимаемости глинистой корки и пласта

$k_{гк1}, a_{гк1}$

m_1, ν

D^*, D_m, D_0

λ

$\sigma_{эф}, \sigma_{эф.гк}, \sigma_{эф.пл}$

$P, P_{гк}, p$

$p_{1,2}, p_k$

θ

$\gamma_p, \gamma_{тв}, \gamma_f, \gamma_v$

\bar{r}

τ

$Q(t)$

$B_f, B_{пл}$

$\rho_p, \rho_f, \rho_{гк}, \rho_{зк}, \rho_{пл}, \rho_{зп}, \rho_{п}, \rho_{вф}$

$\delta_{зк}, \delta_{ск}, \delta_f, \delta_k, \delta_c, \Delta \delta$

$k_{гл}, k_{гл.зк}, k_{гл(0).зк}, k_{гл(L).зк}$

$\omega, \omega_{зк}, \omega_k, \omega_f, \omega_{св}, \omega^*$

$J(k_v), J(\sigma)$

$J_{зк}, J_0$

$S_{уд}$

$\Delta t_{зк}, \Delta t_{кс}, \Delta t_f, \Delta t_{фк}$

$q(t), q_{он}$

q_i

q_H

— коэффициенты проницаемости и сжимаемости однородной глинистой корки при эффективном напряжении 0,1 МПа

— коэффициенты, характеризующие степень влияния эффективного напряжения на проницаемость и сжимаемость глинистой корки

— коэффициенты эффективной и молекулярной диффузии в пористой среде и растворе

— коэффициент гидродинамической дисперсии

— эффективное напряжение, то же в глинистой корке и пласте

— общий перепад давления, перепад, приходящийся на глинистую корку, внутрипоровое давление

— давления смачивающей (2) и несмачивающей (1) фаз, капиллярное давление

— краевой угол смачивания

— плотность глинистого раствора, дисперсной (твердой) фазы, фильтрата и воды

— средний радиус пор

— коэффициент гидродинамической извилистости

— объем фильтрата, прошедший через глинистую корку

— водоотдача при образовании глинистой корки на фильтре и пласте

— удельные электрические сопротивления глинистого раствора, фильтрата, глинистой корки, зоны колюматации, промытой зоны, зоны проникновения, породы, смеси вода — фильтрат

— плотности зоны колюматации, скелета, фильтрата, колюматанта, солей в твердой фазе, разность плотностей в фазах

— коэффициент глинистости пласта, зоны колюматации, на границе зоны колюматации, на границе образца

— водородные индексы пласта, зоны колюматации, колюматанта, фильтрата, связанной воды, приведенный водородный индекс

— функция Леверетта

— постоянная Козени

— удельная поверхность

— интервальные времена пробега продольных волн в зоне колюматации, колюматнрующей среде, фильтрате, суспензии фильтрат — колюматант

— расход фильтрата через глинистую корку и зону колюматации, начальный расход фильтрата

— расходы смачивающей ($i = 2$) и несмачивающей ($i = 1$) фаз.

— поправка за невытесненную пластовую воду

v_i

$v(t)$

Γ

$\Delta U_{\text{пс}}, k_{\text{пс}}$

$\beta_{\text{в}}, \beta_{\text{о}}, \eta_{\text{н}}, \eta_{\text{п}}$

z

$\alpha_i, \beta_i, \gamma_i, n_i$

m, n

A_i, B_i, C_i

Π_i, B

ξ, ζ, η

∂_x, ∂_t и т.д.

- скорость фильтрации смачивающей ($i = 2$) и несмачивающей ($i = 1$) фаз
- скорость фильтрации
- коэффициент Генри
- потенциал самопроизвольной поляризации горных пород и его коэффициент
- коэффициенты вытеснения, охвата, нефтеотдачи, удельной продуктивности
- фактор смешения
- показатели степени в эмпирических зависимостях
- структурный коэффициент, показатель смачиваемости
- эмпирические постоянные коэффициенты
- безразмерные комплексы подобия
- авто модельные переменные
- частные производные

МЕХАНИЗМ ИЗМЕНЕНИЯ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ В ГЛИНИСТОЙ КОРКЕ

Глинистая (фильтрационная) корка образуется в результате разделения твердой и жидкой фаз промывочной жидкости в процессе ее фильтрации. На стенке скважины откладывается твердая фаза, образующая зону глинистой корки, а фильтрат промывочной жидкости проникает в пласт (см. рис. 1). В зависимости от соотношения размеров частиц дисперсной фазы и пор коллектора различают два механизма осаждения твердой фазы из промывочной жидкости: с проникновением твердых частиц в поры пласта-коллектора и без заметного проникновения. В первом случае, кроме зоны глинистой корки, образуется зона кольматации. Во втором случае появляется только глинистая корка. Рассмотрим механизм изменения физических свойств (пористости, проницаемости, удельного электрического сопротивления) собственно глинистой корки.

Свойства глинистых корок изучались в связи с анализом причин прихвата бурильного инструмента, влиянием глинистой корки на качество цементирования скважин и вскрытия пластов. Значительно меньше рассматривали собственно изменения физических свойств зоны глинистой корки из-за влияния на них свойств раствора, условий бурения и промывки скважин. Почти совсем не исследован механизм взаимодействия глинистой корки с пластом. Имеющиеся данные, как правило, отражают лишь отдельные характеристики корок и не позволяют получать связи между различными их свойствами, условиями бурения и параметрами пласта-коллектора.

Закономерности изменения физических свойств глинистых корок определяются механизмом их образования. При этом значительную роль играют свойства глинистых растворов, условия бурения и фильтрационно-емкостные свойства коллекторов нефти и газа. При исследовании закономерностей образования глинистой корки обычно выделяют два технологических режима: статический и динамический. При статическом режиме течение промывочной жидкости происходит только в глубь пласта. При динамической фильтрации наряду с движением промывочной жидкости в пласт имеет место циркуляция раствора, приводящая к его движению вдоль оси скважины. Геофизические исследования скважин проводятся, как правило, при отсутствии циркуляции промывочной жидкости, т.е. в статических условиях. Физические свойства глинистых корок лабораторными способами определяются также при статическом режиме их образования. А в процессе бурения на механизм изменения физических свойств глинистых корок оказывает уже влияние и циркуляция.

Многочисленные экспериментальные исследования показывают, что физические свойства значительно изменяются внутри глинистых корок, а также при изменении технологических условий их образования. В.С. Барановым установлено, что влажность в различных слоях глинистой корки неодинакова и уменьшается по направлению фильтрации. Исследования Ю.А. Гулина и М.П. Гулизаде показали, что плотность глинистой корки может изменяться по различным законам, возрастая по направлению фильтрации. В работе [26] показано, что удельное электрическое сопротивление глинистой корки увеличивается по ее толщине от значения, приблизительно равного удельному электрическому сопротивлению раствора (ρ_p), до $2,7 \rho_p$ на границе корки с породой. Отмечены изменения прочности, напряжения на сдвиг и других технологических показателей по толщине глинистой корки. Прямые эксперименты раздельного изучения различных слоев глинистой корки, проведенные Ф. Тиллером и Н. Грейсом показали, что пористость и давление изменяются внутри глинистой корки.

1.1. ФИЛЬТРАЦИОННОЕ УПЛОТНЕНИЕ ГЛИНИСТОЙ КОРКИ

Закономерности изменения физических свойств глинистых корок обусловлены процессами фильтрационного уплотнения дисперсной фазы промывочной жидкости при образовании, росте и эрозии глинистой корки. Механизм ее уплотнения имеет сходные черты с механизмом уплотнения глинистых толщ при осадконакоплении. Так, основные концепции теории консолидации применимы и к изучению механизмов образования глинистой корки. Однако несмотря на очевидное сходство уплотнения глин и глинистых корок, между этими двумя процессами имеются и существенные различия. Основные из них следующие: 1) образование глинистых отложений происходит под действием естественных геологических факторов, в то время как глинистые буровые суспензии целенаправленно изготавливают на буровых с соблюдением соответствующих технологических нормативов; 2) физико-химические и термобарические условия осадкообразования в седиментационных бассейнах и условиях буровой скважины совершенно различны; 3) процесс уплотнения глинистых толщ происходит в геологическом интервале времени, составляющем миллионы лет, процесс образования глинистой корки характеризуется временами от десятков минут (лабораторные исследования) до десятков часов в условиях скважины; 4) в процессе уплотнения глинистых толщ действующая на них нагрузка определяется весом вышележающих отложений, в то время как на глинистую корку действует гидродинамический перепад давления между скважиной и пластом.

Эффективное напряжение $\sigma_{эф}$, действующее в скелете пористой среды, можно найти как превышение приложенной нагрузки P над равновесной p :

$$\sigma_{эф} = P - p. \quad (1.1)$$

При движении фильтрата через корку между ним и материалом скелета корки происходит взаимодействие, приводящее к изменению формы агрегатов глинистых частиц и их переупаковке. Часть поверхности каждого агрегата соприкасается с соседними, и в скелете глинистой корки возникают эффективные напряжения. Другая часть поверхности твердых частиц омывается фильтратом глинистого раствора. Давление в фильтрате p уменьшается обратно пропорционально проницаемости пройденного слоя глинистой корки. Поскольку фильтрация происходит при постоянном перепаде давления P , то из соотношения (1.1) следует, что эффективные напряжения возрастают в направлении фильтрации. На границе глинистой корки с промывочной жидкостью перепад давлений P полностью передается фильтрату и эффективное напряжение равно нулю. На границе глинистой корки с фильтром (пластом) давление в последнем равно атмосферному (сопротивление пласта пренебрежительно мало), что означает равенство $\sigma_{эф}$ перепаду P . Увеличение эффективного напряжения приводит к интенсификации уплотнения данного слоя глинистой корки по сравнению с предыдущим, что, в свою очередь, приводит к уменьшению проницаемости и пористости и соответственно к изменению других физических свойств этого слоя. В процессе роста глинистой корки постоянно происходят временные изменения эффективных напряжений и по ее толщине.

1.2. ЗАВИСИМОСТИ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГЛИНИСТЫХ КОРОК ОТ ЭФФЕКТИВНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ

При изучении зависимости физических свойств глинистых отложений от эффективных напряжений обычно рассматривают изменения физических свойств глин с глубиной их залегания, которая, в свою очередь, связана с эффективными напряжениями. Основным изучаемым параметром является пористость глин. Для определения пористости используют ее петрофизические связи со скоростью распространения упругих волн, удельным электрическим сопротивлением, проницаемостью и т.д. [10, 17]. Эффективность такого подхода обусловлена идентичностью геологических условий образования и уплотнения глин на значительных территориях. Для глинистых корок эти условия определяются в основном технологическими параметрами: составом и свойствами глинистых растворов, типом применяемых химических реагентов, перераспределением давлений в системе скважина — пласт, режимом промывки скважины и т.д. В процессе бурения эти параметры могут не только существенно отличаться от условий лабораторного эксперимента, но и изменяться для различных скважин. Более того, даже в процессе бурения свойства промывочных жидкостей и их состояние в стволе одной скважины периодически изменяются. Таким образом, глинистые корки одинаковой толщины могут характеризоваться различными физическими свойствами. Это не позволяет получать однозначные связи между эффективными напряжениями и свойствами глинистых корок.

Для получения модельных глинистых корок и изучения их физических свойств при фиксированных значениях эффективного напряжения используется специальная методика (рис. 2). В цилиндр 1 с пористым дном и крышкой помещается промывочная жидкость 2, после чего прикладывается нагрузка P_z . Приложенная нагрузка воспринимается твердой фазой, так как фильтрат 3 свободно вытекает через отверстия дна и крышки, оставаясь все время под атмосферным давлением $p_{ат}$. Таким образом, в этом эксперименте согласно формуле (1.1) эффективное напряжение равно приложенной вертикальной нагрузке. Корка, сжатая поршнем 4, по структуре однородна и ее свойства идентичны свойствам тонкого слоя реальной глинистой корки, находящегося под тем же эффективным напряжением. В работе [15] зависимость коэффициента проницаемости $k_{гк}$ глинистой корки от эффективных напряжений представлена в следующем виде:

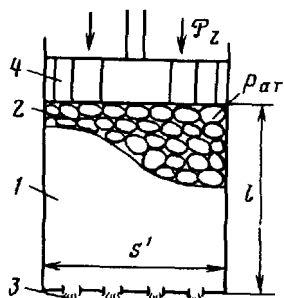


Рис. 2. Схема лабораторной модели для получения глинистых корок

$$k_{гк} = k_{гк1} \sigma_{эф}^{-m_1} \quad (1.2)$$

Существует также зависимость сжимаемости глинистой корки от эффективного напряжения. Коэффициент сжимаемости $a_{гк}$ определяется как относительное изменение текущего объема корки $V_{гк} = l s'$ при изменении эффективного напряжения $a_{гк} = -(1/V_{гк}) dV_{гк}/d\sigma_{эф}$, где $dV_{гк} = dl s'$ (см. рис. 2). В эксперименте непосредственно измеряется текущий объем и его изменение $dV_{гк}$ при изменении напряжения $d\sigma_{эф}$ [15].

Поскольку глинистая корка представляет собой высокопористую сжимаемую среду, то можно, как это предложено в работе [10], пренебречь сжимаемостью скелета и получить зависимость сжимаемости корки от изменения пористости при росте напряжения.

При получении модельных глинистых корок объем, занимаемый твердой фазой, оставался постоянным, т.е. $V_{тв} = V_{гк} = (1 - m_{гк}) = l s' (1 - m_{гк}) = \text{const.}$

Отсюда следует, что $dV_{гк} (1 - m_{гк}) - V_{гк} dm_{гк} = 0$, т.е. $dV_{гк}/V_{гк} = dm_{гк}/(1 - m_{гк})$, тогда $a_{гк} = -(1/(1 - m_{гк})) dm_{гк}/d\sigma_{эф}$. Здесь $m_{гк}$ — текущее значение коэффициента пористости глинистой корки; $dm_{гк}$ — изменение пористости при изменении напряжения на $d\sigma_{эф}$. Нами была получена степенная зависимость $a_{гк}$ от $\sigma_{эф}$.

$$a_{гк} = a_{гк1} \sigma_{эф}^{\nu} \quad (1.3)$$

Связь между пористостью глинистой корки и эффективным напряжением находится из соотношения

$$-dm_{\text{ГК}}/(1-m_{\text{ГК}}) = a_{\text{ГК1}} \sigma_{\text{эф}}^{-\nu} d\sigma_{\text{эф}} \quad (1.4)$$

Зависимости (1.2) – (1.4) справедливы для любых промывочных жидкостей на водной основе и специальных промывочных жидкостей, обогащенных частицами выбуренной породы. Эти зависимости справедливы на этапе уплотнения глинистой корки. Эксперименты, проведенные Ф. Тиллером, показали, что при уменьшении эффективных напряжений заметных изменений свойств корки не обнаружено, т.е. процесс ее уплотнения по существу необратим. Из соотношений (1.2), (1.3) следует, что при стремлении $\sigma_{\text{эф}}$ к нулю коэффициенты проницаемости и сжимаемости стремятся к бесконечности. Эффективные напряжения равны нулю только на границе глинистая корка – раствор. На этой границе наблюдается скачок изменений физических параметров от их значений в промывочной жидкости до значений в корке, что указывает на изменение состояния дисперсной фазы от суспензионного (промывочная жидкость) до пористой среды (глинистая корка). Согласно А. Шейдегеру, процесс роста толщины глинистой корки записывается в виде

$$dh_{\text{ГК}}/dt = bv_2,$$

где b – коэффициент, характеризующий условия перехода твердой фазы из промывочной жидкости в глинистую корку. Для определения коэффициента b рассмотрим процесс роста глинистой корки. Пусть в глинистом растворе находится твердая фаза с объемной концентрацией $S_{\text{ТВ}}$, тогда $m_s = 1 - S_{\text{ТВ}}$ характеризует объемное содержание жидкой фазы в единице объема глинистого раствора. Обозначим m_h значение пористости глинистой корки на границе с раствором, т.е. при $x = h_{\text{ГК}}$. Пусть в момент времени t толщина корки равна $h_{\text{ГК}}$, а за промежуток времени dt она увеличится на $dh_{\text{ГК}}$, тогда в момент t в объеме промывочной жидкости $dh_{\text{ГК}} dy dz$ твердая фаза составляла объем $S_{\text{ТВ}} dh_{\text{ГК}} dy dz$, а через промежуток времени dt в корке он стал $(1 - m_h) dh_{\text{ГК}} dy dz$, т.е. прирост твердой фазы составил $(1 - m_h - S_{\text{ТВ}}) dh_{\text{ГК}} dy dz = (m_s - m_h) \times dh_{\text{ГК}} dy dz$. Кроме того, за промежуток времени dt в этот объем вошло количество жидкости $v_2 dy dz dt$, которая принесла с собой твердые частицы объемом $S_{\text{Т}} v_2 dy dz dt$, следовательно, $(m_s - m_h) dh_{\text{ГК}} dy dz = S_{\text{Т}} v_2 dy dz dt$, откуда

$$dh_{\text{ГК}}/dt = S_{\text{Т}} v_2 / (m_s - m_h). \quad (1.5)$$

Сравнивая соотношение А. Шейдегера с выражением (1.5), получаем формулу

$$b = (1 - m_s) / (m_s - m_h). \quad (1.5a)$$

Пористость глинистой корки m_h на границе с промывочной жидкостью

определяется ее плотностью γ_p . Для глинистых растворов с γ_p от 1,1 до 1,42 г/см³ m_h линейно связана с этим параметром и определяется из выражения $m_h = A - B\gamma_p$ [16]. Объемное содержание жидкой фазы в единице объема раствора $m_s = (\gamma_{тв} - \gamma_p) / (\gamma_{тв} - \gamma_b)$.

Величина $\gamma_{тв}$ изменяется в широких пределах (2–4 г/см³), которые зависят от исходного глинистого материала, добавок утяжелителя, а также от количества и плотности частиц выбуренной породы.

1.3. ВЛИЯНИЕ СВОЙСТВ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ НА УПЛОТНЕНИЕ ГЛИНИСТОЙ КОРКИ

Для изучения влияния свойств промывочной жидкости на характер уплотнения глинистых корок рассмотрим типичные зависимости коэффициентов проницаемости (рис. 3, а) и сжимаемости (рис. 3, б) от эффективных напряжений. Кривая 1 $k_{гк} = f(\sigma_{эф})$ (см. рис. 3, а) построена для глинистой корки, полученной из раствора естественной глины. Кривые 2–7 характеризуют глинистые корки, образовавшиеся из суспензий дружковского глинопорошка с плотностью 1,18 г/см³ (исходная кривая 2), обработанного различными реагентами и добавками: 0,5 %-ной карбоксиметилцеллюлозой (КМЦ) (кривая 3), утяжеленным баритом до плотностей 1,8; 1,7 и 1,35 г/см³ (соответственно кривые 4–6), 10 %-ным углещелочным реагентом (УЩР) (кривая 7). Из приведенных графиков следует, что добавки химических реагентов и барита к исходной суспензии существенно влияют как на наклон кривой, т.е. на показатель степени m_1 , так и на значение проницаемости при $\sigma_{эф} = 0,1$ МПа, т.е. на значение $k_{гк1}$.

Максимальные значения $k_{гк1}$ и m_1 характерны для корок, полученных из естественной глинистой суспензии (см. кривые 1 и 2). Для корки, образовавшейся из раствора дружковского глинопорошка, получаем меньшие значения $k_{гк1}$ и m_1 , а добавления к исходному раствору углещелочного реагента (кривая 7) и карбоксиметилцеллюлозы (кривая 3) последовательно уменьшают значения $k_{гк1}$ и m_1 . Добавки барита к исходному раствору еще более уменьшают величины $k_{гк1}$ и m_1 . Из приведенных графиков следует, что существует закономерность влияния обработки исходного раствора химическими реагентами и добавками утяжелителя на зависимость $k_{гк1} = f(\sigma_{эф})$, проявляющаяся в изменении величин $k_{гк1}$ и m_1 .

Проанализируем зависимости $a_{гк} = f(\sigma_{эф})$ (см. рис. 3, б), построенные для корок, возникших из различных суспензий. Кривая 2 построена для корки, образовавшейся из глинистого раствора, а кривая 1 — из глинистого раствора, обработанного сульфид-спиртовой бардой с добавлением едкого натра. Кривая 3 характерна для корки, сформировавшейся из суспензии естественной глины. Кривые 4–6 получены экспериментально по непосредственным замерам изменения объема корки, образовавшейся из суспензии, дисперсная фаза которой представлена соответственно частицами талька, известняком, мономинеральным каолинитом [16] при изменении $\sigma_{эф}$. Из приведенных графиков видно, что характер дис-

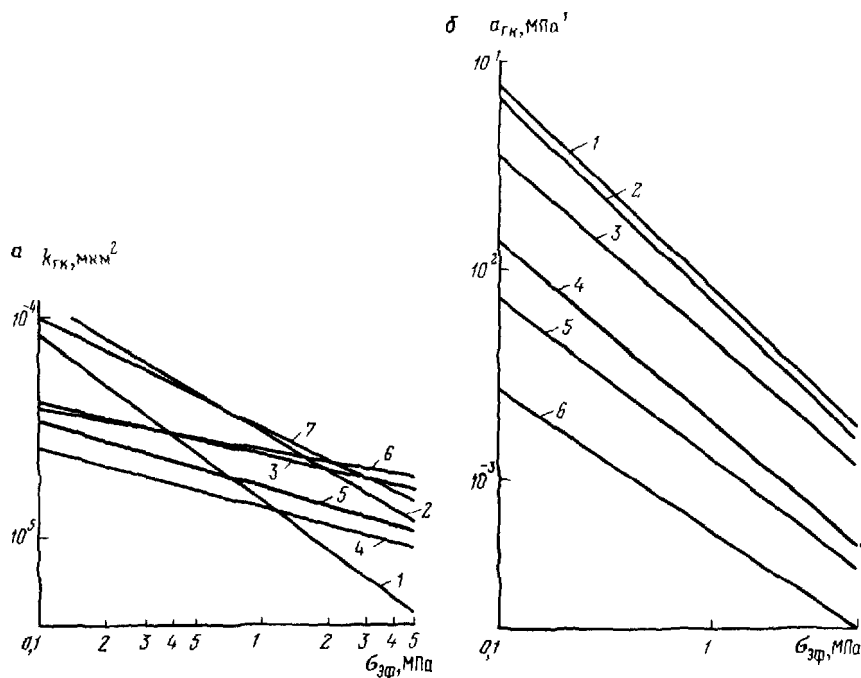


Рис. 3. Зависимости коэффициентов проницаемости $k_{гк}$ (а) и сжимаемости $a_{гк}$ (б) глинистых корок от эффективных напряжений $\sigma_{эф}$.
 а — кривые, построенные по данным: 1 — Ф. Энгельгардта, 2–7 — В.М. Михеева;
 б — то же: 1, 2 — В.С. Баранова, 3 — Ф. Энгельгардта, 4–6 — автора

персной фазы суспензии оказывает влияние на абсолютную величину сжимаемости корок. Однако наклон кривых, т.е. ν , изменяется не так значительно, и варьирует в пределах $0,7 \leq \nu \leq 0,94$. Из сопоставления кривых 1 и 2 видно, что химические добавки к исходной суспензии не влияют на значение ν (наклон кривых постоянен) и очень незначительно изменяют $a_{гк1}$.

1.4. УРАВНЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИИ ДЛЯ ГЛИНИСТЫХ КОРОК

Для описания фильтрации через глинистые корки использовали различные модели. Во всех случаях глинистые корки считали несжимаемыми, а их физические свойства постоянными. Наибольшее распространение на практике получила эмпирическая группа уравнений, связываю-

щих скорость фильтрации со скоростью роста глинистой корки соотношением А. Шейдегера (1.5). Интегрирование этого уравнения дает выражение для скорости фильтрации $v_2 = k_{\text{ГК}} P / [2\mu_2(bt + A_1)]^{1/2}$. Отсюда объем фильтрата, прошедшего через глинистую корку к моменту времени t ,

$$Q(t) = (1/A_2) [2 k_{\text{ГК}} P (bt + A_1) / \mu_2]^{1/2} + Q_0. \quad (1.6)$$

После ввода новых констант из уравнения (1.6) получим уравнение Рутта $[Q(t) + A_3]^2 = A_4(t + A_5)$. Эмпирические константы $A_3 \sim A_5$ определяют по лабораторным опытам. Для этого соотношения (1.6) представляют в виде уравнения прямой, связывающей объем фильтрата с величиной, обратной расходу.

$$dt/dQ(t) = 2(Q + C_3)/C_4. \quad (1.7)$$

Уравнение Рутта получило широкое распространение при анализе водоотдачи глинистых растворов [13, 30] и фильтровании. В работе В.А. Жужикова [12] дан обзор различных модификаций уравнений, приводящихся к уравнению Рутта. Эмпирические коэффициенты, входящие в соотношения (1.6) и (1.7), зависят от условий проведения лабораторных экспериментов (перепада давления, проницаемости фильтра, свойств раствора, температуры и других параметров), поэтому область применения этих уравнений ограничена условиями проведения экспериментов. Эмпирические уравнения дают необходимую для практики точность при сравнении водоотдачи и толщины корок для различных растворов при стандартизованных условиях проведения экспериментов. В скважинных условиях физические параметры существенно колеблются. При анализе изменения физических свойств глинистых корок уравнения типа Рутта абсолютно неприменимы. Проницаемость, пористость, удельное электрическое сопротивление глинистых корок и другие физические свойства, рассчитанные с использованием этих уравнений, являются постоянными величинами, что противоречит имеющимся экспериментальным данным. Расчет влияния действующего перепада давлений и свойств пласта на изменение физических свойств глинистой корки дает качественно неправильные результаты. Так из соотношения (1.6) следует, что с ростом перепада давлений водоотдача глинистого раствора растет пропорционально $\sim P^{1/2}$. Однако результаты экспериментов указывают на отсутствие такой зависимости [26, 30]. Ф. Энгельгардт, С.А. Пестриков, Ю.А. Дикгоф и другие исследователи также рассматривали процесс фильтрации через глинистые корки как процесс фильтрации через несжимаемую среду с фиксированными свойствами. Полученные ими уравнения обладают теми же недостатками, что и рассмотренные выше эмпирические формулы. Модели несжимаемых глинистых корок дают распределение давлений, независимое от приложенного перепада, состава и свойств глинистого раствора.

Проведенный анализ показал, что существующие гидродинамические модели фильтрации через глинистые корки не отражают механизма изменения их физических свойств в результате фильтрационного уплотнения. В работах [15 и 16] предложены новые модели, которые позволяют находить распределения эффективных напряжений в процессе роста и уплотнения корки, исследовать влияние свойств глинистых растворов и пласта на изменения физических свойств глинистых корок.

1.5 РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ ОБРАЗОВАНИЯ ГЛИНИСТОЙ КОРКИ

Математическая постановка задачи о распределении эффективных напряжений в глинистой корке основана на рассмотренных выше представлениях о механизме ее образования. Считается, что скважина заполнена промысловой жидкостью, давление которой превышает давление в пласте на величину P . Под действием перепада давлений P происходит фильтрация жидкой фазы раствора из скважины в пласт, а твердая фаза откладывается на ее стенке в виде глинистой корки. Так как толщина корки $h_{гк}$ намного меньше радиуса скважины r_c ($h_{гк} \ll r_c$), то, рассматривая единичную площадку корки, можно считать ее плоской, а процесс фильтрации глинистого раствора через корку — прямолинейно-параллельным (см. рис. 1). Решим задачу о распределении напряжений в корке при следующих предположениях: 1) выполняется закон Дарси; 2) твердые частицы и жидкая фаза глинистого раствора несжимаемы; 3) скорость движения твердых частиц пропорциональна скорости фильтрации жидкой фазы; 4) коэффициенты проницаемости и сжимаемости определяются зависимостями (1.2) и (1.3); 5) циркуляция в скважине отсутствует; 6) гидродинамическим сопротивлением пласта можно пренебречь. Запишем закон Дарси и уравнение неразрывности в случае движения фильтрата глинистого раствора через глинистую корку при выборе координаты x , как показано на рис. 1.

$$v_2 = (k_{гк} / \mu_2) \operatorname{grad} p, \quad (1.8)$$

$$\partial_x v_2 = -a_{гк} \partial_t \sigma_{эф} \quad (1.9)$$

При составлении уравнения (1.9) использованы соотношения (1.3) и (1.4). Из равенства (1.1) следует, что $\partial_x \sigma_{эф} = -\partial_t p$, поэтому уравнение (1.8), записанное через напряжение, примет вид

$$v_2 = -(k_{гк} / \mu_2) \operatorname{grad} \sigma_{эф} \quad (1.10)$$

Из равенств (1.8) и (1.9) получим уравнение для напряжения

$$(1/\mu_2) \partial_x (k_{гк} \partial_x \sigma_{эф}) = a_{гк} \partial_t \sigma_{эф} \quad (1.11)$$

С учетом соотношений (1.2) и (1.3) будем иметь уравнение

$$(k_{\Gamma K1} / \mu_2) \partial_x (\sigma_{\text{эф}}^{-m_1} \partial_x \sigma_{\text{эф}}) = a_{\Gamma K1} \sigma_{\text{эф}}^{-\nu} \partial_t \sigma_{\text{эф}}, \quad (1.12)$$

которое решается при условиях

$$\sigma_{\text{эф}} = 0 \quad \text{при} \quad x = h_{\Gamma K}; \quad (1.13)$$

$$\sigma_{\text{эф}} = P \quad \text{при} \quad x = 0; \quad (1.14)$$

$$\sigma_{\text{эф}} = 0 \quad \text{при} \quad t = 0. \quad (1.15)$$

Кроме этих соотношений, на поверхности корки $x = h_{\Gamma K}$, координата которой заранее неизвестна и изменяется с течением времени, должно выполняться условие

$$dh_{\Gamma K} / dt = -(bk_{\Gamma K1} / \mu_2) \sigma_{\text{эф}}^{-m_1} \partial_x \sigma_{\text{эф}} \quad (x = h_{\Gamma K}). \quad (1.16)$$

Коэффициент b рассчитывается по соотношению (1.5). Таким образом, задача о нахождении напряжений в корке $\sigma_{\text{эф}}(x, t)$ сводится к решению нелинейного дифференциального уравнения в частных производных (1.12) при условиях (1.13) – (1.15), причем последнее из них выполняется на неизвестной заранее поверхности $x = h_{\Gamma K}$, которая сама подлежит определению. Из приведенной выше гидродинамической модели следует, что эффективные напряжения зависят от следующих параметров:

$$\sigma_{\text{эф}} = f(k_{\Gamma K}, a_{\Gamma K}, m_1, \nu, x, t, \mu_2, P, m_s, m_h). \quad (1.17)$$

Получение индивидуальных зависимостей $\sigma_{\text{эф}}$ от всех параметров, входящих в (1.17), не конструктивно с инженерной точки зрения, так как большое количество исходных данных не позволит провести их эффективный анализ и применить полученные результаты на практике. Для построения обобщенных зависимостей используем анализ размерностей и теории автомодельности.

Для решения краевой задачи (1.12) – (1.16) положим, что

$$\sigma_{\text{эф}} = Pf^{1/(1-\nu)}(x, t). \quad (1.18)$$

При этом система (1.12) – (1.16) сводится к следующей:

$$\partial_t f = \kappa_{\Gamma K} \partial_{xx} f^{\gamma+1}; \quad \gamma = (\nu - m_1)/(1 - \nu); \quad (1.19)$$

$$\kappa_{\Gamma K} = k_{\Gamma K1} P^{\nu - m_1} / \mu_2 a_{\Gamma K1} (\gamma + 1);$$

$$f = 0 \quad (x = h_{\Gamma K}); \quad f = 1 \quad (x = 0); \quad f = 0 \quad (t = 0); \quad (1.20)$$

$$dh_{\Gamma K} / dt = -[bk_{\Gamma K1} P^{(1-m_1)} / \mu_2 (1 - m_1)] \partial_x f^{\gamma+1} \quad x = h_{\Gamma K}. \quad (1.21)$$

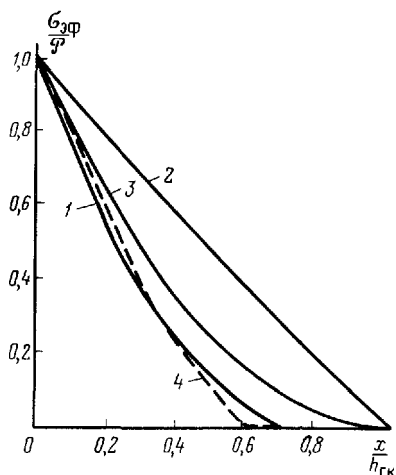


Рис. 4. Распределения эффективных напряжений в глинистой корке.

Глинистый раствор: 1 — необработанный; 2 — обработанный КМЦ, 3 — обработанный УЩР; 4 — экспериментальная кривая Н. Грейса

Покажем, что решение краевой задачи, представленной уравнениями (1.19)–(1.21), автомодельно. Так как функция $f(x, t)$ безразмерная, то из уравнения (1.19) следует, что размерность коэффициента $\kappa_{\text{ГК}}$ следующая: $[\kappa_{\text{ГК}}] = L^2 T^{-\gamma}$, где L и T размерности соответственно длины и времени. Функция f зависит от трех величин x , t и $\kappa_{\text{ГК}}$, из которых можно составить единственную безразмерную комбинацию $\xi = x/(\kappa_{\text{ГК}} t)^{1/2}$. Таким образом, $f = f(\xi)$. Переходя к переменной ξ , получаем

$$d^2 f^{\gamma+1} / d\xi^2 + \xi df / 2 d\xi = 0; \quad (1.22)$$

$$f(\xi_0) = 0; f(0) = 1; \xi_0 = h_{\text{ГК}} (\kappa_{\text{ГК}} t)^{1/2}; \quad (1.23)$$

$$\xi_0 = -(2b a_{\text{ГК}1} P^{1-\nu} / (1-\nu)) (df^{\gamma+1} / d\xi)_{\xi=\xi_0}. \quad (1.24)$$

Определение эффективных напряжений в глинистой корке свелось к решению краевой задачи для нелинейного обыкновенного дифференциального уравнения (1.22) с условиями (1.23), (1.24), которое зависит от параметров b , $a_{\text{ГК}1}$, ν , γ и является автомодельным. Данная задача решается на ЭВМ путем задания производной $df/d\xi$ при $\xi = 0$ с дальнейшим подбором значений ξ_0 , удовлетворяющих условию (1.24). Так как эффективное напряжение в глинистой корке выражается через функцию $f(\xi)$, то

$$\sigma_{\text{эф}} = P t(\xi)^{1/(1-\nu)}. \quad (1.25)$$

На рис. 4 показаны распределения эффективного напряжения $\sigma_{\text{эф}}$ по толщине глинистой корки, которые сильно зависят от свойств раствора. Для удобства сравнения графиков по оси абсцисс отложено взятое в безразмерных единицах расстояние от границы корки до пласта $x/h_{\text{ГК}} = \xi/\xi_0$. Так, для необработанного раствора кривая круто падает на отрезке от 0 до $0,5 x/h_{\text{ГК}}$, а для обработанного КМЦ наблюдается почти линейная зависимость. Для проверки теоретических значений $\sigma_{\text{эф}}$ использовались результаты экспериментов прямого определения $\sigma_{\text{эф}}$ в корке, образовавшейся из суспензии CaCO_3 . Расчетная (см. рис. 4, кривая 1) и эксперимен-

тальная (кривая 4) зависимости $\sigma_{эф}/P = f(x/h_{гк})$ хорошо согласуются друг с другом.

Используя выражение (1.10), получаем формулу для скорости фильтрации

$$v_2 = -[k_{гк1} a_{гк1} / \mu_2 (\gamma + 1)] [P^{1 - (\gamma + m_1)/2} / (1 - \nu)] (df)^{\gamma + 1} / d\xi / t^{1/2} \quad (\xi = 0). \quad (1.26)$$

Из последнего соотношения следует, что скорость фильтрации через глинистые корки сложным образом зависит от перепада давлений, так как $df/d\xi$ также связано с перепадом давлений (подробнее см. в гл. 7). При постоянном перепаде давлений P из соотношения (1.26) получаем хорошо известную эмпирическую зависимость для скорости фильтрации через глинистые корки $v_2 = \text{const } t^{-1/2}$.

1.6. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ ПРИ ФИКСИРОВАННОЙ ТОЛЩИНЕ КОРКИ

При геофизических исследованиях скважин иногда заменяют промывочную жидкость на воду. Эту операцию осуществляют, в частности, при исследовании скважин по системе каротаж—закачка—каротаж. При замене промывочной жидкости водой, не содержащей твердой фазы, объем жидкой фазы раствора m_s становится равным единице, а удельный объем глинистой корки b [см. формулу (1.5)] — нулю. Из соотношения (1.16) следует, что при этом $h_{гк} = \text{const}$ и, следовательно, процесс уплотнения глинистой корки завершен, а распределение эффективных напряжений стационарно, т.е. $\sigma_{эф}(x, t) = \sigma_{эф}(x)$, где x — координата внутри корки. В соответствии с соотношением (1.18) $f(x, t) \equiv f(x)$ и стационарное уравнение для $f(x)$ запишется в виде

$$d^2 f^{\gamma + 1} / dx^2 = 0. \quad (1.27)$$

Из решения этого уравнения получаем $f^{\gamma + 1} = A_1 + A_2 x$. Постоянные $A_{1,2}$ определяются из граничных условий $f(0) = 1$, $f(h_{гк}) = 0$, и распределение эффективных напряжений запишется через фиксированную толщину глинистой корки ($h_{гк}$):

$$\sigma_{эф} = P(1 - x/h_{гк})^{1/(1 - m_1)}. \quad (1.28)$$

Существующие методики лабораторных экспериментов предусматривают изучение свойств корки после прекращения фильтрации, т.е. когда она сформировалась и имеет фиксированную толщину [26, 30]. Из-за необратимости уплотнения корок изменение их физических свойств зависит от распределения эффективных напряжений на момент окончания процесса фильтрации, т.е. физические свойства, изучаемые в условиях

лабораторного эксперимента, определяются стационарным распределением эффективных напряжений, соответствующим заключительной стадии фильтрации.

1.7. ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ ГЛИНИСТОЙ КОРКИ С ПЛАСТОМ

В бурящейся скважине фильтром для дисперсной фазы промывочной жидкости являются породы-коллекторы в их естественном залегании. Вопрос о влиянии свойств пласта-коллектора на характеристики глинистой корки в настоящее время изучен недостаточно. По данным Л.И. Орлова, А.В. Ручкина, Н.М. Свихнушина [28] свойства пласта-коллектора не влияют на толщину глинистой корки, однако эксперименты И.И. Башлыкина показывают обратное. Лабораторные эксперименты по фильтрованию также подтверждают, что проницаемость фильтра влияет на скорость образования корки и водоотдачу [12]. Для анализа влияния свойств пласта рассмотрим распределение эффективных напряжений в системе глинистая корка — пласт. Пусть образец пласта-коллектора имеет бесконечную длину с площадью поперечного сечения, равной единице. Боковая поверхность образца непроницаема. Пористая среда сжимаема и полностью насыщена водой. В начальный момент времени t внутрипоровое давление p в жидкости равно давлению на контуре $p_{\text{кон}}$ и везде одинаково, поскольку жидкость неподвижна. Начиная с момента $t = 0$, к образцу подводится глинистый раствор, давление в котором $p_p > p_{\text{кон}}$, причем $p_p - p_{\text{кон}} = P = \text{const}$.

Под действием перепада давления P жидкая фаза раствора фильтруется в образец, а частицы твердой фазы осаждаются, образуя глинистую корку, которая растет с течением времени. Под эффективным напряжением понимается превышение приложенной нагрузки над равновесной в данном сечении x :

$$\sigma_{\text{эф}}(x) = P - [p(x) - p_k]. \quad (1.29)$$

Рассматривая фильтрацию через корку, направим ось x против движения жидкости и будем считать, что $x = 0$ на границе корки с образцом (см. рис. 1), наиболее вероятные размеры дисперсной фазы глинистого раствора значительно больше, чем размеры пор образца, и зона кольматации не образуется. Распределение эффективных напряжений при росте и уплотнении глинистой корки $\sigma_{\text{эф.гк}}$ описывается системой (1.12) — (1.16). На границе корки с образцом ($x = 0$) должны соблюдаться условия равенства напряжений и скоростей фильтрации в корке и пласте. Чтобы записать эти условия, рассмотрим фильтрацию жидкой фазы раствора через образец, считая как обычно, что коэффициенты проницаемости k_0 и сжимаемости β образца неизменны.

Коэффициент пьезопроводимости пласта обозначим через $\kappa_{\text{пл}} = k_0/(\mu \beta)$. Направим ось X по движению жидкости ($x' = -X$). Так как движение в образце прямолинейно-параллельное, эффективное напряже-

ние в пласте $\sigma_{\text{эф.пл}}$ согласно равенству (1.29) удовлетворяет уравнению

$$\partial_t \sigma_{\text{эф.пл}} = \kappa_{\text{пл}} \partial_x' \sigma_{\text{эф}} \quad (1.30)$$

с условием на бесконечности

$$\sigma_{\text{эф.пл}} = P \quad \text{при } x' = \infty. \quad (1.31)$$

Покажем, что задача определения эффективных напряжений в системе корка — пласт, как и случае отсутствия последнего, сводится к автомодельной. Обозначим

$$f(x, t) = (\sigma_{\text{эф}}/P)^{1-\nu}, \quad (1.32)$$

тогда уравнение (1.12) приводится к виду

$$\partial_t f = \kappa_{\text{ГК}}' P^{\nu-m_1} \partial_{xx} f^{\gamma+1}, \quad (1.33)$$

где

$$\kappa_{\text{ГК}}' = k_{\text{ГК}1} / \mu_2 a_{\text{ГК}1} (\gamma + 1). \quad (1.34)$$

Безразмерная функция f зависит от четырех аргументов $x, t, \kappa_{\text{ГК}}', P^{\nu-m_1}$, из которых можно составить единственную безразмерную комбинацию

$$\xi = x / (\kappa_{\text{ГК}}' P^{\nu-m_1} t)^{1/2}. \quad (1.35)$$

Таким образом,

$$f = f(\xi) \quad (1.36)$$

и уравнение в частных производных (1.12) свелось к обыкновенному нелинейному дифференциальному уравнению

$$d^2 f^{\gamma+1} / d\xi^2 + (\xi/2) df/d\xi = 0. \quad (1.37)$$

Рассмотрим граничные условия (1.13) и (1.16). Пусть граница корки $x = h_{\text{ГК}}$ соответствует безразмерной переменной $\xi = \xi_0$ (которая сама подлежит определению), тогда

$$\xi_0 = h_{\text{ГК}} / (\kappa_{\text{ГК}}' P^{\nu-m_1} t)^{1/2}; \quad (1.38)$$

$$dh_{\text{ГК}}/dt = \xi_0 (\kappa_{\text{ГК}}' P^{\nu-m_1} / t)^{1/2} / 2 \quad (1.39)$$

и условия (1.13) и (1.16) принимают вид

$$f(\xi_0) = 0; \quad (1.40)$$

$$\xi_0 = - [2 b a_{\text{гк1}} P^{1-\nu} / (1-\nu)] (df^{\gamma+1} / d\xi) \quad (\xi = \xi_0). \quad (1.41)$$

Обратимся теперь к уравнению (1.30). Обозначив

$$\sigma_{\text{эф.пл}}^{\text{пл}} = P f_2(\xi'), \quad (1.42)$$

$$\text{где } \xi' = x' / (\kappa'_{\text{гк}} P^{\nu-m_1} t)^{1/2}, \quad (1.43)$$

сведем уравнение (1.30) к обыкновенному линейному уравнению

$$d^2 f_2 / d\xi'^2 + (P^{\nu-m_1} \kappa'_{\text{гк}} / 2 \kappa_{\text{пл}}) \xi' df_2 / d\xi' = 0; \quad (1.44)$$

при этом условие (1.31) перейдет в условие

$$f_2(\xi') = 1 \text{ при } \xi' = \infty. \quad (1.44a)$$

Решение уравнения (1.30) при условии (1.31) хорошо известно:

$$f_2(\xi') = 1 - c' \left\{ 1 - \operatorname{erf} [(\kappa'_{\text{гк}} P^{\nu-m_1} \xi' / 2 \kappa_{\text{пл}})^{1/2}] \right\}, \quad (1.45)$$

где c' — константа, подлежащая определению.

На границе корки с образцом должны быть выполнены условия равенства напряжений, т.е.

$$f_2(0) = f(0)^{1/(1-\nu)} \text{ или } f(0)^{1/(1-\nu)} = 1 - c', \quad (1.46)$$

и равенства скоростей фильтрации

$$-(k_{\text{гк1}} / \mu_2) \sigma_{\text{эф1}}^{-m_1} \partial_x \sigma_{\text{эф}} (k_0 / \mu_2) \partial_x \sigma_{\text{эф}} \text{ при } x = x^1 = 0. \quad (1.47)$$

Последнее условие с помощью соотношений (1.31), (1.32), (1.45) и (1.46) приводится к виду

$$-(df^{\gamma+1} / d\xi) |_{\xi=0} = (k_0 / k_{\text{гк1}}) (\kappa'_{\text{гк}} / \kappa_{\text{пл}})^{1/2} (c/\pi) (1 - \nu) P^{(\nu+m_1)/2}. \quad (1.48)$$

Таким образом, задача определения напряжений в системе корка — образец свелась к автомодельной задаче решения обыкновенного нелинейного уравнения (1.37) для функции (1.32) при условиях (1.40), (1.41) на поверхности корки и условиях (1.47), (1.48) на границе ее с образцом.

Для получения решения на ЭВМ введем новую функцию

$$u = [f(\xi)]^{\gamma+1}, \quad (1.49)$$

тогда уравнение (1.37) и условия на поверхности корки (1.47), (1.48) запишутся в виде

$$d^2 u / d\xi^2 + (\xi/2) du^\omega / d\xi = 0, \quad (1.50)$$

$$\text{где } \omega = 1/(\gamma - 1); u(\xi_0) = 0; \quad (1.51)$$

$$\xi_0 = -\beta (du/d\xi) (\xi = \xi_0); \beta = 2 b a_{\text{гк1}} P^{1-\nu} / (1 - \nu); \quad (1.52)$$

$$u(0) = f_2(0)^{(\gamma+1)(1-\nu)} = f_2(0)^{1-m_1}; \quad (1.53)$$

$$f_2(0) = 1 - c'; \quad (1.54)$$

$$-(du/d\xi)|_{\xi=0} = (k_0/k_{\text{гк1}}) (\kappa'_{\text{гк}}/\kappa_{\text{пл}})^{1/2} (c'/\pi)^{1/2} (1 - \nu) P^{(\nu+m_1)/2}. \quad (1.55)$$

Константа c' может принимать значения от 0 до 1. Положим $c' = 0$, тогда условия (1.46) определим $f_2(0)$ и из формулы (1.49) $u(0)$. Задавая значение производной $(du/d\xi)$ в этой точке, решим задачу Коши. В линейном случае ($\gamma = 0, \nu = m_1$) координата ξ_0 находится из уравнения

$$\left\{ [\pi^{1/2} (1-\nu) / a_{\text{гк1}} b]^{1/(1-\nu)} \operatorname{erf}(\xi_0/2) + (\pi^{1/2}/b) \times \right. \\ \left. \times (k_{\text{гк1}}/k_0 \beta^* a_{\text{гк1}})^{1/2} \right\} P^{-1} (\xi_0/2) \exp(\xi_0^2/4) = 1.$$

Функции, определяющие напряжение,

$$f(\xi) = A - B \operatorname{erf}(\xi/2); \quad (1.56)$$

$$f_2(\xi') = 1 - c' \left\{ 1 - \operatorname{erf} [(\kappa'_{\text{гк}} \xi' / \kappa_{\text{пл}} 2)^{1/2}] \right\}, \quad (1.57)$$

$$\text{где } B = \pi^{1/2} (1-\nu) \xi_0 e^{\xi_0^2/4} / 2 a_{\text{гк1}} b P^{(1-\nu)};$$

$$A = B \operatorname{erf}(\xi_0/2); c' = 1 - A^{1/(1-\nu)}.$$

Эффективные напряжения в системе глинистая корка — пласт описываются следующими соотношениями:

$$\sigma_{\text{эф.гк}} = P f(\xi)^{1/(1-\nu)} \quad \text{для корки}; \quad (1.58)$$

$$\sigma_{\text{эф.пл}} = P f_2(\xi') \quad \text{для образца}. \quad (1.59)$$

Из полученного автомодельного решения следует, что влияние свойств пласта на распределение напряжений в глинистой корке обуславливается изменением коэффициентов проницаемости k_0 и пьезопроводности $\kappa_{\text{пл}}$. При этом общий перепад давлений P перераспределяется в системе глинистая корка — пласт в зависимости от пьезопроводности глинистой корки $\kappa'_{\text{гк}}$ и величины приложенного перепада давлений.

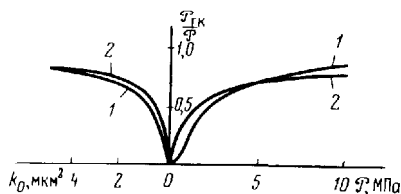


Рис. 5. Зависимость доли перепада давления $P_{гк}/P$, приходящейся на глинистую корку, от проницаемости пласта k_0 и общего перепада давлений P для необработанного (1) и обработанного КМЦ (2) глинистых растворов

Падение давления (возрастание напряжения) в глинистой корке определяется соотношением $P_c - p(0) = \sigma_{эф.кг}(0) = P_{гк}/P$. Зависимости доли общего перепада, приходящегося на глинистую корку $P_{гк}/P$ от общего перепада давлений P показывают, что с ростом P в системе глинистая корка — пласт доля $P_{гк}/P$ возрастает от практически нулевых значений для $P < 0,5$ МПа до 1 при $P \rightarrow \infty$ (рис. 5). При этом наиболее резкие изменения напряжений соответствуют P от 0,5 до 5 МПа, а при дальнейшем росте P кривая выполаживается. В области $P < 5$ МПа необработанный раствор (см. рис. 5, кривая 1) образует более рыхлую корку по сравнению с раствором, обработанным КМЦ (см. рис. 5, кривая 2). В области $P > 5$ МПа наблюдается обратное явление.

Падение давления на глинистой корке $P_{гк}/P$ для необработанного и обработанного КМЦ растворов при $P = 2$ МПа возрастает с увеличением проницаемости пласта до значений $k_0 = 2$ мкм². Дальнейший рост проницаемости пласта практически не сказывается на перераспределении перепада давлений (см. рис. 5). Из приведенных данных следует, что образование глинистой корки при наличии пласта отличается от лабораторного эксперимента тем, что в первом случае происходит перераспределение общего перепада давлений, а при лабораторных испытаниях действующий на корку $P_{гк}/P$ не изменяется. Перераспределение перепада давлений в системе корка — пласт приводит к различной степени уплотнения корки, образовавшейся на пласте и фильтре. Различный характер уплотнения приводит, в свою очередь, к изменению физических свойств глинистой корки (см. гл. 7).

1.8. МЕХАНИЗМ ИЗМЕНЕНИЯ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГЛИНИСТОЙ КОРКИ ПРИ ЦИРКУЛЯЦИИ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

В условиях бурящихся скважин изменение физических свойств глинистой корки происходит как в течение всего периода бурения, так и в процессе проведения технологических операций. В процессе собственно бурения скважины наиболее распространен технологический режим постоянной циркуляции промывочной жидкости, которая приводит к размыву (эрозии) верхних, наименее уплотненных слоев глинистой корки. Согласно экспериментальным исследованиям Ю.П. Номикосова, У.Д. Мамаджанова и др. [13, 32] с увеличением скорости циркуляции толщина ранее сформировавшейся глинистой корки уменьшается. При этом после некоторого небольшого (порядка нескольких минут) промежутка времени происхо-

дит стабилизация толщины корки, которая определяется динамическим равновесием: число глинистых частиц, переходящих в корку, равно числу частиц, уносимых раствором. Из анализа механизма взаимодействия глинистой корки с пластом следует, что независимо от наличия или отсутствия циркуляции распределение эффективных напряжений определяется общим перепадом давления P и параметрами $\kappa_{гк}$ и $\kappa_{пл}$ [см. формулы (1.56) и (1.58)].

На границе глинистой корки с раствором, как и в случае отсутствия циркуляции, $\sigma_{эф.гк} = 0$. На границе глинистая корка — пласт $\sigma_{эф.гк} = P f_2(0)$. Таким образом, в обоих случаях выполняются те же граничные условия, что и при отсутствии циркуляции. После стабилизации динамической толщины корки в ней устанавливается стационарное распределение эффективных напряжений в соответствии с выражением (1.28).

В то же время формирование границы глинистая корка — промысловая жидкость при наличии и отсутствии циркуляции существенно различно. Циркулирующий в скважине раствор размывает верхние, наименее уплотненные слои глинистой корки. Эрозия происходит до тех пор, пока сила сцепления частиц глинистой корки, определяемая степенью уплотнения, не окажется больше, чем напряжение сдвига частиц из-за циркуляции. Таким образом, физические свойства глинистой корки на границе с раствором характеризуются превоначальным уплотнением ее и динамическим напряжением сдвига. Поскольку толщина глинистой корки при циркуляции всегда меньше толщины глинистой корки при отсутствии этого процесса, то глинистая корка, образовавшаяся при циркуляции, более уплотнена и менее проницаема. Ее физические свойства будут отличными от свойств корок, возникших при отсутствии циркуляции (см. гл. 7).

Скорость фильтрации через глинистую корку при циркуляции

$$v_2 = (k_{гк1} / \mu_2) \sigma_{эф}^{-m_1} \partial_x \sigma_{эф} = P^{1-m_1} k_{гк1} / \mu_2 (1-m_1) h_{гк}, \quad (1.60)$$

т.е. она не зависит от времени, что хорошо согласуется с результатами экспериментов У.Д. Мамаджанова, Б.В. Касперского и др. Зависимость скорости фильтрации при циркуляции от перепада давлений носит степенной характер, что также хорошо подтверждается проведенными опытами [13, 30].

МЕХАНИЗМ ИЗМЕНЕНИЯ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТА В ЗОНЕ КОЛЬМАТАЦИИ

2.1. ОСНОВНЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О МЕХАНИЗМЕ КОЛЬМАТАЦИИ

Околоствольная зона, непосредственно примыкающая к глинистой корке, образовавшаяся в результате проникновения в поры коллектора дисперсной фазы промывочной жидкости, называется зоной кольматации (см. рис. 1).

Кольматация — процесс заполнения внутрипорового пространства породы дисперсной фазой промывочной жидкости при ее фильтрации в пласт. Изучению кольматации пористых сред посвящено много исследований. Однако до настоящего времени не существует единой точки зрения относительно механизма этого процесса. Некоторые специалисты считают, что процесс кольматации коллекторов в условиях бурящихся скважин вообще невозможен или проникновение дисперсной фазы в поры коллектора пренебрежимо мало (порядка миллиметра). Этот вывод базируется на результатах экспериментов, полученных по общепринятой методике изучения влияния кольматации на проницаемость пород. В этом случае коэффициент проницаемости определяют после кольматации при срезании закольматированного слоя породы различной толщины. Результаты экспериментов показывают, что в ряде случаев при срезании 0,5–1,5 мм слоя коэффициент проницаемости почти полностью восстанавливается.

В то же время в исследованиях Р.Ф. Крюгера и Л.С. Фогеля, А. Абрамса отмечено проникновение кольматанта (глинистых частиц) в поры гранулярных коллекторов на глубину до 20–40 см и более [34]. Такие размеры зоны кольматации вызывают существенные изменения физических свойств в прискважинной области и приводят к искажению геофизических диаграмм, которые неоднократно наблюдались на практике [3]. Прямыми экспериментальными исследованиями обнаружены изменения удельного электрического сопротивления до глубины более 9 см [26]. В этой же работе установлено влияние зоны кольматации на диффузионно-адсорбционную активность породы. Установлено существенное влияние кольматации на фильтрационные свойства пород.

Экспериментальные исследования, проведенные В.Т. Алекперовым и В.А. Никишиным, показали, что время кольматации составляет около 15 мин, т.е. время этого процесса пренебрежимо мало по сравнению с временем других процессов, определяющих изменения физических свойств в околоскважинных зонах. Однако другие эксперименты показывают, что уменьшение проницаемости образцов пород из-за кольматации происходит на протяжении всего периода фильтрации промывочной жидкости [13, 36].

Сложность и многопараметричность явления кольматации вызывает большие затруднения при физическом моделировании этого процесса и интерпретации результатов экспериментов. Затруднения вызваны и тем, что эксперименты по кольматации коллекторов практически невозпроизводимы, так как процесс кольматации существенно необратим.

Трудности моделирования процесса связаны, в первую очередь, со слабой изученностью механизма кольматации, основные представления о котором сформировались на основе исследований фильтрации малокоцентрированных суспензий в связи с задачами гидротехники и мелиорации. Представления различных ученых о механизме кольматации в основном сводятся к двум точкам зрения. С.В. Избаш, А.Н. Патрашов и другие исследователи считают, что кольматация обусловлена механическим закупориванием пор дисперсной фазой. При таком представлении о механизме кольматации определяющее влияние на кольматацию оказывают отношения размеров частиц кольматанта к размерам пор и практическая мгновенность кольматации. А.Н. Патрашов, исследуя фильтрацию малокоцентрированных суспензий через песок, установили, что изменение физических свойств в зоне кольматации происходит только в том случае, если средний диаметр пор в 5–6 раз превышает средний диаметр частиц кольматанта. Частицы большего диаметра откладываются в виде корки, меньшего — свободно выносятся из пор и не принимают участия в кольматации.

Другой точки зрения на механизм кольматации придерживались Д.М. Минц и Ю.М. Шехтман. Согласно их представлениям кольматация обусловлена как процессами механической закупорки пор, так и физико-химическим взаимодействием дисперсной фазы кольматанта с материалом пористой среды. При таком механизме процесс кольматации имеет место при сколь угодно малых размерах частиц дисперсной фазы. Кольматация в этом случае происходит в результате адсорбционного взаимодействия, коагуляции и структурирования самих частиц в порах коллектора. Описанные выше представления о механизме кольматации основаны на экспериментальном изучении фильтрации малокоцентрированных монодисперсных суспензий через высокопроницаемые пески и рыхлые грунты.

Используемые при бурении промывочные жидкости представляют собой высококоцентрированные полидисперсные суспензии. Размеры частиц в растворах колеблются от долей микрона до нескольких миллиметров. Фильтрующие поры коллекторов нефти и газа имеют сложную структуру и широкий диапазон изменения размеров пор. Глинистая корка также влияет на процесс кольматации. В связи с этим необходимо рассмотреть особенности механизма кольматации при фильтрации глинистых растворов через коллекторы нефти и газа при этих условиях.

2.2. ФИЗИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ НАКОПЛЕНИЯ КОЛЬМАТАНТА ВО ВНУТРИПОРОВОМ ПРОСТРАНСТВЕ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

Анализ экспериментальных исследований изменения физических свойств коллекторов в процессе кольматации позволил обосновать физическую модель этого процесса. А.С. Сатаев изучал изменения проницаемости при фильтрации кольматанта через естественные образцы керна при различных отношениях диаметра пор к диаметру частиц кольматанта (табл. 1). С уменьшением диаметров частиц возрастают глубина проникновения и степень кольматации. Частицы с размером 1–2 мкм проходят через весь образец. Однако их влияние на потерю проницаемости велико (см. табл. 1). При $d_k/d_{\text{ч}} = 1 \div 2$ кольматации не происходит.

Экспериментальные исследования фильтрации глинистых растворов, проведенные В.М. Подгорновым, показали, что в результате кольматации размеры пор изменяются практически во всем диапазоне сообщающихся пустот, принимающих участие в фильтрации. Кроме того, установлено, что в процессе накопления кольматанта принимают участие все частицы дисперсной фазы, проникшие во внутрипоровое пространство.

Для обоснования схемы строения зоны кольматации автором изучался характер распределения кольматанта по длине закольматированного керна и в отдельных сечениях зоны кольматации. Моделирование процесса кольматации проводилось в динамических условиях. Пористой средой служили искусственные безглинистые образцы керна с широким диапазоном изменения коэффициента проницаемости от 0,177 до 1,6 мкм². Анализ распределения кольматанта в порах коллектора проводился по изготовленным из образцов закольматированного керна шлифам, находящимся на различном расстоянии от границы раствора.

Обобщение этих данных позволило схематически представить зону кольматации (рис. 6). В ней имеются поры, целиком заполненные кольматантом (см. рис. 6, область 3), в которых частицы последнего образовали пористую кольматирующую среду, заполняющую внутрипоровое пространство образца коллектора.

В зоне кольматации выделяются поры, где частицы кольматанта не образуют кольматирующей среды (см. рис. 6, область 4). Здесь процесс формирования кольматационной среды еще не завершился и кольматант находится в свободном состоянии. В зоне кольматации есть также участки пор, свободные от кольматанта (см. рис. 6, области 2, 5), которые недоступны его проникновению. Проведенные исследования показали, что количество проникших частиц уменьшается постепенно в направлении фильтрации и выделить четкую границу зоны кольматации не удастся.

Перечисленные выше особенности кольматации коллекторов глинистыми растворами позволяют предложить следующую физическую модель накопления кольматанта во внутрипоровом пространстве. При вскрытии пластов бурением частицы дисперсной фазы раствора вместе с фильтратом внедряются в поры коллектора. Наиболее крупные частицы задерживаются на стенке скважины и образуют глинистую корку, а частицы, проникшие в пласт, механически задерживаются в местах сужений и пере-

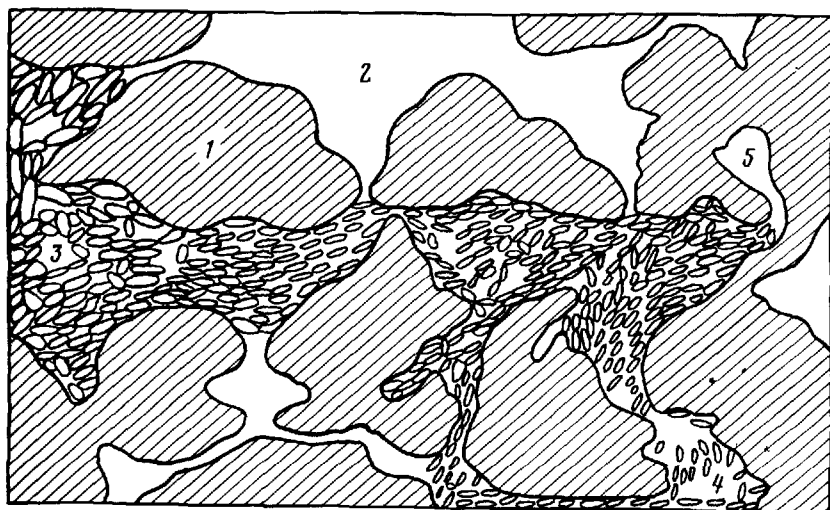


Рис. 6. Схема строения зоны колюматации:

1 — скелет породы; 2 — поры, недоступные колюматации; 3 — колюматировавшая среда; 4 — свободный колюматант; 5 — гидродинамически неподвижная пластовая вода

Таблица 1

Песчаник		Размеры частиц в фильтруемой суспензии, мкм	Максимальная глубина проникновения частиц в образец, мм	Снижение проницаемости образцов в результате колюматации поровых каналов, %	Отношение максимальных диаметров поровых каналов к средним размерам частиц $d_{\text{к}}/d_{\text{ч}}$
Зернистость	$d_{\text{к}}$, мкм				
Средняя	50	1–2	80	20	33,0
		4–6	25–40	45	10,0
		8–12	10–15	36	5,0
		16–20	2–3	12	2,8
Мелкая	32	30–40	Не проникают	—	1,4
		1–2	60	32	21,0
		4–6	15–20	46	6,4
		8–12	3–4	15	3,2
"	20	16–20	Не проникают	—	1,8
		1–2	3–4	14	13,0
		4–6	1–2	8	4,0
		8–12	Не проникают	—	2,0

жимов (см. рис. 6). Вероятность задерживания частиц прямо пропорциональна их размерам и числу сужений и пережимов пор, определяемых структурой порового пространства. Задерживание крупных частиц приводит к сужению проходных сечений, а это повышает вероятность задержания частиц меньшего размера. В процессе роста и уплотнения глинистой корки через нее проходят частицы все меньших размеров; одновременно снижается общее число проходящих частиц из-за снижения скорости фильтрации.

Таким образом, в процессе фильтрации доля частиц кольматанта с минимальными размерами возрастает. Эти частицы свободно уносятся потоком фильтрата через сужения и пережимы пор, но застревают в зонах скопления частиц крупного и среднего размеров. При снижении скорости фильтрации постепенно возрастает роль физико-химического взаимодействия частиц и их агрегатов с внутрипоровой поверхностью. Физико-химическое взаимодействие приводит к осаждению самых мелких частиц (коллоидной фракции) на стенках пор. Следовательно, в течение всего периода фильтрации происходит накопление частиц кольматанта во внутрипоровом пространстве. Интенсивность процесса накопления частиц затухает во времени и по мере их продвижения в глубь пласта. Образовавшийся осадок состоит из частиц различного размера, средние значения уменьшаются при продвижении в глубь пласта (см. рис. 6).

Из рассмотренной схемы следует, что в любой момент времени в зоне кольматации частицы кольматанта могут находиться в двух различных состояниях, соответствующих двум различным зонам в области, занятой кольматантом: в виде кольматирующей среды (зоны кольматации), необратимо изменяющей физические свойства пласта, и в виде суспензии, свободно циркулирующей по внутрипоровому пространству (зона проникновения кольматанта). Причем переход кольматанта из суспензии в кольматирующую среду происходит постепенно. По мере затухания фильтрации все частицы кольматанта стремятся перейти в кольматирующую среду.

Описанная схема кольматации коллекторов частицами глинистого раствора позволяет объяснить экспериментально установленные закономерности процесса кольматации и имеющиеся противоречия при его изучении различными специалистами. Необратимость закупорки — это следствие полидисперсной структуры осадка, заполняющего внутрипоровое пространство. Снятие части закольматированного слоя приводит к нарушению структуры осадка из-за удаления наиболее крупных частиц, составляющих каркас кольматирующей среды. Оставшийся слой кольматанта, очевидно, неустойчив в соответствии с плотностью упаковки. Некоторые частицы приобретают подвижность и выносятся за пределы закольматированного слоя, осадок становится еще менее устойчивым и может полностью разрушиться потоком фильтрующей жидкости при обратной промывке.

Влияние глинистой корки на интенсивность кольматации определяется ее способностью задерживать частицы кольматанта различных размеров. В работе [12] показано, что в корке содержание частиц с размером

меньше среднего возрастает по направлению движения фильтрата. Задерживающая способность корки пропорциональна степени ее уплотнения и размерам слоя корки с максимальным уплотнением.

При циркуляции глинистого раствора агрегаты глинистых частиц распадаются и частицы диспергируются в большей степени, а толщина уплотненного слоя корки меньше, чем при отсутствии циркуляции. Поэтому интенсивность кольматации в режиме циркуляции выше и кольматация происходит в течение всего периода фильтрации [13, 34]. При отсутствии циркуляции процесс кольматации кратковременный, что наблюдалось в экспериментах В.Т. Алекперова и В.А. Никишина. Кроме того, ими было обнаружено, что интенсивность кольматации значительно возрастает при искусственном удалении глинистой корки с последующей фильтрацией. Периодическое удаление корки приводило к снижению проницаемости закольматированного керна в 10^3 раз и более. Полученный вывод о том, что при отсутствии циркуляции изменение перепада давлений при $P > 4$ МПа практически не сказывается на степени кольматации, объясняется характером фильтрации через глинистую корку. С ростом перепада давлений глинистая корка уплотняется, размер и число частиц, проникших в породу, резко уменьшаются, это и определяет нечувствительность кольматации к перепаду давлений.

Экспериментальные исследования Р.Ф. Крюгера и Л.С. Фогеля, проведенные в режиме циркуляции промывочной жидкости, показали, что интенсивность кольматации определялась количеством фильтрата, ушедшего в пласт. В случае образования глинистой корки и при ее постоянном удалении степень кольматации при одинаковом количестве фильтрата, прошедшего через образец породы, оказалась близкой. К аналогичным выводам пришел и У.Д. Мамаджанов, изучавший в условиях циркуляции процесс кольматации образцов коллекторов месторождения Газли. Им было установлено, что характер затухания фильтрации одинаков при наличии глинистой корки, ее удалении и удалении кольматационного слоя толщиной 0,5 мм.

Проведенный анализ показывает, что степень кольматации коллекторов глинистыми растворами зависит от количества проникшего в них кольматанта и не зависит от условий его проникновения. Таким образом, глинистая корка влияет на количество фильтрата и частиц, попавших в поры коллектора. Основной же характеристикой кольматации является число частиц, осевших во внутрипоровом пространстве в виде кольматирующей среды. Так как в процессе кольматации образуются две особые зоны: зона, насыщенная кольматирующей пористой средой, и зона проникновения свободного кольматанта, то и изменение физических свойств пласта в этих зонах различно.

Обычно изменение физических свойств в зоне кольматации связывают с количеством проникшего кольматанта. Однако, учитывая дифференцированный характер его распределения в порах в виде кольматирующей пористой среды и свободного кольматанта, естественно ожидать различное влияние кольматанта на изменения физических свойств зоны кольматации.

2.3. СВЯЗИ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ЗОНЫ КОЛЬМАТАЦИИ С НАСЫЩЕНИЕМ ПОР КОЛЬМАТАНТОМ

Накопление кольматанта приводит к изменению пористости, проницаемости, структуры порового пространства, удельного электрического сопротивления и других физических свойств. Следовательно, степень изменений этих параметров контролируется количеством кольматанта и характером его распределения во внутривпоровом пространстве.

Единичный объем кольматационного слоя состоит из объемов пор m_0 и объема скелета $(1 - m_0)$. В первом выделяется объем пор, недоступных кольматации, характеризуемый коэффициентом недоступного порового объема $k_{\text{нпо}}$, который является одним из основных параметров, учитывающих специфику кольматации коллекторов глинистыми растворами, и определяет долю пор, куда не проникают частицы кольматанта.

Проведенные автором исследования показали, что $k_{\text{нпо}}$ может иметь большие значения. Зависимость $k_{\text{нпо}}$ от коэффициента абсолютной проницаемости терригенных коллекторов показывает, что коэффициент недоступного порового объема максимален для коллекторов с низкими значениями коэффициента проницаемости (рис 7, кривая 1). По мере увеличения проницаемости значения $k_{\text{нпо}}$ уменьшаются и для высокопроницаемых образцов стремятся к нулю.

При исследованиях фильтрации малоконцентрированных суспензий $k_{\text{нпо}}$ пренебрежимо мал, поэтому Ю.М. Шехтман и другие исследователи считают, что в процессе такой кольматации участвует весь объем пор.

Рассмотрим насыщение единицы объема порового пространства в зоне кольматации. Насыщение единицы объема порового пространства водонасыщенной закольматированной пористой среды характеризуется коэффициентами насыщения пор кольматантом $S_{\text{к}}$, фильтратом $S_{\text{ф}}$ и остаточной водой $k_{\text{во}}$. Насыщение единичного порового объема кольматантом складывается из насыщений пор свободным кольматантом $S_{\text{к св}}$, находящимся в кольматирующей среде $S_{\text{к кс}} = a_{\text{кс}}(1 - m_{\text{кс}})$.

Насыщенность свободным кольматантом определяется так $S_{\text{к св}} = [1 - a_{\text{кс}} - (k_{\text{нпо}} +$

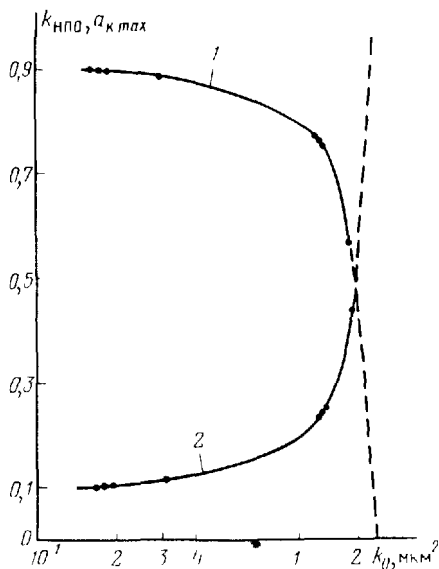


Рис 7 Зависимости коэффициента недоступного порового объема $k_{\text{нпо}}$ (1) и максимального насыщения пор кольматирующей средой $a_{\text{к max}}$ (2) от проницаемости образца k_0

$+ k_{\text{во}})] C_{\text{к}}$, где $(k_{\text{нпо}} + k_{\text{во}})$ характеризует суммарный объем пор, недоступных кольматации.

Насыщение единичного порового объема фильтратом $S_{\text{ф}} = (1 - k_{\text{нпо}} - k_{\text{во}} - a_{\text{кс}}) - S_{\text{к.св}} + a_{\text{кс}} m_{\text{кс}} + k_{\text{нпо}}$. Из приведенных соотношений следует, что $S_{\text{ф}} + S_{\text{к}} = 1 - k_{\text{во}}$. Насыщение единицы объема пористой среды фильтратом $- m_0 S_{\text{ф}}$, кольматантом $- m_0 S_{\text{к}}$.

Под коэффициентом активного порового объема $m_{\text{а}}$ будем понимать текущий объем пор единицы порового объема, в который может проникнуть кольматант $m_{\text{а}} = 1 - k_{\text{во}} - k_{\text{нпо}} - a_{\text{кс}}$.

Процесс кольматации можно считать завершенным, когда весь активный поровый объем занят кольматирующей средой. В этом случае $m_{\text{а}} = 0$ и максимально возможное насыщение пор кольматирующей средой будет $a_{\text{мак}} = 1 - k_{\text{во}} - k_{\text{нпо}}$. С увеличением проницаемости значения $a_{\text{мак}}$ стремятся к единице (рис. 7).

Изменение пористости единичного объема зоны кольматации связано с накоплением кольматирующей среды. Связь активной пористости закольматированного объема пористой среды с насыщением $a_{\text{кс}}$ определяется $m_{\text{а}} = m_0 (1 - k_{\text{во}} - k_{\text{нпо}} - a_{\text{кс}})$ или $m_{\text{а}} = m_0 (a_{\text{мак}} - a_{\text{кс}})$. Связь открытой пористости с насыщением пор кольматирующей средой $m_{\text{зк}} = m_0 (1 - a_{\text{кс}})$.

Влияние кольматанта на проницаемость закольматированного объема пористой среды обусловлено изменениями объема пор, принимающих участие в кольматации, и структуры порового пространства в результате этого процесса. В общем случае при кольматации изменяются активная пористость $m_{\text{а}}$, удельная поверхность $S_{\text{уд}}$ и геометрия порового пространства J_0 . Свяжем эти изменения с изменением проницаемости посредством уравнения Козени—Кармана

$$k_{\text{зк}}/k_0 = (J_0/J_{\text{зк}}) (S_{\text{уд}}/S_{\text{уд.зк}})^2 (m_{\text{зк}}/m_0)^3.$$

Из приведенного выше соотношения следует, что основное влияние на изменение проницаемости закольматированного объема ($k_{\text{зк}}$) оказывает изменение пористости $m_{\text{зк}}$, влияние же удельной поверхности $S_{\text{уд.зк}}$ и постоянной Козени ($J_{\text{зк}}$) значительно меньше.

Изменение удельной поверхности при полной блокировке пор кольматационной массой также определяется изменением пористости $S_{\text{уд.зк}}/S_{\text{уд}} = (m_{\text{зк}}/m_0) = (1 - a_{\text{кс}})$.

В случае равномерного отложения кольматанта на поверхность пор $S_{\text{уд.зк}}/S_{\text{уд}} = (m_{\text{зк}}/m_0)^{1/2} = (1 - a_{\text{кс}})^{1/2}$.

Более сложный характер отложения кольматанта в порах можно выразить с помощью следующей формулы: $S_{\text{уд.зк}}/S_{\text{уд}} = (1 - a_{\text{кс}})^{\beta_1}$. Таким образом, окончательно получаем $k_{\text{зк}} = k_0 (1 - a_{\text{кс}})^{\beta_1}$, где β_1 — постоянный коэффициент, определяемый характером распределения кольматанта во внутривпоровом пространстве.

Для изучения связи коэффициента проницаемости с кольматанто-

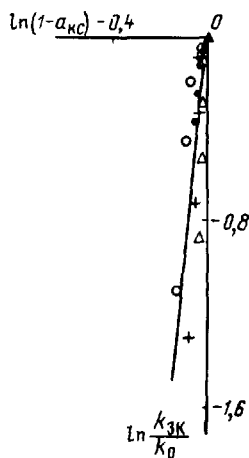


Рис. 8. Зависимость логарифма относительного изменения коэффициента проницаемости зоны кольтматации $\ln(k_{зк}/k_0)$ от величины $\ln(1 - a_{кс})$

насыщением были проведены эксперименты по определению насыщения порового пространства кольтматирующей средой с одновременным определением проницаемости (рис. 8).

На рис. 8 представлена зависимость $\ln(k_{зк}/k_0)$ от $\ln(1 - a_{кс})$ для искусственных образцов. Экспериментальные точки в двойном логарифмическом масштабе ложатся на прямые линии. Значение коэффициента β_1 в общем случае зависит от исходной проницаемости и структуры порового пространства (параметра κ).

Таким образом, полученное соотношение для $k_{зк}$ может быть использовано для определения коэффициента проницаемости закольтмированного объема, однако параметр β_1 должен определяться для каждого конкретного случая.

По имеющимся петрофизическим характеристикам можно получить необходимые связи между физическими свойствами пласта и насыщением пор кольтматантом.

Глава 3

МЕХАНИЗМ ИЗМЕНЕНИЯ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТА ПРИ ФОРМИРОВАНИИ ЗОНЫ ПРОНИКНОВЕНИЯ

3.1. ПРОЦЕССЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ИЗМЕНЕНИЯ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТА В ЗОНЕ ПРОНИКНОВЕНИЯ

Промывочная жидкость в процессе фильтрации из скважины в гранулярный пласт разделяется на дисперсную фазу и дисперсную среду. Дисперсная фаза осаждается в зонах глинистой корки и кольтматации, а дисперсионная среда в виде фильтрата промывочной жидкости проникает в пласт, образуя зону проникновения фильтрата глинистого раствора (см. рис. 1). Внедрение его в пласт приводит к изменению водонасыщения, минерализации, удельного электрического сопротивления и других физических свойств пласта. Эти изменения носят сложный, динамический характер и требуют тщательного учета при анализе промыслово-геофизических данных.

В свою очередь, учет изменений физических свойств пласта в зоне проникновения невозможен без детального анализа процессов, происходящих в этой зоне. Анализ экспериментальных и теоретических исследований позволяет выделить две основные группы процессов, определяющих изменения физических свойств пласта в зоне проникновения, — гидродинамическую и массообменную. К гидродинамической группе относятся двухфазная фильтрация, капиллярные процессы, смешивающееся вытеснение, перераспределения давлений и т.д., к массообменной — процессы адсорбции и десорбции, гидратации, выпадения солей, выпелачивания и др. Одновременный учет всех гидродинамических и массообменных процессов невозможен из-за трудностей натурного и теоретического исследований. В то же время для промышленной практики характерно, когда изменение физических свойств происходит преимущественно в результате одного или двух указанных процессов. Рассмотрим механизм процессов, влияющих на изменение физических свойств пласта в зоне проникновения.

3.2. ОСОБЕННОСТИ ПРОЦЕССА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА ФИЛЬТРАТОМ ГЛИНИСТОГО РАСТВОРА

В результате внедрения фильтрата глинистого раствора в продуктивные пласты в области, прилегающей к стенке скважины, изменяются коэффициенты нефтегазоводонасыщения. Согласно общепринятой схеме в зоне проникновения выделяются две зоны (см. рис. 1): зона замещения (переходная), в которой происходит двухфазная фильтрация, и промытая зона, где процесс вытеснения уже завершен. В последней нефть, газ и вода являются остаточными. Если фильтрат глинистого раствора не взаимодействует с материалом пористой среды и насыщающими ее флюидами, то процесс вытеснения им нефти и газа будет определяющим при изменении физических свойств зоны проникновения. Вопросам изучения проникновения фильтрата глинистого раствора в пласт посвящено много исследований [3, 13, 26, 31, 32], что свидетельствует о чрезвычайной важности этого процесса для промышленной практики.

Начиная с работ М. Маскета и С. Пирсона, исследователи считали, что процессы проникновения фильтрата глинистого раствора в пласт и вытеснения нефти и газа при разработке залежи аналогичны. Это положение предопределило направленность и характер исследований по изучению проникновения фильтрата глинистого раствора в пласт. Теоретические исследования проводились с использованием крупномасштабных гидродинамических моделей, принятых при проектировании и анализе разработки месторождений. Эксперименты проводились без соблюдения необходимых критериев динамического подобия.

Детальный анализ промыслово-геофизических исследований зоны проникновения с позиций традиционных представлений показал явное несоответствие фактических данных имеющимся представлениям [3]. В то же время исследования М. Маскета и С. Пирсона, являясь класси-

ческими, проводились несколько десятилетий тому назад. За последнее время в теории фильтрации были уточнены основополагающие физические представления и повышена степень адекватности гидродинамических моделей реальным процессам [2, 7, 11, 28]. Рассмотрим согласно указанным выше работам особенности локальной двухфазной фильтрации при образовании зоны проникновения.

С гидродинамической точки зрения локальное вытеснение нефти и газа фильтратом глинистого раствора является процессом нестационарной двухфазной фильтрации в окрестности скважины. Наиболее существенной особенностью этого процесса можно назвать проявление капиллярных сил. Из-за чрезвычайной сложности геометрического строения порового пространства коллекторов нефти и газа действие капиллярных сил наблюдается во всем объеме пористой среды, занятом как смачивающей, так и несмачивающей фазами. Влияние капиллярных сил приводит к тому, что в процессе вытеснения нефти и газа водой коэффициент вытеснения всегда оказывается меньше единицы. Смачивающая фаза задерживается в микропорах, а несмачивающая остается в виде глобул в местах резкого расширения пор.

Теория двухфазной фильтрации базируется на обобщенном законе Дарси, справедливом для медленной стационарной фильтрации несмешивающихся жидкостей. Согласно этому закону пористая среда и одна из фаз рассматриваются как некая фиктивная пористая среда, в которой происходит фильтрация другой фазы. Такая схематизация предполагает, что при медленном стационарном течении формируется равновесное распределение фаз, которое в процессе двухфазной фильтрации сохраняется статистически постоянным. При этом формируется фиктивная пористость, состоящая из активных, соединяющихся между собой пор, образующих каналы, по которым происходит движение фаз, и из застойных зон, где фазы неподвижны или находятся в состоянии медленного циркуляционного движения. Смачивающая и несмачивающая фазы движутся каждая по своей системе каналов под действием своего фазового давления, а проницаемость фиктивной пористой среды определяется своей фазовой проницаемостью.

Относительные фазовые проницаемости, т.е. фазовые проницаемости, отнесенные к абсолютной проницаемости, представляют собой универсальные функции мгновенного коэффициента водонасыщения. В общем случае они зависят также от безразмерных комплексов, характеризующих силы, формирующие фиктивную пористость. Д.А. Эфросом установлено, что силы, действующие при фильтрации, можно определить с помощью параметра $\Pi_1 = \tilde{\sigma}/k_0 |\text{grad } P|$, характеризующего отношение капиллярного давления к перепаду внешнего давления на расстояниях порядка поровых каналов. При некотором критическом значении параметра Π_1 , наступает автомодельность по параметру. Это означает, что распределение фаз в поровом пространстве определяется только структурными характеристиками пористой среды и текущим мгновенным водо-, нефте-насыщением.

В силу независимости движения фаз по системе активных поровых

каналов фазовая проницаемость k_i может быть определена по формуле Сликтера – Козени $k_i = Am_{\phi i}^{\alpha_i}$, где $m_{\phi i}$ – фиктивная динамическая пористость, характеризующая подвижный объем данной фазы при двухфазной фильтрации. Для смачивающей фазы $m_{\phi,2} = m_0(k_B - k_{B0})$; для несмачивающей $m_{\phi,1} = m_0(k_B^* - k_B)$; при однофазной фильтрации $m_{\phi} = m_0(k_B^* - k_{B0})$. Показатель степени α_i характеризует структуру фиктивной пористой среды. Коэффициенты k_{B0} и k_B^* определяют долю воды и нефти, прочно связанную с породой. Особенностью автомодельных фазовых проницаемостей является то, что обе фазы подвижны в диапазоне $k_B^* > k_B > k_{B0}$. Используя описанные выше представления, запишем выражения для функций относительных фазовых проницаемостей

$$f_1(k_B) = B(k_B^* - k_B)^{\beta}; \quad (3.1)$$

$$f_2(k_B) = A(k_B - k_{B0})^{\alpha}. \quad (3.2)$$

При рассмотрении двухфазной фильтрации удобно использовать коэффициент относительного подвижного водонасыщения σ , характеризующий отношение объема пор, занятого подвижной смачивающей фазой,

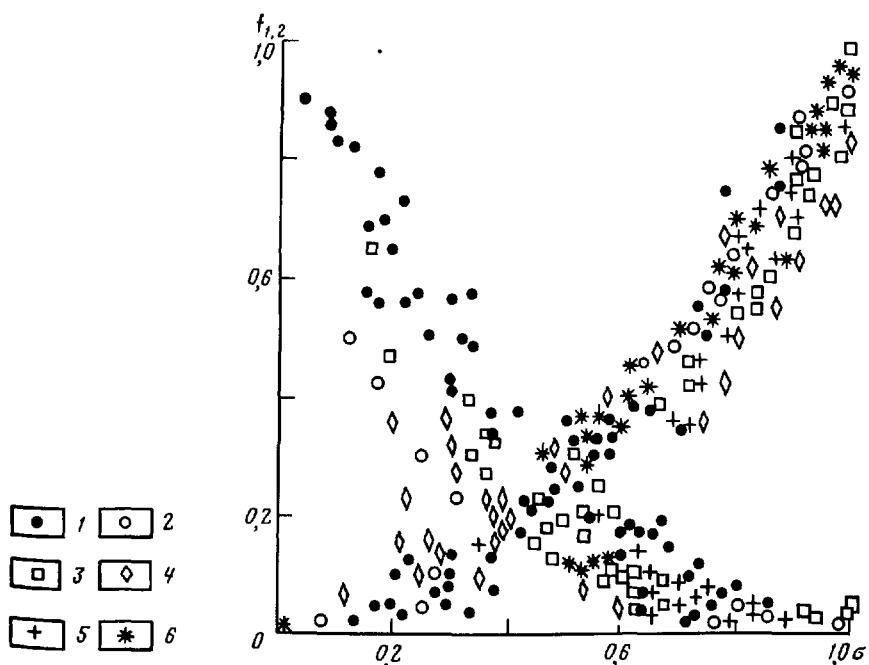


Рис. 9. Зависимости нормированных фазовых проницаемостей $f_{1,2}$ от коэффициента подвижного водонасыщения σ .

Пески: 1 – мелкозернистые, 2 – тонкозернистые, 3 – среднезернистые, 4 – крупнозернистые; 5 – песчаники; 6 – известняки

к объему, доступному двухфазной фильтрации: $\sigma = (k_B - k_{B0}) / (k_B^* - k_{B0})$. Выразив коэффициент водонасыщения через σ , получим

$$f_1(k_B) = f_1(k_{B0}) (1 - \sigma)^\beta; \quad (3.3)$$

$$f_2(k_B) = f_2(k_B^*) \sigma^\alpha, \quad (3.4)$$

т.е. $f_1(k_B) = f_1(k_{B0}) f_1(\sigma)$ и $f_2(k_B) = f_2(k_B^*) f_2(\sigma)$.

Отсюда следует, что нормированные фазовые проницаемости являются функциями коэффициента подвижного водонасыщения и структуры порового пространства (α, β) (рис. 9). Величины $k_0 f_1(k_{B0})$ и $k_0 f_2(k_B^*)$ представляют собой эффективные проницаемости по данной фазе. Нормированные фазовые проницаемости f_1 и f_2 для пород с разной литологией (пески, песчаники, известняки) группируются с незначительным разбросом около усредняющих зависимостей (см. рис. 9).

3.3. ЭФФЕКТЫ ЗАЩЕМЛЕНИЯ ФАЗ ПРИ ДВУХФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ В ОКРЕСТНОСТИ СКВАЖИНЫ

Анализ кривых относительной фазовой проницаемости показывает, что коэффициент остаточного нефтегазонасыщения $(1 - k_B)$ для широкого класса пластов-коллекторов изменяется в узких пределах (10–30 %). В то же время по многочисленным исследованиям получены более высокие значения этого коэффициента (40–60 %) [28]. Такие различия в значениях коэффициента остаточного нефтенасыщения показывают, что в промытой зоне присутствуют значительные объемы неподвижной нефти при ненулевых значениях автомодельной фазовой проницаемости. Неполное вытеснение нефти и газа в промытой зоне связано с динамикой капиллярных сил, которые стремятся свести к минимуму поверхность раздела смачивающей и несмачивающей фаз. Разность давлений в фазах представляет собой капиллярное давление p_K , которое обычно выражают в виде безразмерной функции Леверетта $J(k_B)$, характеризующей отношение перепада капиллярного давления к перепаду, возникающему в менисках пор среднего радиуса (r). Выражая средний радиус через абсолютную проницаемость, пористость и извилистость поровых каналов, имеем

$$p_K(k_B) = 2 \tilde{\sigma} \cos \theta (\tau k_0 / m_0)^{-1/2} J(k_B).$$

Капиллярное давление, как и функции фазовых проницаемостей, зависит от параметра Π_1 , и при больших значениях Π_1 для функции капиллярного давления также наступает автомодельность по этому параметру.

В процессе вытеснения нефти и газа фильтратом глинистого раствора происходит увеличение насыщения смачивающей фазой в околоскважинной зоне и капиллярное давление характеризуется кривой пропитки. Функция Леверетта хорошо аппроксимируется с помощью следующего выражения:

$$J(k_B) = A_1 (k_g^* - k_g)^\gamma. \quad (3.5)$$

Если функцию Леверетта представить через коэффициент подвижного водонасыщения, то получим $J(k_B) = J(k_{Bo})J(\sigma)$, где $J(1) = 1$; $J(0) = 0$. В зависимости от характера проявления капиллярных сил возможны различные механизмы образования остаточной нефти и газа. Эксперименты по изучению распределения остаточной нефти в породе показывают, что в гидрофильных микронеоднородных пористых средах она распределена в поровом пространстве сложным образом: часть остаточной нефти остается в сорбированном виде на поверхности твердой фазы и образует сплошную или прерывистую пленку, а другая часть занимает значительные объемы внутрипорового пространства [7, 28]. Эта часть остаточного нефтенасыщения блокируется капиллярными силами и находится в виде глобул, заполняющих отдельные поры и системы пор.

Характер проявления капиллярных сил в промытой области определяется режимом вытеснения. При малых градиентах гидродинамического давления распределение фаз в процессе вытеснения полностью контролируется действием капиллярных сил. Под действием перепада капиллярного давления смачивающаяся фаза внедряется в микропоры, в которых развивается максимальный перепад p_k . Несмачивающаяся фаза остается в макропорах, в местах расширения пор и частично в собираванном виде на поверхности твердой фазы. Режимы вытеснения и образования остаточной нефти чисто капиллярные. Преимущественное продвижение менисков по микропорам обуславливает наличие значительных объемов несмачивающей фазы в крупных порах. При резких расширениях поровых каналов самопроизвольное движение мениска приостанавливается и наблюдается эффект их переворачивания: — капиллярный перепад давления становится направленным в сторону более смачивающей фазы [2, 28]. Для околоскважинной зоны чисто капиллярный режим вытеснения не характерен, так как даже при бурении в условиях равновесия при спуско-подъемных и других технологических операциях равновесие обязательно будет разрушено.

При вытеснении жидкости под действием гидродинамического перепада давлений характер распределения фаз зависит от соотношений этого перепада с капиллярным в околоскважинной зоне. При малых градиентах гидродинамического давления скорость продвижения менисков под действием перепада гидродинамического давления в некоторой части пор оказывается меньше скорости движения менисков под действием капиллярного перепада. Вследствие этого происходит опережающее капиллярное вытеснение из пор с малым диаметром. Это приводит к прорыву смачивающей фазы по микропорам и защемлению значительных объемов несмачивающей фазы в порах большого диаметра (рис. 10, б).

В то же время в некоторой части наиболее крупных пор перепада гидродинамического давления оказывается достаточно для проталкивания защемленной фазы и вовлечения ее в общий фильтрационный поток. Такой режим вытеснения и образования защемленной фазы называется капиллярно-напорным. В этом случае характер распределения фаз опре-

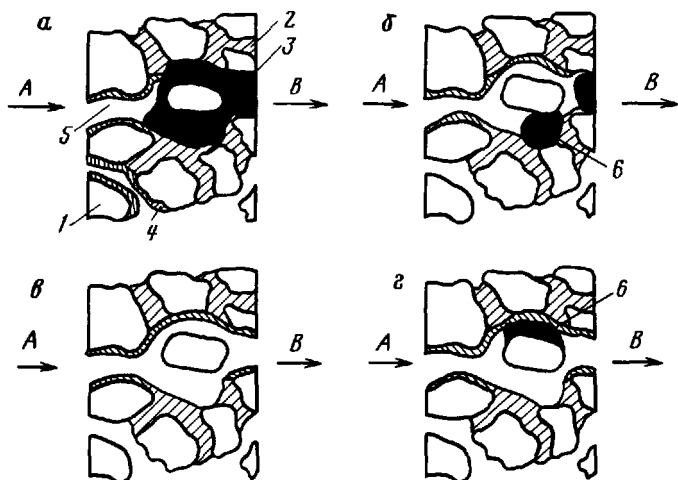


Рис. 10. Схема защемления нефти в процессе ее вытеснения на начальной стадии (а), конечной стадии при капиллярно-напорном (б), автомодельном (в) и прорывном (г) режимах.

A-B — направление фильтрации; 1 — скелет; 2 — цемент; 3 — нефть; 4 — сорбированная нефть и вода; 5 — вытесняющий реагент; 6 — защемленная нефть

деляется действием как капиллярных, так и гидродинамических сил. По мере роста градиента гидродинамического давления все большая доля пор охватывается чисто гидродинамическим вытеснением и объемы защемленной фазы уменьшаются.

При некотором критическом значении градиента гидродинамического давления скорость движения менисков по мелким порам становится соизмеримой со скоростью вытеснения по крупным порам и гидродинамический перепад давления полностью влияет на формирование системы активных поровых каналов, по которым движется каждая фаза. Так как течение каждой фазы происходит по своей системе каналов, то условия для защемления отсутствуют и остаточное нефтенасыщение соответствует конечному значению автомодельной фазовой проницаемости. Этот режим является автомодельным (рис. 10, в): условия вытеснения не сказываются на значении остаточной нефтенасыщенности, т.е. наступает автомодельность по параметрам вытеснения. При дальнейшем увеличении градиента давлений автомодельный режим вытеснения постепенно переходит в прорывной.

В прорывном режиме перепад гидродинамического давления превышает капиллярный. В результате под действием преобладающего перепада гидродинамического давления происходит прорыв смачивающей фазы по наиболее крупным порам. Несмачивающая фаза остается запертой в мелких и средних порах и занимает большие объемы (рис. 10, г).

Анализ промыслово-геофизических исследований и особенностей перераспределений давлений в системе глинистая корка — пласт показы-

вает, что основные режимы вытеснения нефти и газа фильтратом — это капиллярно-напорный и автомодельный. Наличие эффектов прорывного защемления в прискважинной части нагнетательных скважин было обнаружено М.Л. Сургучовым для нефтяных залежей и Л.Б. Берманом для подземных газохранилищ. При вскрытии пластов бурением глинистая корка и зона колюматации резко уменьшают градиенты давления в зоне проникновения, что делает практически невозможным существование прорывного режима вытеснения при любых репрессиях.

Проведенный автором анализ показывает, что в зависимости от условий вытеснения эффекты защемления проявляются различно. Так как условия вытеснения в прискважинной части пласта и в самом пласте в целом существенно отличаются, то характер этих процессов в зоне проникновения и пласте не может быть аналогичным. Кроме того, даже в самой зоне проникновения процессы вытеснения могут протекать в различных режимах в зависимости от технологии вскрытия пластов бурением. В связи со сказанным выше появилась необходимость в разработке специальной модели для изучения процессов двухфазной фильтрации в окрестности скважины.

3.4. ФИЗИКО-МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА ФИЛЬТРАТОМ ГЛИНИСТОГО РАСТВОРА

В области, размеры которой соизмеримы с радиусом скважины, вытеснение нефти и газа фильтратом глинистого раствора происходит при различных режимах, которые в общем случае определяются соотношением напорных, капиллярных и гравитационных сил. Напорные силы характеризуют распределение давлений в системе скважина — глинистая корка — зона колюматации — зона проникновения — пласт. Гравитационные силы влияют на градиент гидродинамического давления, создавая в элементарном микрообъеме прискважинной области дополнительный перепад, обусловленный разностью плотностей фаз. В продуктивных нефтегазовых пластах действие гравитационных сил контролируется капиллярным перепадом давлений. Гравитационные силы проявляются при выполнении следующего условия:

$$\Delta \rho g H / p_k \geq 1. \quad (3.6)$$

Их влияние зависит от средней насыщенности зоны проникновения, мощности и проницаемости пласта.

Капиллярные силы существенно влияют на динамику водонасыщения при вытеснении нефти и газа фильтратом глинистого раствора, определяют режим вытеснения и эффекты защемления фаз. Капиллярные силы оказывают действие на пространственное и временное распределение давлений в фазах, а также на взаимное расположение фаз в пространстве и времени. Они создают в пористой среде перепад давления, величина которого ограничена и не зависит от размера области. В то же время пе-

репад внешнего давления, создающего фильтрационный поток, пропорционален скорости фильтрации и расстоянию. Таким образом, при малых скоростях фильтрации в окрестности скважины капиллярные силы намного превосходят внешний перепад давления, что приводит к заметному изменению водонасыщения в промытой зоне.

При выборе гидродинамической модели вытеснения нефти и газа фильтратом глинистого раствора необходимо учитывать специфические условия проведения промыслово-геофизических работ. В частности, для методов, имеющих различные радиусы исследований, важно знать водонасыщение промытой зоны и характер его распределения в переходной зоне. Геофизические исследования проводятся в различное время после вскрытия пластов бурением, и для целей промысловой геофизики необходимы динамические модели изменения физических свойств пласта в процессе вытеснения нефти и газа фильтратом глинистого раствора.

Обобщение результатов изучения процессов вытеснения нефти и газа водой и данных промыслово-геофизических исследований показывает, что коэффициент водонасыщения в процессе двухфазной фильтрации в окрестности скважины определяется следующими основными параметрами:

$$k_{в.зп} = f \left\{ q_2(t); \mu_{1,2}; t; m_0; k_0; \tilde{\sigma}; \cos \theta; r; r_c; k_{во}; k_{в}^*; k_{в.пл}; f_{1,2}; p_k \right\}. \quad (3.7)$$

Из формулы (3.7) следует, что параметры, от которых зависит $k_{в.зп}$, в соответствии с их природой можно разделить на четыре группы: 1) гидродинамические (скорость фильтрации через глинистую корку и зону кольматации $v_2(t)$, относительные фазовые проницаемости $f_{1,2}$, капиллярное давление p_k); 2) петрофизические (коэффициенты проницаемости k_0 и пористости m_0 , коэффициенты остаточного $k_{во}$ и максимально возможного водонасыщения $k_{в}^*$) и условно относящийся к этой группе коэффициент текущего водонасыщения пласта $k_{в.пл}$, если в нем имеется подвижная вода, т.е. $k_{в.пл} > k_{во}$; 3) поверхностно-молекулярные (поверхностное натяжение $\tilde{\sigma}$, динамические вязкости фаз $\mu_{1,2}$, косинус краевого угла смачивания $\cos \theta$); 4) технологические, определяющие условия проведения геофизических замеров в скважине (время замеров t , радиусы скважины r_c и исследования r_n). Динамическая модель процесса формирования зоны проникновения должна учитывать параметры всех четырех групп.

В настоящее время хорошо разработаны методики определения коллекторских свойств пласта и поверхностно-молекулярных свойств насыщающих его флюидов. Эти данные имеются практически для всех разведанных месторождений нефти и газа. Необходимые технологические параметры также определяют с помощью методов промысловой геофизики и согласно условиям проведения замеров в скважине.

Процесс проникновения фильтрата глинистого раствора в пласт ранее изучался путем лабораторного моделирования и использования теорети-

ческих схем поршневого вытеснения и Баклея–Лeverетта. Лабораторное моделирование процесса, как правило, осуществлялось без соблюдения динамических критериев подобия, и полученные таким образом результаты не могут отражать истинного распределения насыщения в околоскважинной зоне.

Основной объем теоретических исследований проведен на базе поршневых моделей вытеснения. Считается, что вытеснение нефти и газа происходит мгновенно до значений остаточных. Существует резкий фронт вытеснения, за которым сразу начинается промытая зона с водонасыщением $k_{в.пп1} = k_v^*$ (рис. 11, кривая 1). Схема поршневого вытеснения качественно и количественно неправильно описывает распределение коэффициента водонасыщения в зоне проникновения. Она не позволяет получать переходную зону двухфазной фильтрации. Водонасыщение промытой зоны необходимо знать заранее и считать независимым от режима вытеснения. С помощью схем поршневого вытеснения можно оценить лишь объем закачки при реализации системы каротаж – закачка – каротаж [31] и объем, занятый фильтратом. Для изучения распределения нефтегазонасыщения при формировании зоны проникновения эти модели не применимы.

При проектировании разработки нефтяных и газовых месторождений обычно пользуются крупномасштабными гидродинамическими моделями, основанными на теории Баклея – Лeverетта. В данном случае влияние капиллярных сил при формировании зоны двухфазной фильтрации и промытой зоны не учитывается. Согласно этой теории в зоне двухфазной фильтрации образуется скачок насыщения, т.е. водонасыщение резко изменяется от значения $k_{во}$ до насыщения $k_{в.фр}$ (см. рис. 11, кривая 2). Для определения насыщения на фронте строится функция Баклея – Лeverетта $F(k_v) = \mu_0 f_1 / (\mu_0 f_1 + f_2)$. Согласно рассматриваемой теории промытая зона при вытеснении не образуется. Вместо коэффициента водонасыщения промытой зоны используется среднее значение водонасыщения за фронтом вытеснения

$$k_{в.пп2} = [F'(k_{в.фр})]^{-1} + k_{во}.$$

В процессе вытеснения водонасыщение в околоскважинной зоне все время увеличивается, стремясь к k_v^* . По теории Баклея – Лeverетта среднее остаточное нефтенасыщение за фронтом определяется относительно

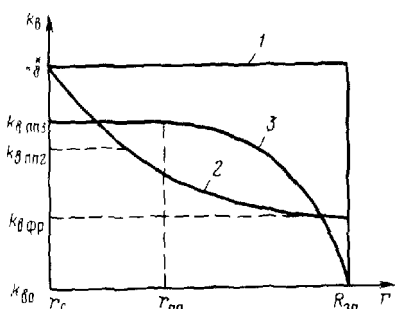


Рис. 11. Профили распределения коэффициента водонасыщения.

Схемы: 1 – поршневого вытеснения, 2 – Баклея–Лeverетта, 3 – Рапопорта – Лиса

ной вязкостью μ_0 и структурой порового пространства (видом функции фазовых проницаемостей). Коэффициент водонасыщения на стенке скважины равен k_v^* . Эта теория использовалась при изучении динамики проникновения фильтрата глинистого раствора в пласт в работах Б.И. Леви, В.Л. Комарова и др. Результаты, полученные при использовании теории Баклея — Леверетта, могут дать близкую к реальной динамику вытеснения нефти и газа только в автомодельном режиме. При остальных режимах вытеснения она не применима.

Совместное влияние на двухфазную фильтрацию капиллярных, напорных и гравитационных сил учитывает гидродинамическая теория Рапопорта — Лиса. Она позволяет исследовать динамику водонасыщения в зависимости от всех параметров, указанных в соотношении (3.7). При больших градиентах гидродинамического давления теория Рапопорта — Лиса асимптотически переходит в теорию Баклея — Леверетта. Несовершенство теории Рапопорта — Лиса вызвано предположением о равновесности распределения фаз при вытеснении.

Г.И. Барренблаттом показано, что фиктивная пористая среда формируется в процессе двухфазной фильтрации не мгновенно, а за конечное время, пропорциональное квадрату характерного размера [2]. В течение этого времени происходит перестройка системы активных поровых каналов, по которым движутся фазы, в процессе которой часть смачивающей фазы оказывается временно защемленной в узких каналах, а часть смачивающей фазы временно идет по более широким, чем в стационарном потоке, каналам. В связи с этим фазовая проницаемость вытесняющей фазы временно выше, а вытесняемой ниже, чем в стационарном потоке с той же фиктивной пористостью. Из-за того, что часть смачивающей фазы движется по более широким каналам, уменьшается и капиллярное давление, обратно пропорциональное среднему радиусу порового канала.

В наиболее полной форме механизм вытеснения нефти и газа описывает теория неравновесной двухфазной фильтрации. Однако отсутствие надежных петрофизических данных о связи времени защемления со свойствами пласта не позволяет в настоящее время использовать эту теорию при изучении двухфазной фильтрации в окрестности скважины. Из физических соображений ясно, что немгновенность образования фиктивной пористости в окрестности скважины будет оказывать влияние на динамику формирования зоны проникновения в самой начальной стадии вскрытия пластов бурением. В этот период скорость изменения насыщения в околоскважинной зоне максимальна и время защемления может оказаться соизмеримым с временем формирования глинистой корки и зоны кольтматации, однако характерный размер области фильтрации в этот период чрезвычайно мал. После формирования этих зон скорость изменения насыщения уменьшается и распределение фаз, очевидно, стремится к квазистационарному. В промытой зоне устанавливается стационарное распределение фаз в соответствии с описанной ранее схемой (см. рис. 10).

Гидродинамическое исследование многофазной фильтрации связано с изучением нелинейных уравнений в частных производных, которые для реальных сложных областей не имеют аналитических решений. Поэтому в последние годы при рассмотрении многофазных течений в пористых средах широко используется численное моделирование. Наиболее распространен метод сеток. Имеется много работ, посвященных исследованиям различных моделей многофазной фильтрации с помощью метода сеток, который является основным при изучении фильтрационных и массообменных процессов в околоскважинной зоне [22, 25, 29, 33].

При моделировании двухфазных течений необходимо знать следующие параметры: объемный расход закачиваемой жидкости, вязкости смачивающей и несмачивающей фаз, пористость и проницаемость пласта, поверхностное натяжение и краевой угол смачивания. Кроме указанных параметров, в уравнение Рапопорта — Лиса входят экспериментальные зависимости относительных фазовых проницаемостей $f_{1,2}$ и функции Леверетта J от водонасыщения. Таким образом, гидродинамический анализ процессов, приводящих к изменению водонасыщения в прискважинной части пласта, позволяет учитывать все основные гидродинамические, коллекторские, поверхностно-молекулярные и технологические параметры, определяющие динамику проникновения фильтрата глинистого раствора в продуктивные пласты [см. соотношение (3.7)].

Глава 4

ИЗМЕНЕНИЯ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТОВ В ПРОЦЕССЕ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА ФИЛЬТРАТОМ ГЛИНИСТОГО РАСТВОРА

4.1. ГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА ФИЛЬТРАТОМ ГЛИНИСТОГО РАСТВОРА

Рассмотрим продуктивный пласт-коллектор мощностью H , пересеченный скважиной радиусом r_c . Пласт бесконечный по простиранию, его кровля и подошва непроницаемы для каждой из фаз. Вытесняющая фаза (фильтрат) не активна по отношению к пористой среде и насыщающим ее флюидам; сжимаемость материала пористой среды и насыщающих ее флюидов пренебрежимо мала, а гравитационный эффект несущественен. При этих ограничениях нестационарная двухфазная фильтрация в прискважинной части пласта подчиняется обобщенному закону Дарси

$$q_i = -(k_0 f_i (k_v) / \mu_i) \operatorname{grad} p_i \quad 2 \pi r H. \quad (4.1)$$

Рассмотрим двухфазную фильтрацию относительно коэффициента

подвижного водонасыщения σ [см. соотношение (3.3)], тогда обобщенный закон Дарси запишется в виде

$$q_i = -(k_{\text{эф}i} f_i(\sigma)/\mu_i) \text{grad } p_i \quad 2 \pi r H. \quad (4.2)$$

Используя соотношения между давлениями в фазах и капиллярным, а также уравнения неразрывности для каждой из фаз, выразим расход фильтрата через коэффициент подвижного водонасыщения

$$\begin{aligned} q_2 = & [f_2(k_B^*) f_2(\sigma)/\mu_2] [f_1(k_{\text{BO}}) f_1(\sigma)/\mu_1 + \\ & + f_2(k_B^*) f_2(\sigma)/\mu_2]^{-1} \left\{ q(t) + [2 \pi r H k_0 f_1(k_B^*) f_1(\sigma)/\mu_1] \times \right. \\ & \times [p_K(k_{\text{BO}}) dJ/d\sigma] \partial_r \sigma \left. \right\}, \quad p_K(k_{\text{BO}}) = p_K^J(k_{\text{BO}}). \end{aligned} \quad (4.3)$$

Из уравнения неразрывности для фильтрата получим уравнение Рапопорта — Лиса относительно коэффициента подвижного водонасыщения

$$\begin{aligned} 2 \pi m H (k_B^* - k_{\text{BO}}) \partial_t \sigma + r^{-1} q(t) F'(\sigma) \partial_r \sigma (k_B^* - k_{\text{BO}}) + \\ + r^{-1} \partial_r [2 \pi r H k_0 F(\sigma) f_1(k_{\text{BO}}) f_1 \sigma p_K(k_{\text{BO}}) \times \\ \times dJ/d\sigma \mu_1^{-1} \partial_r \sigma] = 0, \end{aligned} \quad (4.4)$$

где

$$F(\sigma) = \mu_0 f_2(\sigma) [\mu_0 f_2(\sigma) f_2(k_B^*) / f_1(k_{\text{BO}}) + f_1(\sigma)]^{-1}.$$

Введем новые переменные r^* и t^* :

$$r^* = r/R_x; \quad t^* = q_{\text{OH}} t / 2 \pi R_x^2 H m_0, \quad (4.5)$$

обозначим их как и ранее r и t и запишем уравнение Рапопорта — Лиса в безразмерном виде

$$\partial_t \sigma + r q_0^{-1}(t) \partial_r F(\sigma) + r^{-1} B \partial_r (r k(\sigma) \partial_r \sigma) = 0, \quad (4.6)$$

где

$$q_0(t) = q(t)/q_{\text{OH}}; \quad k(\sigma) = F(\sigma) f_1(\sigma) dJ(\sigma)/d\sigma;$$

$$\begin{aligned} B = 2 \pi H \vartheta' \cos \theta f_1(k_{\text{BO}}) J(k_{\text{BO}}) [\tau m_0 k_0]^{1/2} / \mu_1 q_{\text{OH}} \times \\ \times (k_B^* - k_{\text{BO}}). \end{aligned}$$

Функции $f_i(\sigma)$ и $J(\sigma)$ положительные и в зоне проникновения принимают значения $0 \leq f_i(\sigma) \leq 1$; $0 \leq J(\sigma) \leq J(k_{\text{во}})$ в интервале $0 \leq \sigma \leq 1$; $dJ/d\sigma < 0$ при всех σ . Уравнение (4.6) будем рассматривать в области $r_c \leq r \leq r_1(t)$, где $r_1(t)$ — функция, определяемая в зависимости от закона движения радиуса зоны проникновения.

Рассмотрим начальные и граничные условия. Исследования фильтрации через глинистую корку и зону кольтматации показывают, что расход фильтрата, поступающего в пласт через эти зоны, определяется распределением эффективных напряжений в системе глинистая корка — зона кольтматации — пласт, зависящим от целого ряда трудно контролируемых технологических параметров. В то же время в большинстве практически важных случаев размеры глинистой корки и зоны кольтматации на момент проведения промыслово-геофизических исследований намного меньше размеров зоны проникновения. Поэтому при моделировании эффектов взаимодействия глинистой корки и зоны кольтматации с пластом размерами этих зон можно пренебречь, а их влияние на двухфазную фильтрацию в окрестности скважины моделировать заданием функции расхода фильтрата в пласт $q_0(t)$.

Вид зависимости $q_0(t)$ определяется исходя из технологического режима формирования зоны проникновения или непосредственно путем решения задачи о распределении эффективных напряжений в околоскважинной зоне [33].

Сравнительный анализ показал, что оба подхода дают практически одинаковые результаты. Учитывая сложный характер перераспределения эффективных напряжений в системе глинистая корка — зона кольтматации — зона проникновения — пласт, обусловленный уплотнением корки и отложением кольтматанта, с практической точки зрения удобнее задавать функцию $q_0(t)$, что дает возможность изучить основные технологические режимы. В частности, этот подход позволяет проводить раздельный анализ влияния глинистой корки и зоны кольтматации на динамику формирования зоны проникновения, смоделировать эффекты сжимаемости глинистой корки и ее размыв при циркуляции.

В области зоны проникновения, непосредственно прилегающей к скважине, через очень короткий промежуток времени происходит полная промывка. В соответствии со сказанным в гл. 3 при $r = r_c$ должно выполняться условие $\text{grad } p_2 = \text{grad } p_k$ или $\text{grad } p_1 = 0$. Выражая градиент давления в несмачивающей фазе через функции расхода, капиллярного давления и фазовой проницаемости, получаем граничное условие на стенке скважины в следующем виде:

$$\partial_r \sigma(r_c, t) = q_0(t) / r_c B \mu_0 [f_2(k_B^*) / f_1(k_{\text{во}})] \times$$

$$\times f_2(\sigma) J'(\sigma) (k_B^* - k_{\text{во}}) \quad (4.7)$$

при $0 \leq \sigma(r_c, t) \leq 1$.

В качестве начального зададим распределение подвижной водонасыщенности в момент времени $t = 0$, которое определяется следующим соотношением: $\sigma(r, 0) = \psi(r)$, где $\psi(r)$ — заданная функция.

На этапе формирования зоны проникновения $\sigma(r, 0) = \sigma_{\text{пл}}$, где $\sigma_{\text{пл}}$ — подвижное водонасыщение пласта. Распределение возмущения по водонасыщению происходит с конечной скоростью [2]. Это означает, что на некоторой линии $r = r_1(t)$, лежащей в невозмущенной области, можно поставить второе граничное условие

$$\sigma|_{r=r_1(t)} = 0. \quad (4.9)$$

Уравнение (4.6) совместно с условиями (4.7) — (4.9) полностью определяют двухфазную фильтрацию в зоне проникновения. Их инспекционный анализ позволяет установить зависимость коэффициента подвижного водонасыщения от определяющих безразмерных параметров и функций:

$$\sigma = \Phi \left\{ B; t; r; r_c; q_0(t); \mu_0 f_2(k_v^*)/f_1(k_{v0}); f_1(\sigma); f_2(\sigma); J(\sigma); \sigma_{\text{пл}}; (k_v^* - k_{v0}) \right\}. \quad (4.10)$$

В последнее соотношение входят только безразмерные параметры. Это означает, что если фильтрационно-емкостные свойства реальных пластов и параметры вытеснения будут существенно различны, но безразмерные параметры из набора (4.10) одинаковы, то динамика водонасыщения будет неизменной. Таким образом, безразмерные параметры, входящие в функциональную связь (4.10), служат параметрами подобия для моделирования двухфазной фильтрации в зоне проникновения. Натурное моделирование вытеснения нефти и газа фильтратом глинистого раствора с соблюдением необходимых параметров подобия не проведено, поэтому ниже дается лишь численное моделирование этого процесса.

4.2. ДИНАМИКА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА ФИЛЬТРАТОМ ГЛИНИСТОГО РАСТВОРА

В прискважинной части пласта радиус скважины является характерным радиусом $R_x = r_c$, он входит в число определяющих параметров из набора (4.10). Наличие характерного радиуса r_c не позволяет использовать автомодельные решения для уравнений двухфазной фильтрации. Неавтомодельным является и граничное условие на стенке скважины (4.7). В соответствии с этим изучение динамики вытеснения нефти и газа фильтратом глинистого раствора проводилось путем численного моделирования. При моделировании использовалась некая разностная схема, линейная, относительно σ на верхнем временном слое [25]. Результаты численного моделирования контролировались путем расчета общего материального баланса

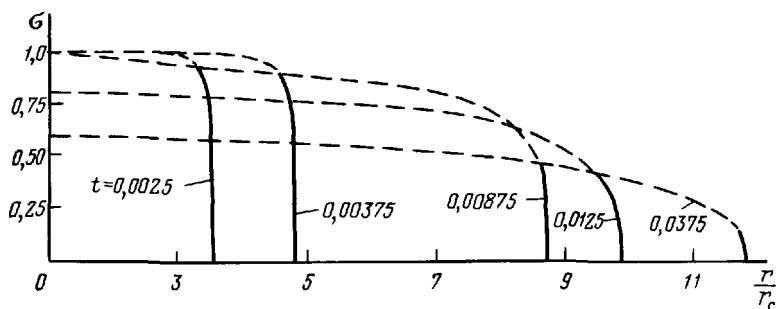


Рис. 12. Профили распределения коэффициента подвижного водонасыщения σ в процессе проникновения фильтрата глинистого раствора в газоносный пласт

$$Q(t) = \int_0^t q_0(t) dt = \int_{r_c}^{r_1(t)} \sigma(r, t) r dr.$$

Методические расчеты показывают, что в процессе формирования зоны проникновения погрешность в вычислении подвижного водонасыщения зоны проникновения изменялась от 0,5 до 1 %.

В процессе проникновения фильтрата глинистого раствора в пласт обычно выделяют два этапа. Вытеснение под действием перепада гидродинамического давления ($q_0(t) > 0$) и проникновение фильтрата глинистого раствора в пласт под действием только перепада капиллярного давления ($q_0(t) = 0$). Оба процесса описываются приведенной выше гидродинамической моделью. В качестве примера на рис. 12 приведено пространственно-временное распределение подвижного водонасыщения в процессе проникновения фильтрата глинистого раствора. Построенные зависимости показывают, что в зоне, прилегающей к стенке скважины, относительно быстро образуется промытая зона, водонасыщение в которой остается почти неизменным. Полное вытеснение газа в промытой зоне подтверждает автомодельность режима вытеснения относительно его условий.

По мере снижения скорости поступления фильтрата глинистого раствора в пласт автомодельный режим вытеснения переходит в капиллярно-напорный (см. рис. 12, $t = 0,00875$). Уменьшение скорости поступления фильтрата глинистого раствора в пласт приводит к уменьшению коэффициента подвижного водонасыщения в промытой зоне, что соответствует началу стадии расформирования зоны проникновения (см. рис. 12, $t > 0,0875$). При стремлении расхода фильтрата к нулю капиллярно-напорный режим вытеснения переходит в капиллярный и этап формирования зоны проникновения переходит в этап ее расформирования (см. рис. 12, $t = 0,0125$ и $0,0375$).

Изменение коэффициента подвижного водонасыщения в области чувствительности бокового микрокаротажа (БМК) ($r_{\text{и}} = 2,5 r_c$) илию-

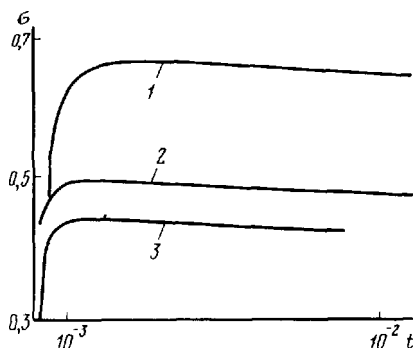


Рис. 13. Изменение во времени коэффициента подвижного водонасыщения q_0 в области чувствительности БМК.

$B; \mu_0$ соответственно: 1 — 10; 1; 2 — 10^{-2} ; 1; 3 — 10^{-2} ; 3

стрируется зависимостями, приведенными на рис. 13, которые показывают, что в области чувствительности геофизических микрометодов при формировании зоны проникновения коэффициент подвижного водонасыщения сначала растет во времени, достигает максимальных значений, соответствующих водонасыщению промытой зоны, а затем начинается его постепенное уменьшение, соответствующее началу стадии расформирования. Как на стадии формирования, так и на стадии расформирования образуется четкий фронт проникновения фильтрата глинистого раствора в пласт, что хорошо согласуется с

результатами экспериментальных и теоретических исследований [2, 11, 28].

Важен тот факт, что расформирование зоны проникновения может происходить на фоне продолжающегося формирования ($q_0(t) \neq 0$). Таким образом, окончанием формирования зоны проникновения считается начало процесса расформирования под действием капиллярных сил.

4.3. ВЛИЯНИЕ ГЛИНИСТОЙ КОРКИ И ЗОНЫ КОЛЬМАТАЦИИ НА ДИНАМИКУ ЗОНЫ ПРОНИКНОВЕНИЯ

В используемой гидродинамической модели свойства глинистой корки и зоны кольматации определяют расход фильтрата промывочной жидкости, поступающей в пласт, т.е. влияют на параметры $q_0(t)$, B и t . Закон изменения расхода во времени будет различным в зависимости от наличия или отсутствия зоны кольматации и циркуляции промывочной жидкости в стволе скважины. Из сказанного в гл. 1 следует, что при отсутствии циркуляции расход через глинистую корку определяется следующим образом:

$$q(t) = A / (t + t_0)^{1/2}, \quad (4.11)$$

где $A/(t_0)^{1/2}$ — начальный расход фильтрата.

В режиме циркуляции скорость движения фильтрата через глинистую корку постоянна. В реальных скважинных условиях время его поступления в пласт при наличии и отсутствии циркуляции зависит от технологических параметров бурения. Время циркуляции промывочной жидкости может составлять от 15 до 60 % общего времени воздействия раствора на пласт в зависимости от глубины скважины и технологии бурения.

При образовании зоны кольтматации как в статическом режиме, так и при циркуляции относительное изменение расхода фильтрата промысловой жидкости имеет экспоненциальный характер и определяется выражением

$$q(t) = \exp [-A_1(t + t_0)], \quad (4.12)$$

где $\exp(-A_1 t_0)$ — начальный расход фильтрата.

В общем случае в начальный период времени эффект кольтматации несущественен и изменение $q(t)$ происходит по закону (4.11). На более поздней стадии функция $q(t)$ определяется соотношением (4.12). Обобщенной зависимостью для любых условий будет зависимость

$$q(\tau) = \exp (-B_1 \tau) / \tau^{1/2}, \quad (4.13)$$

где $\tau = t + t_0$.

Промысловые эксперименты показали, что в реальных пластовых условиях $q(t) = \text{const}$ не бывает. Однако это условие типично при реализации системы каротаж — закачка — каротаж.

Проницаемость системы глинистая корка — зона кольтматации определяет расход фильтрата и влияет на параметры B и t . Чем меньше проницаемость указанной системы, тем больше значение параметра t и меньше безразмерный параметр B . Пространственно-временные распределения коэффициента водонасыщения в прискважинной части пласта для максимальной ($B = 125$) и минимальной ($B = 1000$) скоростей проникновения через глинистую корку и зону кольтматации приведены на рис. 14. Значение относительной вязкости в обоих случаях было одинаково ($\mu_0 = 0,01$), $\sigma_{\text{пл}} = 0$, $(k_v^* - k_{v0}) = 0,8$. Сопоставление зависимостей показало, что $B = 125$ в области, прилегающей к стенке скважины, подвижный газ полностью вытеснен фильтратом глинистого раствора, а при $B = 1000$ произошло лишь частичное его замещение и в прискважинной области осталось значительное количество остаточного газа. Таким образом, когда проницаемость глинистой корки и зоны кольтматации велика, режим вытеснения газа фильтратом близок к автомодельному, при уменьшении проницаемости этих зон возрастает доля капиллярно защемленного газа, и режим вытеснения становится не автомодельным.

Аналогичные результаты получены и для вытеснения нефти фильтратом глинистого раствора (см. рис. 14). Относительная вязкость для обоих случаев одинакова ($\mu_0 = 10$). Из сопоставления коэффициентов подвижного водонасыщения следует, что с уменьшением проницаемости глинистой корки и зоны кольтматации (увеличение параметра B) σ в промытой зоне нефтяного пласта увеличивается. Режим вытеснения капиллярно-напорный. С уменьшением B радиус зоны проникновения возрастает. Следовательно, результаты численного моделирования показывают, что расход фильтрата через глинистую корку и зону кольтматации определяет значения коэффициента подвижного водонасыщения в промытой

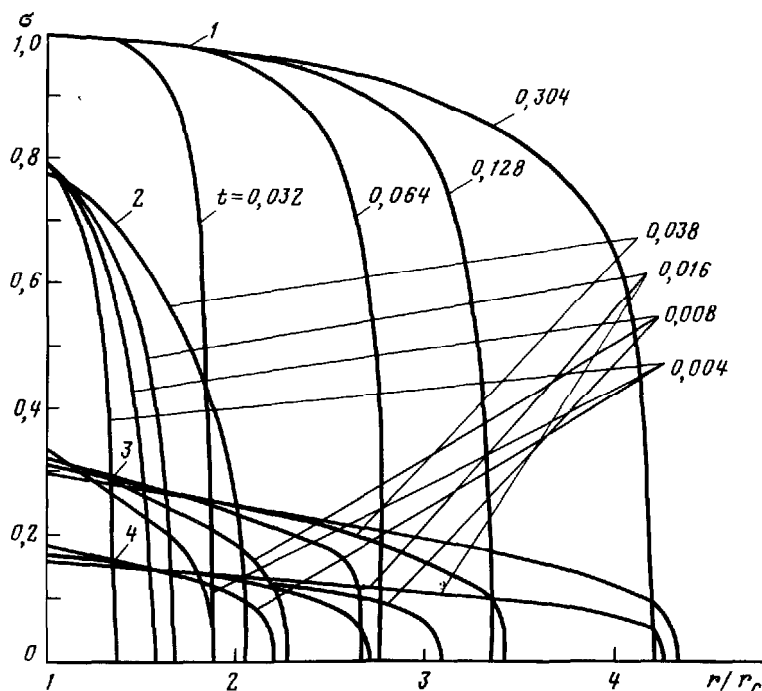


Рис. 14. Влияние скорости проникновения фильтрата через глинистую корку и зону коагуляции на динамику вытеснения газа (1, 2) и нефти (3, 4).

В: 1 - 12; 2 - 10^3 ; 3 - 10^2 ; 4 - 10^3

зоне. Эта зависимость установлена автором и подробно исследована в работах [19, 25]. Аналогичные результаты получены И.Г. Ярмаховым: при изменении коэффициента проницаемости однородной (несжимаемой) глинистой корки от 10^{-6} до 10^{-7} мкм² коэффициент подвижного водонасыщения в области, прилегающей к стенке скважины, по его данным, уменьшился на 25 % [33]. К такому же выводу пришли и американские исследователи [36, 38], моделировавшие проникновение фильтрата глинистого раствора в газонесущие пласты.

4.4. ВЛИЯНИЕ ВЯЗКОСТИ НЕФТИ И ГАЗА НА ДИНАМИКУ ИХ ВЫТЕСНЕНИЯ ФИЛЬТРАТОМ ГЛИНИСТОГО РАСТВОРА

В используемой гидродинамической модели отличие нефтей неодинаковой вязкости, а также нефти и газа выражается через безразмерный параметр $\mu_o f_2 (k_v^*) / f_1 (k_{v0})$. Проанализируем влияние относительной

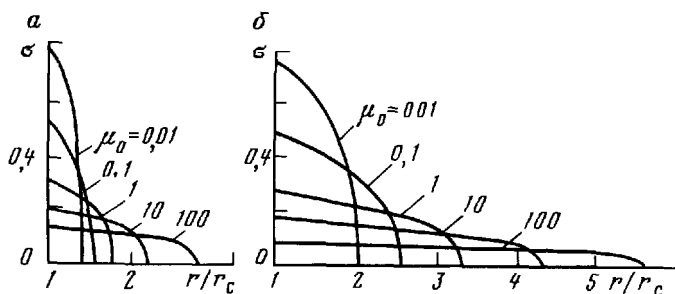


Рис. 15. Профили распределения подвижного водонасыщения σ на начальной (а) и завершающей (б) стадиях формирования зоны проникновения.

$B = 10^3$, $\sigma_{пл} = 0$, $k_v^* - k_{во} = 0,8$

вязкости на динамику вытеснения, считая B' и $\bar{q}_0(\tau)$ неизменными, а $f_2(k_v^*)/f_1(k_{во}) = 1$. Для изучения влияния относительной вязкости μ_0 на динамику водонасыщения было проведено моделирование при различных значениях отношения вязкости газа или нефти к вязкости фильтра. Оказалось, что относительная вязкость существенным образом влияет на коэффициент подвижного водонасыщения прискважинной части пласта. Распределения σ для различных безразмерных параметров времени t в начальный момент формирования зоны проникновения (а) и при его окончании (б) показывают, что относительная вязкость существенным образом влияет на водонасыщенность зоны проникновения (рис. 15).

С увеличением вязкости нефти происходит уменьшение коэффициента подвижного водонасыщения в прискважинной области и увеличение радиуса зоны проникновения. При этом в прискважинной части пласта образуется область с практически постоянным по радиусу σ . По мере увеличения относительной вязкости размеры этой области также возрастают. Если имеются газ и маловязкая нефть ($\mu_0 \approx 0,01 \div 1$), то в начальной стадии формирования наблюдается значительная радиальная неоднородность по водонасыщению, которая влияет на показания промыслово-геофизических методов с малой глубиной исследования (микрозондирование, гамма-гамма- и нейтрон-нейтронные методы).

При наличии высоковязких нефтей ($\mu_0 = 10 + 100$) радиальная неоднородность по водонасыщению будет влиять только на показания промыслово-геофизических методов со значительным радиусом исследования (БМ, ИМ, боковой и импульсный методы, боковое электрическое зондирование). Из сказанного следует, что для нефтей повышенной вязкости изменение водонасыщения прискважинной зоны при проникновении фильтра глинистого раствора в пласт незначительно. Этот вывод хорошо согласуется с результатами геофизических исследований на месторождениях высоковязких нефтей.

4.5. ВЛИЯНИЕ ВОДОНАСЫЩЕНИЯ ПЛАСТА НА ДИНАМИКУ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА ФИЛЬТРАТОМ ГЛИНИСТОГО РАСТВОРА

Коллекторы нефти и газа могут содержать воду как связанную (гидродинамически неподвижную), так и способную свободно передвигаться под действием перепада гидродинамического давления. К таким резервуарам относятся недонасыщенные и обводненные пласты, а также переходные зоны нефть — вода и газ — вода. Влияние гидродинамически неподвижного (остаточного) $k_{во}$ и максимально возможного $k_{в*}$ водонасыщения в принятой модели вытеснения на водонасыщение полностью промытой зоны выражается через безразмерный комплекс $s = k_{в*} - k_{во}$ [см. соотношение (3.7)]. Для анализа влияния s было проведено моделирование при его различных значениях (0,3; 0,4; 0,5). Остальные параметры, входящие в функциональное соотношение (4.10), были неизменными. Распределения коэффициента подвижного водонасыщения σ на моменты начала t_1 и конца t_2 формирования зоны проникновения показали, что при фиксированных значениях параметра Π изменение остаточного водонасыщения пласта очень слабо сказывается на водонасыщении промытой зоны (рис. 16). Так, при изменении $k_{во}$ от 0,3 до 0,6 водонасыщение промытой зоны изменилось всего лишь на 7 %. При увеличении остаточного водонасыщения радиус зоны проникновения растёт.

Вывод о слабом влиянии остаточного водонасыщения на водонасыщение промытой зоны и зоны проникновения оказался неожиданным и противоречащим представлениям, существующим в промысловой геофизике. При интерпретации геофизических методов широко используются корреляционные связи типа $k_{в.пп} = (k_{во})^{1/V}$ или $k_{в.пп} = A + Bk_{во}$ [5, 8, 14 и др.], предполагающие однозначную зависимость водонасыщения зоны проникновения от остаточного водонасыщения. Для проверки этих связей автор сопоставил $k_{в.пп}$ с $k_{во}$ по данным лабораторных и скважинных экспериментов (рис. 17).

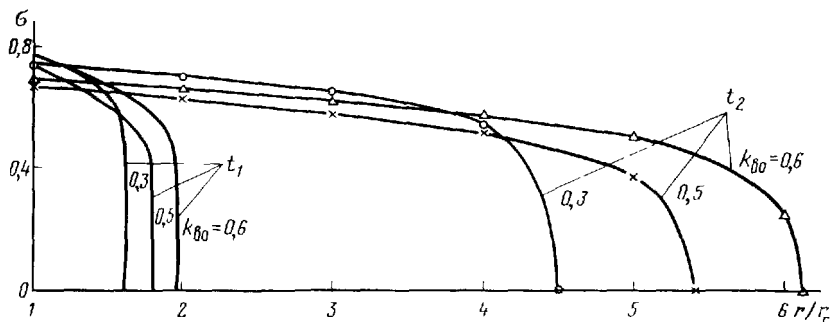


Рис. 16. Профили распределения коэффициента подвижного водонасыщения σ в начале t_1 и конце t_2 формирования зоны проникновения при различных значениях коэффициента остаточного водонасыщения пласта $k_{во}$

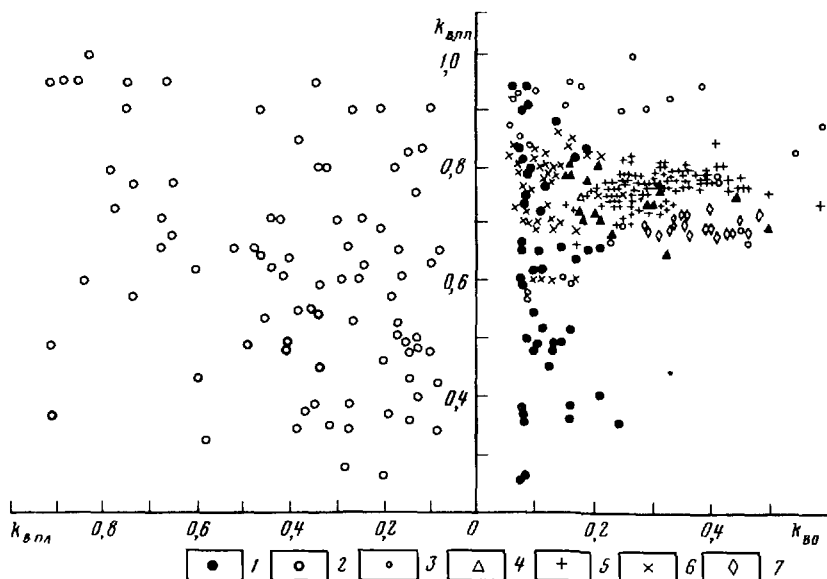


Рис. 17. Сопоставление коэффициента водонасыщения промытой зоны $k_{в.пл}$ с коэффициентом остаточного $k_{во}$ и текущего $k_{в.пл}$ водонасыщений пласта по результатам моделирования заводнения (1–4), анализа керна (5), по данным БМК (6, 7).

Месторождения: 1 – Западной Сибири, 2 – Урало-Поволжья, 3 – Западной Украины, 4, 7 – Калифорнийских песчаников, 5, 6 – Туймазинское

Зависимость коэффициента водонасыщения промытой зоны от остаточного водонасыщения при капиллярно-напорном режиме вытеснения отсутствует.

Рассмотрим влияние подвижного водонасыщения пласта на динамику вытеснения ($\sigma_{пл}$ отлично от нуля). Распределения подвижного водонасыщения зоны проникновения для пластов, в которых на момент

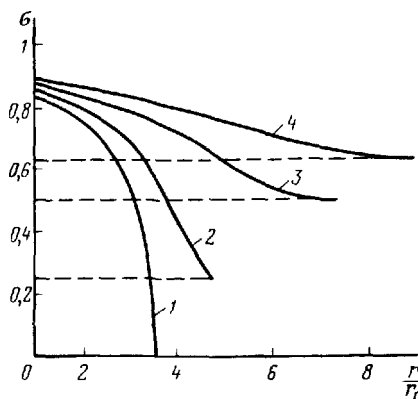


Рис. 18. Профили распределения коэффициента подвижного водонасыщения σ в зоне проникновения на момент окончания ее формирования при различных насыщениях пласта подвижной водой

вскрытия движение флюидов отсутствует, показывают, что водонасыщение в прискважинной части пласта изменяется незначительно (рис. 18). Так, при изменении $k_{в.пл}$ от 0,3 до 0,6 (см. рис. 18, кривые 2 и 4) подвижное водонасыщение в промытой зоне ($r_{и} \leq 1,5 r_c$) отклонилось всего на 6 %.

В то же время с увеличением коэффициента подвижного водонасыщения пласта характер распределения водонасыщения в зоне проникновения становится иным. С ростом подвижного водонасыщения повышаются размеры зоны проникновения. Распределение водонасыщения в ней становится более пологим, исчезает ярко выраженный фронт проникновения, вместо которого появляется плавная переходная зона (см. рис. 18, кривые 1–4). Результаты численного моделирования показывают, что и в этом случае отсутствует связь коэффициента водонасыщения промытой зоны с коэффициентом подвижного водонасыщения пласта. Этот вывод подтверждается данными промыслово-геофизических исследований. Сопоставление коэффициента водонасыщения промытой зоны с коэффициентом водонасыщения обводнившихся пластов по Туймазинскому месторождению показывает, что связь $k_{в.пл} = f(k_{в.пл})$ также отсутствует (см. рис. 17). В результате можно сделать еще один практически важный вывод: при изучении и анализе динамики водонасыщения промытой зоны начальное и текущее водонасыщение пласта можно не учитывать, так как оно слабо влияет на водонасыщение промытой зоны при фиксированных условиях вытеснения.

4.6. АВТОМОДЕЛЬНОСТЬ ДИНАМИКИ ВОДОНАСЫЩЕНИЯ В ЗОНЕ ПРОНИКНОВЕНИЯ

Динамика вытеснения нефти и газа фильтратом глинистого раствора в общем случае зависит от всех параметров подобия (всего их 11), определяемых соотношением (4.10). Если каждый параметр изменяется в широком диапазоне, то для изучения его влияния необходимо провести не менее 5–10 экспериментов или расчетов. Таким образом, общее число исходных зависимостей составит $(5-10)^{11}$, что явно не позволяет проводить их инженерный анализ и обобщение, необходимые для практических целей промысловой геофизики. Кроме того, большое число вероятных комбинаций не даст даже идентифицировать конкретные ситуации. В связи с этим для инженерного обобщения результатов исследования был применен новый подход, базирующийся на построении динамических моделей зоны проникновения [19–21].

Из анализа влияния свойств глинистой корки и зоны кольматации на динамику вытеснения следует, что его характер аналогичен воздействию относительной вязкости μ_0 . При возрастании скорости проникновения фильтрата глинистого раствора в пласт происходит более полное вытеснение нефти и газа в зоне проникновения. Такая же картина наблюдается и при уменьшении вязкости нефти. Указанные эффекты объясняются механизмом действия капиллярных сил. При малых градиентах гидродинамического давления (малый расход фильтрата, большое вяз-

костное сопротивление движению фильтрата) капиллярные силы блокируют часть несмачивающей фазы в некоторой доле порового пространства. Эта часть несмачивающей фазы становится капиллярно-удержанной и не принимает участия в процессе вытеснения. При увеличении перепада давления (снижение вязкостного сопротивления, увеличение расхода фильтрата в пласт) перепад гидродинамического давления превосходит капиллярный и часть заблокированного объема несмачивающей фазы включается в общий фильтрационный процесс.

Проведенный анализ позволил предположить наличие общей зависимости, объединяющей параметры B и $\mu_0 f_2(k_B^*) / f_1(k_{B0})$. Так как основное сопротивление движению фильтрата глинистого раствора оказывает вязкость смачивающей фазы, то зависимость $\sigma = f[B, \mu_0 f_2(k_B^*) / f_1(k_{B0})]$ при остальных фиксированных параметрах можно представить в виде $\sigma = f[B \mu_0 f_2(k_B^*) / f_1(k_{B0})]$. Обозначим произведение $B \mu_0 f_2(k_B^*) / f_1(k_{B0})$ буквой Π . В размерном виде параметр Π определяется так:

$$\Pi = 2 \pi \tilde{\sigma} \cos(\tau m_0 k_0)^{1/2} J(k_{B0}) f_2(k_B^*) H / q_{OH} \times \mu_2(k_B^* - k_{B0}). \quad (4.14)$$

Из формулы (4.14) следует, что Π зависит от вязкости смачивающей фазы μ_2 и не зависит от вязкости несмачивающей фазы μ_1 . Обработка результатов моделирования показала, что пространственно-временные распределения коэффициента подвижного водонасыщения зоны проникновения тождественны при одинаковых значениях Π .

Если выразить отношение перепада капиллярного давления к гидродинамическому через Π , то получим

$$P_K / \Delta P_r = \Pi J(\sigma) f_2(\sigma) (k_B^* - k_{B0}) r / \Delta r. \quad (4.15)$$

Отсюда следует, что параметр Π пропорционален отношению капиллярного давления к гидродинамическому. Параметр Π — это капиллярно-напорный комплекс, характеризующий режим вытеснения. При $\Pi \gg 1$ режим вытеснения чисто капиллярный и распределение фаз происходит под действием только капиллярных сил. При $\Pi \ll 1$ перепад гидродинамического давления полностью определяет распределение фаз и режим вытеснения автомодельный по параметру Π . Границы режимов вытеснения устанавливаются по критическим значениям Π .

Проведенный выше анализ динамики подвижного водонасыщения позволил сократить число определяющих параметров [см. соотношение (4.10)] до десяти. Однако и оставшееся число параметров слишком велико для их обработки с практической точки зрения. Для дальнейшего обобщения используются принципы построения автомодельных асимптотик.

В предыдущем разделе было установлено, что на этапе формирования зоны проникновения с достаточной для практики точностью значение подвижного водонасыщения на стенке скважины можно считать постоянной величиной. Практическое постоянство σ и малые по срав-

нению с радиусом зоны проникновения размеры скважины позволили предположить наличие на этапе формирования зоны проникновения устойчивой автомоделной асимптотики. Для проверки этого предположения были рассмотрены закономерности роста радиуса зоны проникновения во времени. Зависимость $R_{зп} = f(\Pi, t)$ можно представить в следующем виде:

$$R_{зп} = A_3 \Pi^{\beta_3} t^{\alpha_3}. \quad (4.16)$$

Степенная зависимость $R_{зп}(t)$ указывает на возможность существования устойчивой автомоделной асимптотики. Из фундаментальных исследований по свойствам промежуточных асимптотик известно, что для автомоделных процессов любые характеристики явления, представленные в автомоделных координатах, в различные моменты времени описываются едиными зависимостями. Процесс вытеснения нефти и газа фильтратом глинистого раствора может быть однозначно охарактеризован двумя пространственными масштабами $R_{зп}(t)$ и r_c , а также одной текущей координатой r . Основным параметр вытеснения — это коэффициент подвижного водонасыщения $\sigma(r, t)$. Учитывая, что на стенке скважины $\sigma(r_c, t) = \sigma_{\max} \approx \text{const}$, распределение коэффициента подвижного водонасыщения на этапе формирования зоны проникновения будет $\sigma(r, t) = \sigma_{\max} f[(r - r_c)/(R_{зп}(t) - r_c)]$.

Для определения вида безразмерной функции $f[(r - r_c)/(R_{зп}(t) - r_c)]$ была проведена обработка результатов численного моделирования в автомоделных координатах $[\sigma(r, t)/\sigma_{\max}] - (r - r_c)/[R_{зп}(t) - r_c]$. Зависимости распределения коэффициента подвижного водонасыщения в автомоделных переменных показывают, что для всех значений параметра Π пространственно-временные распределения подвижного водонасыщения в автомоделных координатах с необходимой для практики точностью представляются едиными кривыми (рис. 19). Таким образом, процесс вытеснения нефти и газа фильтратом глинистого раствора асимптотически автомоделный.

Обработка результатов численного моделирования показала, что функция $f[(r - r_c)/(R_{зп}(t) - r_c)]$ может быть представлена как

$$f[(r - r_c)/(R_{зп}(t) - r_c)] = \left\{ 1 - [(r - r_c)/(R_{зп}(t) - r_c)]^2 \right\}^{n_1}$$

где n_1 — коэффициент, определяемый по результатам моделирования.

Автомоделное распределение подвижного водонасыщения в зоне проникновения будет

$$\sigma(r, t) = \sigma_{\max} \left\{ 1 - [(r - r_c)/(R_{зп}(t) - r_c)]^2 \right\}^{n_1}. \quad (4.17)$$

Соотношение (4.17) связывает в явном виде коэффициент подвижного водонасыщения зоны проникновения с максимальным водонасыщением в промытой зоне, радиусом исследования геофизического метода ($r = r_H$) и радиусом зоны проникновения на момент проведения геофи-

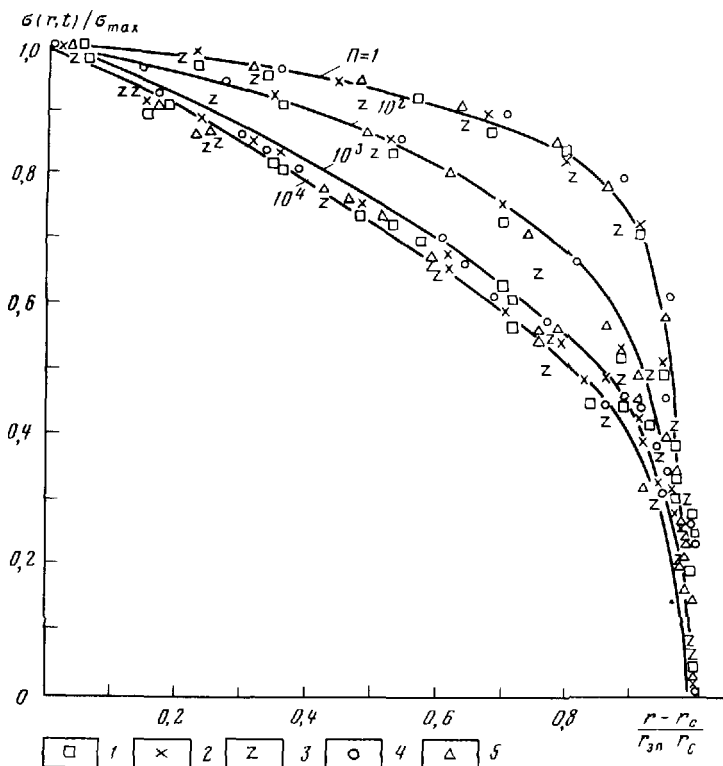


Рис. 19. Динамика вытеснения нефти и газа фильтратом в автомоделных переменных $\sigma(r, t)$:

1-5 — различные моменты времени после начала вытеснения

зических исследований $R_{3n}(t)$. Полученное ранее соотношение (4.16) указывает на зависимость радиуса проникновения от величины комплексного параметра Π и времени, прошедшего после вскрытия пласта бурением t . Для ее анализа воспользуемся свойствами группы преобразований автомоделных решений [1].

Представим коэффициент подвижного водонасыщения через автомоделную переменную $\xi = (r - r_c) / (\Pi t)^{1/2}$, тогда $\sigma = f_1(\xi)$.

С другой стороны, как было показано выше, $\sigma = \sigma_{\max} f(\xi/\xi_0)$, где $\xi_0 = (R_{3n} - r_c) / (\Pi t)^{1/2}$, и соотношение (4.17) будет $\sigma = \sigma_{\max} \Phi[(r - r_c) / (\sigma_{\max} \Pi t)^{1/2}]$.

Сравняя два последние соотношения, получаем

$$R_{3n} = \xi_0 (\sigma_{\max} \Pi t)^{1/2} + r_c. \quad (4.18)$$

Из выражения (4.18) следует, что радиус зоны проникновения —

это сложная функция от коллекторских, поверхностно-молекулярных и гидродинамических свойств прискважинной зоны пласта. С повышением скорости проникновения фильтрата $R_{зп}$ растет, с увеличением объема свободных для проникновения пор $(k_{взп} - k_{во})$, а также с улучшением коллекторских свойств (m_0, k_0) радиус зоны проникновения уменьшается.

4.7. ВЛИЯНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ФОРМИРОВАНИЯ ЗОНЫ ПРОНИКНОВЕНИЯ НА ДИНАМИКУ ВОДОНАСЫЩЕНИЯ

При существующих технологиях в процессе бурения скважины предусмотрены операции проработки ее ствола, смены режима промывки, спуско-подъемные операции и т.д., что может привести к изменению режима формирования зоны проникновения. Вопрос о влиянии технологических режимов формирования зоны проникновения на ее водонасыщение в настоящее время практически не исследован. В связи с этим было проведено численное моделирование влияния смены технологических режимов на динамику вытеснения.

Особенность технологического режима формирования зоны проникновения при проработке ствола скважины заключается в резком уменьшении толщины глинистой корки и возрастании градиента давления на границе глинистая корка — пласт. Это приводит к увеличению скорости поступления фильтрата в пласт. К аналогичному эффекту приводит и частичный срыв глинистой корки при спуске и подъеме бурового оборудования. Спуско-подъемные операции создают поршневой эффект, и возможны кратковременные колебания давления в стволе скважины с амплитудой 10 МПа и более. Влияние поршневого эффекта на динамику вытеснения нефти и газа фильтратом глинистого раствора зависит от демпфирующей характеристики глинистой корки.

При возрастании давления в скважине в процессе спуска бурильного инструмента перепад давления в системе глинистая корка — пласт возрастает, что создает дополнительное уплотнение глинистой корки и перераспределение давлений между коркой и пластом. При подъеме бурового инструмента давление в скважине уменьшается. Однако из-за необратимости деформации корки уменьшение давления в скважине незначительно отражается на сложившемся распределении давлений между глинистой коркой и пластом. Как было показано в гл. 1, в высокопроницаемых пластах увеличение перепада давлений на перераспределение эффективных напряжений существенно влияет лишь в диапазоне малых репрессий. С их ростом доля перепада, приходящаяся на глинистую корку, практические стабилизируется и изменение технологического режима формирования зоны проникновения влияет только на скорость поступления фильтрата глинистого раствора в пласт.

При моделировании изменений технологического режима формирования зоны проникновения функции расхода фильтрата глинистого раствора в пласт изменялась следующим образом. На стадии первичного

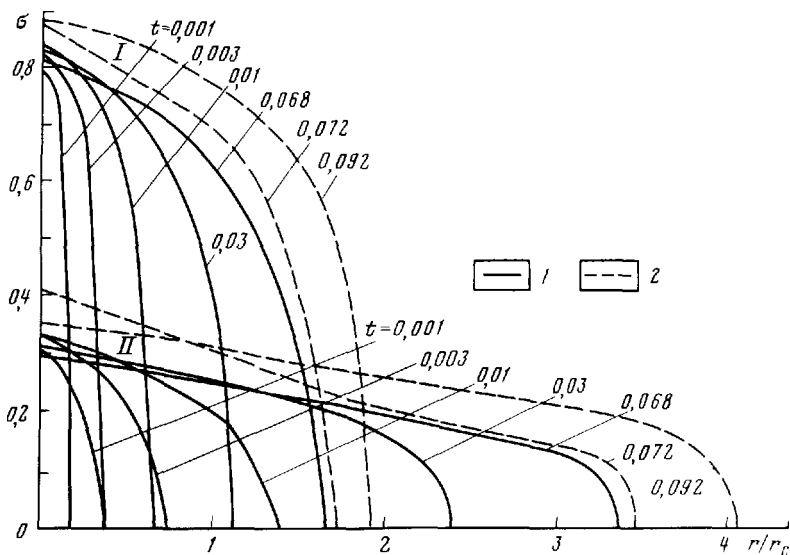


Рис. 20. Профили распределения коэффициента подвижного водонасыщения σ при вытеснении нефти и газа в случае срыва глинистой корки.

П: I – 10, II – 10^3 ; вытеснение: 1 – первичное, 2 – после удаления глинистой корки

формирования зоны проникновения – по закону проникновения через глинистую корку [см. формулу (4.11)]. На стадии удаления глинистой корки наблюдается возрастание расхода до начальных значений $q_{он}$. На стадии после завершения технологических операций в скважине он вновь изменяется по закону фильтрации через глинистую корку.

Изменение динамики формирования зоны проникновения при разрушении глинистой корки показано на рис. 20. Анализ результатов моделирования показывает, что удаление глинистой корки приводит к незначительному увеличению коэффициента подвижного водонасыщения в пристеночной области и изменению профиля водонасыщения. В области, прилегающей к стенке скважины, профиль водонасыщения более крутой, чем на стадии первичного формирования зоны проникновения. Абсолютные значения роста коэффициента водонасыщенности на стенке скважины невелики. Для значений $\Pi = 10$ максимальный эффект роста коэффициента подвижного водонасыщения на стенке скважины $\Delta\sigma$ составляет 5 %; для $\Pi = 10^3$ $\Delta\sigma \approx 9$ %. Изменения насыщения существенны лишь сразу после удаления глинистой корки. Со временем профиль водонасыщения стабилизируется, а насыщение на стенке скважины стремится к своему первоначальному значению.

Данные моделирования качественно согласуются с результатами скважинных наблюдений Б.М. Орлинского и Н.С. Мацеевского для условий месторождений ТАССР. Ими было показано, что технологические

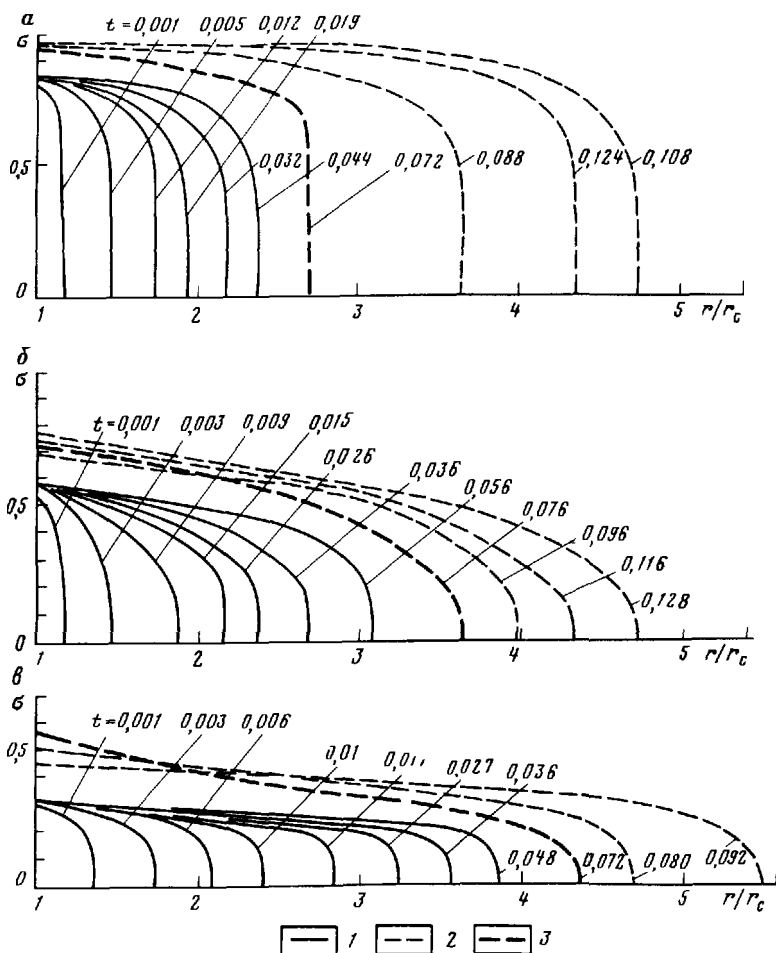


Рис. 21. Профили распределения коэффициента подвижного водонасыщения σ при вытеснении нефти и газа в случае изменения технологического режима формирования зоны проникновения.

П: *a* — 10 , *б* — 10^2 ; *в* — 10^3 ; вытеснение: 1 — первичное, 2 — при закачке, 3 — в начале закачки

операции в процессе бурения скважины не приводят к заметным изменениям свойств зоны проникновения в области исследования нейтронных методов, а влияние репрессии на пласт почти не сказывается на характеристиках зоны проникновения.

В практике промыслово-геофизических исследований, кроме естественного режима формирования зоны проникновения в процессе вскрытия пластов бурением, используются специальные технологические режимы формирования зоны проникновения по системе каротаж — закачка —

каротаж. Использование этой системы предусматривает проведение технологической операции закачки после первичного формирования зоны проникновения. При повторной закачке условия вытеснения отличаются от условий вытеснения при первичном формировании зоны проникновения. Так, из-за влияния глинистой корки и зоны кольматации для обеспечения полного охвата пластов повторным вытеснением необходимы перепады давления, значительно превышающие перепады при первичном вытеснении. Увеличение действующего перепада давлений приводит к изменению соотношения капиллярного градиента давлений к гидродинамическому. Это соотношение отличается от первичного также и из-за различия в начальном распределении водонасыщения на этапах первичного вытеснения и при закачке.

Изучение влияния режима формирования зоны проникновения по технологии каротаж — закачка — каротаж на динамику водонасыщения проводилось в две стадии: на первой динамика водонасыщения определялась начальным значением Π_1 , а на второй — значением Π_2 при закачке. Отношение $\Pi_1/\Pi_2 = 3$.

Результаты моделирования приведены на рис. 21. Распределения коэффициента подвижного водонасыщения (см. рис. 21, а–в) показывают, что динамика водонасыщения на этапе закачки отлична от стадии первичного проникновения. В результате закачки водонасыщение во всей области, занятой фильтратом, возрастает, профиль σ становится менее крутым. Эффект увеличения коэффициента подвижного водонасыщения при закачке тем больше, чем больше было значение параметра Π на стадии первичного формирования. При $\Pi_1 = 10^3$ (см. рис. 21, в) эффект увеличения коэффициента подвижного водонасыщения в промытой зоне $\Delta\sigma$ при закачке составляет 25 %; при $\Pi_1 = 10^2$ (см. рис. 21, б) — около 19 %; а при $\Pi_1 = 10$ (см. рис. 21, а) — приблизительно 12 %.

Закономерности формирования промытой зоны на стадии закачки также отличаются от стадии первичного вытеснения. В последнем случае водонасыщение полностью промытой зоны со временем стабилизируется, а размеры ее увеличиваются.

На стадии закачки характер формирования промытой зоны изменяется с увеличением Π . При $\Pi = 10$ время формирования промытой зоны в 2 раза превышает соответствующее значение на стадии первичного формирования. При $\Pi = 10^2$ и 10^3 время формирования вновь образовавшейся промытой зоны уменьшается, однако превышает на 50–80 % время ее первичного формирования (см. рис. 21). С ростом значений Π на динамику водонасыщения начинает оказывать влияние эффект расформирования зоны проникновения на фоне продолжающейся закачки. Интенсивность эффекта расформирования увеличивается с ростом параметра Π .

Крутизна профиля коэффициента подвижного водонасыщения уменьшается с увеличением значений Π . В процессе закачки форма профиля изменяется. С ростом времени закачки профиль коэффициента подвижного водонасыщения выполаживается, стремясь к распределению $\sigma(r)$, существовавшему на этапе первичного формирования.

Проведенный выше анализ показал, что изменение технологического режима формирования зоны проникновения приводит к изменениям водонасыщения $k_{в.зп}$. Неучет этих изменений может обуславливать дополнительные погрешности при использовании системы каротаж — закачка — каротаж.

Глава 5

ВЛИЯНИЕ ДИФФУЗИОННЫХ И МАССООБМЕННЫХ ПРОЦЕССОВ НА ДИНАМИКУ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТА В ЗОНЕ ПРОНИКНОВЕНИЯ

5.1. ВЫТЕСНЕНИЕ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ ФИЛЬТРАТОМ ГЛИНИСТОГО РАСТВОРА¹

При проникновении фильтрата глинистого раствора в водоносные пласты-коллекторы в последних, как и в нефтегазонасыщенных пластах, образуется зона с изменяющимся насыщением — зона проникновения (см. рис. 1). Механизм изменения физических свойств в зоне проникновения водоносных пластов определяется в основном диффузионным переносом компонентов фильтрата.

Из-за сложности траекторий движения фильтрата истинная скорость его частиц в каждом микрообъеме внутрипорового пространства отличается как по значению, так и по направлению от средней скорости фильтрации. Так как минерализация фильтрата промывочной жидкости почти всегда отличается от минерализации пластовых вод, то при его проникновении в пласт происходит изменение минерализации в околоскважинной зоне из-за образования зоны смешения фильтрата и пластовой воды. Изменение минерализации в зоне проникновения водоносных пластов является одним из основных процессов, влияющих на изменение их физических свойств в этой зоне.

Согласно гидродинамической теории изменение минерализации при проникновении фильтрата глинистого раствора в водоносный пласт описывается уравнением конвективной диффузии, которое используется для численного решения задачи формирования зоны проникновения в водоносном пласте [29]. Результаты исследования, полученные в данной работе, показывают, что при вытеснении пластовой воды фильтратом глинистого раствора в области, прилегающей к стенке скважины, образуется промытая зона, в которой фильтрат глинистого раствора полностью

¹ Разделы 5.1 и 6.4 написаны совместно с И.Г. Ярмаховым.

вытеснил пластовую воду (рис. 22). Размеры промытой зоны $r_{пп}$ составляют третью часть области, занятой фильтратом $r_{ф.}$. В зоне смещения фильтрата и пластовой воды насыщение первым плавно изменяется от 1 до 0; четкий фронт проникновения отсутствует. За условный радиус зоны проникновения $r_{зп}$ можно принять координату зоны смещения с насыщением фильтрата $S_{ф} = 0,5$.

Полученные профили насыщения качественно хорошо согласуются с результатами многочисленных экспериментальных исследований. В то же время из анализов керна и промыслово-геофизических данных следует, что в пластовых условиях полного вытеснения пластовой воды фильтратом почти никогда не происходит.

Прямые экспериментальные исследования показали, что в песчано-глинистых и кавернозно-трещинных коллекторах промытая зона не образуется даже при прохождении 12–50 поровых объемов фильтрата. Количество невытесненной пластовой воды при этом может составлять 30–50 % и более [26].

Для выяснения механизма неполноты смещения пластовой воды с фильтратом глинистого раствора был проведен анализ факторов, определяющих насыщение пор фильтратом. Из анализа уравнения конвективной диффузии следует, что насыщение пор фильтратом глинистого раствора $S_{ф}$ зависит от скорости фильтрации, эффективной пористости и коэффициента эффективной диффузии D^* .

Проведенные исследования показали, что влияние скорости проникновения фильтрата в пласт сказывается лишь на размерах промытой зоны [33]. При вариации проницаемости глинистой корки и перепаде давлений скорость поступления фильтрата глинистого раствора в пласт изменялась на несколько порядков, при этом эффекта неполного смещения обнаружено не было. Изменение эффективной пористости влияет лишь на размеры области, занятой фильтратом (см. рис. 22).

Коэффициент эффективной диффузии D^* зависит от коэффициента молекулярной диффузии D_0 , скорости фильтрации v_2 и структуры пористой среды. В коллекторах нефти и газа вместо коэффициента D_0 используют коэффициент молекулярной диффузии в пористой среде $D_m = m_{эф} D_0 / \tau$.

(5.1)

В общем виде коэффициент эффективной диффузии определяется следующим соотношением:

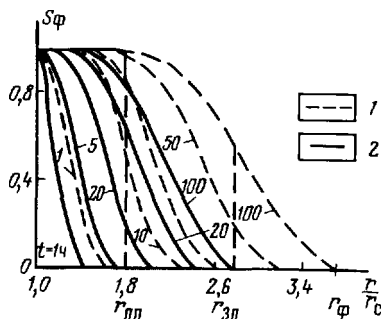


Рис. 22. Профили распределения коэффициента фильтратонасыщения $S_{ф}$ при вытеснении пластовой воды фильтратом глинистого раствора по данным, приведенным в работе [29].

$m_{эф}$: 1 — 0,1, 2 — 0,2

$$D^* = D_M + \lambda v_2^{n_2}, \quad (5.2)$$

где λ — коэффициент гидродинамической дисперсии, характеризующий структуру потока и пористой среды; показатель степени n_2 варьирует от 1 до 2, большинство авторов принимают $n_2 = 1$. Подробный анализ зависимости D^* от условий вытеснения и коллекторских свойств проведен В.Н. Николаевским, Ж. Фридом и другими исследователями. Большинство экспериментов при лабораторном моделировании по определению коэффициентов эффективной диффузии проведено для несцементированных песков и рыхлых песчаников. Однако, как показали исследования М. Логатски, Д. Катца и Д. Раймонди, их использование для изучения коллекторов невозможно, потому что при одинаковых значениях проницаемости D^* для песков и уплотненных песчаников могут отличаться более чем в 100 раз. Кроме того, для коллекторов нефти и газа, характеризующихся высокой степенью уплотнения и сложным строением внутриспорового пространства, экспериментальных данных получено недостаточно.

Согласно экспериментам Д. Клотца и Х. Мозера, коэффициент эффективной диффузии возрастает с уменьшением общей пористости ($D^* \sim \sim m_0^{-3}$). Степенная зависимость коэффициента эффективной диффузии от пористости, очевидно, связана с усложнением микрофильтрационных потоков при увеличении степени уплотненности пород.

Гидрогеологические исследования, проведенные в естественных условиях залегающих пластов по индикаторным методам, показали, что коэффициенты дисперсии, определенные в природных условиях, превышают на два-три порядка соответствующие коэффициенты, полученные при лабораторных экспериментах. Так, в трещиноватых породах (песчаники, мел, доломиты) коэффициент дисперсии измеряется в метрах и достигает 50 м, в высокопроницаемых песчаных отложениях λ изменяется от 6 до 400 м, в то время как определенная при лабораторном моделировании эта величина составляет порядка сантиметров ($D_M \sim 10^{-3}$ см). Из сказанного следует, что в природных условиях молекулярная диффузия становится пренебрежимо малой. Из теории конвективной диффузии известно, что размеры зоны смещения двух жидкостей пропорциональны $\lambda^{1/2}$. При λ порядка первых десятков метров размеры зоны смещения будут соизмеримы с областью, занятой фильтратом. В этом, очевидно, и заключается причина неполного вытеснения пластовой воды фильтратом глинистого раствора.

Для изучения описанного выше механизма неполного вытеснения нами было проведено численное моделирование процесса вытеснения пластовой воды фильтратом глинистого раствора. Система уравнений, описывающих процесс вытеснения пластовой воды фильтратом глинистого раствора, имеет вид

$$\operatorname{div} \vec{v}_2 = 0 \quad (5.3)$$

$$\operatorname{div} [D^* \operatorname{grad} S_\Phi] - \vec{v}_2 \operatorname{grad} S_\Phi = m_{\Phi} \partial_t S_\Phi, \quad (5.4)$$

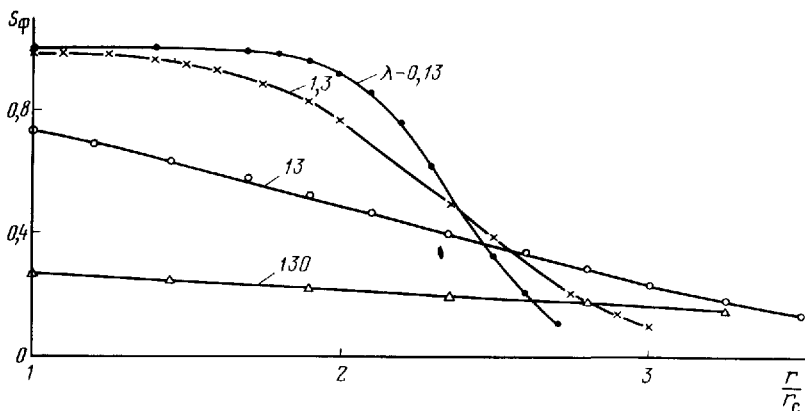


Рис. 23. Профили распределения фильтратонасыщения при различных значениях коэффициента гидродинамической дисперсии

Концентрация солей связана с насыщением пор фильтратом:

$$C = S_{\phi} C_{\phi} + C_v (1 - S_{\phi}). \quad (5.5)$$

На границе глинистая корка – пласт ставится условие материального баланса

$$S_{\phi}(r_c, t) = 1 + 1/v_2(r_c, t) D^* \partial_r S_{\phi} |_{r=r_c}. \quad (5.6)$$

Для области, достаточно удаленной от стенки скважины ($r = r_1$), формулируется второе граничное условие

$$S_{\phi}(r_1, t) = 0. \quad (5.7)$$

В начальный момент времени фильтрат в пласте отсутствует, т.е.

$$S_{\phi}(r, 0) = 0. \quad (5.8)$$

Для определения скорости фильтрации дополнительно решалась задача о распределении давлений в системе глинистая корка – пласт.

Результаты моделирования приведены на рис. 23, где дано распределение насыщения фильтратом при скважинной области через 2 сут после вскрытия пласта бурением. Анализ полученных данных показывает, что с увеличением коэффициента гидродинамической дисперсии λ насыщение пор фильтратом в области, примыкающей к стенке скважины, снижается. При $\lambda > 1$ полностью промытая зона уже не образуется. Количество невытесненной пластовой воды возрастает с увеличением параметра λ . Таким образом, полнота вытеснения пластовой воды фильтратом глинистого раствора определяется структурой внутрипорового пространства (распределением пор по размеру и гидродинамической извилисто-

стью их каналов). При лабораторном моделировании на насыпных моделях и образцах керна значения параметра λ получены сильно заниженными, во-первых, из-за отсутствия в кернах естественных трещин и суперпор, диаметр которых может достигать 10^{-2} м [28], во-вторых, из-за отсутствия истинного распределения микропотоков в пористой среде при лабораторных экспериментах.

5.2. ВЛИЯНИЕ МАССООБМЕННЫХ ПРОЦЕССОВ НА ДИНАМИКУ ВЫТЕСНЕНИЯ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ ФИЛЬТРАТОМ ГЛИНИСТОГО РАСТВОРА

При анализе динамики формирования зоны проникновения обычно считают, что фильтрат глинистого раствора не взаимодействует с материалом пористой среды и насыщающими ее флюидами. Однако некоторые промывочные жидкости, используемые на практике, представляют собой сложные физико-химические системы, состоящие из одной или нескольких фаз. Во время приготовления промывочных жидкостей добиваются их максимальной стабильности. После разделения суспензии на твердую фазу и фильтрат последний попадает в несвойственную для него физико-химическую обстановку. В процессе проникновения фильтрата в пласт новая система фильтрат — пластовая вода — порода стремится достигнуть состояния равновесия. Из-за наличия избыточной поверхностной энергии возможны различные виды массообмена в рассматриваемой системе.

Массообменные процессы существенно осложняют динамику формирования зоны проникновения и могут приводить как к увеличению концентрации солей в фильтрате промывочной жидкости (растворение, выщелачивание, десорбция), так и к ее уменьшению из-за кристаллизации, физико-химической коагуляции, адсорбции. Массообменные процессы вызывают изменение коллекторских свойств (пористости, проницаемости, остаточного насыщения и т.д.).

Массообменные процессы в зоне проникновения в общем случае обусловлены кинетикой массообмена, характеризующей скорость перехода вещества из одной фазы в другую. Данные о кинетике для фильтратов глинистых растворов в настоящее время практически отсутствуют. Более того, не существует и методики для их получения. Поэтому анализ влияния массообменных процессов на изменение физических свойств в зоне проникновения возможен лишь на качественном уровне исходя из закономерностей массообмена при движении грунтовых вод (П.Я. Попубаринова-Кочина, 1977 г.).

Кинетика растворения и выпадения неорганических солей и осадок описывается уравнением

$$\partial_t N = \gamma_k (C - C_p) N^a, \quad (5.9)$$

где C_p — равновесная концентрация солей, устанавливающаяся в промытой области зоны проникновения после стабилизации концентрации; γ_k — кинетический коэффициент, характеризующий скорость массообмена.

При растворении солей $\partial_t N < 0$ и $C < C_p$, а при их выпадении наоборот $\partial_t N > 0$ и $C > C_p$. Показатель степени α определяет характер распределения соли во внутрипоровом пространстве. При выпадении соли на поверхности внутрипорового пространства $\alpha = 0$, при росте кристаллов соли в виде щеток и гранул $\alpha = 0,5$, в некоторых других случаях распределения соли $\alpha = 1$.

Кинетика адсорбции определяется изотермой Генри

$$\partial_t N = \gamma'_k (C m_{эф} - N/\Gamma). \quad (5.10)$$

Коэффициент Генри Γ характеризует отношение равновесной концентрации солей в твердой фазе к их концентрации в жидкой фазе. При $C > N/\Gamma m_{эф}$ происходит адсорбция вещества, а при $C < N/\Gamma m_{эф}$ — его десорбция.

При более сложной кинетике неравновесный массообмен описывается нелинейным уравнением Ленгмюра

$$\partial_t N = \gamma'_k m_{эф} [C - NC_p / (\Gamma m_{эф} C_p - NL)] : \quad (5.11)$$

$$L = [(\Gamma m_{эф} C - N) / NC] C_p.$$

Если равновесие в системе фильтрат — пластовая вода — порода устанавливается практически мгновенно: $\gamma_k \rightarrow \infty$, то массообмен будет равновесным:

$$\partial_t N = m_{эф} \Gamma \partial_t C. \quad (5.12)$$

Кинетика массообмена может носить и более сложный характер.

Рассмотрим характер влияния массообменных процессов на динамику изменения минерализации при вытеснении пластовых вод фильтратом глинистого раствора, исходя из физики явления.

Опишем вытеснение пластовой воды соленым фильтратом, т.е. с более высокой минерализацией, чем у нее. При отсутствии поглощения солей породой профиль изменения минерализации представлен кривой I (рис. 24, а), на которой выделяется промытая область размерами $r_{пп1}$ и зона смещения размерами $L_{см} = (r_{зп1} - r_{пп1})$. Закон распределения относительной концентрации близок к нормальному. При вытеснении пластовой воды фильтратом концентрация солей в области, прилегающей к стенке скважины, быстро растет и достигает значений концентрации солей в фильтрате за время $t_{пп1}$, после чего практически не изменяется (рис. 24, б, кривая I).

При поглощении солей из фильтрата в процессе проникновения распределение концентрации становится качественно иным.

Рассмотрим влияние массообмена при высокой скорости поглощения солей (γ_k велико) и средних значений поглощающих параметров пласта (Γ, L). При образовании зоны проникновения из-за интенсивного поглощения солей наблюдается очень слабое увеличение ее минерализации от

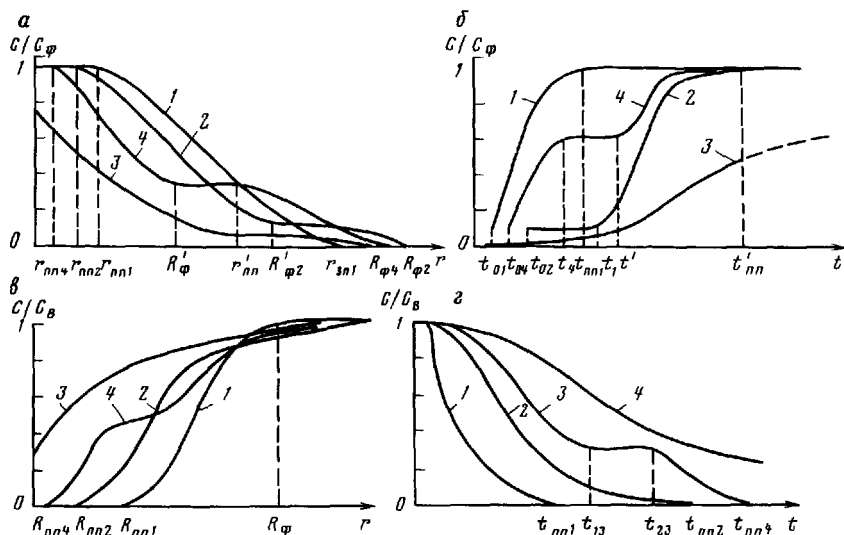


Рис. 24. Профили пространственного (а, в) и временного (б, г) распределений минерализации C/C_ϕ смеси фильтрат-пластовая вода при проникновении соленого (а, б) и пресного (в, г) фильтрата.

Массообмен: 1 — отсутствует, 2 — с высокой скоростью, 3 — интенсивный, 4 — с малой скоростью; параметры r, t — безразмерные

точки $R_{\phi 2}'$ до точки $R_{\phi 2}'$ (см. рис. 24, а, кривая 2), участок профиля от точки R_ϕ до $r_{пп2}$ соответствует затухающему поглощению солей породой. Профиль изменения концентрации становится не гладким и характеризуется наличием точек перегиба и максимальной кривизны. Выпуклые участки на профиле соответствуют интенсивному насыщению пор солью в результате неравновесной сорбции и кристаллизации солей. На вогнутых участках профиля массообмен носит равновесный характер, поглощение солей минимально и основная их часть расходуется на повышение концентрации за счет диффузии.

Размеры промытой зоны при поглощении солей из фильтрата значительно меньше, чем при его отсутствии. При интенсивном поглощении солей промытая зона вообще не образуется (рис. 24, а, кривая 3). Размеры зоны смеси вода — фильтрат во время поглощения солей возрастают.

При малых значениях параметра γ_k , но высокой поглощающей способности породы Γ профиль относительной концентрации изменяется (см. рис. 24, а, кривая 4). Увеличение концентрации в зоне промывания при фильтрации происходит интенсивно от точки $R_{\phi 4}$ до $r_{пп}'$. Затем концентрация практически стабилизируется и образуется ложная промытая зона с размерами $L_{пп}' = (R_\phi' - r_{пп}')$. От точки с координатой R_ϕ' до $r_{пп4}$ концентрация вновь интенсивно увеличивается, стабилизируясь в истин-

ной промытой зоне ($r < r_{пп4}$). Профиль 4 отражает те же физические закономерности, что и профиль 3. Участок профиля 4 ($R_{ф4} - r'_{пп}$) соответствует минимальной сорбции; участок ($r'_{пп} - R'_{ф}$) — максимальной.

Изменение во времени минерализации в области исследования промыслово-геофизическими методами иллюстрирует кривая 2 на рис. 24, б. В период интенсивного поглощения солей из фильтрата от параметра $t_{0,2}$ до t_1 изменение минерализации в прилегающей к стенке скважины области не существенно. В период времени от t_1 до $t'_{пп}$ изменение минерализации за счет диффузии преобладает над процессом поглощения. Кривая 3 на рис. 24, б соответствует сильному поглощению солей с высокой скоростью массообмена, а кривая 4 построена для малых значений параметра γ_k , но высокой поглощающей способности.

Из рассматриваемого примера следует, что при поглощении солей породой распределение минерализации в зоне проникновения во времени существенно отличается от аналогичного без учета массообмена. Время образования промытой зоны $t_{пп1}$ при поглощении солей значительно больше, чем при ее чисто диффузионном формировании. В периоды ($t_1 - t_{0,2}$) (см. рис. 24, б, кривая 2) и ($t_4 - t'$) (см. рис. 24, б, кривая 4) возможно образование ложной промытой зоны.

Рассмотрим теперь влияние массообменных процессов на динамику вытеснения минерализованной пластовой воды пресным фильтратом глинистого раствора. При отсутствии массообмена диффузионные процессы приводят к быстрому опреснению зоны проникновения и установлению профиля распределения минерализации, показанного на рис. 24, в, кривая 1. Под действием массообменных процессов кристаллическая соль, находящаяся в виде цемента и кристалликов во внутрипоровом пространстве, начинает растворяться, изменяя минерализацию пресного фильтрата. Вследствие этого профиль распределения минерализации изменяется. Значительно увеличиваются размеры области смеси пластовая вода — фильтрат и уменьшаются размеры промытой зоны (см. рис. 24, в). Массообменные процессы приводят к увеличению времени формирования промытой зоны $t_{пп}$ (см. рис. 24, в). При незначительных темпах растворения возможен эффект образования ложной промытой зоны (кривая 3) в период ($t_{23} - t_{13}$). В этот отрезок времени уменьшение минерализации за счет диффузии может компенсироваться увеличением минерализации, вызванной растворением солей. В результате в течение этого периода общая минерализация системы фильтрат — пластовая вода изменяется очень слабо.

Для более точных оценок влияния массообменных процессов на динамику вытеснения пластовой воды фильтратом глинистого раствора необходимы дополнительные петрофизические исследования зависимостей параметров Γ , C_p , L и γ_k от физико-химических свойств фильтратов, литологических и коллекторских свойств пластов, термобарических условий.

Работы по изучению состава вод, добываемых попутно с нефтью и газом, показывают, что такие факторы, как температура, давление, скорость фильтрации и литологический состав пород, могут оказывать

определяющее влияние на процесс солеотложения, однако эти исследования находятся только на начальной стадии и не позволяют однозначно судить о механизме массообмена при выпадении солей во внутрипоровом пространстве.

Лабораторные исследования процесса выпадения и растворения солей показывают, что изменение их концентрации по длине образца в общем случае может быть описано в виде (А.Е. Орадовский, Н.А. Огильви, В.Г. Науменко и др.) $C = C_p [1 - \exp(-Ax/v_2)]$. Из этого соотношения следует, что при малых скоростях фильтрации в непосредственной близости от входного сечения образца за очень короткий промежуток времени достигается равновесная концентрация, т.е. процесс массообмена можно считать мгновенным. При этом в пористой среде могут возникнуть дополнительные зоны (радиусом R_{mo}) растворения или выпадения солей. В области за фронтом выпадения концентрация в твердой фазе равна предельной; на участке между границами вытеснения и выпадения солей выпавшее (растворенное) вещество отсутствует [11].

Для определения размеров зоны отложения (выщелачивания) солей при формировании зоны проникновения воспользуемся балансовым соотношением

$$\begin{aligned} H 2 \pi N_0 \pm (C_\phi - C_p) (m_0 - N_p / \delta_c) r dr = \\ = \pm q(t) dt (C_\phi - C_p). \end{aligned} \quad (5.13)$$

При выпадении солей $C_\phi > C_p$, а при растворении $C_\phi < C_p$; в первом случае в выражении (5.13) берутся верхние знаки, во втором — нижние. Из балансового соотношения (5.13) имеем

$$\int_0^t q(t) dt = 2 \pi H B \int_{r_c}^{R_{mo}} r dr,$$

где $B = [N_p \pm (m_0 N_p) (C_\phi - C_p)] / (C_0 - C_1)$.

Размеры зоны массообмена будут

$$R_{mo} = (r_c^2 + \int_0^t q(t) dt / \pi H B)^{1/2}. \quad (5.14)$$

Соотношение (5.14) описывает закономерности роста зоны отложения (вымывания) солей во времени. Так как коэффициент B при наличии массообмена всегда больше единицы, то R_{mo} всегда меньше $R_{3п}$. Связь между этими радиусами определяется по формуле

$$R_{mo}^2 = [1/B] [R_{3п}^2 + r_c^2 (B - 1)]. \quad (5.15)$$

Соотношение (5.15) показывает также, что при мгновенном массообмене закон движения радиуса зон массообмена и проникновения опре-

деляется закономерностями проникновения фильтрата через глинистую корку и зону колюматации.

Влияние массообменных процессов на изменение коллекторских и физических свойств почти не изучено. Имеющиеся исследования посвящены в основном влиянию массообмена на изменение коэффициента проницаемости. Но и этот вопрос исследован незначительно. При растворении солей фильтратом промывочной жидкости коэффициенты проницаемости и пористости возрастают, однако эффект увеличения проницаемости и пористости может привести к нарушению прочности породы и под действием горного давления произойдет уплотнение коллектора. В результате коэффициенты пористости и проницаемости могут оказаться ниже своих первоначальных значений. При выпадении солей в зоне проникновения осадок перекрывает часть пор, уменьшая проницаемость и изменяя геометрию внутрипорового пространства. Степень снижения проницаемости в результате выпадения солей определяется объемом пор, занятых осадком a_0 , и характером его распределения в порах.

Детальные исследования характера распределения соли во внутрипоровом пространстве, насколько нам известно, не проводились. Имеющиеся теоретические исследования для идеализированных моделей пористых сред показывают, что изменения проницаемости k_{mo} , вызванные отложением осадка во внутрипоровом пространстве, связаны со структурой пористой среды и степенью насыщения пор осадком a_0 различными соотношениями (табл. 2).

Зависимости изменения проницаемости, полученные разными авторами для моделей пористых сред (рис. 25), дают различные результаты, однако с достаточной для практики точностью они все могут быть аппроксимированы формулой $k_{mo} = k_0 (1 - a_0)^{\beta_1}$. Показатель степени β_1 зависит от структуры пористой среды (см. табл. 2).

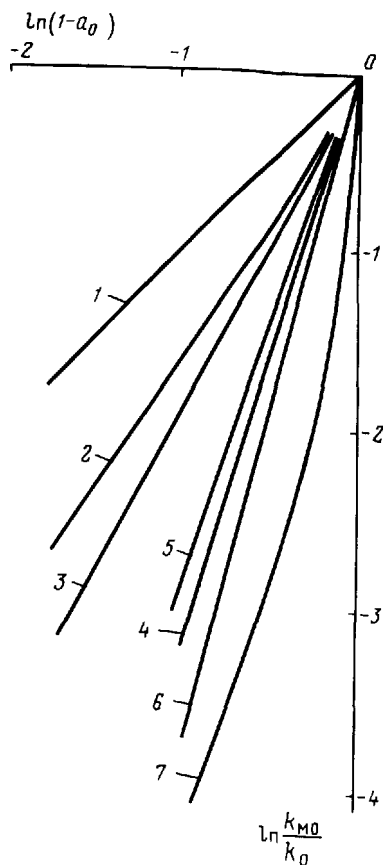


Рис. 25. Зависимости изменения логарифма проницаемости в зоне массообмена $\ln(k_{mo}/k_0)$ от насыщения порового пространства отложившимся веществом $\ln(1 - a_0)$.

Кривые, построенные по данным: 1 - Маркшле, 2 - Стейна и Кэмпла, 3, 5 - Леклера и Герцига, 4 - Минца, 6 - Маруда, 7 - Шехтмана

Таблица 2

Модель пористой среды	Формула	Автор
Капиллярная	$k_{mo}/k_0 = (1 - a_0)$ $k_{mo}/k_0 = (1 - a_0)^2$	А. Марондас Х. Хадсон В. Маркиле
Сферические поры, соединяющиеся между собой	$k_{mo}/k_0 = (1 - a_0)^{5/3}$	Дж.П. Герциг
Фиктивный грунт, образованный из цилиндрических гранул с осями, параллельными между собой	$k_{mo}/k_0 = (1 - a_0)^3 F_1(a_0)$ $F_1(a_0) = (1 - m_0) / [(1 - m_0) + m_0 a_0]$	Дж.П. Герциг
Фиктивный грунт из сферических зерен	$k_{mo}/k_0 = (1 - a_0)^3$ $F_1^{n_3}(a_0)$ $n_3 = 4/3$ $n_3 = 2$ $n_3 = 0$	Т. Кэмп Р. Сактивадиваль Д.М. Минц

5.3. ВЛИЯНИЕ МАССООБМЕННЫХ ПРОЦЕССОВ НА ДИНАМИКУ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА ФИЛЬТРАТОМ ГЛИНИСТОГО РАСТВОРА

Вытеснение нефти и газа фильтратом глинистого раствора приводит к изменению физико-химических и термодинамических условий в пласте. Изменение физико-химического и термодинамического равновесия в околоствольной области пласта сопровождается массообменными процессами, которые, в свою очередь, влияют на динамику формирования нового состояния системы фильтрат – нефть (газ) – порода.

В работах А.Х. Мирзаджанзаде, М.Л. Сургучева, О.Л. Кузнецова, Э.М. Симкина, Р.С. Яремийчука и других исследователей показано, что в результате массообменных процессов в околоствольной зоне может происходить отложение парафина, выпадение конденсата, гидратов, солей и других компонентов [4, 28, 32]. Эти процессы изменяют первоначальные физические свойства околоскважинных зон.

Помимо изменения коллекторских свойств, в зонах массообмена становятся иными фазовые проницаемости, капиллярное давление и вязкости фаз, что приводит к существенному отличию механизмов двухфазной фильтрации при наличии и отсутствии массообмена. Однако слабая изученность механизма двухфазной фильтрации при массообмене не позволяет детально проанализировать все случаи влияния последнего на динамику вытеснения нефти и газа фильтратом глинистого раствора. Имеющиеся экспериментальные результаты посвящены изучению влияния

массообмена на нефтеотдачу, полноту вытеснения нефти и газа и некоторые другие технологические показатели разработки залежи в целом. По этим данным нельзя составить представление о механизме изменения параметров двухфазной фильтрации и физических свойств пласта при массообмене в окрестностях скважины.

Теоретические модели вытеснения нефти и газа раствором активной примеси, разработанные в последние годы В.М. Ентовым, В.М. Рыжиком и другими исследователями, открывают широкие возможности для изучения влияния многих факторов на изменение физических свойств и динамику вытеснения нефти и газа при массообмене [2]. Практическое использование моделей ограничивается лишь отсутствием необходимого петрофизического обеспечения для системы фильтрат — нефть (газ) — порода. Для петрофизического обеспечения этих моделей нужно изучить влияние активной примеси в фильтрате на функции фазовых проницаемостей, капиллярного давления, значения фильтрационно-емкостных свойств.

В настоящее время наиболее полно изучены изменения фильтрационных свойств породы под действием активного фильтрата для глиносодержащих разностей. По современным представлениям массообмен в них обусловлен адсорбцией воды на поверхности глинистых частиц или между агрегатами внутри них и катионным обменом. В результате адсорбции воды происходит образование водных ассоциатов типа кристаллогидратов. Комплексное исследование поверхности гидратов на катионзамещенных монтмориллоните и каолините, проведенное Л.И. Кульчицким и О.Г. Ульяровым, показало, что механизм формирования адсорбционного слоя происходит преимущественно на поверхностях кремниекислородных тетраэдров, где в основном сосредоточены адсорбционные центры поверхности глинистых минералов. В то же время детальный микромеханизм массообмена в глинах остается пока еще мало изученным, и существующие гипотезы носят дискуссионный характер.

Однако в настоящее время большинство специалистов считают, что при изучении массообменных процессов в глинах следует использовать учение Б.В. Дерягина о расклинивающемся давлении. Согласно этому учению влияние сил разной природы изменяется в зависимости от расстояния между поверхностями, которое, в свою очередь, связано с физико-химическими взаимодействиями в системе глинистая порода — насыщающий флюид. При изменении первоначально существующей в пласте физико-химической обстановки, частицы глины приобретают дополнительный химический потенциал, создающий эффект расклинивающего давления.

В зависимости от физико-химической обстановки, условий залегания и петрофизических особенностей глиносодержащих пород влияние расклинивающего давления на изменение физических свойств коллекторов проявляется по-разному. Если силы сцепления глинистых частиц между собой и с материалом неглинистого скелета преобладают над действием расклинивающего давления, то частицы адсорбируют воду из внутрипорового пространства до достижения нового равновесного состояния. Если в результате физико-химического взаимодействия расклинивающее дав-

ление превысит давление сцепления между частицами и скелетом, то чешуйки глины будут отслаиваться и диспергироваться во внутривещном пространстве. В этом случае достижение равновесия системы сопровождается частичным разрушением породы.

Специалистами принято явление адсорбции воды глинистыми частицами называть набуханием и количественно оценивать по методике К.Ф. Жигача и А.Н. Ярова, которая основана на использовании образцов глиносодержащих пород с нарушенной естественной структурой. Результаты экспериментов позволяют оценить количество адсорбированной (гидратированной) воды при набухании, кинетику набухания, влияние температуры, давления и решить целый ряд других технологически важных задач. В то же время эта методика не дает возможности анализировать изменение физических свойств пласта при проникновении фильтрата глинистого раствора.

Имеющиеся исследования показывают, что при двухфазной фильтрации возможны два варианта изменения физических свойств в результате набухания глин: 1) за счет образования гидратного слоя, уменьшающего эффективный диаметр поровых каналов, 2) в результате диспергирования глинистых частиц. В последнем случае изменения, вызванные собственным переходом частиц глины в подвижное состояние, оказывает существенное влияние на физические свойства за счет явления самокоагуляции, приводящего к накоплению диспергирующих чешуек глинистых минералов в местах сужений и пережимов пор (см. гл. 2).

Механизмы изменения физических свойств в процессе набухания являются взаимозависимыми и определяются условиями проявления действия расклинивающего давления. Количественно охарактеризовать области преимущественного влияния гидратационного механизма изменения физических свойств и механизма самокоагуляции в настоящее время не представляется возможным. С. Жакен, исследовавший изменение физических свойств при фильтрации пресных растворов через искусственные глиносодержащие образцы, установил, что переход от гидратационного набухания к режиму диспергирования происходит при критической концентрации $C_{кр}$ солей в растворе около 20 г/л.

Однако при исследовании образцов естественных глин было обнаружено, что $C_{кр}$ электролита может варьировать в широких пределах, в зависимости от типа системы глина — электролит и режима вытеснения флюидов. К. Норич обнаружил, что способность искусственного глинистого образца к набуханию зависит от способа его приготовления. В экспериментах О. Франка и И. Ионеса показано, что эффект самокоагуляции может быть обнаружен лишь при определенной длине испытуемого зерна, большей некоторой экспериментально установленной величины. При меньших длинах испытуемого зерна чешуйки глины свободно выносятся за пределы образца.

Эти же исследователи экспериментально доказали, что режим фильтрации существенно влияет на диспергирование глин. При медленном (постепенном) уменьшении минерализации изменение проницаемости за счет самокоагуляции незначительно. При быстром уменьшении C эффект

потери проницаемости составляет около 50 % от ее первоначального значения. Эффект диспергирования также зависит от типа глины и состава фильтрата.

Явление диспергирования приводит к существенным изменениям проницаемости. Закон Дарси, описывающий фильтрацию, из-за образования коллоидного раствора частиц глины в воде представляется в обобщенном виде для вязко-пластичных жидкостей (А.Х. Мирзаджанзаде). Отсутствие достоверных моделей, отражающих процессы диспергирования и самокоагуляции, а также достаточного набора петрофизических связей не позволяет количественно определить изменения физических свойств прискважинной области в результате действия этих процессов.

Образование гидратного слоя при набухании глин изучено значительно полнее. Для анализа этой стадии имеются петрофизические связи, позволяющие количественно анализировать влияние гидратации на динамику вытеснения нефти и газа фильтратом глинистого раствора. Эффекты гидратационного набухания отмечены для некоторых нефтяных месторождений Пермской области, неглубоко залегающих полимиктовых коллекторов нефтяных месторождений п-ва Мангышлак, Западной Сибири и др.

В процессе массообменных взаимодействий фильтрата промывочной жидкости с материалом пористой среды происходит изменение целого ряда свойств коллектора. Из-за адсорбции солей из фильтрата изменяется минерализация промывочной жидкости; из-за гидратации — текущее и остаточное водонасыщение, эффективная проницаемость и пористость. Поглощение части промывочной жидкости твердой фазой пористой среды приводит к снижению относительной фазовой проницаемости по воде. Экспериментальное изучение этих изменений в динамических условиях затруднено из-за многопараметричности при внедрении пресной промывочной жидкости, т.е. жидкости с минерализацией, в несколько раз меньшей, чем начальная пластовая, в глинистый пласт. При изучении петрофизических характеристик в процессе проникновения такого фильтрата необходимо проводить раздельное определение изменений минерализации и водонасыщения по длине образца. Метод электрических исследований малоэффективен в условиях пресного насыщения, а емкостный метод оценки обладает слабой дифференцирующей способностью по водонасыщению. Именно из-за сложности раздельного определения водонасыщения и минерализации в работе [26] приведен только профиль распределения водонасыщения, полученный при экспериментальном изучении процесса внедрения пресной воды в глиносодержащий образец.

В связи с этим было проведено теоретическое исследование влияния гидратационного массообмена на динамику вытеснения нефти и газа фильтратом промывочной жидкости [23]. Исследование проведено на базе специальной модели вытеснения нефти и газа раствором активной примеси с минерализацией, равной минерализации фильтрата промывочной жидкости. Такая модель учитывала изменения эффективной пористости, проницаемости и остаточного водонасыщения в результате массообменного взаимодействия фильтрата с частицами глины. В качестве основ-

ного механизма, влияющего на динамику вытеснения, принималась гидратация, сорбция и десорбция солей.

Процесс гидратации приводит к присоединению воды из свободного порового пространства к глинистой составляющей скелета, сорбция — к обеднению, а десорбция — к обогащению определенными катионами фильтрата промывочной жидкости.

Обозначим a_v и a_o количество поглощенной воды и количество сорбированных солей соответственно в единице объема пористой среды. Поскольку в результате гидратации и сорбции (десорбции) изменяется эффективный поровой объем глинистого коллектора, то эффективная пористость $m_{эф}$ будет следующим образом связана с начальной m_0 :

$$m_{эф} = m_0 - a_v - a_o. \quad (5.16)$$

Согласно экспериментальным исследованиям, проведенным С. Жаке-ном, Ф. Олсоном, количество гидратированной воды зависит от коэффициента глинистости $k_{гл}$, минерализации воды C_v и типа глин. В соответствии с этим величина a_v в предположении равновесности сорбции может быть представлена в виде

$$a_v = a_v(C_v, k_v, k_{гл}). \quad (5.17)$$

В результате поглощения воды частицами глины в породе увеличивается количество прочно и рыхлосвязанной воды; текущее остаточное водонасыщение будет

$$k_{во.т} = k_{во.пл} + a_v; \quad k_{во.т} = k_{во}(C_v, k_{гл}), \quad (5.18)$$

где $k_{во.пл}$ — коэффициент остаточного водонасыщения пласта. Различие между $k_{во}$ и a_v состоит в том, что $k_{во}$ участвует в перераспределении концентрации солей в данной точке пласта, а a_v нет.

Процессы гидратации и сорбции приводят к уменьшению эффективных диаметров фильтрующих пор, что влияет на изменение коэффициента проницаемости k_0 . При равномерном распределении частиц глины в породе изменение проницаемости коллектора зависит от количества адсорбированной воды и характера ее распределения в породе. Зависимость коэффициента проницаемости от текущего остаточного водонасыщения может быть представлена в следующем виде:

$$k_{мо} = k_0 (1 - k_{во.т})^\beta,$$

где $k_{мо}$ — коэффициент проницаемости при текущем значении остаточного водонасыщения, β — структурный коэффициент.

Зависимость $k_{мо}/k_0 = f(1 - k_{во.т})$ построена по результатам экспериментов, проведенных С. Жаке-ном на образцах с равномерным распределением глинистого материала. В двойном логарифмическом масштабе экспериментальные точки ложатся на единую кривую с незначительным

разбросом В данном случае структурный показатель β оказался близким к единице (рис 26)

Процессы гидратации и сорбции влияют также на фазовые проницаемости для воды f_2 и нефти f_1 , которые изменяются, во-первых, вследствие изменения $k_{\text{во т}}$ и, во-вторых, из-за отличий структуры внутрипорового пространства, вызванных физико-химическим взаимодействием катионов фильтрата с глиной

Исследования Б.И. Леви и С.Н. Глейзера показали, что вид изотерм адсорбции слабо влияет на зависимость относительных фазовых проницаемостей от водонасыщения. Однако относительные фазовые проницаемости очень чувствительны к значениям адсорбции, что предопределяет необходимость совместного учета гидратации и сорбции при анализе динамики вытеснения нефти и газа фильтратом глинистого раствора

Рассмотрим образец глинистого пласта-коллектора бесконечной длины с площадью поперечного сечения, равной единице Боковая поверхность образца непроницаема Предполагается, что для каждой фазы выполняется закон Дарси, жидкая и твердая фазы несжимаемы. Вязкость нефти постоянна, а вязкость фильтрата зависит от его минерализации.

До процесса проникновения промывочной жидкости в образец он имеет следующие петрофизические характеристики $m_0, k_{\text{во}}, k_0, f_{1,2}, k_{\text{гл}}$. С момента времени t в глинистый образец породы с постоянной скоростью начинает поступать фильтрат промывочной жидкости. Рассмотрим случай, когда скорость поступления фильтрата значительна (капиллярными эффектами и молекулярной диффузией можно пренебречь), а сорбция и гидратация равновесны.

Система уравнений, описывающих процесс изменения насыщения $k_{\text{в}}$ порового пространства фильтратом с активной примесью минерализацией C , определяющих изменение петрофизических и геофизических параметров, складывается из уравнений фильтрации и баланса массы примеси

$$v_i = -k_i (k_{\text{во}}, k_{\text{в}}, a_{\text{о}}, a_{\text{в}}) \text{grad } p_i / \mu_i, \quad i = 1, 2, \dots, \quad (5.19)$$

$$\partial_t [m_0 k_{\text{в}} + a_{\text{в}}] + \partial_x v_2 = 0, \quad (5.20)$$

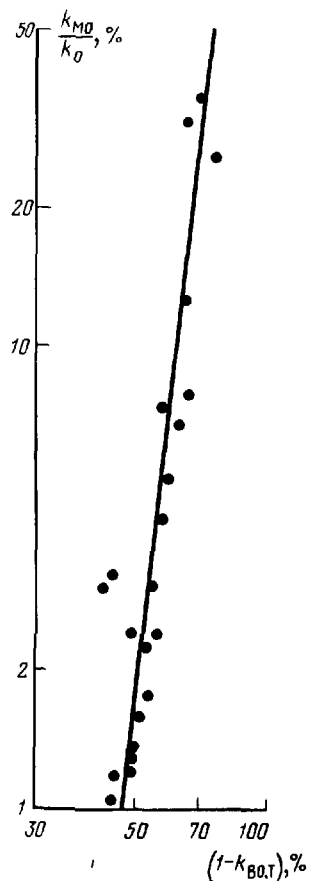


Рис 26 Зависимость изменения проницаемости в зоне гидратационного массорбмена k_{M0}/k_0 от текущего значения коэффициента остаточного водонасыщения $k_{\text{во т}}$

$$\partial_t [m_0 (1 - k_B)] + \partial_x v_1 = 0; \quad (5.21)$$

$$\partial_t [m_0 C k_B + a_0] + \partial_x (v_2 C) = 0. \quad (5.22)$$

В уравнениях (5.19)–(5.22) предполагается, что гидратированная жидкость и адсорбированные соли влияют на проницаемости фаз, а растворенные соли – на вязкость фильтрата.

Проанализируем влияние массообмена в глинах на динамику вытеснения нефти и газа фильтратом промывочной жидкости при малой сорбции солей, т.е. без учета ее влияния на набухание. При таком предположении соотношение (5.16) примет вид

$$m_{\text{эф}} = m_0 - a_B. \quad (5.23)$$

Считая вязкость фильтрата постоянной, введем

$$F = f_2 \mu_0 / (f_2 \mu_0 + f_1); \quad v(t) = v_2 + v_1, \quad (5.24)$$

тогда уравнения (5.19)–(5.22) сведутся к следующим:

$$\partial_t [(m_0 - a_B)k_B + a_B] + v(t) \partial_x F = 0; \quad (5.25)$$

$$\partial_t [(m_0 - a_B)Ck_B + a_0] + v(t) \partial_x (FC) = 0; \quad (5.26)$$

$$a_B = a_B(C, k_B); \quad a_0 = a_0(C, k_B). \quad (5.27)$$

Система уравнений (5.25)–(5.27) рассматривается при начальных условиях, соответствующих проникновению фильтрата промывочной жидкости в однородно заполненный нефтью и водой образец глинистого пласта. Ее решение численно осуществлялось на ЭВМ [23]. Исследование проводилось для двух случаев: вытеснение нефти фильтратом в заглинированном и чисто гранулярном пластах.

В случае чисто гранулярного пласта-коллектора минерализация промывочной жидкости не влияет на динамику вытеснения нефти и газа, т.е. фильтрат не активен. При расчетах были использованы следующие параметры пласта: $m_0 = 0,3$; $k_{B0} = 0,21$; $k_B^* = 0,8$; $C_B = 250$ г/л; $C_\Phi = 40$ г/л; фазовая проницаемость для нефти от минерализации, гидратации и сорбции не зависела. Фазовые проницаемости для фильтрата, параметры сорбции и гидратации выбирались согласно данным В.М.Ентова и других исследователей. Отметим, что в случае равенства минерализации пластовой воды и фильтрата промывочной жидкости последний не будет активным. Аналогичная ситуация возникает и в случае, когда фильтрат высокоминерализован.

Зависимости, отражающие влияние гидратации и сорбции на динамику вытеснения нефти фильтратом промывочной жидкости, приведены в один и тот же момент времени t (рис. 27). Поскольку решение системы уравнений (5.25)–(5.27) автомодельно с переменной x/t , то в другие моменты

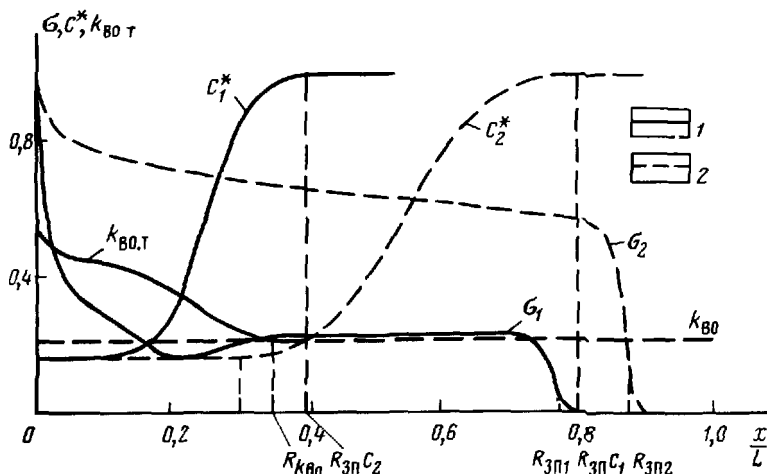


Рис. 27. Профили распределения коэффициента подвижного водонасыщения σ , относительной концентрации C^* и остаточного водонасыщения $k_{BO.T}$ при вытеснении нефти пресным фильтратом из заглинизированного ($k_{гл} = 10\%$) (1) и чистого (2) образца песчанника

времени t профили распределения σ и C_b^* , k_{BO} будут линейны относительно t . Из сопоставления полученных зависимостей (см. рис. 27) очевидно, что наличие глин изменяет водонасыщение и минерализацию пласта.

В неглинистом пласте подвижное водонасыщение в зоне, занятой фильтратом, больше, чем в глинистом. Среднее значение подвижного водонасыщения в этой зоне в неглинистом пласте — 0,6, а в глинистом — 0,28. В последнем наблюдается отставание фронта вытеснения по сравнению с чистым пластом. В песчаном пласте изменение минерализации из-за конвективного переноса происходит в "правой" половине области (см. рис. 27) проникновения фильтрата. В глинистом пласте из-за процессов гидратации и сорбции наблюдается значительное отставание фронта минерализации от фронта водонасыщения, т.е. значительная часть проникшего фильтрата изменила свою минерализацию.

Характер распределения коэффициента подвижного водонасыщения в чистом песчанике и глинистом пласте существенно различен. В первом коэффициент подвижного водонасыщения плавно изменяется за фронтом вытеснения, а во втором в области, прилегающей к входному сечению образца, образуется зона гидратации с повышенным содержанием текущего остаточного водонасыщения. В этой области с радиусом $R_{k_{BO}}$ коэффициент подвижного водонасыщения изменяется не монотонно. Резкий скачок σ наблюдается лишь в непосредственной близости от входного сечения. В области $R > R_{k_{BO}}$ коэффициент подвижного водонасыщения практически постоянен за фронтом вытеснения, т.е. в этой зоне образуется ложная промывная зона.

Из сравнения приведенных зависимостей следует, что при одинако-

вом объеме проникшего фильтрата гидратации слабо влияет на радиус зоны проникновения фильтрата глинистого раствора в пласт $R_{зп}$. В то же время радиус зоны с измененной минерализацией $R_{зпс}$ в песчаном и глинистом пластах существенно различен. Колеблются и размеры переходной зоны. В глинистом пласте они значительно меньше, возникает зона гидратации с повышенным коэффициентом текущего остаточного водонасыщения. Описанные особенности обуславливают характер изменения физических свойств в зоне проникновения глинистых пластов. В отличие от чистых в глинистых пластах образуются две новые околоскважинные зоны: гидратации с радиусом $R_{кво}$ и измененной минерализации с радиусом $R_{зпс}$. Наличие этих зон вносит существенные осложнения в характер изменения физических свойств в зоне проникновения.

Глава 6

МЕХАНИЗМ ИЗМЕНЕНИЯ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТА ПОСЛЕ ОБСАДКИ СКВАЖИНЫ

6.1. ОСОБЕННОСТИ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ И МАССООБМЕННЫХ ПРОЦЕССОВ ПОСЛЕ ОБСАДКИ СКВАЖИНЫ

Крепление скважины обсадными трубами приводит к потере гидродинамической связи скважины с пластом. Фильтрационные и массообменные процессы, обуславливающие изменение физических свойств на стадии вскрытия пластов бурением, продолжают и после крепления скважин. В то же время характер и масштабы их действия существенно различны. На стадии вскрытия изменение физических свойств пласта в околоскважинных зонах определяется взаимодействием скважины с пластом. Его характерное время колеблется от единиц до десятков суток.

Изменения физических свойств околоскважинной области после обсадки скважины, которые обусловлены локальными процессами взаимодействия околоскважинной зоны с пластом, а также процессами, происходящими в пласте в целом при разработке месторождения, происходят в течение всего периода ее существования.

Механизм изменения физических свойств после обсадки скважины обусловлен комплексом фильтрационных и массообменных процессов: двухфазной фильтрацией, диффузионными и гравитационными процессами, гидратацией, выпадением солей, сорбцией и т.д. Наиболее существенное отличие процессов после обсадки скважины (стадия расформирования) от процессов, происходящих на стадии вскрытия пластов бурением, заключается в их гистерезисном характере. При расформировании зоны проникновения фильтрат, поступающий в пласт, увеличивает водонасыщение или изменяет минерализацию в невозмущенной области пласта.

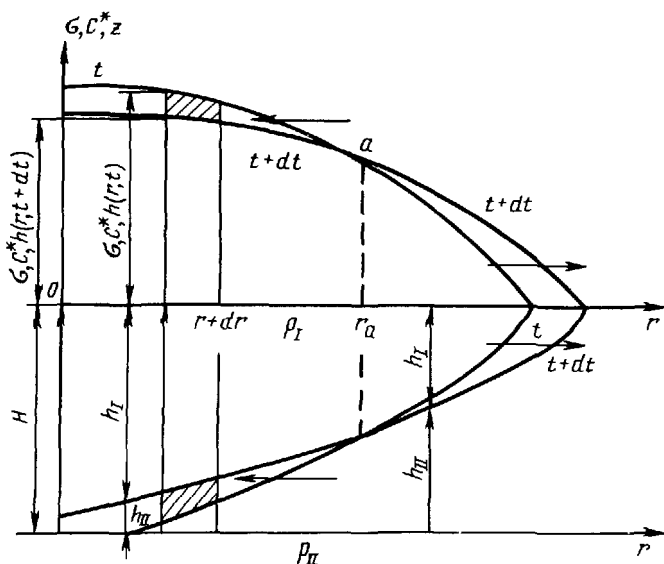


Рис. 28. Схема фильтрационных процессов при расформировании зоны проникновения

а на участке, ранее занятом фильтратом, наблюдается уменьшение значений этих параметров (рис. 28). Если на начало процессов расформирования принять момент крепления скважины трубами, то естественно считать состояние зоны проникновения на момент окончания формирования начальным для процессов расформирования. В то же время в промежутке времени между геофизическими исследованиями в открытом стволе и после обсадки скважины обычно проводят целый ряд технологических операций. Перед спуском обсадных колонн и цементацией скважина подвергается интенсивной проработке. Цемент в процессе твердения может поглощать или отдавать воду. Технологические процессы, имеющие место в процессе цементации скважины, существенно изменяют начальное состояние зоны проникновения.

Исследования, проведенные в АЗНИИПИНЕФТЬ З.Н. Махмудовым и др., показали, что в процессе твердения цемента из-за явления контракции влажности породы, контактирующей с цементом, может уменьшаться в области глубиной более шести сантиметров через двое суток после цементации. Экспериментальные исследования, проведенные в МИНХ и ГП Е.М. Соловьевым и А.И. Леонидовой, показали, что в начальной стадии процесса цементации может выделяться фильтрат, который увеличивает насыщение пласта в области до двух радиусов скважин. Таким образом, в процессе цементации может возникнуть начальное состояние зоны проникновения, отличное от состояния в период формирования зоны проникновения. Количественно оценивать эти изменения в настоя-

шее время затруднительно. Принятая технология геофизических исследований обсаженных скважин предусматривает проведение первых замеров спустя несколько суток после их цементирования. Таким образом, начальное состояние зоны проникновения практически исключается из рассмотрения при исследовании обсаженных скважин. Сказанное выше позволяет изучать динамику расформирования независимо от стадии формирования этой зоны.

Теоретической основой изучения механизмов расформирования зоны проникновения являются гидродинамические исследования до динамике ограниченного объема жидкости в процессе его растекания. Решение задач о растекании бугра грунтовых вод дано в работах П.Я. Полубариновой-Кочиной и Г.И. Баренблатта. Вопросы, связанные с выравниванием границы раздела ограниченного объема газа и воды в водоносном пласте, рассматривалась И.А. Чарным. Представление о динамике расформирования зоны проникновения базировалось на результатах этих работ.

В то же время эксперименты, проведенные Б.М. Орлинским, и анализ промыслово-геофизических данных показали, что фактическое изменение положения фронта проникновения и вычисленное с использованием имеющихся теоретических решений могут отличаться в десятки раз. Кроме того, Я.Н. Басиным, Р.А. Резвановым и другими специалистами по промыслово-геофизическим данным установлено, что сформировавшаяся зона проникновения может находиться в неизменном состоянии в течении нескольких лет. Отсутствие эффекта расформирования не может быть объяснено на основе классических моделей, поскольку факт образования зоны проникновения указывает на наличие фильтрационных процессов.

Капиллярные и гидростатические силы, различие концентрации солей в фильтрате и пластовой воде должны приводить к полному восстановлению физических свойств в процессе расформирования. Однако эффекта полного расформирования зоны проникновения в большинстве случаев не наблюдается. Причины такого явления связаны с гистерезисным характером процессов расформирования зоны проникновения. Экспериментальные исследования показывают, что фильтрационные свойства и полнота вытеснения жидкости и газа существенно изменяются в зависимости от направленности процессов. Так, функции фазовых проницаемостей и капиллярного давления различны для режима пропитки и дренажа. Интенсивность массообменных процессов также определяется направлением фильтрации. В области, где фильтрат находится в течение длительного промежутка времени, массообмен уже завершился, а в зоне кратковременного контакта фильтрата с породой влияние этого процесса несущественно. Исходя из этих представлений было проведено исследование процессов растекания и выравнивания границы раздела двух жидкостей с учетом неполноты вытеснения и явления гистерезиса [6, 39].

Рассмотрим газоносный пласт бесконечной мощности с непроницаемым горизонтальным основанием; в начальный момент имеется сформировавшийся бугор жидкости, который затем растекается под действием силы тяжести по пласту, причем жидкость вытесняет газ не полностью,

а занимает только долю объема пор, равную k_B . Насыщение жидкости в исходном бугре тоже составляет k_B . В том объеме, который жидкость занимала ранее, также остается некоторое ее количество, остаточное насыщение $k_{Bo} < k_B$.

Будем считать, что в начальный момент жидкость занимала некоторый объем, симметричный относительно оси Oz (см. рис. 28).

Выведем дифференциальное уравнение для высоты бугра жидкости (напора) $h(r, t)$, считая движение осесимметричным. Заранее примем, что всюду, кроме точки $r = 0$, производная $\partial_r h < 0$.

Принимая предпосылки гидравлической теории безнапорного движения, можно написать выражение расхода жидкости через цилиндрическую поверхность $2\pi r h$ (см. рис. 28): $q_I - (k_0/\mu_2) 2\pi r h \text{ grad } p = -(k_0 \rho_B g \times \pi/\mu_2) r \partial_r h^2$. Здесь давление $p = p_I + \rho_B g h$; p_I — давление в газовом пласте.

Приравнявая изменение расхода жидкости изменению объема ее за счет уменьшения насыщения от k_B до k_{Bo} , получим уравнение Буссинеска

$$\partial_t h = [k_0 \rho_B g / 2m_0 \mu_2 (k_B - k_{Bo})] r^{-1} \partial_r (r \partial_r h^2), \quad (6.1)$$

которое справедливо только при условии $\partial_t h < 0$, т.е. для значений $r < r_a$.

Для $r > r_a$ ($\partial_t h > 0$) при повышении уровня жидкости насыщение изменяется от нуля до k_B ; здесь дифференциальное уравнение имеет вид

$$\partial_t h = [k_0 \rho_B g / 2m_0 \mu_2 k_B] r^{-1} \partial_r (r \partial_r h^2). \quad (6.2)$$

Таким образом, задача с растеканием бугра жидкости с учетом остаточного насыщения свелась к решению уравнения Буссинеска с разрывным коэффициентом, зависящим от производной напора по времени:

$$\partial_t h = C_1 r^{-1} \partial_r (r \partial_r h^2), \quad \partial_t h < 0; \quad (6.3)$$

$$\partial_t h = C_2 r^{-1} \partial_r (r \partial_r h^2), \quad \partial_t h > 0, \quad (6.4)$$

где

$$C_1 = k_0 \rho_B g / 2m_0 \mu_2 (k_B - k_{Bo}); \quad C_2 = k_0 \rho_B g / 2m_0 \mu_2 k_B \quad (6.5)$$

при условиях $h(\infty, t) = 0$ и начальном условии

$$\partial_r h = 0, \quad \text{при } r = 0; \quad (6.6a)$$

$$h(r, 0) = (M/r^2) h_0(r/r_0). \quad (6.6b)$$

Здесь M — объем жидкости в начальный момент; r_0 — начальный радиус бугра.

Условие (6.6а) вытекает из симметрии начального распределения объема жидкости относительно оси Oz и отсутствия ее притока в области этой оси.

Кроме того, выполняются условия непрерывности напора $h(r, t)$ и производной по r в точке, где $\partial_t h = 0$. Непрерывность последней следует из постоянства коэффициента проницаемости k_0 пористой среды, разрывность коэффициента C связана с остаточным водонасыщением.

Таким образом, существенное отличие этой модели от классической заключается в том, что не выполняется условие сохранения массы жидкости в бугре, так как часть ее (с насыщением $k_{в0}$) остается за пределами бугра. Это создает дополнительную нелинейность, связанную с наличием в задаче подвижной границы зоны замещения $r_a(t)$, на которой претерпевает разрыв коэффициент в уравнении для напора.

В полученной модели напор h зависит от размерных определяющих параметров r, t, C_1, C_2, M, r_0 . Обозначим $L, T, [h]$ соответственно размерности длины, времени, напора. Для удобства введена независимая размерность напора. Это возможно, так как для рассматриваемой задачи несущественно, что размерность длины и напора одинаковы. Тогда $[r] = L, [t] = T, [C_1] = [C_2] = [h]^{-1} L^2 T^{-1}, [M] = L^2 [h], [r_0] = L$ и можно составить три безразмерных комбинации

$$\xi = r / (C_1 M t)^{1/4}, \quad \eta = r_0 / (C_1 M t)^{1/4}, \quad C_2 / C_1,$$

от которых зависит безразмерный напор

$$\bar{h} = h / (M / C_1 t)^{1/2} = F(\xi, \eta, C_2 / C_1), \quad (6.7)$$

$$\text{или } h = (M / C_1 t)^{1/2} F(\xi, \eta, C_2 / C_1). \quad (6.8)$$

Задача Коши, описываемая уравнением (6.3), условиями (6.5) — (6.7) и условиями непрерывности функции и ее производной по r , имеет асимптотическое предельное решение в виде автомодельного второго рода, к которому стремится решение невырожденной задачи при больших значениях времени [1].

Предполагая, что решение (6.8) существует, рассмотрим его асимптотику при $t \rightarrow \infty$; при этом $\eta \rightarrow 0$, а значения переменной t возьмем настолько большими, чтобы ξ оставалось конечным. Тот же результат получим при $r_0 \rightarrow 0$ и конечных значениях r и t . Но условие $r_0 \rightarrow 0$ означает, что начальное распределение жидкости представляет собой тип мгновенного источника. Из теории автомодельности асимптотик известно, что для рассматриваемых задач решений типа мгновенного источника не существует. Значит, и конечного предела функции (6.8) при $\eta \rightarrow 0$ и конечном ξ нет.

Будем искать теперь решение задачи в виде неполной асимптотической автомодельности по аргументам ξ и η , т.е. предположим, что

$$\bar{h} = F(\xi, \eta, C_2 / C_1) = \eta^\gamma f(\xi \eta^{-\epsilon}, C_2 / C_1) \quad (6.9)$$

$$\text{или } h \eta^{-\gamma} = f(\xi \eta^{-\epsilon}, C_2 / C_1).$$

Здесь γ и ϵ — некоторые действительные числа, которые в принципе не могут быть найдены из анализа размерности, а новые безразмерные переменные $h \eta^{-\gamma}$ и $\xi \eta^{-\epsilon}$ конечны при $r_0 \rightarrow 0$.

Подставляя выражение для функции F из формулы (6.9) в выражение (6.8) и раскрывая значения ξ и η , получаем

$$h(r, t) = [M^{(2-\gamma)/4} r_0^\gamma / (C_1 t)^{(2+\gamma)/4}] f \left\{ [r/r_0]^\epsilon \times \right. \\ \left. \times (M/C_1 t)^{(1-\epsilon)/4}, C_2/C_1 \right\}. \quad (6.10)$$

Чтобы параметры $h \eta^{-\gamma}$ и $\xi \eta^{-\epsilon}$ были конечны при $r_0 \rightarrow 0$, M должно стремиться к нулю или бесконечности (в зависимости от знака γ и ϵ), так, чтобы произведения $M^{(2-\gamma)/4} r_0^\gamma$ и $M^{(1-\epsilon)/4} r_0^\epsilon$ оставались конечными. Обозначим

$$\alpha = (2 + \gamma)/4; \quad \beta = (1 - \epsilon)/4;$$

$$A = M^{(2-\gamma)/4} r_0^\gamma / C_1^{(2+\gamma)/4} = M^{1-\alpha} r_0^{4\alpha-2} / C_1^\alpha; \quad (6.11)$$

$$B = (M C_1^{(1-\epsilon)/4} r_0^\epsilon) = (M C_1)^\beta r_0^{1-4\beta}; \quad \xi = r/Bt^\beta.$$

Тогда

$$h = A t^{-\alpha} f(\xi, C_2/C_1). \quad (6.12)$$

Выражение (6.12) представляет собой автомодельное решение второго рода, оно определяет асимптотику задачи Коши, представленной уравнением (6.3) с условиями (6.5), (6.6), а также с условиями непрерывности функции и ее производной по r .

Параметры α и β неизвестны и наряду с коэффициентами A и B подлежат определению независимым образом.

Подставив $h(r, t)$ в виде выражения (6.12) в первое из уравнений (6.3), получим

$$d^2 f^2 / d\xi^2 + \xi^{-1} df^2 / d\xi + (B^2 t^{(\alpha+2\beta-1)} / A C_1) (af + \\ + \beta \xi df / d\xi) = 0. \quad (6.13)$$

Как видно, для существования автомодельного решения необходимо, чтобы выполнялось условие $\alpha + 2\beta = 1$, но тогда из формулы (6.11) следует, что $A = B^2 / C_1$, и уравнение (6.13) принимает вид

$$d^2 f^2 / d\xi^2 + \xi^{-1} df^2 / d\xi + af + \beta \xi df / d\xi = 0; \quad (6.14)$$

оно справедливо при $\partial_t h < 0$ или

$$(\alpha f + \beta \xi df/d\xi) > 0. \quad (6.15)$$

Из второго выражения (6.3) получаем уравнение

$$d^2 f^2/d\xi^2 + \xi^{-1} df^2/d\xi + C_1/C_2 (\alpha f + \beta \xi df/d\xi) = 0, \quad (6.16)$$

выполняющееся при $d_t h > 0$ ($\alpha f + \beta \xi df/d\xi < 0$).

Кроме того, из условий (6.5)

$$f'(0) = 0; f(\infty) = 0 \quad (6.17)$$

и функция $f(\xi, C_2/C_1)$ непрерывна повсюду вместе со своей производной.

Решение уравнений (6.14) и (6.16) при условиях (6.17) может быть получено только с точностью до постоянной, так как не может быть использован закон сохранения массы, который для данной задачи принимает неинтегрируемую форму.

Уравнения (6.14) и (6.16) решались численно; причем принималось (для нормировки), что

$$f(1) = 0, \quad (6.18)$$

при этом из уравнения (6.16) следует, что

$$f'(1) = -C_1 \beta / 2C_2, \quad (6.19)$$

значения β определялись методом половинного деления и соответствовали условию $|f'(0) - 0| < \epsilon$, где ϵ — точность расчетов. Зависимости $f(\xi, C_2/C_1)$ и $\beta(C_2/C_1)$ приведены на рис. 29 и 30.

Для определения напора по формуле (6.12) нужно знать константу A , которая может быть найдена путем склейки автомодельного решения (6.12) с неавтомодельными. Из (6.11) при условии (6.18) определяется координата переднего фронта движения жидкости

$$r_{\Phi} = \xi_{\Phi} B t^{\beta} = B t^{\beta} = (A C_1)^{1/2} t^{\beta}. \quad (6.20)$$

Сопоставим результаты расчетов неавтомодельного решения и асимптотического автомодельного (6.12).

Последнее в безразмерной форме имеет вид

$$\bar{H}(R, T) = A_1 T^{-\alpha} f(\xi, C_2/C_1), \quad (6.21)$$

где $A_1 = A(2C_2/C_1)^{\alpha}/h_0^{\alpha+1}$; $R = r/r_0$; $T = 2C_2 t h_0/r_0^2$;

$$\bar{H} = h/H,$$

а координата переднего фронта

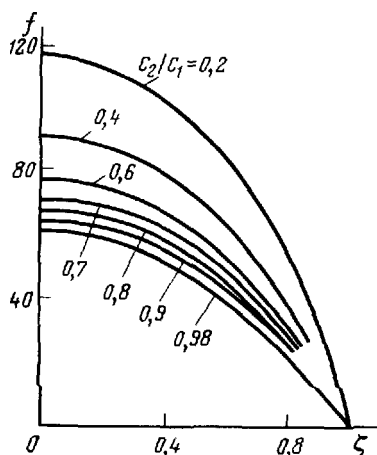


Рис 29 Зависимости f от C_2/C_1 и ζ

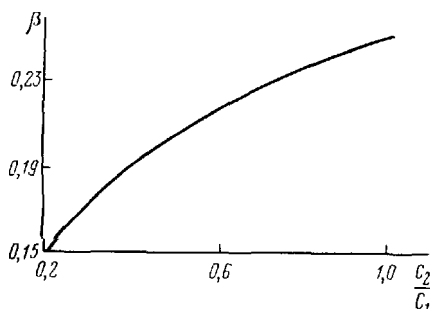


Рис 30 Зависимости показателя степени β [см выражение (6.11)] от C_2/C_1

$$R_{\Phi} = B_1 T^{\beta}, \quad (6.22)$$

где $B_1 = (A_1 C_1 / 2 C_2)^{1/2}$

В логарифмических координатах получаем

$$\ln \bar{H}(0, T) = -\alpha \ln T + \ln [A_1 f(0, C_2/C_1)], \quad (6.23)$$

$$\ln R_{\Phi} = \beta \ln T + \ln B_1, \quad (6.24)$$

т.е. прямые линии с угловыми коэффициентами α и β и отрезками, отсекаемыми на осях координат, соответственно равными $\ln [A_1 f(0, C_2/C_1)]$ и $\ln B_1$.

Для случая $C_2/C_1 = 0.9$ из рис 30 следует, что $\beta = 0.243$ и тогда $\alpha = (1 - 2\beta) = 0.514$.

Для неавтономного решения угловые коэффициенты прямых, представленных на рис 31, равны соответственно 0.497 и 0.238, так что с точностью до 3 % их можно считать равными α и β . Следовательно, при больших значениях времени неавтономное решение выходит на автономный режим и определяется формулой (6.21), а графики на рис 31 удовлетворяют уравнениям (6.23) и (6.24). Отрезки, отсекаемые прямыми, представленными на рис. 30 на осях координат, равные $\ln [A_1 f(0, C_2/C_1)]$ и $\ln B_1$, позволяют определить значения A_1 и B_1 и проверить выполнение зависимости $A_1 = (2 C_2/C_1) B_1^2$. Для $C_2/C_1 = 0.9$ имеем по зависимости на рис. 29 $f(0; 0.9) = 0.0645$ и соотношения между A_1 и B_1 оказываются выполненными с точностью до 6 %

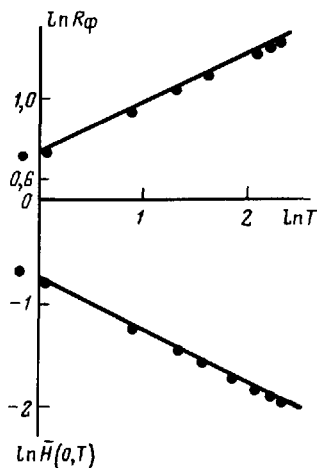


Рис. 31. Зависимости логарифмов радиуса фронта растекания $\ln R_\phi$ и высоты бугра жидкости $\ln H(0, T)$ от логарифма времени $\ln T$ для неавтономного решения

Описанная гидродинамическая модель учитывает в явном виде гистерезисный характер растекания бугра жидкости и эффекты ее защемления. Анализ полученного решения показывает, что защемление существенно влияет на динамику растекания. В то же время вид зависимостей радиуса растекания и высоты бугра от времени сохраняется таким же, как и для классических моделей ($C_2/C_1 = 1$). Эффекты защемления оказывают влияние на скорость процесса. В случае полного защемления ($k_b = k_{bo}$) значение коэффициента C_1 равно бесконечности и бугор не растекается. Аналогичные результаты получаются и при анализе влияния эффектов защемления на выравнивание границы раздела газ — вода [6].

Выводы, сделанные согласно изучению описанных моделей, имеют принципиальное значение для исследования динамики изменения физических свойств после обсадки скважин. Гистерезисный характер процессов, определяющих эти изменения, приводит к возникно-

вению осложняющих явлений, связанных с проявлением эффектов защемления и наличием особых околоскважинных зон с измененными физическими свойствами. Их наличие приводит к существенным усложнениям механизма расформирования зоны проникновения.

6.2. КАПИЛЛЯРНОЕ РАСФОРМИРОВАНИЕ ЗОНЫ ПРОНИКНОВЕНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

После крепления скважины обсадными трубами поступление фильтрата глинистого раствора из скважины в пласт прекращается и перепад гидродинамического давления становится равным нулю. Дальнейшее внедрение фильтрата в пласт обусловлено действием только капиллярных и гидростатических сил. В пластах ограниченной мощности действие капиллярных сил является определяющим. Под действием перепада капиллярного давления фильтрат растекается по продуктивному пласту, а нефть или газ поступают в область, ранее занятую фильтратом. С гидродинамической точки зрения процесс описывается уравнением Рапопорта — Лиса при отсутствии поступления фильтрата в пласт (уравнение капиллярной пропитки).

Изучение динамики капиллярной пропитки для линейных и радиальных течений проведено в работах В.М. Рыжика, М.И. Швидлера и Б.И. Леви, В.Л. Комарова, В.С. Неймана и др. Однако проведенные исследования

соответствуют процессам капиллярного вытеснения нефти и газа смачивающей фазой и не могут использоваться для анализа расформирования зоны проникновения под действием капиллярных сил. При капиллярном впитывании объем фильтрата, проникшего в пласт, возрастает во времени, в то время как при капиллярном расформировании зоны проникновения количество фильтрата, поступившее в пласт на стадии формирования, сохраняется неизменным.

Исследование процесса на линейных моделях показало, что изменение водонасыщения во времени близко к противоточной пропитке [3]. Поскольку количественного исследования этого явления не проводилось, автором была осуществлена математическая постановка задачи о расформировании зоны проникновения под действием капиллярных сил и проведено численное моделирование динамики этого процесса как явления капиллярного растекания жидкости в окрестности скважины.

Уравнение пропитки получается из уравнения (5.6) при отсутствии расхода фильтрата глинистого раствора в пласт [$q_0(t) = 0$]:

$$\partial_t \sigma = r^{-1} B \partial_r [r K(\sigma) \partial_r \sigma]. \quad (6.25)$$

Краевое условие на стенке скважины следует из отсутствия притока в пласт:

$$\partial_r \sigma|_{r=r_c} = 0. \quad (6.26)$$

На достаточном удалении от стенки скважины при $r = r_1(t)$ насыщение всегда остается постоянным, так как скорость движения фронта пропитки конечна [2]:

$$\sigma(r_1, t) = 0. \quad (6.27)$$

В качестве начального условия задается распределение коэффициента подвижного водонасыщения в зоне проникновения

$$\sigma(r, 0) = f[(r - r_c)/(R_{зп} - r_c)]. \quad (6.28)$$

Уравнение (6.25) совместно с условиями (6.26), (6.27) и (6.28) полностью определяет динамику растекания жидкости под действием капиллярных сил.

Существенное отличие модели (6.25)–(6.28) от модели капиллярной пропитки [2] заключается в постоянстве объема фильтрата Q , находящегося в зоне проникновения:

$$Q = \int_{r_c}^{r_1(t)} \sigma(r, t) r dr = \text{const.}$$

Инспекционный анализ уравнения (6.25) и граничных условий показывает, что коэффициент подвижного водонасыщения в процессе расформирования зависит от следующих параметров:

$$\sigma = \Phi(B, t, r, r_c, R_{\text{зп}}, \mu_0, f_1(\sigma), f_2(\sigma), J(\sigma), \sigma_{\text{пл}}). \quad (6.29)$$

Из последнего соотношения следует, что в число определяющих параметров входят радиус зоны проникновения и относительная вязкость (μ_0). Остальные параметры из набора (6.29) совпадают с соответствующими параметрами на стадии формирования зоны проникновения (см. формулу (6.10)).

Введем новое безразмерное время $T = Bt^*$ и радиус $r^* = r/R_x$:

$$T = t \tilde{\sigma} \cos \theta J(k_{\text{во}}) f_1(k_{\text{во}}) (\tau k_0/m_0)^{1/2} / \mu_1(k_v^* - k_{\text{во}}) R_x^2.$$

В отличие от задачи о растекании объема грунтовых вод при капиллярном растекании фильтрата в окрестности скважины существуют два характерных радиуса — зоны проникновения $R_{\text{зп}}$ и скважины r_c . Выбор характерного радиуса зависит от условий проведения геофизических исследований и начального состояния зоны проникновения.

При фиксированном диаметре скважины и различных значениях радиуса зоны проникновения последний удобно принять в качестве характерного. Если же r_c изменяется, то этот радиус и принимается за характерный. При малых значениях параметра Π распределение водонасыщения в зоне проникновения на момент окончания ее формирования с достаточной для практики точностью можно аппроксимировать ступенчатой функцией. В этом случае характерным радиусом является $R_{\text{зп}}$. При плавном изменении водонасыщения в зоне проникновения (большие значения параметра Π , размеры зоны проникновения невелики) достоверно определить $R_{\text{зп}}$ невозможно и характерным радиусом служит r_c .

Изучение влияния определяющих параметров на динамику расформирования зоны проникновения проводилось путем численного моделирования. Для газонасыщенных пластов исследование проведено автором совместно с Р.А. Резвановым [22]. Аналогичные результаты для нефтеносных пластов ($\mu_0 \sim 1 - 10$) получены А.Я. Фельдманом и В.А. Юдиным [31].

Динамика капиллярного расформирования зоны проникновения при автомодельном режиме вытеснения на стадии формирования дана на рис. 32, а. При моделировании было принято $R_x = R_{\text{зп}}$; $\mu_0 = 0,01$;

$$f(r) = \begin{cases} 1 & (r/R_{\text{зп}}) \leq r^* \leq 1 \\ 0 & r^* > 1. \end{cases}$$

Результаты моделирования показывают, что изменение начальной формы распределения водонасыщения происходит относительно быстро. С некоторого момента времени T (на рис. 32, $T = 0,05$) на распределениях $\sigma(r^*)$ появляется точка перегиба и четко прослеживается фронт растекания фильтрата вокруг скважины. В начальной стадии расформирования изменение насыщения во времени происходит в области фронта, а на стенке скважины оно начинается только через некоторое время T_0 . В

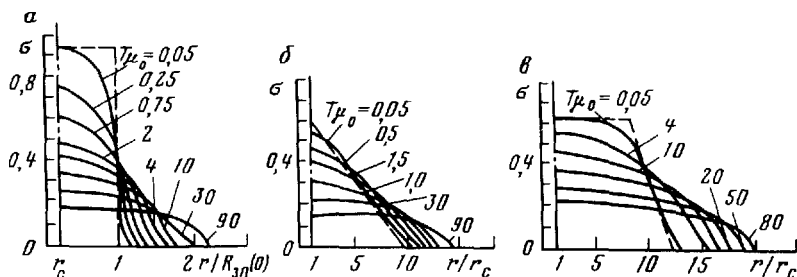


Рис. 32. Динамика капиллярного расформирования при ступенчатом (а) и плавном (б, в) начальном распределении водонасыщения (показано пунктиром) в зоне проникновения

области, прилегающей к стенке скважины, насыщение слабо изменяется в радиальном направлении. Это означает, что для ядерно-геофизических методов, обладающих малой глубиной радиальная неоднородность по водонасыщению будет сказываться на показаниях методов лишь при значениях $R_{3n} \sim 2r_c$. При $R_{3n} \sim (2 \div 3)r_c$ радиальные изменения насыщения в области чувствительности ядерно-геофизических методов несущественны.

Из анализа пространственно-временных распределений коэффициента подвижного водонасыщения следует, что начальное распределение насыщения в зоне проникновения оказывает влияние на динамику процесса лишь в самой начальной стадии расформирования (рис. 32, б и в). При дальнейшем расформировании динамика процесса становится аналогичной ступенчатому начальному распределению (см. рис. 32, а).

Зависимость относительного изменения коэффициента подвижного водонасыщения на стенке скважины $\sigma/\sigma_{\max} = \sigma(r_c, T)/\sigma(r_c, T_0)$ от времени T/T_0 после начала процесса в окрестности скважины при различном исходном состоянии зоны проникновения показывает, что на начальной стадии процесса эта зависимость, представленная в координатах σ/σ_{\max} и T/T_0 , носит логарифмический характер (рис. 33) и описывается соотношением

$$\sigma(r_c, T) = \sigma(r_c, 0) [1 - A \ln(T/T_0)]. \quad (6.30)$$

По мере развития процесса происходит отклонение $\sigma(r, T)/\sigma_{\max}$ от указанной зависимости. При $\sigma/\sigma_{\max} \approx (0,4 \div 0,3)$ соотношение (6.30) перестает выполняться. Для значений $\sigma/\sigma_{\max} \leq (0,85 - 0,9)$ зависимость $\sigma/\sigma_{\max}(T/T_0)$ аппроксимируется степенной функцией, описывающей процесс в течение всего периода расформирования.

Наличие степенных зависимостей $\sigma/\sigma_{\max}(T/T_0)$ и $R_{3n}(T)/R_{3n}(0) = f(T/T_0)$ указывает на существование асимптотически автомодельной стадии капиллярного расформирования зоны проникновения.

По аналогии с задачей о растекании бугра грунтовых вод можно показать, что начиная с некоторого момента времени распределение коэф-

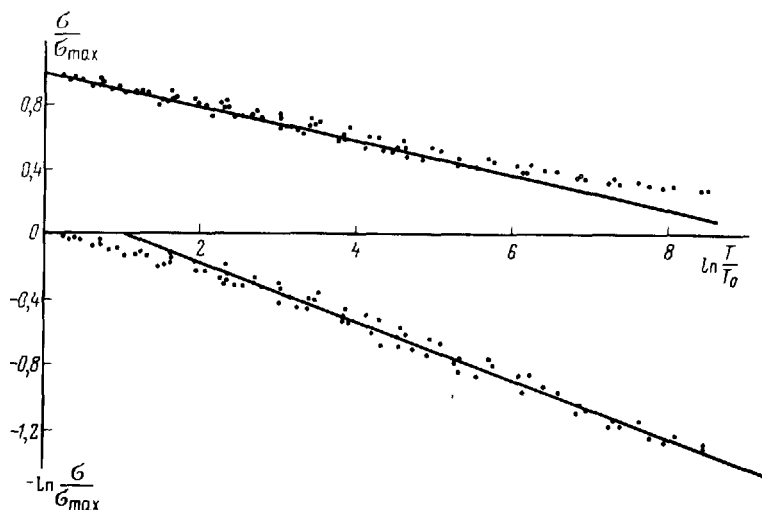


Рис. 33. Сопоставление относительного изменения коэффициента подвижного водонасыщения $\sigma(r_c, T)/\sigma(r_c, T_0)$ и его логарифма с логарифмом изменения времени $\ln T/T_0$

эффициента подвижного водонасыщения стремится к асимптотическому и в автомодельных координатах описывается единой кривой, что подтверждается пространственно-временными распределениями $\sigma(r, T)$ в автомодельных переменных (рис. 34). Асимптотически автомодельная стадия расформирования наступает довольно быстро. Для рассмотренного случая (см. рис. 34) начальное распределение водонасыщения в зоне проникновения было задано в виде ступеньки. Тем не менее уже при $T = 0,01$ максимальное отклонение $\sigma(r, T)$ от асимптотически автомодельного составляет не более 5 %, т.е. через незначительный промежуток времени после обсадки скважины распределение σ в зоне проникновения автомодельно и с достаточной для практики точностью описывается выражением

$$\sigma(r, T) = \sigma(r_c, T) \left\{ 1 - [(r - r_c)/(R_{\text{зп}}(T) - r_c)]^2 \right\}^{n_1}.$$

Приведенная зависимость эквивалентна аналогичной связи для стадии формирования зоны проникновения с той лишь разницей, что в отличие от стадии формирования $\sigma(r_c, T)$ убывает в процессе расформирования по степенному закону.

Динамическая модель капиллярного расформирования представляется в виде

$$\sigma(r, T) = AT^{-\alpha} \left\{ 1 - [(r - r_c)/(R_{\text{зп}}(T) - r_c)]^2 \right\}^{n_1}, \quad (6.31)$$

где A — постоянный коэффициент, зависящий от объема внедрившегося

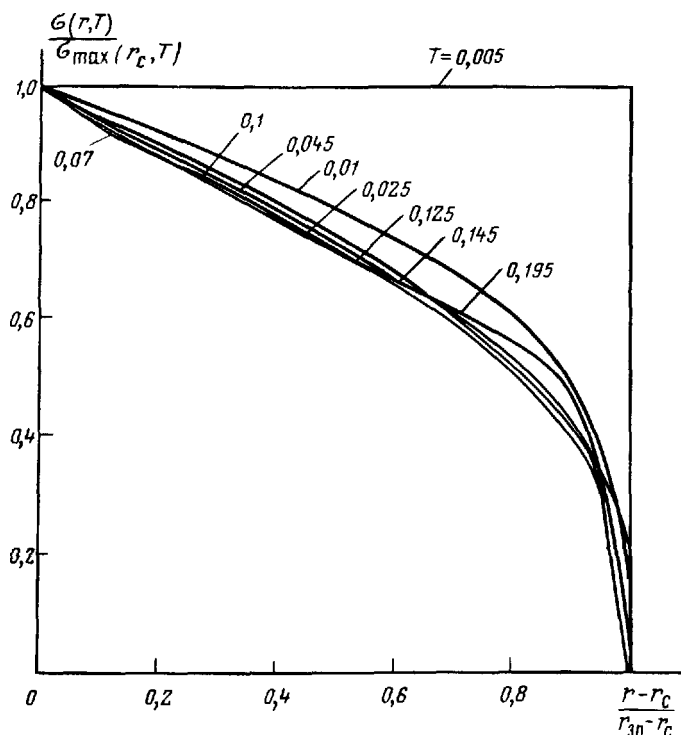


Рис. 34. Профили распределения подвижного водонасыщения при капиллярном расформировании в автомодельных переменных $\sigma(r, T) / \sigma_{\max}(r_c, T) - (r - r_c) / [r_{3n}(T) - r_c]$

фильтрата. Сравнение зависимостей (6.30) и (6.31) с результатами скважинного эксперимента показало хорошее совпадение в пластах с высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Однако с ухудшением коллекторских свойств различие между расчетными и фактическими данными возрастает [22].

6.3. ВЛИЯНИЕ ЭФФЕКТОВ ЗАЩЕМЛЕНИЯ ФАЗ НА ДИНАМИКУ КАПИЛЛЯРНОГО РАСФОРМИРОВАНИЯ ЗОНЫ ПРОНИКНОВЕНИЯ

Результаты расчетов, основанных на модели капиллярного растекания, в ряде случаев не соответствуют данным скважинных экспериментов, что указывает на неадекватность теории реальному процессу капиллярного расформирования зоны проникновения. Причина такой неадекватности заключается в том, что при рассмотрении процесса предполагалось, что во время расформирования коэффициент подвижного водонасыщения σ изменяется только за счет изменения коэффициента водонасыщения k_v , а значения коэффициентов остаточного k_{vo} и максимально возможного k_v^* водонасыщений остаются постоянными. В действительности при ка-

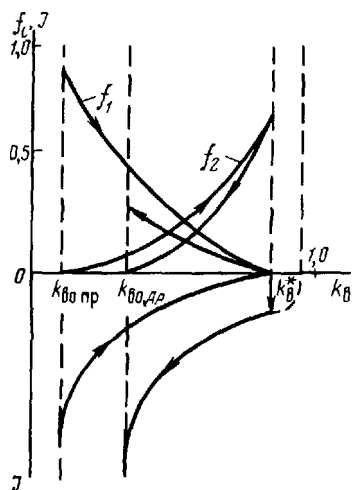


Рис. 35 Изменения относительных фазовых проницаемостей $f_{1,2}$ и функции Леверетта J в процессе капиллярного расформирования.

$k_{во пр}$, $k_{во др}$ — значение остаточного водонасыщения соответственно при пропитке и дренаже

На стадии формирования зоны проникновения в любой момент времени насыщение фильтратом во всей зоне увеличивается и используются кривые пропитки. На стадии расформирования зоны проникновения такой подход неправилен. В области, где $r < r_a$, насыщение смачивающей фазой уменьшается ($\partial_r \sigma < 0$) и необходимо использовать кривые вытеснения (дренажа).

При капиллярном расформировании имеет место двухфазная фильтрация. Вследствие этого кривые $f_i(k_v)$ и $p_k(k_v)$ должны рассматриваться в едином диапазоне водонасыщения, при котором совместное течение фаз возможно, т. е. при $k_{во} \leq k_v \leq k_v^*$. В этом диапазоне вид нормированных кривых фазовой проницаемости $f_i(\sigma)$ и функции Леверетта $J(\sigma)$ не зависит от направленности процесса.

Для аналогичных стадий формирования зоны проникновения при определенных допущениях справедливо выражение для расхода фаз через цилиндрическую поверхность $2\pi r H$ (см. рис. 28)

$$q_i = - [2\pi r H k_0 f_i(k_{vj}) f_i(\sigma) / \mu_i] \text{grad } p_i, \quad (6.32)$$

где $k_{vj} = k_{воj}$ для смачивающей фазы и $k_{vj} = k_v^*$ — для несмачивающей, индекс j характеризует направление процесса и указывает на различие ненормированных значений $f_i(k_{vj})$ в случае пропитки и дренажа.

пиллярном расформировании совместное движение нефти (газа) и фильтрата носит встречный (противоточный) характер. В процессе расформирования в любой момент времени можно выделить область с радиусом, меньшим r_a , где нефть (газ) замещают фильтрат (см. рис. 28), и область с $r > r_a$, где фильтрат вытесняет нефть (газ).

При совместном движении нефти (газа) и фильтрата двухфазная фильтрация определяется видом функций относительных фазовых проницаемостей и капиллярного давления. Известно, что для функций относительных фазовых проницаемостей и капиллярного давления строятся кривые пропитки (насыщение смачивающей фазы увеличивается в ходе эксперимента) и кривые вытеснения (дренажа) (насыщение смачивающей фазы в ходе эксперимента уменьшается). Они значительно отличаются друг от друга (рис. 35).

Учитывая, что изменение объема фильтрата в процессе расформирования обусловлено изменением подвижного σ и неподвижного $k_{\text{во}}$ объемов, получим уравнение капиллярной пропитки в виде

$$(k_{\text{эф1}}/\mu_1 m_{\text{д}}) r^{-1} \partial_r \left\{ r f_1(\sigma) f_2(\sigma) p'_k(k_{\text{в}}) / [f_1(\sigma) \times \right. \\ \left. \times \mu_1 k_{\text{эф1}}/\mu_2 k_{\text{эф2}} + f_2(\sigma)] \right\} = \partial_t \sigma. \quad (6.33)$$

В уравнении (6.33) динамическая пористость характеризует максимально возможный объем пор, в котором возможна двухфазная фильтрация $m_{\text{д}} = m_0 (k_{\text{в}}^* - k_{\text{во}})$, где $k_{\text{эф}}$ — эффективные фазовые проницаемости по нефти (газу) в присутствии остаточной воды ($i = 1$) и воде в присутствии фазово-неподвижной нефти (газа) ($i = 2$), $k_{\text{эф}} = k_0 f_i(k_{\text{ви}})$.

В области зоны проникновения, где $r > r_a$ ($\partial_t \sigma > 0$) (см. рис. 28) и фильтрат вытесняет нефть (газ), динамическая пористость и $p_k(k_{\text{в}})$ определяются значениями $k_{\text{в}}^*$ и $k_{\text{во}}$, характеризующими условия пропитки.

В области, где $r < r_a$ ($\partial_t \sigma < 0$) (см. рис. 28), подвижные нефть и газ вытесняют фильтрат и значения $k_{\text{в}}^*$ и $k_{\text{во}}$ характеризуются условиями вытеснения (дренажа).

Функции Леверетта $J(k_{\text{во}})$ при пропитке и дренаже представляется единой зависимостью $J(k_{\text{в}}) = [J(k_{\text{во}}) - J(k_{\text{в}}^*)] J(\sigma) + J(k_{\text{в}}^*)$, где $J(\sigma)$ — приведенное капиллярное давление — функция, одинаковая для условий пропитки и дренажа; $J(k_{\text{во}})$ и $J(k_{\text{в}}^*)$ — значения функции Леверетта при остаточном и максимально возможном водонасыщении. При пропитке $J(k_{\text{в}}^*)$ принимает нулевые значения и зависимость $J(k_{\text{в}})$ переходит в ранее описанную [см. выражение (3.5)].

Таким образом, задача о капиллярном расформировании зоны проникновения с учетом эффектов защемления сводится к решению следующей системы уравнений

$$\partial_t \sigma = [\tilde{\sigma} \cos \theta f_1(k_{\text{во.пр}}) J(k_{\text{во.пр}}) (\tau k_0/m_0)^{1/2} / \mu_1 (k_{\text{в}}^* - \\ - k_{\text{во}})_{\text{пр}}] r^{-1} \partial_r \left\{ r f_1(\sigma) f_2(\sigma) J'(\sigma) / [\mu_0 (k_{\text{эф2}}/k_{\text{эф1}})_{\text{пр}} f_2(\sigma) + \right. \\ \left. + f_1(\sigma)] \right\} \partial_r \sigma; \quad \partial_t \sigma > 0; \\ \partial_t \sigma = \left\{ \tilde{\sigma} \cos \theta f_1(k_{\text{во.др}}) [J(k_{\text{во}}) - J(k_{\text{в}}^*)]_{\text{др}} (\tau k_0/m_0)^{1/2} / \right. \\ \left. \mu_1 (k_{\text{в}}^* - k_{\text{во}})_{\text{др}} \right\} r^{-1} \partial_r \left\{ r f_1(\sigma) f_2(\sigma) J'(\sigma) / [\mu_0 f_2(\sigma) \times \right. \\ \left. \times (k_{\text{эф2}}/k_{\text{эф1}})_{\text{др}} + f_1(\sigma)] \right\} \partial_r \sigma; \quad \partial_t \sigma < 0. \quad (6.34)$$

Введем обозначения

$$k_j(\sigma) = f_1(\sigma) f_2(\sigma) J'(\sigma) / [\mu_0 A_j f_2(\sigma) + f_1(\sigma)];$$

$$A_j = (k_{\text{эф}2}/k_{\text{эф}1})_j ;$$

$$C_j = \tilde{\sigma} \cos \theta f_1(k_{\text{во}})_j [J(k_{\text{во}}) - J(k_{\text{в}}^*)] (\tau k_0/m_0)^{1/2} / \\ / \mu_1 (k_{\text{в}}^* - k_{\text{во}})_j ,$$

где индекс j принимает значение 1 для пропитки и 2 для вытеснения (дренажа).

Тогда система (6.34) запишется в виде

$$\partial_t \sigma = C_1 r^{-1} \partial_r [r K_1(\sigma) \partial_r \sigma] ; \quad \partial_t \sigma > 0 ; \\ \partial_t \sigma = C_2 r^{-1} \partial_r [r K_2(\sigma) \partial_r \sigma] ; \quad \partial_t \sigma < 0 . \quad (6.35)$$

Таким образом, задача о расформировании зоны проникновения свелась к решению нелинейного уравнения теплопроводности с разрывным коэффициентом C_j и функцией $K_j(\sigma)$, зависящими от производной насыщения (σ) по времени, со следующими граничными и начальными условиями:

$$\sigma(\infty, t) = 0 ; \quad \partial_r \sigma|_{r=r_c} = 0 ; \quad \sigma(r, 0) = \psi(r) .$$

Последние условия вытекают из симметрии решения относительно оси скважины, отсутствия притока через стенку скважины, а также непрерывности функции подвижной насыщенности $\sigma(r, t)$ и производной по x в точке, где $\partial_t \sigma = 0$. Разрывность коэффициента C связана с динамической пористостью, изменением капиллярного давления и фазовых проницаемостей для случая пропитки и дренажа.

Таким образом, учет эффектов защемления фаз приводит к тому, что объем фильтрата, принимающий участие в процессе расформирования, изменяется во времени, так как часть фильтрата $k_{\text{во др}} - k_{\text{во пр}}$ не принимает участие в процессе расформирования и образует зону защемления. Это создает дополнительную нелинейность, связанную с наличием подвижной границы зоны защемления, на которой претерпевает разрыв коэффициент в уравнении пропитки.

Введем безразмерные переменные $x = r/R_{\text{зп}}(0)$;

$$T = t \tilde{\sigma} \cos \theta f_1(k_{\text{во пр}}) J(k_{\text{во пр}}) (\tau k_0/m_0)^{1/2} / \mu_1 (k_{\text{в}}^* - k_{\text{во}})_{\text{пр}} R_{\text{зп}}^2(0) ,$$

и система уравнений, описывающих процесс расформирования, запишется в виде

$$x^{-1} \partial_x [x K_2(\sigma) \partial_x \sigma] = \partial_T \sigma ; \quad \partial_T \sigma < 0 ; \quad (6.36) \\ C x^{-1} \partial_x [x K_1(\sigma) \partial_x \sigma] = \partial_T \sigma , \quad \partial_T \sigma > 0 ,$$

где $C = f_1(k_{\text{во.др}}) [J(k_{\text{во}}) - J(k_{\text{в}}^*)]_{\text{др}} (k_{\text{в}}^* - k_{\text{во}})_{\text{пр}} / (k_{\text{в}}^* - k_{\text{во}})_{\text{др}} \times f_1(k_{\text{во.пр}}) J(k_{\text{во.пр}})$.

Начальные и граничные условия будут

$$\sigma(0, x) = \psi(x); \quad \sigma(T, \infty) = 0;$$

$$\partial_x \sigma|_{x=x_c} = 0.$$

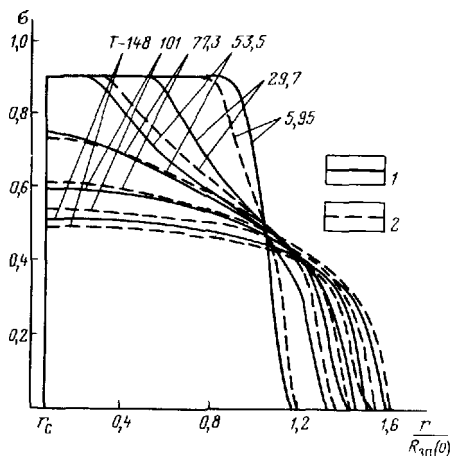


Рис. 36. Профили распределения коэффициента подвижного водонасыщения σ при влиянии эффектов защемления фаз на динамику капиллярного расформирования.
С: 1 — 0,5; 2 — 0,9

Из приведенной выше математической модели следует, что эффекты защемления обуславливают новые параметры подобия C и A_j , определяющие динамику водонасыщения в процессе расформирования. Изучение влияния этих параметров проводилось путем численного моделирования.

Характер пространственно-временных распределений $\sigma(r, t)$ при наличии и отсутствии эффектов защемления практически не изменяется во время расформирования под действием капиллярных сил (рис. 36). В то же время наличие эффекта капиллярного защемления приводит к существенному замедлению скорости расформирования на начальном этапе. Оно тем значительнее, чем меньше параметр C (больше количество защемленного фильтрата). Микромеханизм гистерезисного защемления изучен еще недостаточно. Однако из анализа физико-химических микропроцессов в нефтегазоносных пластах следует, что интенсивность защемления возрастает с усложнением структуры порового пространства и ростом удельной поверхности. Таким образом, в пластах с развитой удельной поверхностью (заглинизированные и полимиктовые коллекторы) влияние эффектов защемления на изменение физических свойств в процессе капиллярного расформирования может быть определяющим.

Коэффициент водонасыщения $k_{\text{в.зп}}$, регистрируемый нейтронными методами после обсадки скважины, определяется значениями коэффициентов подвижного σ , остаточного $k_{\text{во.зп}}$ и максимально возможного $k_{\text{в}}^*$ водонасыщения:

$$k_{\text{в.зп}}(t) = (k_{\text{в}}^* - k_{\text{во.зп}}) \sigma(t) + k_{\text{во.зп}}.$$

При увеличении $k_{\text{во.зп}}$ за счет защемления изменения показаний нейтронных методов вызванные уменьшением коэффициента подвижного

насыщения $\sigma(t)$ могут оказаться соизмеримыми с погрешностью измерений. В этом случае эффект расформирования зоны проникновения не будет отмечен геофизическими методами.

6.4. ДИФфуЗИОННОЕ РАСФОРМИРОВАНИЕ ЗОНЫ ПРОНИКНОВЕНИЯ

В водоносных пластах ограниченной мощности изменение минерализации после обсадки скважины происходит в основном под действием диффузионных процессов. Л.Б. Дворкин, используя теорию молекулярной диффузии, рассмотрел процесс диффузионного расформирования как процесс растекания избыточной концентрации солей в окрестности скважины. Т.А. Шапошниковой, А.Я. Фельдманом и В.А. Юдиным был проведен учет размера зоны проникновения при диффузионном расформировании. Ими показано, что скорость выравнивания минерализации существенно зависит от начального радиуса зоны проникновения и определяется безразмерным временем $T = tD_M/R_{зп}^2$ [31]. Такой вывод этими исследователями был сделан при задании начального состояния зоны проникновения в виде ступенчатой функции. Подобное распределение концентрации солей на стадии формирования зоны проникновения возможно лишь при очень малых значениях коэффициента гидродинамической дисперсии λ . Для реальных пористых сред $\lambda \gg 0$ и на профиле распределения насыщения пор фильтратом в завершающей стадии формирования выделить даже условный радиус зоны проникновения затруднительно (см. рис. 22, 23).

В связи с этим было проведено исследование диффузионного расформирования при начальном состоянии зоны проникновения, определенном по динамике вытеснения пластовой воды фильтратом глинистого раствора. Использовалась диффузионная модель расформирования зоны проникновения

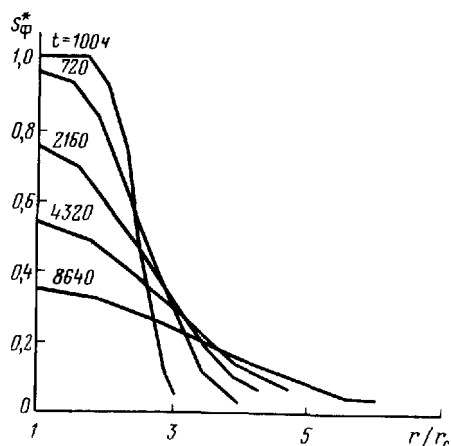


Рис. 37. Профили распределения коэффициента фильтрационного насыщения S_{ϕ}^* при диффузионном расформировании

$$x^{-1} \partial_x (x \partial_x S_{\phi}^*) = \partial_T S_{\phi}^*, \quad (6.37)$$

где $x = r/r_c$; $S^* = S_{\phi}/S_{\phi \max}$. $S_{\phi \max}$ — максимальное насыщение пор фильтратом на стенке скважины на момент окончания формирования; $T = tD_M/r_c^2$ — безразмерное время.

Граничные и начальные условия

$$\partial_x S_{\phi}^*(x, T) |_{x=1} = 0;$$

$$S_{\phi}^*(\infty, T) = 0; \quad S_{\phi}^*(x, t_{\phi}) = \psi(x),$$

где $\psi(x)$ — распределение насыщения на момент окончания формирования зоны проникновения, получаемое при решении уравнений (5.3) — (5.8).

В процессе диффузионного расформирования зоны проникновения в области, прилегающей к стенке скважины, наблюдается радиальная неоднородность по насыщению пор фильтратом S_{ϕ} (рис. 37). Как и на стадии формирования, отсутствует фронт расформирования и насыщение в большей части зоны проникновения пор фильтратом убывает в глубь пласта по закону, близкому к линейному. Анализ результатов моделирования показывает, что полное расформирование зоны проникновения происходит в течение 12 мес и более. Время расформирования существенно зависит от времени формирования зоны проникновения и коэффициента молекулярной диффузии D_m .

6.5. ВЛИЯНИЕ МАССООБМЕННЫХ ПРОЦЕССОВ НА ДИФфуЗИОННОЕ РАСФОРМИРОВАНИЕ ЗОНЫ ПРОНИКНОВЕНИЯ

Результаты, полученные с использованием модели молекулярной диффузии, показывают, что полное восстановление начальной концентрации солей происходит при $T \rightarrow \infty$. Этот вывод подтверждается результатами лабораторного моделирования для водоносных пластов, обладающих высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Однако такие пласты имеют, как правило, значительную мощность и характеризуются определяющим влиянием гравитационных сил на процессы изменения физических свойств после обсадки скважины. В пластах ограниченной мощности с пониженными значениями проницаемости и повышенной удельной поверхностью эффекта полного диффузионного расформирования в природных условиях никогда не наблюдается. Более того, как и для случая капиллярного расформирования, многие исследователи неоднократно отмечали эффект отсутствия расформирования образовавшейся зоны проникновения. Отмеченные факты связаны с массообменными процессами в зоне проникновения, которые в общем случае определяются кинетикой [см. уравнения (5.9) — (5.11)]. Вследствие этого эффект массообмена проявляется по-разному в зависимости от характерного времени процесса.

Анализ имеющихся исследований показывает, что время расформирования зоны проникновения может превышать время ее формирования на несколько порядков. При немгновенном массообмене длительное взаимодействие фильтрата с породой приводит к завершению массообмена в области зоны проникновения, занятой фильтратом. На стадии формирования контакт фильтрата с породой относительно кратковременный и интенсивность массообмена мала.

Изменение минерализации в зоне проникновения происходит как в результате влияния диффузии, так и массообмена; при анализе диффузионного расформирования необходимо учитывать массообменные процессы.

При расформировании зоны проникновения фильтрат глинистого раствора под действием молекулярной диффузии поступает в область,

ранее занятую пластовой водой, и изменяет ее минерализацию. Поскольку количество соли, поступающее в пласт на стадии формирования, фиксировано, то в области, прилегающей к стенке скважины, происходит изменение минерализации, приводящее к выравниванию минерализаций фильтрата и пластовой воды.

В любой момент времени в зоне проникновения можно выделить две области, характеризующиеся разной интенсивностью массообмена. В области, где $r < r_a$ (см. рис. 28), фильтрат находится длительное время и массообмен можно считать завершенным. Область, где $r > r_a$ (см. рис. 28), характеризуется кратковременностью контакта фильтрата с породой, и эффектами массообмена можно пренебречь.

Используя закон Фика, уравнение баланса массы солей и учитывая массообмен, получим уравнение диффузионно-массообменного расформирования зоны проникновения

$$r^{-1} \partial_r (r D_m \partial_r C_\phi) - \partial_t N = m_d \partial_t C_\phi \quad (6.38)$$

В результате массообмена наблюдаются изменения структуры порового пространства, динамической пористости и эффективной проницаемости коллектора, которые происходят в области, где $r < r_a$, там, где $r > r_a$, изменениями свойств пористой среды можно пренебречь. Считая массообмен (при $r < r_a$) равновесным, имеем $\partial_t N = m_{d1} \Gamma \partial_t C_\phi$.

Коэффициент молекулярной диффузии в пористой среде $D_m = m_{d1} D_0 / \tau_j$, индекс j принимает значение 1 для $r < r_a$ и 2 для $r > r_a$.

Таким образом, задача о диффузионно-массообменном расформировании зоны проникновения сводится к решению следующей системы уравнений

$$[D_{m1}/m_{d1}(1+\Gamma)]r^{-1} \partial_r (r \partial_r C_\phi) = \partial_t C_\phi, \quad \partial_t C_\phi < 0, \quad (6.39)$$

$$(D_{m2}/m_{d2})r^{-1} \partial_r (r \partial_r C_\phi) = \partial_t C_\phi, \quad \partial_t C_\phi > 0$$

Введем безразмерные переменные

$$x = r/r_c, \quad T = D_{m2} t/r_c, \quad C^* = C_\phi/C_{ов},$$

где $C_{ов}$ — начальная концентрация солей в пластовой воде, тогда система (6.39) запишется в виде

$$x^{-1} \partial_x (x \partial_x C^*) = \partial_T C^*, \quad \partial_T C^* > 0,$$

$$C x^{-1} \partial_x (x \partial_x C^*) = \partial_T C^*, \quad \partial_T C^* < 0, \quad (6.40)$$

$$C = D_{m1} m_{d2}/m_{d1}(1+\Gamma)D_{m2},$$

т.е. задача свелась к решению линейного уравнения теплопроводности с разрывным коэффициентом C_j и начальными граничными условиями

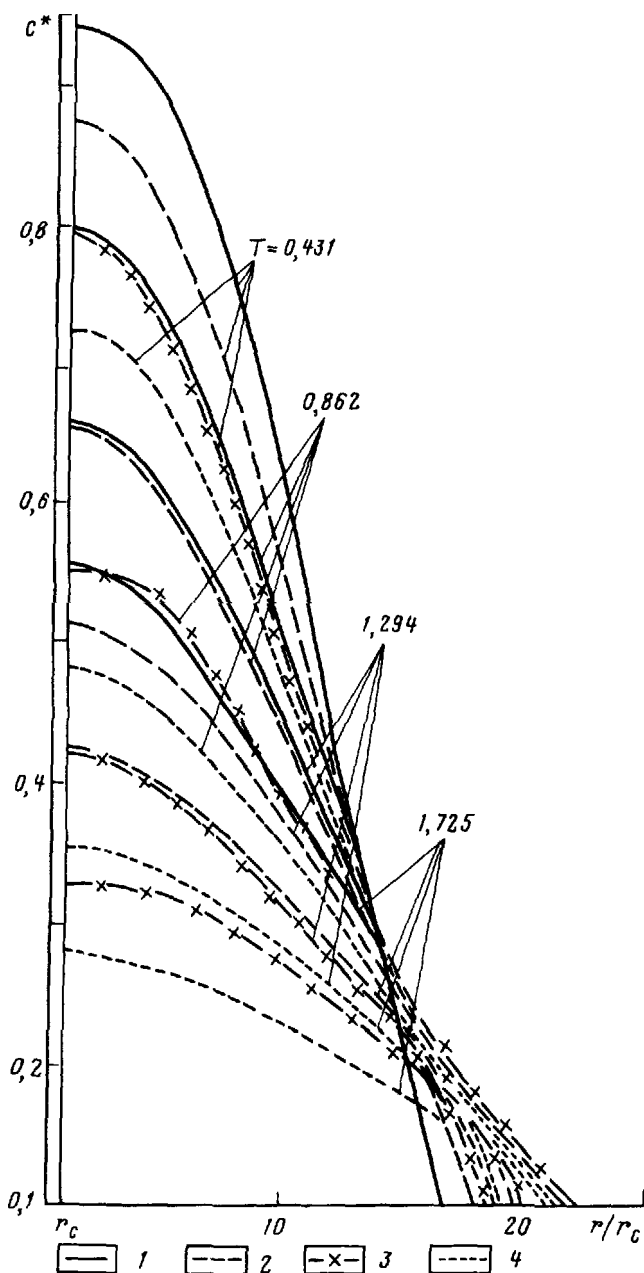


Рис. 38. Изменение минерализации C^* в процессе диффузионного расформирования при различной интенсивности массообмена.

C : 1 — 0,4; 2 — 0,6; 3 — 0,8; 4 — 1

$$C^*(0, x) = \psi(x); C^*(t, \infty) = 0; \quad (6.41)$$

$$\partial_x C^*|_{x=x_c} = 0.$$

В отличие от чисто диффузионного расформирования при массообмене появляется новый параметр C , характеризующий влияние этого процесса на динамику расформирования зоны проникновения.

Результаты численного моделирования влияния массообмена (рис. 38) показывают, что пространственно-временное распределение концентрации солей $C^*(r, t)$ в процессе расформирования аналогично случаю чисто диффузионного расформирования. Влияние поглощения солей из фильтрата сказывается лишь на скорости расформирования зоны проникновения. С ростом количества солей, поглощенных пористой средой, этот процесс замедляется. С увеличением емкости поглощения породы все меньшее количество соли принимает участие в процессе диффузионного выравнивания концентрации солей. При значительном их поглощении в области, прилегающей к стенке скважины, формируется избыточная сорбционная концентрация солей в твердой фазе, не изменяющаяся во времени. Наличие такой концентрации и обуславливает отсутствие эффекта расформирования зоны проникновения, что подтверждается ядерно-геофизическими методами.

6.6. ГРАВИТАЦИОННОЕ РАСФОРМИРОВАНИЕ ЗОНЫ ПРОНИКНОВЕНИЯ

В продуктивных пластах роль капиллярных и гравитационных сил различна в зависимости от мощности, коллекторских свойств и соотношения вязкостей флюидов. Гравитационные силы проявляются только при выполнении необходимых условий (5.6).

Определяющее влияние гравитационных сил на динамику расформирования зоны проникновения возможно лишь в мощных газонасыщенных пластах. Эффекты гравитационного расформирования в них были зафиксированы на ряде газовых месторождений Тюменской области. Для нефтеносных пластов таких эффектов не отмечалось.

Согласно гидродинамической теории процесс гравитационного расформирования зоны проникновения газонасыщенных пластов аналогичен процессу растекания бугра грунтовых вод и описывается моделью (6.3) – (6.6). Характер гравитационного расформирования одинаков при различных значениях коэффициента остаточного водонасыщения в зоне проникновения (рис. 39).

Важным является изменение параметров расформирования при увеличении массы поглощенного фильтрата. При этом в зоне проникновения фильтрата происходит ускорение процесса расформирования в прискважинной области и замедление процесса проникновения фильтрата в незатронутую область пласта.

Асимптотическая зависимость границы раздела газ – фильтрат в области чувствительности геофизических методов аналогична зависимости (5.23) для высоты бугра жидкости.

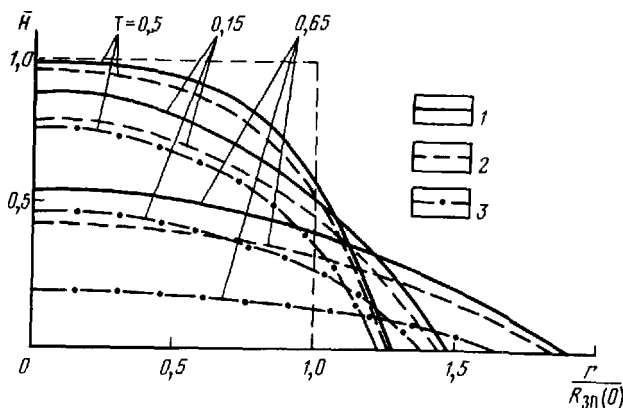


Рис. 39. Пространственно-временные распределения границы фильтрат – газ при различных значениях остаточного водонасыщения в зоне проникновения.

С: 1 – 0,9; 2 – 0,6; 3 – 0,2

В водоносных пластах гравитационные силы наряду с диффузионными и массообменными процессами могут оказывать существенное влияние на динамику расформирования зоны проникновения.

Исследованиями Б.М. Орлинского было установлено, что в мощных водоносных пластах механизм изменения физических свойств после обсадки скважины обусловлен определяющим действием гидростатических сил. В прискважинной части таких пластов имеет место процесс гравитационного вытеснения пресного фильтрата промывочной жидкости более тяжелой пластовой водой. В процессе этого вытеснения фильтрат перемещается к кровле пласта, что неоднократно отмечалось по данным промыслово-геофизических исследований [27].

Динамика гравитационного расформирования зоны проникновения изучалась Б.М. Орлинским в лабораторных условиях на радиальной модели пласта, заполненного смесью песка с порошком CaCO_3 . Теоретические исследования процесса, основанные на решении задачи о выравнивании границы раздела двух жидкостей, проведены Ю.В. Кормильцевым, Л.И. Орловым, А.В. Ручкиным, Н.М. Свихнушиным.

При теоретическом изучении и переносе результатов лабораторного моделирования на условия реального пласта использовалась теория И.А. Чарного с допущением о полном вытеснении в процессе гравитационного расформирования. Анализ значений времени гравитационного расформирования, определенного в соответствии с гипотезой о полном вытеснении, показал, что это время может отличаться от определенного в условиях скважинного эксперимента в десятки раз.

Гипотеза о полноте вытеснения пластовой воды фильтратом основана на предположении, что физико-химическая активность фильтрата и пластовой воды одинаковы. Это зачастую противоречит результатам лабораторных экспериментов по изучению изменений фильтрационно-

емкостных свойств под воздействием фильтратов промывочных жидкостей [13, 30, 34]. Проведенные исследования показали, при лабораторных экспериментах под воздействием фильтрата промывочной жидкости проницаемость пористой среды уменьшается, что обусловлено массообменными процессами, протекающими в результате физико-химического взаимодействия фильтрата с материалом пористой среды. Физико-химическое взаимодействие может приводить к изменению коэффициентов проницаемости, динамической пористости, коэффициента остаточного (гидродинамически связанного) водонасыщения, структуры порового пространства и т.д.

В процессе гравитационного вытеснения пресного фильтрата соленой пластовой водой, так же как и в ранее рассмотренных случаях, можно выделить две области с различными физическими свойствами (см. рис. 28). В области, где $r < r_a$ (в центральной части зоны проникновения), пластовая вода вытесняет фильтрат промывочной жидкости к кровле пласта. Физические свойства здесь изменились под воздействием фильтрата. В области, где $r > r_a$, фильтрат промывочной жидкости вытесняет пластовую воду (см. рис. 28). Физические свойства этой области не изменены и аналогичны исходным свойствам пласта.

Проводя анализ, аналогичный рассмотренному в разд. 5.1, можно показать, что математическая модель процесса гравитационного расформирования зоны проникновения в водоносных пластах сводится к следующей системе уравнений:

$$(\Delta \gamma k_I / \mu_I m_{дI}) r^{-1} \partial_r \left\{ r (H - h_I) h_I / [k_I \mu_{II} h_I / \mu_I k_{II} + (H - h_I)] \partial_r h_I \right\} = \partial_t h_I; \quad \partial_t h_I < 0;$$

$$(\Delta \gamma k_0 / \mu_{II} m_{дII}) r^{-1} \partial_r \left\{ r [(H - h_I) h_I / H] \partial_r h_I \right\} = \partial_t h_I; \quad \partial_t h_I > 0,$$

где индекс I соответствует параметрам области с $r < r_a$; а II — области с $r > r_a$.

Введем безразмерные переменные и обозначения

$$\bar{H} = h_I / H; \quad x = r / R_{зп}(0); \quad T = \Delta \gamma k_0 / \mu_{II} m_{дII}; \\ \psi_1(\bar{H}) = (1 - \bar{H}) \bar{H}; \quad \psi_2(\bar{H}) = (1 - \bar{H}) \bar{H} / [k_I \mu_{II} \bar{H} / \mu_I k_{II} + (1 - \bar{H})].$$

Тогда система уравнений (6.42) запишется в виде

$$x^{-1} \partial_x [x \psi_1(\bar{H}) \partial_x \bar{H}] = \partial_T \bar{H}; \quad \partial_T \bar{H} > 0; \\ C x^{-1} \partial_x [x \psi_2(\bar{H}) \partial_x \bar{H}] = \partial_T \bar{H}; \quad \partial_T \bar{H} < 0; \quad (6.43)$$

$$C = k_0 \mu_I m_{дI} / k_I \mu_{II} m_{дII}$$

Таким образом, задача свелась к решению нелинейного уравнения теплопроводности (6.43) с разрывным коэффициентом и функцией $\psi(H)$, зависящей от знака производной $\partial_T H$ со следующими начальными и граничными условиями:

$$\bar{H}(x, 0) = f(x); \quad \partial_x \bar{H}|_{x=x_c} = 0; \quad \bar{H}(\infty, T) = 0$$

В отличие от классической теории И.А. Чарного, обычно используемой при изучении гравитационного расформирования зоны проникновения в водоносных пластах, в приведенной модели появляются новые определяющие параметры C и k_1/k_0 , характеризующие отличие физических свойств пласта от свойств зоны проникновения. Учет их влияния необходим при сопоставлении результатов лабораторного моделирования с данными промыслово-геофизических исследований.

Глава 7

ДИНАМИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ И ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТА В ОКОЛОСКВАЖИННЫХ ЗОНАХ

Мы уже указывали, что основной объем исследований, связанный с изучением изменений физических свойств в околоскважинных зонах, проводился путем лабораторного моделирования с использованием естественных или искусственных пористых сред. При моделировании керны ограниченных размеров, параметры и методика проведения экспериментов выбирались согласно имевшимся представлениям о механизме процессов в околоскважинных зонах.

Кроме того, различными исследователями эксперименты проводились по оценке лишь отдельных факторов, влияющих на изменение свойств этих зон. Так, Л.И. Орловым, А.В. Ручкиным и Н.М. Свихнушиным изучалось влияние промывочной жидкости на изменение физических свойств коллекторов нефти и газа, В.С. Барановым, Н.М. Шерстневым — влияние перепада давлений на характеристики глинистой корки, а Р.Ф. Крюгером, Л.С. Фогелем, К. Фергюссоном, Дж. Клотцом, У.Д. Мамаджановым — влияние режима циркуляции на водоотдачу и изменение проницаемости пород.

При экспериментальных исследованиях считалось, что в данном случае изменяется лишь несколько параметров. Однако проведенный анализ механизмов изменения физических свойств в околоскважинных зонах показал, что прискважинная область пласта представляет сложную динамическую систему, поэтому механизм изменения в отдельных зонах обусловлен влиянием многочисленных факторов, которые могут по-разному проявлять себя в ходе динамического взаимодействия околоскважинных зон. Эти изменения, в свою очередь, влияют на параметры

процессов, протекающих в околоскважинных зонах. Таким образом, адекватное воссоздание процессов изменения физических свойств в околоскважинных зонах возможно лишь при соблюдении динамических критериев подобия, основанных на специальных моделях процессов. Такое лабораторное моделирование изменений физических свойств с соблюдением этих критериев до настоящего времени не проведено. В связи с этим здесь приводятся динамические модели и рассматриваются закономерности изменений физических свойств в зонах, прилегающих к стволу скважины. На основе анализа механизмов процессов, определяющих эти изменения, дано сравнение полученных результатов с имеющимися экспериментальными данными.

7.1. ДИНАМИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ИЗМЕНЕНИЯ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ В ГЛИНИСТОЙ КОРКЕ

Изменение физических свойств в зоне глинистой корки обусловлено фильтрационным уплотнением материала корки. Распределение эффективных напряжений в глинистой корке зависит от свойств пласта, перепада давления и свойств исходного глинистого раствора. В гл. 1 было показано, что распределение эффективных напряжений в глинистой корке определяется безразмерной функцией $f(\xi)$.

Используя приведенные в гл. 1 автомодельные решения, получаем динамические модели изменения физических свойств в процессе роста и уплотнения глинистой корки:

коэффициента проницаемости

$$k_{гк} = k_{гк1} f(\xi)^{-m_1/(1-\nu)}; \quad (7.1)$$

коэффициента пористости

$$m_{гк} = 1 - (1 - m_h) \exp [a_{гк1} P^{1-\nu} f(\xi)/(1-\nu)]; \quad (7.2)$$

коэффициента сжимаемости

$$a_{гк} = a_{гк1} f(\xi)^{-1/(1-\nu)}; \quad (7.3)$$

удельного электрического сопротивления

$$\rho_{гк} = \rho_p \left\{ \frac{m_s}{1 - (1 - m_h) \exp [a_{гк1} P^{1-\nu} f(\xi)/(1-\nu)]} \right\}^2. \quad (7.4)$$

Влияние свойств глинистых растворов сказывается на значениях функции $f(\xi)$ и коэффициентах $k_{гк1}$, $a_{гк1}$, ν , m_1 . Для различных глинистых растворов эти коэффициенты колеблются в широких пределах. При обработке глинистых растворов химическими реагентами максимальным изменениям подвергаются значения $k_{гк1}$ и m_1 , в то время как $a_{гк1}$ и ν практически постоянны.

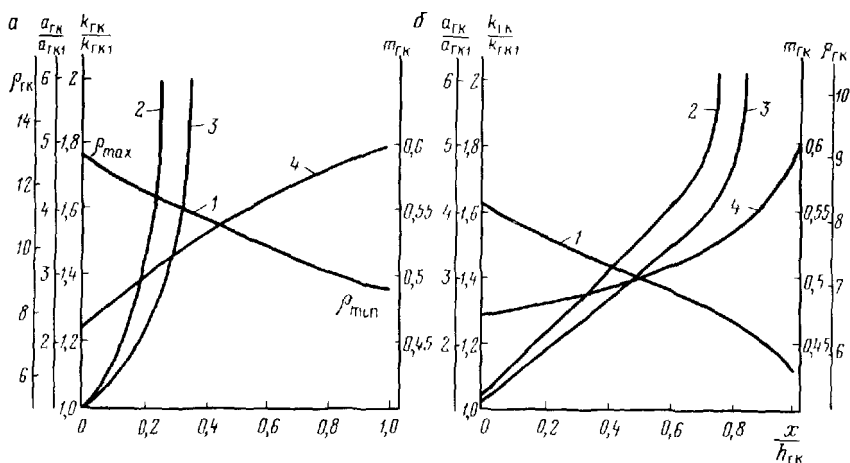


Рис. 40. Изменения проницаемости, сжимаемости, пористости и удельного электрического сопротивления по толщине глинистой корки для необработанного (а) и обработанного КМЦ (б) глинистых растворов.

$\rho_{\phi} \approx 4 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; 1 — $\rho_{ГК}$, 2 — $k_{ГК}/k_{ГК1}$, 3 — $a_{ГК}/a_{ГК1}$, 4 — $m_{ГК}$

Так из анализа изменений коэффициента проницаемости в глинистой корке следует (рис. 40, а, б), что для необработанного глинистого раствора наблюдается в целом более высокая ее проницаемость, резко возрастающая по мере удаления от пласта. Для раствора, обработанного карбоксиметилцеллюлозой (КМЦ), $k_{ГК}$ изменяется слабо и значительное возрастание ее наблюдается лишь у самой границы корки с промывочной жидкостью. Аналогичным образом изменяется и коэффициент сжимаемости. Это означает, что глинистая корка, полученная из необработанной промывочной жидкости, рыхлая и сильно сжимаемая, значительное ее уплотнение наблюдается лишь у самой границы с пластом; корка из обработанного раствора в целом более плотная и менее сжимаемая по всей толщине.

Анализ изменения коэффициента пористости в глинистой корке показывает, что при постоянном перепаде давления на корке и пористости на границе с раствором m_h для различных растворов получается одно и то же значение пористости на границе с пластом. Однако вид зависимости $m_{ГК}(x/h_{ГК})$ для необработанного и обработанного растворов различен. В первом случае распределение пористости в корке близко к линейному; при обработке раствора КМЦ пористость вблизи границы корки с раствором имеет искривленное распределение. Аналогичные распределения $m_{ГК}$ экспериментально получены В.С. Барановым и Ю.А. Гулиным для необработанных глинистых растворов, а М.П. Гулизаде для обработанных растворов (рис. 41).

Изменение пористости глинистой корки приводит к изменению ее удельного электрического сопротивления (см. рис. 40, а, б). Сравнение удельного электрического сопротивления $\rho_{ГК}^*$ в корке, полученного расчетным образом, с экспериментами [26] показало хорошую сопоставимость результатов (см. рис. 41).

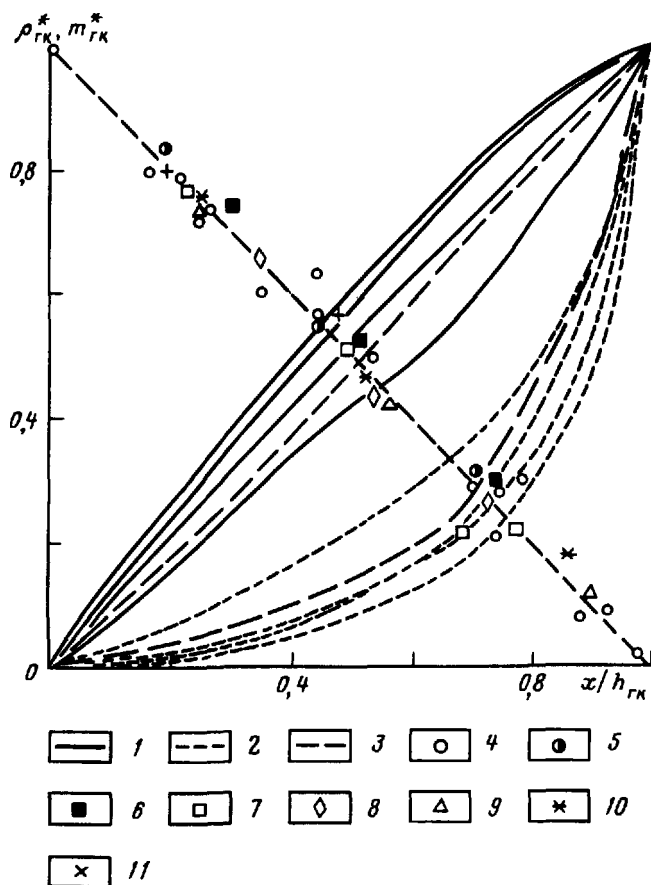


Рис. 41. Зависимости относительных изменений пористости m^* и удельного электрического сопротивления ρ^* глинистой корки для необработанного (1) и обработанного КМЦ (2) глинистых растворов.

Кривые, построенные по данным: 1 — В.С. Баранова и Ю.А. Гулина, 2 — Н.П. Гулизаде, 4–11 — приведенным в работе [26]; 3 — расчетные зависимости; $\rho^*_{ГК} = \rho_{ГК} - \rho_{\min} / \rho_{\max} - \rho_{\min}$

На изменение физических свойств глинистой корки как деформируемой пористой среды сильно влияет действующий на корку перепад давлений. Как было показано в гл. 1, последний зависит от общего перепада давлений в системе скважина — пласт и проницаемости пласта. Значение $P_{ГК}$ возрастает с увеличением указанных параметров. При наличии зоны кольматации проницаемость пласта уменьшается, что приводит к снижению действующего на корку перепада давлений, а также требует ввода поправки за изменения проницаемости пласта в результате кольматации. При отсутствии этой зоны $P_{ГК}$ оценивается по зависимостям,

приведенным на рис. 5. Увеличение действующего перепада давлений приводит к дополнительному уплотнению глинистой корки, росту ее толщины и изменению физических свойств (см. рис. 42).

Анализ влияния перепада давлений на распределение эффективных напряжений по толщине глинистой корки показал, что безразмерное эффективное напряжение $\sigma_{эф}/P_{гк}$, приведенное к действующему на корку перепаду давлений, рассмотренное в зависимости от $\xi/\xi_0 = x/h_{гк}$, очень слабо зависит от $P_{гк}$. В связи с этим при расчетах функцию $\sigma_{эф}/P_{гк}$ (ξ/ξ_0) = σ^* можно считать не зависящей от $P_{гк}$ и использовать следующие динамические модели:

$$k_{гк} = k_{гк1} P_{гк}^{-m_1} \sigma^{*(-m_1)}; \quad (7.5)$$

$$a_{гк} = a_{гк1} P_{гк}^{-\nu} \sigma^{*(-\nu)};$$

$$m_{гк} = 1 - (1 - m_h) \exp [a_{гк1} P_{гк}^{1-\nu} \sigma^{*(1-\nu)} / (1 - \nu)]; \quad (7.6)$$

$$\rho_{гк} = \rho_p \left\{ \frac{m_s}{1 - (1 - m_h) \exp [a_{гк1} P_{гк1}^{-\nu} \sigma^{*(1-\nu)} / (1 - \nu)]} \right\}^2. \quad (7.7)$$

Модели (7.5)–(7.7) позволяют приводить результаты лабораторных исследований свойств глинистых корок, образовавшихся на фильтрах, к реальным условиям в скважине. В скважинных условиях в зависимости от общего перепада давлений и проницаемости пласта величины $h_{гк}$ и $P_{гк}$ будут различными, значения остальных параметров, входящих в соотношения (7.5)–(7.7), для данного глинистого раствора постоянны.

Для приведения результатов лабораторных экспериментов к скважинным условиям оценивают изменения физических свойств (пористости, проницаемости и т.д.) в глинистой корке. По соотношениям (7.5)–(7.7) устанавливают функцию σ^* . После чего, измерив толщину глинистой корки и определив $P_{гк}$, пересчитывают параметры, отражающие физические свойства глинистой корки, с учетом скважинных условий.

При образовании глинистой корки в режиме циркуляции промывочной жидкости функции $\sigma_{ц}^*$ определяется следующим образом

$$\sigma_{ц}^* = P(1 - x/h_{гкц})^{1/(1 - m_1)}, \quad (7.8)$$

где $h_{гкц}$ – толщина глинистой корки при данной скорости циркуляции.

Поскольку изменение физических свойств, описываемое моделями (7.5)–(7.7), при фиксированных свойствах раствора зависит от $P_{гк}$ и σ^* , а на $P_{гк}$ режим промывки скважины не влияет, то учет циркуляции глинистого раствора приводит к изменению функции $\sigma_{ц}^*$. Значения функции $\sigma_{ц}^*$ при циркуляции связаны со значениями соответствующей функции σ^* , при ее отсутствии – с соотношениями стационарности распределений эффективных напряжений:

$$\sigma_{ц}^* = \sigma^* [(1 - x/h_{гкц}) / (1 - x/h_{гк})]^{1/(1 - m_1)},$$

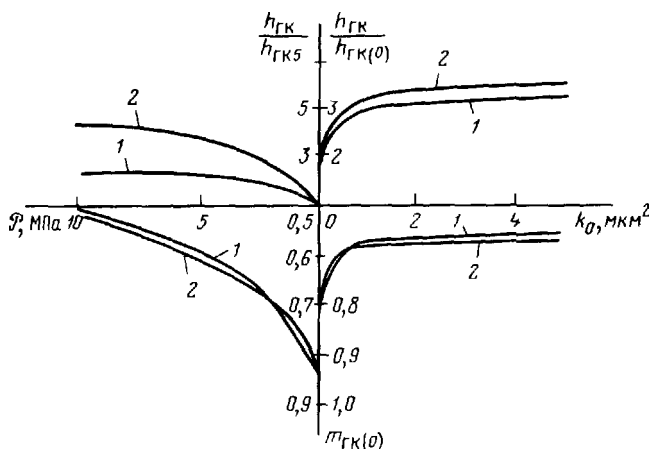


Рис. 42. Зависимости изменения толщины глинистой корки $h_{ГК}$ и пористости на границе корка-пласт $m_{ГК}(0)$ от проницаемости пласта k_0 (при $P_{ГК} \approx 2$ МПа) и общего перепада давлений P .

Глинистый раствор. 1 – необработанный, 2 – обработанный КМЦ

т.е. определяются толщиной глинистой корки при наличии и отсутствии циркуляции промывочной жидкости.

Толщина глинистой корки – одна из важнейших ее характеристик. При исследовании необсаженных скважин геофизические приборы непосредственно соприкасаются с глинистой коркой и ее толщина надежно фиксируется с помощью промыслово-геофизических методов. Рост толщины корки с течением времени оценивается с помощью равенства

$$h_{ГК} = \xi_0 [k_{ГК1} P_{ГК}^{\nu - m_1} t / a_{ГК1} \mu_2 (\gamma + 1)]^{1/2}, \quad (7.9)$$

где ξ_0 – константа, зависящая от действующего на корку перепада давлений $P_{ГК}$; с ростом $P_{ГК}$ значение ξ_0 увеличивается (см. разд. 1.7).

Зависимости толщины корки $h_{ГК}$, отнесенной к ее толщине $h_{ГК}(0)$ при $k_0 = 0,01$ мкм², от проницаемости образца, построенные по формуле (7.9), показывают, что с ростом проницаемости толщина корки растет (рис. 42). При этом максимальное изменение $h_{ГК}$ наблюдается при увеличении k_0 до 0,5 мкм².

Аналогичные результаты получены при лабораторных экспериментах И.И. Башлыкиным. В то же время результаты скважинных исследований, приводимые в работе [26], указывают на отсутствие связи толщины глинистой корки с коллекторскими свойствами, что объясняется спецификой измерения толщины корки в скважине. При измерении рычаги каверномера продавливают верхние, наиболее рыхлые слои и фиксируют не истинную толщину корки, а толщину наиболее уплотненной ее части. Экспериментальные исследования показывают, что зарегистрированная таким образом $h_{ГК}$ определяется ее пористостью. По зависимостям

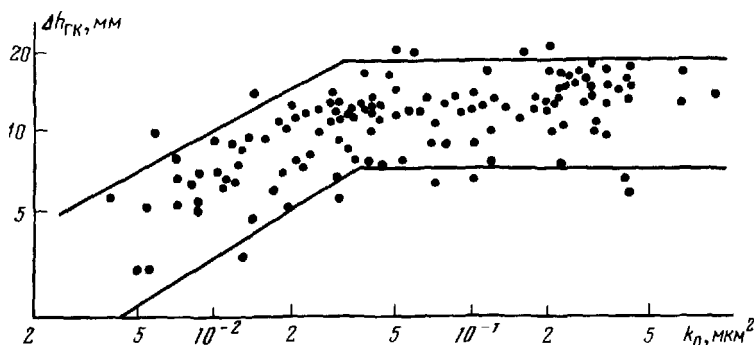


Рис. 43. Результаты сопоставления разности толщины глинистых корок $\Delta h_{ГК}$ с коэффициентом проницаемости пород k_0 по месторождению Жетыбай

пористости глинистой корки на ее границе с пластом $m_{ГК}(0)$, где она наиболее уплотнена, от проницаемости образца k_0 видно, что последняя оказывает существенное влияние на $m_{ГК}$ в области значений k_0 до $0,5 \text{ мкм}^2$ (см. рис. 42).

В условиях скважины связь толщины корки с проницаемостью пород может быть надежно установлена, если использовать не $h_{ГК}$, определенную каверномером, а разность толщин, замеренных приборами при различном давлении на ее поверхность. В качестве примера приведена зависимость разности толщин глинистой корки $\Delta h_{ГК}$ от проницаемости k_0 для месторождения Жетыбай (рис. 43). При определении $\Delta h_{ГК}$ использовалась толщина корки, зафиксированная микрокаверномером (давление на корку $\sim 10^{-2}$ МПа) и каверномером (давление на корку $\sim 10^{-1}$ МПа). Полученная зависимость $\Delta h_{ГК} = f(k_0)$ характеризуется двумя областями: где есть связь $\Delta h_{ГК} = f(k_0)$ и где ее практически нет. Граница между этими областями находится в интервале $0,03\text{--}0,04 \text{ мкм}^2$ и определяет область влияния проницаемости пласта на действующий перепад давлений.

Количество жидкости, прошедшей через глинистую корку (водоотдача промывочной жидкости), считается одним из важнейших свойств корки и раствора. По стандартной методике водоотдача находится с помощью приборов типа ВН-6 при комнатной температуре и атмосферном давлении на корку.

Определенная таким образом водоотдача промывочной жидкости часто отождествляется с количеством жидкости, проникшей в пласт. При этом, естественно, не учитываются свойства пластов и перепад давлений между ними и скважиной.

Рассмотрим подробнее вопрос о влиянии перепада давлений P на объем жидкости $Q(t)$, прошедшей через единицу поверхности корки к моменту времени t . В исследованиях, посвященных фильтрации промывочных жидкостей, считалось, что повышение перепада давлений пропорционально увеличивает количество отфильтровавшейся жидкости.

Такие результаты приводятся в работах Р. Коллинза, У.Д. Мамаджанова, Ю.П. Коротаева и М.И. Швидлера, А.С. Пестрикова, В.Л. Комарова, В.А. Юдина и др. В то же время экспериментальные исследования, проведенные Ф. Энгельгардтом, С. Фёргюссоном и Дж. Клотцем, А.Ф. Боярчуком, показывают, что количество отфильтровавшейся через корку жидкости слабо зависит от перепада давлений.

В исследованиях В.С. Баранова, С.А. Шаринзаде и Н.М. Шерстнева отмечены случаи, когда добавление химических реагентов к исходному раствору приводит к тому, что в области низких перепадов P увеличение их до некоторого предела вызывает повышение водоотдачи, а затем при дальнейшем росте перепада водоотдача падает. Максимальное ее значение наблюдается при так называемом критическом перепаде давления $P_{кр}$.

Проанализируем влияние перепада давлений на объем жидкости, прошедшей через корку $[Q(t)]$, с учетом механизма фильтрации через глинистые корки: Рассмотрим ее образование на фильтре в условиях взаимодействия с пластом и циркуляции промывочной жидкости.

При отсутствии циркуляции объем фильтрата, прошедшего через глинистую корку, будет

$$Q(t) = -2 [k_{гк1} a_{гк1} (\gamma + 1) / \mu_2]^{1/2} [P^{1-(\nu+m_1)/2} / (1-\nu)] f^\gamma f'(0) t^{1/2}. \quad (7.10)$$

В соотношении (7.10) перепад давления входит не только в виде множителя $P^{1-(\nu+m_1)/2}$, но и в производную $f'(0)$, поскольку автомодельная переменная ξ также зависит от P .

Возьмем производную dQ/dP и посмотрим, может ли функция $Q(P)$ иметь экстремум. В точке $Q = Q_{\max}$ должно выполняться условие $dQ/dP = 0$, т.е. $-[1 - (\nu + m_1)/2] f'(0) = P df'(0)/dP$.

Численный анализ показывает, что $f'(0) < 0$ и $|f'(0)|$ уменьшается с ростом давления, т.е. функция $-[1 - (\nu + m_1)/2] f'(0) > 0$ и убывающая. Произведение $P df'(0)/dP > 0$ и возрастает с ростом P . При некоторых значениях параметров ν и m_1 графики этих функций пересекутся в точке $P_{кр}$, соответствующей максимальной водоотдаче. Расчеты, проведенные для растворов из дружковского глинопорошка, показали, что критический перепад давлений составляет около 3 МПа, что хорошо согласуется с результатами экспериментов В.С. Баранова и Н.М. Шерстнева.

Если корка образуется в условиях взаимодействия с пластом, то действующий на корку перепад давлений устанавливается в результате перераспределения давлений в системе корка — пласт. Как указывалось, с ростом общего перепада давлений доля перепада, приходящаяся на глинистую корку, возрастает; при этом абсолютная величина $f^\gamma(0)$ также увеличивается, а следовательно, повышается водоотдача. В то же время необходимо отметить, что для некоторых типов растворов, в частности, при обработке их сульфид-спиртовой бардой и добавке нефти в работе [30] было экспериментально установлено, что и при наличии пласта возрастание перепада давлений также может приводить к умень-

шению водоотдачи. Полученные результаты показывают, что при сложной обработке глинистого раствора изменение водоотдачи при росте перепада давлений не монотонно.

Результаты анализа, проведенного в гл. 1, показывают, что связь между водоотдачей при образовании глинистой корки на фильтре B_{ϕ} и пласте $B_{пл}$ определяется из соотношения $B_{\phi}/B_{пл} = f_{\phi}(0)/f_{пл}^{\gamma}(0) \times f_{пл}'(0)$.

Последнее соотношение показывает, что водоотдача при образовании глинистой корки на пласте меньше, чем при использовании фильтра. При одинаковом перепаде давлений отличие водоотдачи в пластовых условиях будет тем меньше, чем больше проницаемость пласта.

При значении функции $f^{\gamma}(0)$, близком к единице, влияние свойств пласта практически не сказывается на водоотдаче и при некоторой комбинации параметров ν и m_1 (при различной обработке растворов) она может быть максимальной (табл. 3).

При образовании глинистой корки в режиме циркуляции промывочной жидкости водоотдача рассчитывается по формуле

$$Q_{ц} = k_{гк1} P^{1-m_1} t / \mu_2 (1-m_1) h_{гкц}, \quad (7.11)$$

т.е. она прямо пропорциональна времени, однако перепад давления входит в степени $(1-m_1)$.

Аналогичным образом оценивается водоотдача и при замене глинистого раствора водой. Результаты экспериментальных исследований водоотдачи в этом режиме приведены в табл. 3 [30]. Анализ этих данных показывает, что для большинства исследуемых корок с ростом перепада давлений водоотдача растет почти пропорционально перепаду давлений. Для растворов же, обработанных углещелочным реагентом (УЩР) и сульфит-спиртовой бардой (ССБ) пропорциональность нарушается; растворы, обработанные УЩР + 10 % нефти, и ССБ дают немонотонную зависимость $Q(P)$.

Важной характеристикой глинистой корки является возникающий на ней потенциал фильтрации E_{ϕ} , который зависит от толщины глинистой корки, действующего на корку перепада давления, водоотдачи раствора и удельного электрического сопротивления. Используя известное соотношение между E_{ϕ} и перечисленными выше параметрами, представим потенциал фильтрации в виде $E_{\phi} = \rho_{гк} \nu_2 P_{гк} h_{гк} A_1$. Поскольку с ростом общего перепада давлений и проницаемости пласта доля $P_{гк}$, приходящаяся на корку, возрастает, то в зависимости от обработки раствора скорость фильтрации через глинистую корку может либо возрастать, либо убывать. Удельное электрическое сопротивление глинистой корки с ростом действующего $P_{гк}$ незначительно увеличивается; аналогично ведет себя толщина глинистой корки [см. выражения (7.7) и (7.9)].

В общем случае в зависимости от свойств исходного глинистого раствора потенциал фильтрации может как повышаться, так и снижаться с ростом проницаемости пласта и перепада давлений. М.А. Беляков по результатам проведенных им экспериментальных исследований получил

Таблица 3

Глинистый раствор	Перепад давления на корке, МПа	Количество воды, прошедшей через корку за 30 мин (в см ³) при давлении фильтрующейся воды, МПа								
		1	2	4	6	8	10	12	14	16
Необработанный	2	—	13	29	43,5	—	—	—	—	—
	4	4,0	12	25	38,0	—	—	—	—	—
	6	4,2	9	21	32,5	—	—	—	—	—
	8	2,8	7	14	20	25	—	—	—	—
	10	0	2	5,5	8	11	—	—	—	—
Обработанный УЩР	2	—	0,8	1,8	2,5	—	—	—	—	—
	4	—	1,0	1,6	2,4	2,4	—	—	—	—
	6	—	0,6	1,5	1,9	2,3	2,2	3,0	—	—
	8	—	1,25	1,51	1,51	1,75	1,75	2,0	—	—
	10	—	—	0,25	0,71	2,5	2,75	4,0	—	—
Обработанный УЩР и утяжеленный	2	—	3,2	3,5	3,8	4,0	4,2	—	—	—
	4	—	1,85	2,3	2,7	3,2	3,6	4,0	—	—
	6	—	0,8	1,0	2,2	2,4	2,8	3,2	—	—
	8	—	0,2	0,7	1,6	2,2	2,5	—	—	—
	10	—	0	0,5	1,75	1,8	2,0	2,0	—	—
Обработанный УЩР + 10 %-ым дизельным топливом	2	—	0,4	1,1	2,75	—	—	—	—	—
	4	—	0,45	1,0	1,2	1,70	2,10	2,20	2,40	2,61
	6	—	0,7	1,0	1,5	1,75	1,75	1,75	2,20	2,50
	8	—	0,5	1,2	1,6	1,70	2,30	2,40	—	2,50
	10	—	0,3	1,0	1,5	—	1,5	—	—	2,0
Обработанный УЩР + 10 %-ой нефтью	2	—	0,55	—	1,2	1,2	—	1,5	—	1,5
	4	—	0,55	1,48	1,51	1,48	1,0	1,0	0,8	—
	6	—	0,3	1,25	1,40	1,75	0,75	0,8	1,2	—
	8	—	0,3	1,1	1,5	1,5	1,0	0,75	0,75	0,75
	10	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Обработанный ССБ	2	—	0,4	1,1	1,6	2,0	—	—	—	—
	4	—	0,2	0,8	1,25	0,75	—	—	—	—
	6	—	0	0,4	0,6	0,75	—	—	—	—
	8	—	0	0,3	0,6	—	—	—	—	—
	10	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Глинистый раствор	Перепад давления на корке, МПа	Количество воды, прошедшей через корку за 30 мин (в см ³) при давлении фильтрующейся воды, МПа								
		1	2	4	6	8	10	12	14	16
Из аскантеля	2	—	3,75	—	—	—	—	—	—	—
	4	—	2,8	3,25	—	—	—	—	—	—
	6	—	2,0	3,0	3,75	—	—	—	—	—
	8	—	1,75	3,0	—	—	—	—	—	—
	10	—	1,5	2,7	3	—	—	—	—	—

эмпирическую формулу, связывающую потенциал фильтрации на глинистой корке с проницаемостью образца соотношением $\lg(-E_{\Phi}) = A - B \lg k_0$. Им же было обнаружено, что константа A сильно зависит от действующего на корку перепада давлений, а константа B для различных растворов может изменять свой знак.

7.2. ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТА В ПРОЦЕССЕ КОЛЬМАТАЦИИ

Из механизма кольматации следует, что изменение физических свойств в этой зоне обусловлено образованием кольматирующей среды и проникновением частиц кольматанта во внутрипоровое пространство.

Изменение физических свойств в зоне кольматации носит динамический характер, вследствие чего свойства этой зоны изменяются во времени и по толщине. В соответствии с петрофизической моделью зоны кольматации (см. гл. 2) в ней выделяют шесть компонентов: скелет, остаточное водонасыщение, недоступный поровый объем, кольматирующую среду, свободный кольматант и фильтрат глинистого раствора.

Используя существующие петрофизические связи [5, 8, 14], получим динамические модели физических свойств в зоне кольматации. Так как частицы свободного кольматанта окружены фильтратом, то можно считать, что они практически не влияют на удельное электрическое сопротивление смеси фильтрат — кольматант. Изменение удельного электрического сопротивления зоны кольматации чистых водоносных пластов $\rho_{зк}$ обусловлено образованием кольматирующей среды и может быть представлено в виде

$$\rho_{зк} = \rho_{\Phi} \left\{ C_1 / (m_0 - a_K)^m [1 - C_2 a_K / (m_0 - a_K)] \right\}. \quad (7.12)$$

Изменения водородного индекса $\omega_{зк}$ чистых водонасыщенных коллекторов в процессе кольматации обусловлены свойствами кольматанта и кольматирующей среды:

$$\omega_{зк} = m_0 (S_{к.кс} + S_{к.св}) \omega_к + m_0 S_{\phi} \omega_{\phi} + m_0 k_{во} \omega_{во}. \quad (7.13)$$

Изменение плотности водонасыщенной породы

$$\delta_{зк} = (1 - m_0) \sigma_{ск} + m_0 (S_{к.кс} + S_{к.св}) \delta_к + m_0 S_{\phi} \delta_{\phi} + m_0 k_{во} \delta_{во}. \quad (7.14)$$

Изменение интервального времени пробега продольных волн

$$\Delta t_{зк} = \Delta t_{ск} (1 - m_0) + \Delta t_{кс} m_0 S_{к.кс} + \Delta t_{\phi к} m_0 (1 - a_к - k_{нпо} - k_{во} + \Delta t_{\phi} m_0 k_{нпо}). \quad (7.15)$$

Аналогичным образом определяются через компоненты зоны кольматации изменения других физических свойств. Однако для практического использования моделей (7.12)–(7.15) необходимо знать насыщения $S_{к.кс}$, $S_{к.св}$, S_{ϕ} на различном удалении от стенки скважины на момент проведения геофизических исследований. Отсутствие в настоящее время надежной гидродинамической модели процесса кольматации не позволяет прогнозировать изменения указанных параметров.

Для ориентировочного прогноза изменений физических свойств в зоне кольматации воспользуемся результатами проведенных нами экспериментов по их изменению. Как показано в гл. 2, исходная проницаемость пласта контролирует значения коэффициента недоступного порового объема и максимального насыщения пор кольматирующей средой.

Чем выше начальная проницаемость образца, тем значительнее уменьшение фильтрующей способности (рис. 44). Наряду с этим, ее снижение зависит также от структуры порового пространства. Так, для образцов с меньшим значением порового геометрического фактора κ (лучшей сообщаемостью между поровыми каналами) фильтрующая способность снижается сильнее. Ее изменения в прямом и обратном направлениях различаются незначительно (см. рис. 44). Это позволяет оценить уменьшение продуктивности за счет кольматации, используя эксперименты на стадии собственно кольматации.

Суммарное содержание кольматирующей среды и кольматанта в порах коллектора характеризует изменение глинистости в зоне кольматации. С ростом исходной проницаемости образцов глинистость в зоне кольматации возрастает (см. рис. 44).

При оценке качества вскрытия пластов бурением важно знать значения толщины зоны кольматации и закон изменения проницаемости и глинистости по толщине. Из экспериментальных зависимостей (см. рис. 44) следует, что толщина зоны кольматации по проницаемости и глинистости различна. Изменение последней происходит по всей длине керна, в то время как проницаемости — лишь в диапазоне (0,2–0,4) L . Такой характер ее изменения обусловлен преимущественным влиянием на этот параметр кольматирующей среды. В относительных координатах измене-

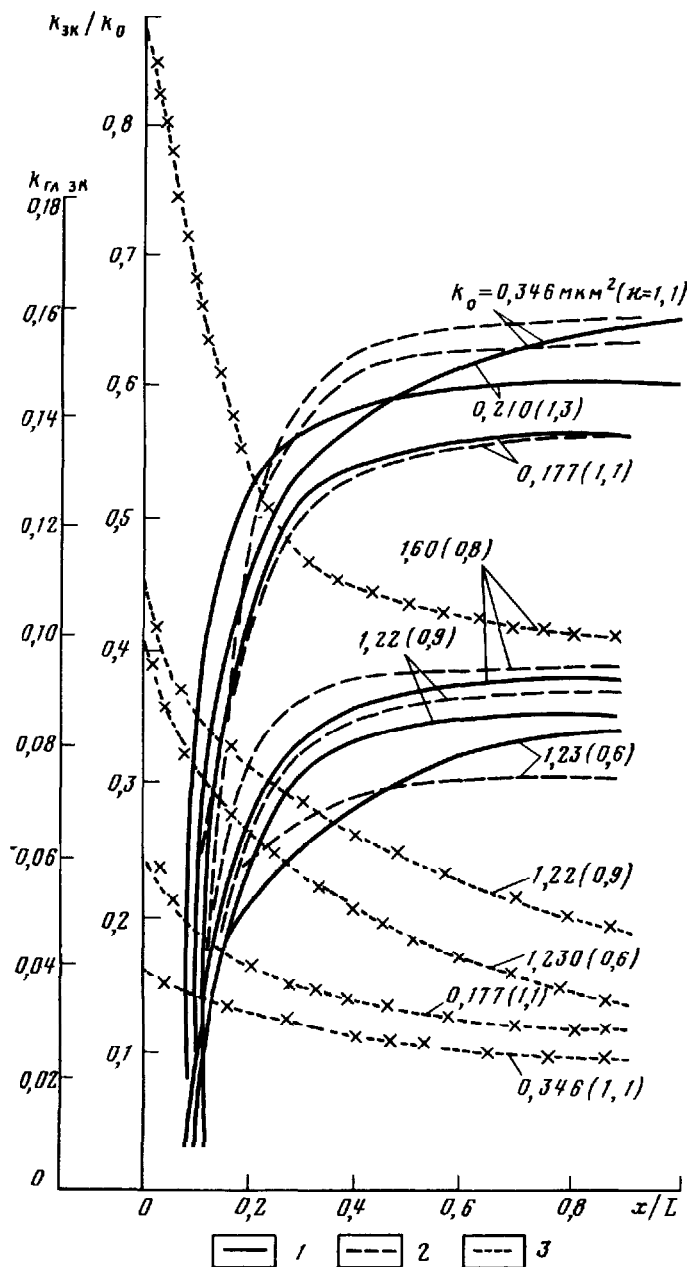


Рис. 44. Изменения проницаемости k_{zk}/k_0 в прямом (1) и обратном (2) направлениях, а также глинистости (3) в зоне кольматации

ние проницаемости по толщине зоны кольматации слабо зависит от исходной проницаемости и структуры порового пространства образцов (рис 45)

Характер изменения глинистости по толщине зоны кольматации также слабо зависит от исходной проницаемости и структуры порового пространства (см рис 45) При длинах образца L , превышающих толщину зоны кольматации, $k_{гк}(L) = 0$ и изменение глинистости по толщине зоны кольматации определяется зависимостью

$$k_{гк}(x) = k_{гк}(0) \exp(-B_1 x), \quad (7.16)$$

где B_1 — коэффициент, характеризующий кольматирующую способность раствора Глубина проникновения глинистых частиц h_q определяется из выражения (7.16) при задании значения $k_{гк}(h_q)$, например $k_{гк}(h_q) = 0,01$ Толщина зоны кольматации по проницаемости

$$h_{зк} \approx h_q/3 \quad (7.16a)$$

Динамические модели изменения физических свойств в зоне кольматации за счет изменения глинистости по толщине зоны кольматации будут

удельное электрическое сопротивление

$$\rho_{зк} = \rho_{\phi} \left[\frac{C_1}{[m_0 - k_{гк}(x)]^m} \frac{1}{1 - C_2 \left(\frac{k_{гк}(x)}{[m_0 - k_{гк}(x)]} \right)^{n_2}} \right], \quad (7.17)$$

водородный индекс

$$\omega_{зк} = [m_0 - k_{гк}(x)] \omega_{\phi} + k_{гк}(x) \omega_{к}, \quad (7.18)$$

плотность закольматированной породы

$$\delta_{зк} = (1 - m_0) \delta_{ск} + k_{гк}(x) \delta_{к} + [m_0 - k_{гк}(x)] \delta_{\phi}, \quad (7.19)$$

интервальное время пробега продольных волн

$$\Delta t_{зк} = \Delta t_{ск} (1 - m_0) + m_0 k_{гк}(x) \Delta t_{гк} + [m_0 - k_{гк}(x)] \Delta t_{\phi} \quad (7.20)$$

Приведенные выше модели приближенные, так как не учитывают реальный характер распределения кольматанта в закольматированной среде В то же время их использование позволяет проводить инженерную оценку изменения физических свойств в зоне кольматации и определить толщину этой зоны Сопоставление расчетного изменения удельного электрического сопротивления в зоне кольматации, рассчитанного по формуле (7.17), с результатами экспериментального исследования на образцах керна [26] показало, что они качественно согласуются

7.3. ДИНАМИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ИЗМЕНЕНИЯ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТА В ПРОМЫТОЙ ЗОНЕ

Промытая зона в прискважинной части пласта образуется при вытеснении нефти и газа фильтратом глинистого раствора или реализации технологии каротаж-закачка-каротаж. После завершения процесса вытеснения в промытой зоне устанавливается значение коэффициента водонасыщения $k_{в.пп}$, практически постоянное в течение всего времени формирования зоны проникновения (см. гл. 5). Водонасыщение промытой зоны — один из важнейших параметров при оценке общих и извлекаемых запасов по данным промысловой геофизики.

В то же время имеющиеся исследования этого параметра показывают, что остаточное нефтенасыщение промытой зоны $(1 - k_{в.пп})$ характеризуется только коллекторскими свойствами и не зависит от режима ее формирования. Основываясь на этом положении, строят корреляционные связи между водонасыщением промытой зоны и коллекторскими свойствами (пористостью, проницаемостью, остаточной водонасыщенностью, глинистостью и т.д.). Анализ этих связей показывает, что они крайне неустойчивы и характеризуются большим (до 100 %) разбросом значений $k_{в.пп}$ (см. рис. 17).

Используемые в настоящее время представления об изменении физических свойств пласта в промытой зоне основаны на результатах лабораторных экспериментов на образцах керна. Из анализа процесса формирования промытой зоны (см. гл. 3 и 4) следует, что процессы вытеснения в образце и прискважинной зоне в общем случае различны и их необходимо рассматривать отдельно.

Пусть в образце породы длиной L с площадью поперечного сечения, равной единице, установилось динамическое равновесие капиллярных и напорных сил. Пористая среда и насыщающие ее флюиды несжимаемы. Заканчиваемый агент нейтрален по отношению к материалу пористой среды.

После вытеснения нефти из образца породы в нем устанавливается постоянное по длине образца водонасыщение, равное водонасыщению промытой зоны $k_{в.пп}$. Из условия динамического равновесия имеем

$$p_k = \Delta p_2, \quad (7.21)$$

где p_k — эффективное капиллярное давление.

Рассмотрим случай, когда в процессе вытеснения скорость закачки постоянная. Тогда, раскрывая соотношение (7.21), получаем

$$p_k k_0 f_2(k_{в.пп}) / v_2 \mu_2 L = 1, \quad (7.22)$$

где L — характерный размер глобул заземленной нефти.

Выразим капиллярное давление через безразмерную функцию Левегетта J , а функции J и f_2 представим в зависимости от коэффициента подвижного водонасыщения в соответствии с соотношениями (4.4) и

(4.5). Тогда динамическая модель коэффициента водонасыщения промытой зоны будет:

$$k_{в.пп} = (k_{в}^* - k_{во}) [v_2 \mu_2 L \tau^{1/2} / \tilde{\sigma} \cos \theta J(k_{во}) \times \\ \times f_2(k_{в}^*) (k_0 m_0)^{1/2}]^{1/(\alpha - \gamma)} + k_{во}. \quad (7.23)$$

Соотношение (7.23) в явном виде связывает коэффициенты водонасыщения промытой зоны, остаточного $k_{во}$ и максимально возможного $k_{в}^*$ водонасыщений с условиями вытеснения (v_2, μ_2) , поверхностно молекулярными $(\tilde{\sigma} \cos \theta)$ и фильтрационно-емкостными $(k_0, f(k_{в}^*), m_0)$ свойствами, а также структурой порового пространства $(\alpha, \gamma, J(k_{во}), \tau)$. Соотношение (7.23) представляет собой динамическую модель водонасыщения промытой зоны. Для коэффициента остаточного нефтенасыщения имеем

$$k_{но} = k_n - [v_2 \mu_2 J \tau^{1/2} / \tilde{\sigma} \cos \theta J(k_{во}) f(k_{в}^*) \times \\ \times (k_0 m_0)^{1/2}]^{1/(\alpha - \gamma)} (k_{в}^* - k_{во}). \quad (7.24)$$

Динамические модели (7.23) и (7.24) показывают, что водонефтенасыщение в промытой зоне определяется комплексным параметром

$$\Pi = v_2 \mu_2 L \tau^{1/2} / \tilde{\sigma} \cos \theta J(k_{во}) f_2(k_{в}^*) (k_0 m_0)^{1/2}.$$

Зависимость коэффициента водонасыщения промытой зоны от параметра Π носит степенной характер, а показатель степени связан со структурой порового пространства.

Динамические модели (7.23) и (7.24) справедливы для капиллярно-напорного режима вытеснения. При автомодельном режиме вытеснения $k_{в.пп} = k_{в}^*$ и критическое значение параметра $\Pi_{кр} = 1$

Параметр Π характеризует как коллекторские свойства, так и условия вытеснения. Его можно представить в виде произведения $\Pi = \Pi_1 \Pi_2$, где $\Pi_1 = v_2 \mu_2 / \sigma \cos \theta$ — "число капиллярности", определяющее условие вытеснения; $\Pi_2 = L \tau^{1/2} / J(k_{во}) f(k_{в}^*) (k_0 m_0)^{1/2}$ — параметр, зависящий от коллекторских свойств.

Рассмотрим динамическую модель промытой зоны прискаважинной части пласта. Анализ промысловых данных показывает, что при вытеснении нефти фильтратом глинистого раствора условия вытеснения изменяются в широких пределах. Так, скорость вытеснения колеблется от 10^{-7} до $10^{-2} - 10^{-1}$ м/сут. Добавки в промывочную жидкость различных химических реагентов приводят к изменениям поверхностного натяжения, вязкости фильтрата и краевого угла смачивания. При этом скорость поступления фильтрата глинистого раствора в пласт — величина непостоянная, а убывает во времени. В соответствии со сказанным соотношение перепадов капиллярного и гидродинамического давлений в промытой области зоны проникновения также изменяется. Это приводит

к тому, что наряду с процессом вытеснения нефти фильтратом наблюдается процесс противоточного капиллярного впитывания подвижной нефти в промытую часть прискважинной области, приводящий к разрушению остаточного нефтенасыщения.

Как было показано в гл. 4, коэффициент подвижного водонасыщения зоны проникновения определяется параметром Π , для зоны проникновения $\Pi = 2\delta \cos \theta (\tau m_0 k_0)^{1/2} H f_2(k_v) J(k_{v0}) / q_{н0} \mu_2 (k_v^* - k_{v0})$. Коэффициент водонасыщения на стенке скважины [19, 21]

$$k_{в.пп} = (k_v^* - k_{v0}) A \Pi^{\gamma_1} + k_{v0}. \quad (7.25)$$

В отличие от образца остаточное нефтенасыщение промытой области зоны проникновения пласта характеризуется дополнительными параметрами $q(t)$, r_c и изменяется по радиусу в промытой зоне.

Из приведенного в гл. 4 анализа динамики вытеснения следует, что при малых значениях параметра Π остаточное нефтенасыщение в промытой зоне минимально и практически постоянно для всей промытой зоны. При этом, начиная с некоторого значения $\Pi_{кр}$, дальнейшее уменьшение параметра Π не сказывается на остаточном нефтенасыщении. Значение $\Pi_{кр}$ в нашем случае равно 3,5.

По мере увеличения параметра Π наблюдается рост остаточного нефтенасыщения в промытой зоне. Кроме того, с увеличением Π изменяется и сам характер промытой зоны. В частности, начиная с некоторого значения Π , нефтенасыщение в полностью промытой зоне начинает незначительно возрастать, что свидетельствует о начале процесса капиллярного расформирования. Считается, что остаточное нефтенасыщение величина постоянная (согласно самому понятию этого коэффициента), и при совместном процессе формирования и расформирования зоны проникновения при оценке остаточного нефтенасыщения по

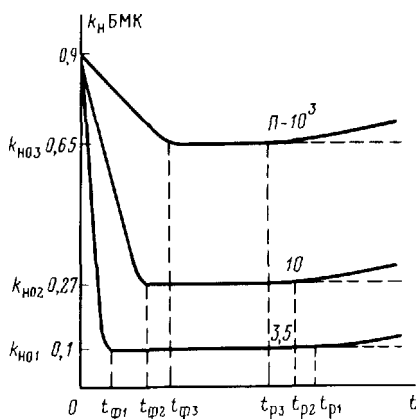


Рис. 46. Зависимость временных изменений нефтенасыщения $k_{нБМК}$ в зоне исследования БМК при разных значениях параметра Π

данным промысловой геофизики необходимо отделить стадию образования остаточной нефти от стадии ее разрушения за счет капиллярной пропитки.

В процессе образования остаточного нефтенасыщения в области исследования микрометодами промысловой геофизики выделяются три временные зоны (рис. 46), где: 1) процесс вытеснения нефти еще не завершен ($t \leq t_{\phi}$); 2) остаточное нефтенасыщение образовалось и характеризуется постоянным значением $k_{но}$ ($t_{\phi} < t < t_p$), 3) остаточное нефте-

насыщение увеличивается из-за расформирования ($t > t_p$). Чем больше значение параметра Π , тем больше время формирования полностью промытой зоны и меньше время начала расформирования (см. рис. 46). Из результатов численного моделирования следует, что при снижении Π радиус полностью промытой зоны уменьшается.

Проведенные исследования показали, что остаточное нефтенасыщение в промытой области определяется начальным расходом фильтрата через глинистую корку и зону колюматации $q_{но}$, который представляет основную составную часть параметра Π ; характер изменения $q_0(t)$ сказывается лишь на размерах промытой области и времени начала расформирования t_p . После того как промытая зона сформировалась, а капиллярное расформирование еще не началось, характер зависимости $q_0(t)$ практически не влияет на остаточное нефтенасыщение.

Таким образом, остаточное нефтенасыщение в промытой зоне определяется следующим соотношением:

$$k_{но} = k_n - (\Pi / \Pi_{кр})^\alpha (k_v^* - k_{во}).$$

В отличие от лабораторного моделирования при образовании промытой зоны в результате вытеснения нефти и газа фильтратом глинистого раствора влияние условий вытеснения трудно отделить от влияния фильтрационно-емкостных свойств. Как указывалось ранее, изменение фильтрационно-емкостных свойств пласта может приводить к изменению скорости поступления фильтрата глинистого раствора в пласт. Кроме того, в условиях естественного залегания изменения коллекторских свойств, как правило, коррелированы между собой, что может привести к появлению частных зависимостей между коэффициентом водонасыщения промытой зоны и коллекторскими свойствами пласта.

При постоянстве значений параметра Π коэффициент водонасыщения промытой зоны связан с коэффициентом остаточного водонасыщения соотношением

$$k_{в.пп} = B + (1 - B)k_{во}, \quad (7.26)$$

где $B = k_v^*(\Pi / \Pi_{кр})^\alpha$.

Последнее соотношение хорошо известно и используется в промыслово-геофизической практике при комплексной интерпретации.

Как было показано в разд. 4.5, в общем случае связи типа (7.26) не наблюдаются; их можно получить лишь при фиксации условия вытеснения. При автомодельном режиме вытеснения ($\Pi \leq \Pi_{кр}$) зависимость коэффициента водонасыщения $k_{в.пп}$ от параметра Π отсутствует. В этом режиме водонасыщение промытой зоны характеризуется величиной k_v^* , а связь $k_{в.пп}$ с коллекторскими свойствами определяется видом автомодельных фазовых проницаемостей. При данной ранее модели фазовой проницаемости (3.2) связь $k_{в.пп} = f(k_{во})$ в автомодельном режиме образования промытой зоны запишется в виде

$$k_{в.пп} = C_1 + C_2 k_{во}, \quad (7.27)$$

где $C_1 = [f_2(k_{\text{в}}^*)]^{1/2}/A$; $C_2 = A$, т.е. также переходит в известную зависимость.

Изменения физических свойств промытой зоны при различных параметрах Π определяются с помощью петрофизических связей между коэффициентом водонасыщения промытой зоны и физическими свойствами.

7.4. ДИНАМИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ И ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТА В ПРОЦЕССЕ ФОРМИРОВАНИЯ ЗОНЫ ПРОНИКНОВЕНИЯ

Изменения физических свойств пласта в зоне проникновения определяются двухфазной фильтрацией, а также диффузионными и массообменными процессами.

Важнейшей характеристикой зоны проникновения продуктивных пластов является коэффициент водонасыщения зоны проникновения. Изменение этого параметра приводит к изменению электрических, нейтронных и акустических свойств скважинной зоны. Этот параметр служит определяющим при подсчете запасов по характеристикам зоны проникновения, комплексной интерпретации промыслово-геофизических данных и контроле за динамикой водонасыщения в процессе обводнения пластов.

Как было показано в разд. 4.6, процесс вытеснения нефти и газа неактивным фильтратом глинистого раствора асимптотически автомодельный, а распределение коэффициента подвижного водонасыщения определяется соотношениями (4.18) и (4.19).

Для построения динамических моделей было проведено обобщение динамики подвижного насыщения зоны проникновения σ в автомодельных координатах ξ/ξ_0 для различных значений параметра Π и коэффициентов начального водонасыщения пласта $k_{\text{во}}$ и $k_{\text{в.пл}}$.

Изменение значений коэффициента остаточного водонасыщения слабо сказывается на зависимости $\sigma(\xi/\xi_0)$ (рис. 47). Разброс расчетных значений около усредняющей линии не превышает 7–10 %. Результаты численного моделирования показывают, что максимальное отклонение значений σ от усредняющей зависимости связано не с влиянием коэффициента остаточного водонасыщения пласта, а с эффектом расформирования зоны проникновения в процессе вытеснения нефти и газа фильтратом глинистого раствора. Таким образом, для инженерных расчетов распределение $\sigma(\xi/\xi_0)$ можно считать не зависимым от остаточного водонасыщения пласта. Максимальное значение коэффициента водонасыщения на стенке скважины с необходимой для практики точностью соответствует значениям коэффициента водонасыщения полностью промытой зоны, определенного микрометодами промысловой геофизики. Инженерная динамическая модель изменения коэффициента водонасыщения в зоне проникновения, получаемая из соотношения (4.19), представляется в виде

$$k_{\text{в.зп}}(r, t) = (k_{\text{в.пп}} - k_{\text{во}}) \left\{ 1 - [(r - r_c)/(R_{\text{зп}}(t) - r_c)]^2 \right\}^{n_1} + k_{\text{во}}.$$

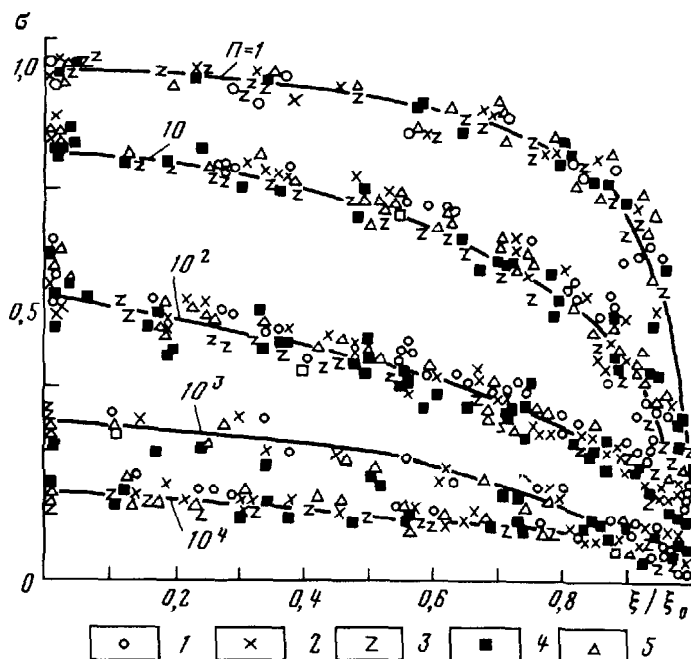


Рис. 47. Обобщенные зависимости коэффициента подвижного водонасыщения σ зоны проникновения при различных значениях параметра Π

$k_{\text{во}}$ 1 – 0,1, 2 – 0,3, 3 – 0,4, 4 – 0,5, 5 – 0,6

При фиксированных значениях параметра Π коэффициент водонасыщения промытой зоны $k_{\text{в.пп}}$ на стадии формирования постоянен, а значение коэффициента n_1 зависит только от структуры порового пространства.

Используя связь $k_{\text{в.пп}} = f(k_{\text{во}})$ для фиксированных значений параметра Π , данную в разд. 7.3, получаем зависимость коэффициента водонасыщения зоны проникновения от коэффициента остаточного водонасыщения пласта

$$k_{\text{в.зп}} = C_1 + C_2 k_{\text{во}}, \quad (7.28)$$

где $C_1 = k_{\text{в}}^* (\Pi / \Pi_{\text{кр}})^{\alpha}$; $C_2 = (1 - C_1) \left\{ 1 - [(r - r_c) / (R_{\text{зп}}(t) - r_c)]^2 \right\}^{n_1 + 1}$.

В автомодельном режиме вытеснения связь (7.28) сохраняется, а значения коэффициентов C_1 и C_2 определяются следующим образом:

$$C_1 = [f_2(k_{\text{в}}^*)]^{1/\alpha} / A; \quad C_2 = A \left\{ 1 - [(r - r_c) / (R_{\text{зп}}(t) - r_c)]^2 \right\}^{n_1 + 1}.$$

Связь (7.28) хорошо известна и широко используется при комплексной

интерпретации результатов промыслово-геофизических исследований. Однако даже при фиксированных условиях вытеснения коэффициент C_2 не постоянен, а зависит от радиусов зоны проникновения и исследования геофизическими методами ($r = r_n$). При комплексной интерпретации геофизических методов, обладающих разной глубиной, значения коэффициента C_2 будут существенно различны. Дополнительные ошибки за счет непостоянства C_2 вносятся при интерпретации геофизических исследований, проведенных в различные моменты времени после вскрытия пластов бурением. Погрешности, связанные с фактором времени и глубиной исследования методов, в практической интерпретации в настоящее время не учитываются.

В недонасыщенных пластах на характер изменения $k_{в.зп}$ существенно влияет $k_{в.пл}$. В зависимости от текущего водонасыщения распределение $\sigma(\xi/\xi_0)$ становится существенно отличным от аналогичных распределений при $k_{в.пл} = k_{во}$. Условия вытеснения (значение параметра Π) также по-разному сказываются на изменениях $k_{в.зп}$ при различных начальных водонасыщениях пласта.

Зависимости, приведенные на рис. 48, а–в, показывают, что в пластах, содержащих фазовоподвижную воду ($k_{в.пл} > k_{во}$), автомодельный характер распределения коэффициента водонасыщения в зоне проникновения сохраняется. В то же время вид зависимостей $\sigma(\xi/\xi_0)$ существенно изменяется при различных условиях вытеснения (параметрах Π). При автомодельном режиме вытеснения (см. рис. 48, а) изменение насыщенности фазовоподвижной водой не приводит к заметному изменению зависимости $\sigma(\xi/\xi_0)$. Как и в случае отсутствия подвижного водонасыщения, распределение $k_{в.зп}(r, t)$ описывается соотношением (8.28).

С увеличением значения параметра Π зависимость $\sigma(\xi/\xi_0)$ выполаживается с ростом $k_{в.пл}$. При $\Pi = 100$ (см. рис. 48, в) характер зависимости $\sigma(\xi/\xi_0)$ изменяется на обратный, из выпуклой она становится вогнутой при $k_{в.пл} = 0,4$.

Изменение коэффициента водонасыщения в зоне проникновения приводит к изменениям основных физических свойств: удельного электрического сопротивления, водородного индекса, скорости прохождения упругих волн и др. Связи этих свойств с коэффициентом водонасыщения зоны проникновения хорошо известны [5, 8, 14, 26]. Наиболее существенные трудности вызывает анализ изменения удельного электрического сопротивления. На этот параметр влияет как водонасыщение, так и минерализация в зоне проникновения. Изменение удельного электрического сопротивления в зоне проникновения определяется следующим соотношением:

$$\rho_{зп}(r, t) = \frac{\rho_{вф}}{(m_0)^m} \left\{ (k_{в.пл} - k_{во}) \left[1 - \left(\frac{r - r_c}{R_{зп}(t) - r_c} \right)^2 \right]^{n_1} + k_{во} \right\}^2,$$

где $\rho_{вф} = \rho_{ф} q_H$; q_H — поправка, учитывающая влияние невытесненной пластовой воды на удельное электрическое сопротивление. Согласно [14],

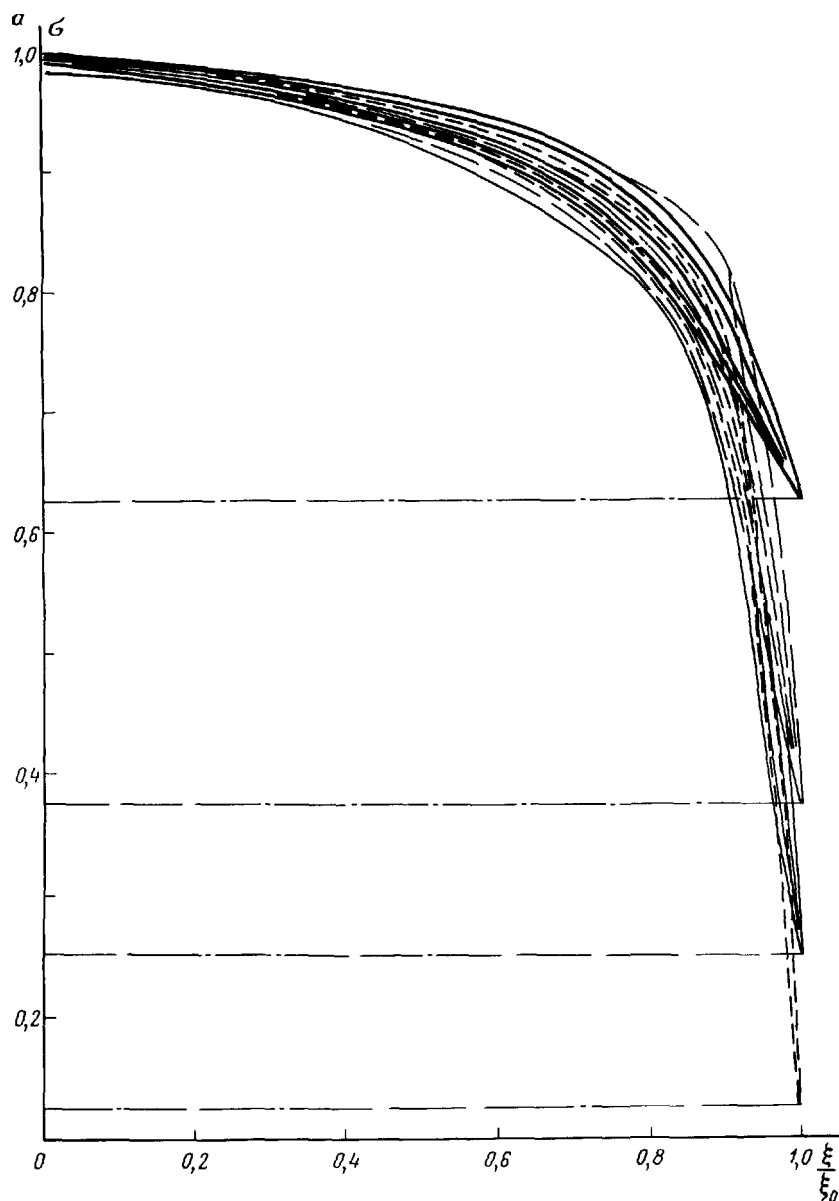


Рис 48 Обобщенные зависимости коэффициента подвижного водонасыщения σ зоны проникновения в пластах, содержащих подвижную воду, при значениях параметра $\Pi=1$ (а), 10 (б) и 10^2 (в).

$\kappa_{\text{во}} = \kappa_{\text{в}}^* = 0,1$, σ 1 – зона проникновения, 2 – пласт

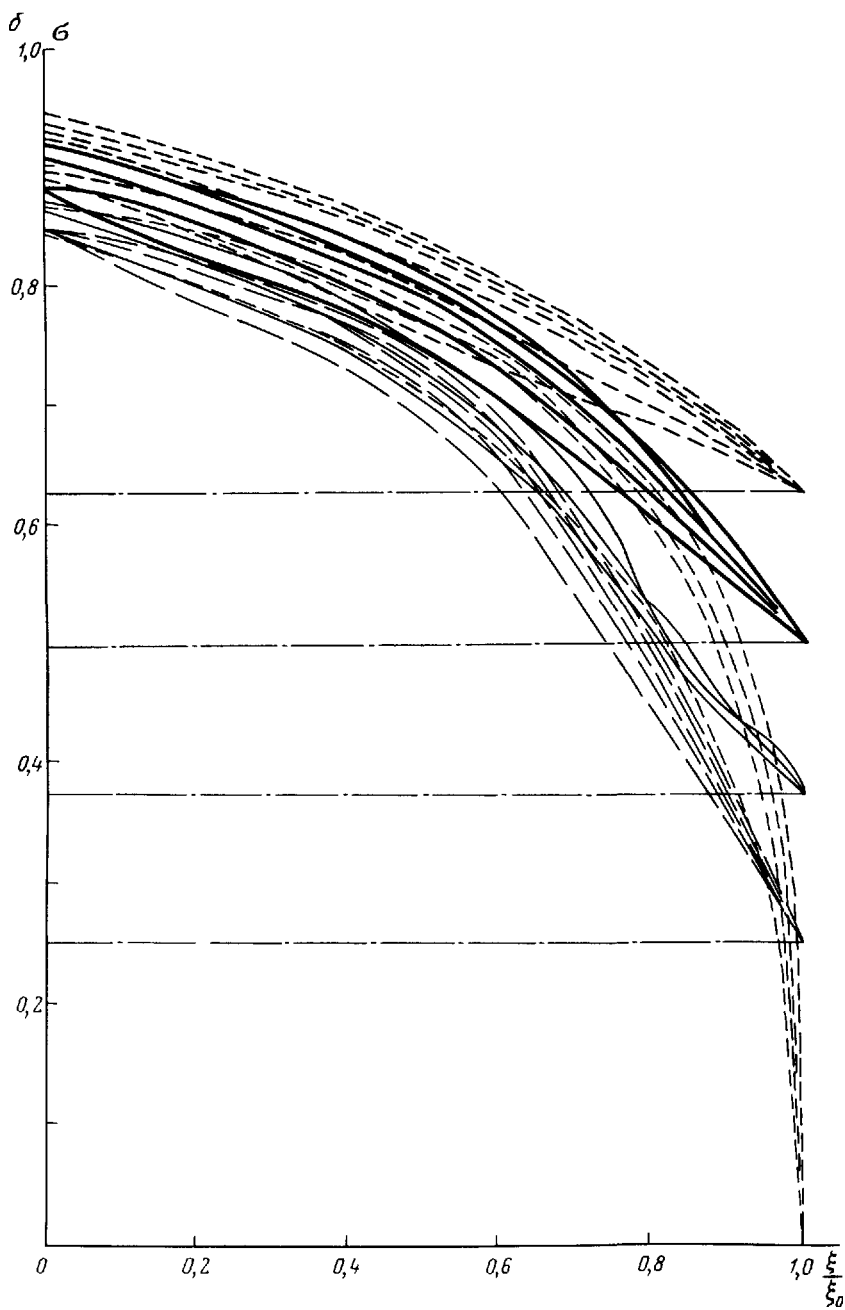


Рис. 48 (продолжение)

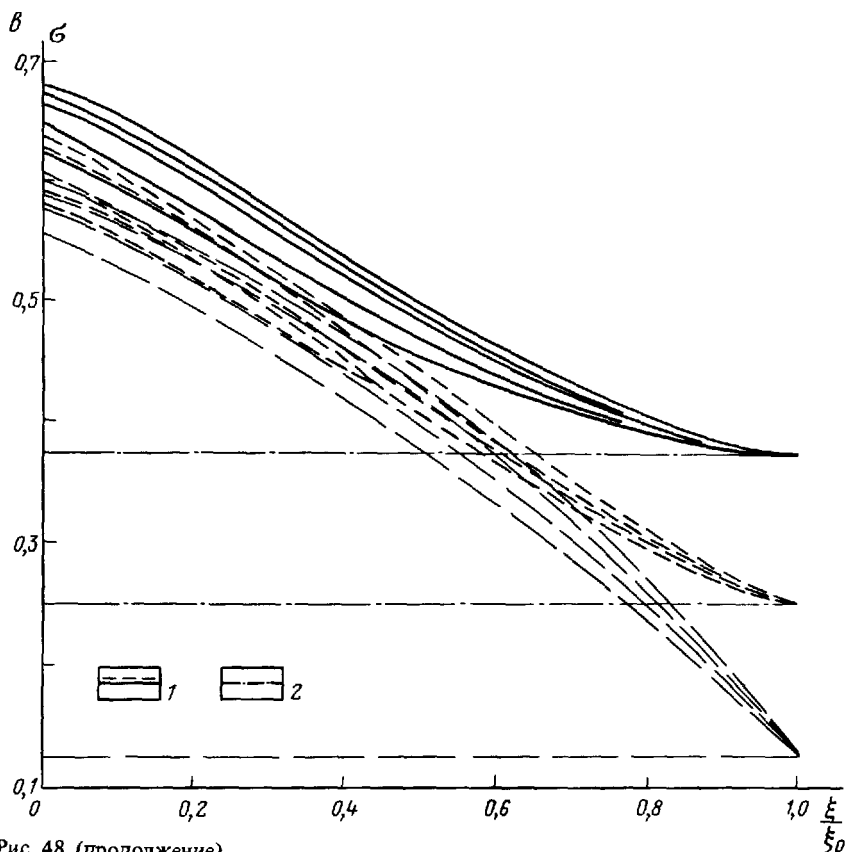


Рис. 48 (продолжение)

величина $q_n = 1/[1 - z - z(\rho_{\phi}/\rho_v)]$, где z — фактор смещения, определяющий долю объема пор, заполненных невытесненной пластовой водой.

При отсутствии массообменных процессов изменение удельного электрического сопротивления зоны проникновения водонасыщенных пластов однозначно определяется долей невытесненной пластовой воды (параметр z).

Из анализа механизма вытеснения пластовой воды фильтратом глинистого раствора следует, что при фиксированных условиях вытеснения насыщение пор фильтратом S_{ϕ} определяется коэффициентом гидродинамической дисперсии λ , а фактор смещения $z = (1 - S_{\phi})$. Связь $z = f(\lambda)$ носит неодинаковый характер для различных участков зоны проникновения (рис. 49). В области, прилегающей к стенке скважины, связь $z(\lambda)$ будет возрастающей при $\lambda > 0,3$; при $\lambda < 0,3$ значение фактора смещения стремится к нулю, что соответствует полному вытеснению пластовой воды фильтратом и образованию промытой зоны. При $\lambda > 0,3$ полностью промытая зона не образуется и значения фактора смещения увеличиваются с повышением гидродинамической дисперсии.

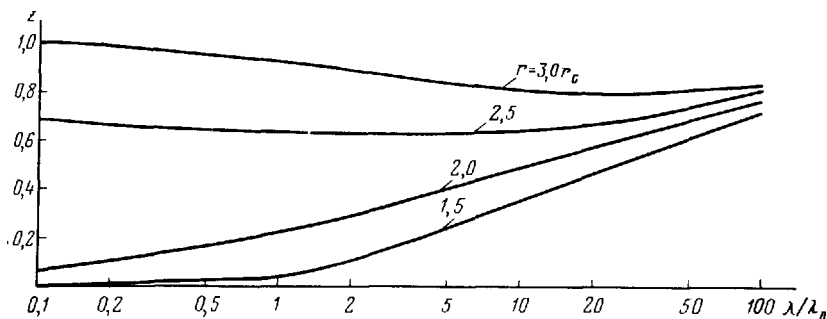


Рис. 49. Зависимость фактора смещения z от коэффициента гидродинамической дисперсии λ/λ_0 ($\lambda_0 = 1$ м)

С увеличением расстояния от стенки скважины зависимость z (λ) становится более сложной: при малых значениях коэффициента λ фактор смещения растет с уменьшением λ ; начиная с некоторого критического значения этого параметра зависимость z (λ) изменяется на обратную и z возрастает с увеличением коэффициента гидродинамической дисперсии. Отмеченная особенность поведения фактора смещения при удалении от стенки скважины связана с влиянием параметра λ на строение зоны смещения, размеры которой пропорциональны $\lambda^{1/2}$ (см. разд. 5.1). Принимая $\lambda = C_1 m_{\text{эф}}^{-3}$, получаем, что с ростом коэффициента эффективной пористости значение фактора смещения уменьшается. Эта тенденция неоднократно отмечалась в промысловой практике [26]. В то же время из физической сущности коэффициента гидродинамической дисперсии следует, что определяющее влияние на этот параметр оказывает структура порового пространства, т.е. связи фактора смещения с коллекторскими свойствами возможны лишь для пластов с однотипной порометрической характеристикой.

В продуктивных пластах установлен факт увеличения коэффициента смещения в нефтеносных пластах по сравнению с водоносными [5, 26]. При одинаковой скорости вытеснения различие параметра z связано с уменьшением коэффициента динамической пористости (m_d) в продуктивных пластах. Соотношение коэффициентов гидродинамической дисперсии в нефтеносном λ_1 и водоносном λ_2 пластах будет $\lambda_1/\lambda_2 \approx (m_{\text{эф}}/m_d)^3$.

Из сказанного следует, что минимальное различие коэффициента смещения в продуктивных и водоносных пластах имеет место при автономном по параметру Π режиме вытеснения нефти и газа фильтратом глинистого раствора. С ростом значений Π коэффициент смещения в продуктивных пластах увеличивается.

В промысловой практике значение z обычно определяют путем изучения минерализации смеси фильтрата и пластовой воды. Для этого в нефтенасыщенных образцах экстракционно-дистилляционным способом удаляют остаточное нефтенасыщение, а затем по водной вытяжке находят количество хлоридов в образцах [26]. Результаты такого определе-

ния позволяют дать лишь грубую оценку, так как в процессе подъема керн на поверхность изменяется его пористость [9], а изменение истинного нефтенасыщения может составлять десятки процентов. Кроме того, условия промывки кернов фильтратом и вытеснения пластовой воды в зоне проникновения существенно различны из-за отличий скорости вытеснения.

Закономерности изменения физических свойств зоны проникновения при наличии массообменных процессов в настоящее время практически не исследованы.

Как указывалось выше, массообменные процессы приводят к усложнению характера распределения водонасыщения и минерализации в зоне проникновения. Кроме того, они могут вызывать дополнительные изменения физических свойств за счет изменения структуры порового пространства, пористости, проницаемости, остаточного водонасыщения, наличия адсорбционного слоя вещества с новыми физическими свойствами. Надежные петрофизические модели, учитывающие массообмен, в настоящее время отсутствуют, и эти эффекты в промысловой практике не учитываются. В то же время массообменные процессы могут приводить не только к количественным, но и к качественным отличиям изменения физических свойств в зоне проникновения. В зоне массообмена происходят изменения пористости и проницаемости, а при его отсутствии таких изменений не наблюдается, и зависимости основных физических свойств в зоне проникновения имеют плавный, монотонный вид (рис. 50, а и б).

Максимальное значение удельного электрического сопротивления ($\rho_n/\rho_{зп}$) и приведенной влажности ω^* , определяемой по данным ядерно-физических методов, наблюдается на границе зоны проникновения. Для величины $\Delta U_{пс}/k_{пс}$ максимальные значения наблюдаются на входе в пласт. Для зоны проникновения с гидратационным массообменом монотонность зависимостей $\rho_n/\rho_{зп}$ и $\Delta U_{пс}/k_{пс}$ нарушается из-за изменения пористости и особенностей распределения водонасыщения и минерализации в зоне проникновения. В области, где произошло увеличение остаточного водонасыщения и уменьшение пористости, наблюдается снижение

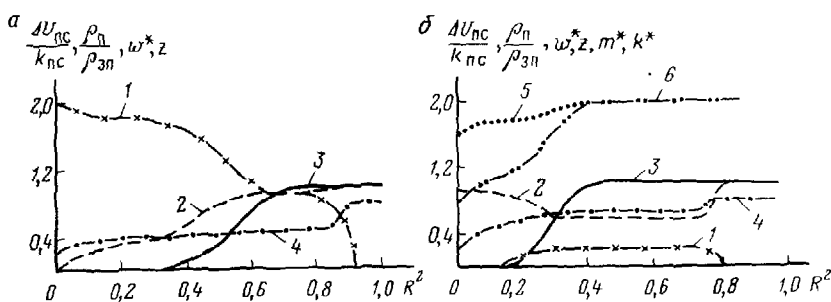


Рис. 50. Характер изменения физических свойств в области, занятой фильтратом промысловой жидкости для неглинистого (а) и глинистого (б) пластов.

1 - $\Delta U_{пс}/k_{пс}$; 2 - $\rho_n/\rho_{зп}$; 3 - z ; 4 - ω^* ; 5 - m^* ; 6 - k^*

величины $\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{зп}}$ и рост $\Delta U_{\text{пс}}/k_{\text{пс}}$ в направлении фильтрации. Затем значения этих параметров стабилизируются в области ложной промытой зоны. В области фронта наблюдается рост $\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{зп}}$ и уменьшение $\Delta U_{\text{пс}}/k_{\text{пс}}$. Немонотонный характер зависимости $\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{зп}}$ в заглинизированных пластах отмечен также в работе [26]. Характер изменения ω^* при отсутствии и наличии массообмена совпадает, однако при массообмене изменения ω^* выражены менее четко.

Изменения фактора смещения z при массообмене наблюдаются в меньшей по размеру области. Они начинаются в непосредственной близости от входа в пласт, (размеры промытой зоны малы). Область постоянных значений z составляет примерно 15 % от размеров зоны проникновения, а при отсутствии массообмена — примерно 40 %. В обоих случаях фактор смещения монотонно возрастает от минимальных значений в промывной зоне до максимальных на границе зоны проникновения.

Такой сложный характер изменения физических свойств при наличии массообмена может приводить к существенным погрешностям при интерпретации. Для учета изменений физических свойств в зоне проникновения при массообмене необходимы петрофизические модели, учитывающие не только изменение коллекторских и физических свойств в зонах массообмена, но и позволяющие оценивать вклад самих массообменных компонентов.

Глава 8

РЕШЕНИЕ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ ЗАДАЧ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ НАБЛЮДЕНИЙ ГЕОФИЗИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ ЗА ИЗМЕНЕНИЯМИ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТА В ОКОЛОСКВАЖИННЫХ ЗОНАХ

При вскрытии пластов бурением в области, прилегающей к стенке скважины, образуется система околоскважинных зон с различными физическими свойствами (см. рис. 1). Известно, что при проведении промыслово-геофизических исследований получают информацию о свойствах различных зон. Микрометоды промысловой геофизики характеризуют свойства зоны коьматации и промытой зоны, кавернометрия и коркометрия — механические свойства глинистой корки. Зонды малых размеров из комплекса БКЗ позволяют определять сопротивления зоны проникновения. Комплекс методов с разной глубиной исследования позволяет оценить изменения физических свойств в зоне коьматации, зонах массообмена и оценить радиус зоны проникновения.

Изменения физических свойств в околоскважинных зонах традиционно используются при подсчете общих и извлекаемых запасов, контро-

ле за обводнением пластов по данным промысловой геофизики. Для повышения информативности оценки коллекторов нефти и газа разрабатывают специальные методы, основанные на целенаправленном изменении физических свойств околоскважинных зон.

Методы использования физических свойств в околоскважинных зонах при решении перечисленных выше задач подробно изложены в литературе [3, 5, 8, 14, 26, 27, 31].

В то же время в последние годы интенсивно развиваются новые области использования данных о физических свойствах околоскважинных зон. Повышенный интерес к этой проблеме связан прежде всего со значительным влиянием фильтрационных свойств околоскважинных зон на нефтеотдачу и продуктивность скважин. Проблема приобретает особую актуальность в связи с широким промышленным внедрением методов повышения нефтеотдачи, основанных на целенаправленном воздействии на призабойную зону и пласт в целом [4, 32, 37]. Развитие этого направления предъявляет специфические требования к точности и информативности исследований по изучению изменений физических свойств пласта в околоскважинных зонах.

Основной аспект анализа состояния прискважинной области при оценке нефтеотдачи заключается в выяснении причин и механизмов влияния прискважинной области на нефтеотдачу пластов, ухудшение продуктивности скважин, увеличение нефтеотдачи при реализации методов воздействия.

Глубокий физический анализ процессов, протекающих в пласте и прискважинной зоне, является основой современной теории проектирования, контроля и регулирования разработки залежей [18, 28].

Промыслово-геофизические методы служат основным источником информации об изменениях физических свойств, обусловленных процессами, происходящими в пласте и прискважинной зоне. Широкое промышленное внедрение геофизических исследований при решении задач повышения нефтеотдачи задерживается в связи с отсутствием надежных интерпретационных моделей и динамических связей физических свойств с процессами, определяющими нефтеотдачу пластов. В этой проблеме имеется еще много нерешенных задач. В то же время, достигнутый уровень знаний по изучению механизма и закономерностей изменений физических свойств пласта в околоскважинных зонах позволяет уже на современном этапе, используя данные промысловой геофизики, решать целый ряд практически важных задач по оценке продуктивности скважин, определению потерь нефтеотдачи за счет изменений фильтрационных свойств околоскважинных зон, оценке и прогнозу остаточного нефтенасыщения.

8.1. ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ БУРЕНИЕМ ПО ХАРАКТЕРИСТИКАМ ОКОЛОСКВАЖИННЫХ ЗОН

При проектировании и анализе дебитов скважин, текущей нефтеотдачи, оценке кондиций и решений других геолого-промысловых задач качество вскрытия пластов играет большую роль. Так, пласты выделяют как кол-

лекторы по результатам опробования после первичного вскрытия. На практике часто встречаются случаи, когда явные пласты-коллекторы не дают притока, так как в процессе вскрытия их бурением фильтрационные свойства околоскважинной зоны необратимо ухудшаются. Это приводит к снижению темпов и увеличению сроков разработки залежи в целом. В связи с особенностями падения давления в околоскважинной области средняя проницаемость системы пласт — прискважинная зона определяется в основном проницаемостью прискважинной зоны. Это приводит к значительному снижению продуктивности скважин, несмотря на малые размеры зон с ухудшенной проницаемостью.

Количественной характеристикой уменьшения продуктивности при вскрытии пластов бурением служит гидродинамический показатель отношения продуктивностей скважин $ОП$ до и после воздействия промывочной жидкости на пласт-коллектор. Обычно величину $ОП$ получают по кривым восстановления давления как отношение коэффициентов гидропроводности $k_0 H/\mu_1$ ближней и удаленной зон. Анализ данных по значениям параметра $ОП$ указывает на широкий диапазон изменения продуктивности пластов в процессе их вскрытия.

Из обобщенных кривых распределений параметра $ОП$ видно, что более половины всех пластов имеют продуктивность более чем в 2 раза меньше; 25 % пластов более чем в 4 раза меньше своих потенциальных возможностей и 10 % более чем в 10 раз сниженную продуктивность (рис. 51). На это обстоятельство обращают внимание многие исследователи.

Н.М. Касьяновым был проведен прямой промысловый эксперимент по оценке влияния качества первичного вскрытия на продуктивность скважины. Им проводился сравнительный анализ по удельной продуктивности при вскрытии без ухудшения естественной продуктивности $ОП \approx 1$ (вскрытие с применением инертных эмульсий), с удельной продуктивностью пластов, вскрытых на обычном глинистом растворе. Эксперимент проведен в условиях Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения. Данные о продуктивности сравнивались с результатами, полученными в соседних скважинах, где вскрытие осуществлялось по обычной технологии с применением глинистого раствора. Результаты эксперимента показали, что с ростом коэффициента проницаемости значение параметра $ОП$ изменяется от 2,12 до 5,21. Это означает, что во столько же раз по сравнению с потенциальной снижена удельная продуктивность пластов.

Из механизма изменения физических свойств пласта в околоскважинных зонах следует, что изменение фильтрационных свойств определяется процессами коагуляции, массообменного взаимодействия фильтрата глинистого раствора со скелетом породы и гистерезисными явлениями, связанными с изменением направления фильтрации.

При лабораторных исследованиях в качестве примеров, характеризующих влияние твердой и жидкой фаз промывочной жидкости на проницаемость, используются коэффициенты ее восстановления k_1 и k_2 , пред-

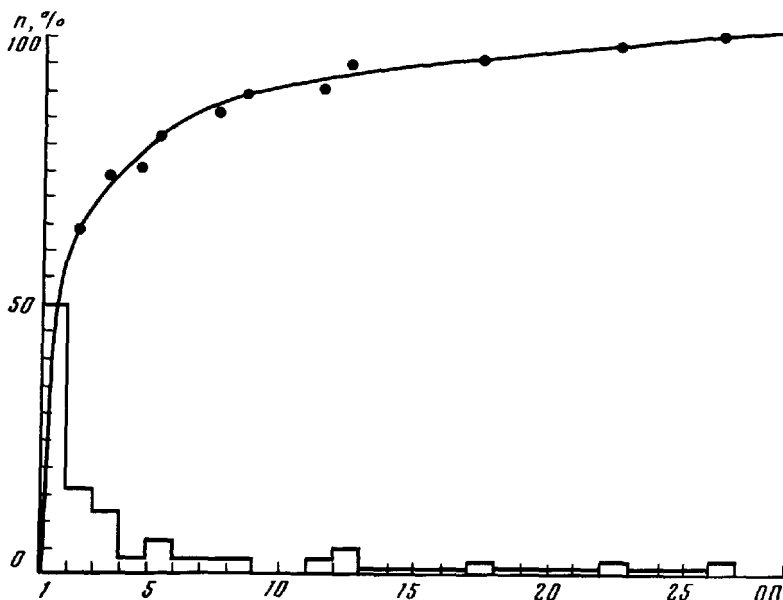


Рис. 51. Распределение n параметра OP для некоторых нефтедобывающих районов СССР

ставляющие отношение проницаемости до и после воздействия глинистого раствора на образец.

Коэффициенты k_1 и k_2 характеризуют соответственно влияние кольтманта и фильтрата на изменение проницаемости в условиях лабораторного эксперимента. Однако результаты этих исследований нельзя непосредственно применять к пластовым условиям из-за невозможности адекватно смоделировать процессы, происходящие при вскрытии пластов бурением. Кроме того, закономерности распределения давления в образце и прискважинной зоне существенно различны. Поэтому параметры k_1 и k_2 могут отражать лишь качественные изменения фильтрационных свойств образца в результате кольтматации и взаимодействия фильтрата глинистого раствора со скелетом породы.

Гидродинамические исследования дают фильтрационную характеристику прискважинной области усредненную как в радиальном, так и вертикальном направлениях. Это не позволяет оценивать дифференциальный вклад околоскважинных зон отдельных пластопересечений в ухудшение состояния пристволенной зоны в целом.

Интегральный характер гидродинамических данных не дает возможности также идентифицировать механизм изменения фильтрационной характеристики прискважинной области. Дифференциальный вклад околоскважинных зон и механизм изменения физических свойств в этих зонах необходимо учитывать при обосновании методов воздействия на призабойную зону, технологии вскрытия и опробования пластов.

Для решения этих задач целесообразно использовать комплекс промыслово-геофизических методов в сочетании с динамическими моделями изменения физических свойств пласта в околоскважинных зонах. Для дифференцированной оценки качества первичного вскрытия пластов используется отношение потенциального коэффициента продуктивности скважины при отсутствии влияния всех факторов, приводящих к его уменьшению $\eta_{п\max}$, к коэффициенту продуктивности, рассчитанному с учетом факторов, понижающих проницаемость и эффективную толщину пластов $\eta_{п\text{фак}}$ $ОП = \eta_{п\max} / \eta_{п\text{фак}}$

Величина $\eta_{п\max}$ определяется для максимальной эффективной толщины H_{\max} пластов с проницаемостью, равной проницаемости их удаленной зоны k_0 . Величина $\eta_{п\text{фак}}$ оценивается по фактической эффективной толщине $H_{\text{эф}}$ пластов с учетом неоднородности их околоскважинной зоны по проницаемости. Значение параметра ОП через характеристики околоскважинных зон определяется следующим образом

$$ОП = H_{\max} \left\{ k_0 \lg [r_c / (r_c - h_{1к})] / k_{гк} + \right. \\ \left. + k_0 \lg (R_{зк} / r_c) / k_{зк} + k_0 \lg (R_{зп} / R_{зк}) / k_{зп} + \right. \\ \left. + \lg (R_k / R_{зп}) \right\} / H_{\text{эф}} \lg (R_k / r_c), \quad (8.1)$$

где H_{\max} и $H_{\text{эф}}$ — максимальная и фактическая эффективная толщины, характеризующие соответственно пласт и прискважинную зону

Соотношение (8.1) позволяет не только определить степень ухудшения продуктивности пластов в результате первичного вскрытия, но и проанализировать влияние отдельных околоскважинных зон на это ухудшение. Для оценки параметров, входящих в (8.1), используются динамические модели изменения физических свойств в околоскважинных зонах и петрофизические связи [19, 24].

Коэффициент проницаемости пласта k_0 определяют по данным гидродинамических исследований, петрофизическим связям и результатам анализа керна. Для оценки максимальной и фактической эффективной толщины используют результаты комплексной интерпретации данных ГИС [5, 8]. Радиус контура питания вычисляют по соотношению $R_k = 1,5 (\kappa_{пл} T)^{1/2}$ (T — время полного восстановления давления) или за R_k принимают половину расстояния между соседними скважинами. Определение радиуса зоны кольматации основано на динамических моделях изменения физических свойств в этой зоне [см выражение (7.2)]. Для этого проводят сопоставление показаний методов с различной глубиной исследований и по изменению физических свойств в радиальном направлении судят о наличии и толщине зоны кольматации [19]. Толщину зоны кольматации устанавливают путем графического сопоставления коэффициента пористости, полученного методами с разной глубиной исследования $r_{и}$, т.е. $m_0 = f(r_{и})$. Значение пористости условно относят к половине глубины исследования метода ГИС, по которому она определялась

З.Д. Хоминцом для условий терригенных коллекторов Украины проведена оценка радиуса зоны кольматации и получена связь толщины этой зоны ($R_{зк} - r_c$) с коэффициентом пористости и отношением удельных электрических сопротивлений промытой зоны и зоны проникновения: $h_{\text{ч}} = A_1 + A_2 m_0 + A_3 \ln(\rho_{\text{пп}}/\rho_{\text{зп}})$, где $A_1 = 0,0091$; $A_2 = 0,253$; $A_3 = 0,04$. Толщина зоны кольматации в данном случае характеризует глубину проникновения частиц кольматанта в коллектор. Глубина зоны кольматации по проницаемости $h_{зк}$ в соответствии с формулой (7.2) равна $h_{\text{ч}}/3$.

Проницаемость зоны кольматации при принятой схеме строения пристволенной области может быть охарактеризована единым значением коэффициента проницаемости $k_{зк}$, который рассчитывается по формуле

$$k_{зк} = k_0 k_1. \quad (8.2)$$

Если для данного месторождения коэффициент k_1 не определялся, то его можно установить по связи коэффициента заглинизированности с проницаемостью зоны кольматации $k_{зк} = k_0 [1 - \Delta k_{\text{гл}}]^{\beta_1}$, где $\Delta k_{\text{гл}}$ — среднее значение увеличения глинистости в зоне кольматации, $\Delta k_{\text{гл}} = k_{\text{гл.зк}} - k_{\text{гл}}$.

Толщина глинистой корки определяется непосредственно перед испытанием пластов геофизическими методами, а ее проницаемость — по динамическим моделям (7.1), (7.5) или лабораторным данным. Изменение коэффициента проницаемости в зоне проникновения происходит в результате взаимодействия фильтрата глинистого раствора со скелетом породы при изменении направления фильтрации. Это взаимодействие имеет место в доле объема пор, которая занята фильтратом. Эта доля определяется коэффициентом фильтратонасыщения $S_{\text{ф}} = k_{\text{в.зп}} - k_{\text{во}}$, где $k_{\text{в.зп}}$ — среднее значение водонасыщения зоны проникновения. Фильтратонасыщение в зоне проникновения на любом удалении от стенки скважины описывается соотношением

$$S_{\text{ф}} = (k_{\text{в.пп}} - k_{\text{во}}) \left\{ 1 - [(r - r_c)/(R_{\text{зп}}(t) - r_c)]^2 \right\}^{n_1}.$$

Коэффициент водонасыщения полностью промытой зоны $k_{\text{в.пп}}$ устанавливается по данным БМК или МЗ, радиус зоны проникновения по БКЗ.

Проницаемость зоны проникновения при фильтрации из пласта в скважину определяется следующим образом:

$$k_{\text{зп}} = k_0 k_2 S_{\text{ф}}. \quad (8.3)$$

Средний коэффициент водонасыщения зоны проникновения вычисляется по формуле

$$k_{\text{в.зп}} = 2 \int_{r_c}^{R_{\text{зп}}} k_{\text{в.зп}}(r) r dr / (R_{\text{зп}}^2 - r_c^2). \quad (8.4)$$

Для определения структурного коэффициента n_1 строится в логарифмическом масштабе график зависимости

$$\lg \frac{[k_{в.зп}(R) - k_{во}]}{[k_{в.пп} - k_{во}]} = f \left\{ \lg \left[1 - \left(\frac{R_{и} - r_c}{R_{зп}(t) - r_c} \right)^2 \right] \right\}.$$

Этот график представляет собой прямую линию, тангенс угла наклона которой соответствует структурному коэффициенту n_1 . Далее, по формуле (8.4) находят $k_{в.зп}$. Кроме того, $k_{в.зп}$ можно определять по удельному электрическому сопротивлению зоны проникновения, записанному градиент-зондом. При автомоделном режиме вытеснения можно принять $k_{в.зп} = (0,95 \div 0,8) k_{в.пп}$.

Рассмотрим пример использования предлагаемой методики. На месторождении Сходница в скв. 3 вскрыт продуктивный горизонт олигоценового возраста в интервале 4230–4277 м. Коллекторы представлены кварцевыми песчаниками и алевролитами с глинистым и глинисто-карбонатным цементом. Тип пористости гранулярный и трещинно-гранулярный. По геофизическим данным пористость m_0 изменяется от 3÷4 до 19,5 %. В эффективную мощность вошли пласты с открытой пористостью, равной или больше 6 % [24]. Группа пластов характеризуется следующими средними параметрами: $H = 20$ м, $H_{зф} = 15$ м, $m_0 = 11$ %, $k_0 = 8 \cdot 10^{-3}$ мкм², $h_{гк} = 5$ мм, $k_{гк} = 10^{-5}$ мкм², $R_{зп} = 1,2$ м, $k_{в.зп} = 0,65$, $k_{во} = 0,2$, $R_k = 400$ м, $k_2 = 0,5$, $r_c = 0,107$ м, $h_q = 0,06$ м, $k_1 = 0,01$.

По формуле (7.16а) находим толщину зоны кольматации $h_{зк} = 0,02$ м, по формуле (8.2) — проницаемость зоны кольматации $k_{зк} = 8 \cdot 10^{-5}$ мкм², по выражению (8.3) — $k_{зп} = 1,8 \cdot 10^{-3}$ мкм², по формуле (8.1) — $ОП = 11,6$. По данным испытателей на бурительных трубах получили $ОП = 9,8$.

Таким образом, по данным ГИС и гидродинамическим исследованиям имеем близкие значения $ОП$, что указывает на эффективность предлагаемой методики. Методика основана на использовании стандартного комплекса геофизических и лабораторных исследований и позволяет проводить оперативный контроль состояния прискважинной зоны на этапе первичного вскрытия.

8.2. ВЛИЯНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ В ОКОЛОСКВАЖИННЫХ ЗОНАХ НА ПРОДУКТИВНОСТЬ И НЕФТЕОТДАЧУ ПЛАСТОВ

Снижение продуктивности скважин при вскрытии пластов бурением приводит к ухудшению условий разработки, в частности к снижению темпов и увеличению времени разработки. В результате ухудшения продуктивности пластов скважины вводятся в эксплуатацию с дебитами, ниже планируемых, поэтому имеет место систематический недобор нефти при нормативных показателях разработки.

Для достижения проектной добычи приходится бурить значительное

число избыточных скважин. Число избыточных скважин при постоянном годовом отборе жидкости равно среднему по месторождению значению параметра $ОП$.

При фиксированном количестве добывающих и нагнетательных скважин ухудшение их продуктивности после вскрытия приводит к уменьшению количества прокачанных поровых объемов вытеснителя на фиксированный момент разработки залежи, что, в свою очередь, определяет потерю нефтеотдачи и удлинение сроков разработки. Анализ зависимости потерь текущей нефтеотдачи $\Delta\eta_n$ и удлинения сроков разработки ΔT от параметра $ОП$ показывает, что при $ОП = 5$ потери текущей нефтеотдачи могут достигать 0,28 для значений безразмерного времени $T = 0,1$ и 0,26 для $T = 0,05$ (рис. 52). Зависимости получены автором путем обработки данных по динамике добычи из пласта D_1 Бавлинского месторождения. На этом же графике нанесена зависимость удлинения сроков разработки ΔT от параметра $ОП$. Из приведенных данных следует, что без бурения дополнительных скважин ΔT может достигать 0,32, что применительно к пласту D_1 Бавлинского месторождения составило более трети всего периода разработки.

Кроме потерь текущей нефтеотдачи и удлинения сроков разработки, ухудшение продуктивности при вскрытии пластов бурением приводит к уменьшению коэффициента охвата залежи заводнением, который, так же как и текущая нефтеотдача, зависит от количества прокачанной жидкости к определенному моменту разработки. В качестве примера на рис. 52 приведена зависимость уменьшения коэффициента охвата заводнением (объем заводненной части залежи к общему объему залежи) от параметра $ОП$ для различных моментов безразмерного времени T . Зависимость построена автором путем обработки экспериментальных данных М.Л. Сургучева по влиянию относительного объема прокачанной жидкости на коэффициент охвата заводнением β_0 внешней зоны залежи пласта B_2 Красноярского месторождения. Из графика видно, что уменьшение коэффициента охвата заводнением из-за ухудшения продуктивности скважин при вскрытии пластов может достигать 0,3.

Изменения фильтрационных свойств в околоскважинных зонах отражаются на точности и достоверности оценок кондиционных значений параметров. В настоящее время для обоснования нижних предельных значений коллекторских свойств используется комплекс данных геофизического, петрофизического и гидродинамического исследований пластов. По сопоставлениям петрофизических и геофизических характеристик с результатами опробования (коэффициентом удельной продуктивности) определяют нижние предельные значения геофизических и петрофизических параметров, отделяющие коллектор от неколлектора. При этом предполагается, что значения фазовой проницаемости в пластах с нулевой продуктивностью равны нулю. Такой подход к оценке нижних предельных значений коллекторских свойств основан на предположении, что коллекторские свойства пласта и его прискважинной зоны идентичны. Как было показано, такое предположение в большинстве случаев неоправдано.

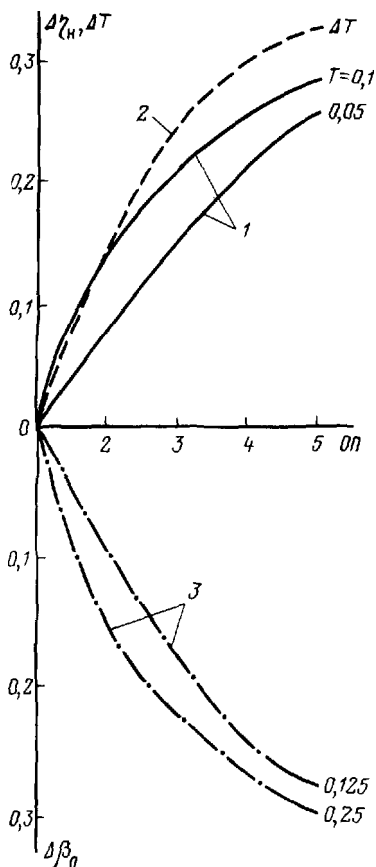
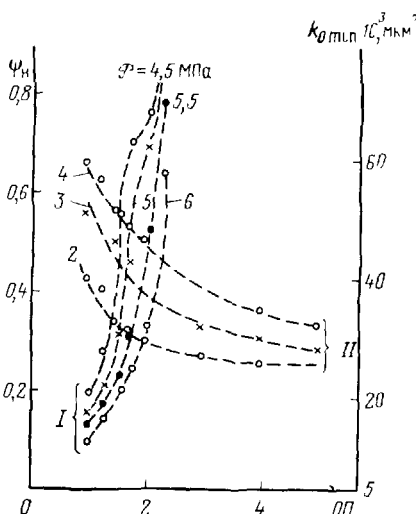


Рис. 52. Зависимости потерь нефтеотдачи $\Delta\eta_n$ (1), удлинения сроков разработки ΔT (2) и уменьшения коэффициента охвата $\Delta\beta_0$ (3) от параметра ОП

Рис. 53. Зависимости критического значения коэффициента проницаемости $k_{0\text{ мин}}$ (I) и коэффициента охвата заводнением по мощности ψ_n (II) от параметра ОП



Поскольку оценка кондиционных значений параметров базируется на существующей технологии вскрытия и испытания пластов, то отличие полученных при опробовании дебитов от их потенциальных значений ($OP = 1$) приводит к искажению кондиционных параметров. Для определения нижних кондиционных значений параметров с использованием данных об удельной продуктивности необходимо фактическую удельную продуктивность приводить к максимально возможной: $\eta_{n\text{ max}} = \eta_{n\text{ фак}} OP$.

Механизм влияния качества вскрытия на кондиционные значения параметров обусловлен уменьшением действующей депрессии при испытании пластов. Ухудшение проницаемости в прискважинной области приводит к тому, что при одинаковых дебитах действующая депрессия намного меньше фактической, это обуславливает существенное занижение коэффициента охвата заводнением по толщине и увеличению минимального коэффициента проницаемости. Для некоторых горизонтов месторожде-

ния Узень на основе фактических данных об изменении профилей притока при различной эффективной депрессии автором были построены зависимости, которые показали, что ухудшение качества вскрытия (увеличение параметра $ОП$) приводит к резкому возрастанию нижнего предела проницаемости (рис. 53). Так, при значении эффективной депрессии $P = 4, 5$ МПа, при увеличении $ОП$ от 1 до $2 k_{0 \min}$ изменился от $23 \cdot 10^{-3}$ до $7 \cdot 10^{-2}$ мкм, что эквивалентно снижению действующей депрессии на пласт более чем на 0,15 МПа. Возрастание минимальных значений коэффициента проницаемости приводит к снижению коэффициента охвата заводнением по толщине. Из графиков, представленных на рис. 53, следует, что снижение коэффициента охвата по толщине при ухудшении качества вскрытия может составлять более 25 %.

8.3. ОЦЕНКА ПРИРОСТА НЕФТЕОТДАЧИ В РЕЗУЛЬТАТЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКОЛОСКВАЖИННУЮ ЗОНУ И ПЛАСТ В ЦЕЛОМ

В настоящее время установлено, что увеличение нефтеотдачи наблюдается как за счет воздействия на пласт в целом, так и за счет воздействия только на околоскважинную зону. Если последнее определяется технологией бурения и эксплуатации скважин, то первое характеризует геологическую и технологическую эффективность данного метода повышения нефтеотдачи.

При разработке месторождения с использованием заводнения дополнительный прирост нефтеотдачи может быть получен только за счет воздействия на прискважинную зону. При разработке месторождений с использованием тепловых и физико-химических методов прирост нефтеотдачи достигается за счет воздействия и на прискважинную зону, и на пласт в целом.

В связи с этим возникает проблема разделения эффектов повышения нефтеотдачи при воздействии на прискважинную зону и пласт в целом. Только разделив их, можно дать реальную оценку технологической эффективности и условий применимости метода воздействия на пласт.

Эффективность методов воздействия на прискважинную зону оценивают по увеличению текущей нефтеотдачи по сравнению с нефтеотдачей без воздействия. Эффективность тепловых и физико-химических методов повышения нефтеотдачи оценивают по ее приросту относительно способа разработки с использованием заводнения. Регистрируемый в ходе воздействия прирост нефтеотдачи $\Delta \eta_n$ можно представить в виде $\Delta \eta_n = \Delta(\beta_0 \beta_v)$.

Если в условиях лабораторного эксперимента удастся проследить только за изменением β_v в результате воздействия, то в условиях промышленного эксперимента могут одновременно измеряться коэффициенты вытеснения β_v и охвата пласта воздействием β_0 .

В процессе геофизического контроля за эффективностью воздействия установлено, что применение подогретой щелочи, пара и других теплоносителей приводит к значительному (30 % и более) увеличению коэффи-

циента охвата по толщине в скважине. Поэтому контроль за этим коэффициентом наряду с контролем за коэффициентом вытеснения (через остаточную нефтенасыщенность) является одним из узловых моментов всей проблемы геофизического контроля за повышением нефтеотдачи.

Опыт контроля за коэффициентом охвата по толщине при осуществлении закачки пара и внутрипластовом горении, имеющийся в США, показывает, что этот параметр изменяется как во времени, так и в пространстве [18]. В связи с этим вторая задача при контроле за коэффициентом охвата воздействием заключается в нахождении причин (механизма) изменения коэффициента охвата как при применении методов воздействия на пласт, так и при воздействии только на прискважинную зону.

Анализ механизма увеличения коэффициента охвата и прироста нефтеотдачи при воздействии необходим для принятия решений о целесообразности расширения промышленных экспериментов по увеличению нефтеотдачи. Ее прирост при воздействии на прискважинную зону характеризует степень восстановления фильтрационно-емкостных свойств этой зоны, необратимо ухудшившихся в процессе вскрытия пластов.

Наблюдаемые в ходе геофизического контроля изменения профилей приемистости и продуктивности, в принципе, могут отражать либо изменения физических свойств в самом пласте, либо быть связанными только с изменением физических свойств в его прискважинной части. В последнем случае изменения коэффициента охвата не характеризуют эффекта воздействия на пласт. Увеличение добычи связано только с восстановлением фильтрационных свойств в околоскважинных зонах.

Оценка эффективности выбранной технологии воздействия на призабойную зону с учетом состояния ее околоскважинных зон осуществляется по следующей схеме: 1) оценивают параметр ОП на объекте воздействия; 2) определяют фактический прирост нефтеотдачи $\Delta\eta_n$ в результате воздействия; 3) по связи $\Delta\eta_n = f(ОП)$ устанавливают потенциальный прирост нефтеотдачи $\Delta\eta_{нп}$, считая ОП = 1, 4) по соотношению $\Delta\eta_{нф} / \Delta\eta_{нп}$ судят об эффективности технологии.

При использовании тепловых и физико-химических методов воздействия с самого начала разработки основным объектом для сравнения служит текущая нефтеотдача, полученная на контрольном участке с близкими геолого-промысловыми характеристиками.

Эффект от воздействия на пласт, начатого после некоторого периода разработки, рекомендуется определять увеличением нефтеотдачи $\Delta\eta_n$ по отношению накопленной на фиксированный момент добычи ΔQ_n к балансовым запасам нефти V_n . $\Delta\eta_n = \Delta Q_n / V_n$.

Для оценки эффекта рекомендуется проводить сравнительный анализ зависимостей текущей нефтеотдачи η_n от безразмерного времени для исследуемого и исходного вариантов [18]. По разнице в текущей нефтеотдаче при одинаковых значениях безразмерного времени разработки судят о приросте нефтеотдачи в результате воздействия.

Регистрируемый эффект от воздействия можно записать так

$$\eta_{нв} / \eta_{нб} = \psi_v \beta_v / \psi_б \beta_б$$

где $\eta_{нв}$ и $\eta_{нб}$ — коэффициенты нефтеотдачи при постановке воздействия (в) и при исходном (базовом) варианте (б).

С учетом $\psi_{в}/\psi_{б} = \psi_{нв}/\psi_{нб}$ получаем, что эффект от применения метода увеличения нефтеотдачи пропорционален отношению коэффициентов охвата по мощности и при воздействии, и в исходном варианте.

Промысловые исследования прироста нефтеотдачи при закачке теплоносителя выявили значительное увеличение коэффициентов приемистости по сравнению с обычным заводнением. Этот эффект может быть вызван или частичным восстановлением фильтрационных свойств прискважинной зоны (уменьшением параметра ОП), или улучшением отмывающих свойств пласта в целом. При закачке теплоносителя в нагнетательные скважины и повышении температуры во время подхода фронта к добывающим скважинам в прискважинной части пластов происходят дополнительные улучшения фильтрационных свойств в связи с разрушением зон коагуляции и проникновения. Глинистые частицы, проникшие в поры коллектора под действием температуры, могут разрушаться и выносятся из внутрискважинного пространства. В прискважинной части пласта следует ожидать резкого снижения коэффициента фильтрационного насыщения в результате испарения фильтрата. В набухающих пластах под действием температурных факторов возможны десорбция и дегидратация. Эти явления приводят к полному или частичному восстановлению фильтрационно-емкостных свойств в околоствольной зоне, что и обуславливает увеличение коэффициента охвата и прирост нефтеотдачи. Механизм ее прироста при целенаправленных воздействиях на призабойную зону и воздействии на нее в ходе закачки теплоносителя или физико-химического агента может быть существенно различным. Вследствие этого степень восстановления фильтрационных свойств в отдельных околоствольных зонах будет также неодинакова и определяется коллекторскими свойствами пласта и технологией воздействия. Необходимое условие оценки прироста нефтеотдачи при воздействии на пласт — это идентичность состояний прискважинной зоны на опытном и контрольном участках.

Параметр ОП можно представить в виде $ОП = \psi_n ОП'$, где ψ_n — параметр, характеризующий снижение коэффициента охвата по толщине из-за некачественного вскрытия пласта; $ОП'$ — отношение продуктивностей пласта-коллектора, рассчитанных по фактической эффективной толщине и максимальной H_{max} . Отсюда следует, что $\psi_n = ОП/ОП'$, т.е. потенциальный охват воздействием достигается только в случае $ОП = ОП' = 1$, что соответствует случаю равенства фильтрационных свойств прискважинной зоны свойствам пласта на контрольном участке или полному восстановлению фильтрационных свойств околоствольной области на опытном участке. В промысловой практике такая ситуация нетипична, поэтому учет состояния прискважинной области необходим при сравнении нефтеотдачи опытного и контрольного участков.

Для нормировки зарегистрированной нефтеотдачи контрольного участка необходимо определить значение параметра ОП по всем скважинам участка и его среднее значение, а по связи $\Delta\eta_n = f(ОП)$ оценить потери нефтеотдачи из-за некачественного вскрытия пластов. Основой для сравне-

ния должна быть нефтеотдача контрольного участка, скорректированная за состояние прискважинной области: $\eta_{н.и.к} = \eta_{н.т} + \Delta\eta_n$.

Эффективность воздействия на пласт оценивают по отношению $\eta_{н.фак}/\eta_{н.и.к}$. Если оно порядка единицы, то прирост нефтеотдачи в ходе воздействия достигается в результате восстановления фильтрационных свойств околоскважинной зоны. В этой ситуации технология воздействия на пласт неэффективна и ее можно рекомендовать только для воздействия на призабойную зону. Если отношение $\eta_{н.фак}/\eta_{н.и.к} > 1$, прирост нефтеотдачи происходит в результате из-за воздействия как на пласт, так и на прискважинную зону.

Значения текущей нефтеотдачи, полученные за счет воздействия на пласт в целом, определяются по зарегистрированной нефтеотдаче $\eta_{н.фак}$ и ее приросту за счет влияния только на прискважинную зону $\Delta\eta_{н.оп}$: $\eta_n = \eta_{н.фак} - \Delta\eta_{н.оп}$.

Прирост нефтеотдачи при воздействии на пласт $\Delta\eta_n$ оценивают по значениям нефтеотдачи η_n и истинной нефтеотдачи контрольного участка $\eta_{н.и.к}$: $\Delta\eta_n = \eta_n - \eta_{н.и.к}$. Эта величина и определяет эффективность технологии воздействия на пласт. По полученному таким способом приросту нефтеотдачи и установленным для данного региона технико-экономическим критериям принимают решение о целесообразности использования данной технологии воздействия на пласт в промышленных масштабах.

1. Баренблатт Г.И. Подobie, автомодельность, промежуточная асимптотика. Теория и приложение к геофизической гидродинамике. Л., Гидрометеиздат, 1982.
2. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. М., Недра, 1984.
3. Берман Л.Б., Нейман В.С. Исследование газовых месторождений и подземных хранилищ газа методами промысловой геофизики. М., Недра, 1972.
4. Вахитов Г.Г., Кузнецов О.Л., Симкин Э.М. Термодинамика призабойной зоны нефтяного пласта. М., Недра, 1978.
5. Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов. М., Недра, 1978.
6. Влияние остаточной насыщенности на растекание газового объема в водоносном пласте / В.Ф. Баклановская, С.Х. Джумагазиева, И.Н. Кочина и др. — В кн.: Динамика многофазных сред. Новосибирск, изд. Ин-та теоретической и прикладной механики СО АН СССР, 1981, с. 80—89.
7. Гиматулинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. М., Недра, 1982.
8. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. 2-е изд. М., Недра, 1985.
9. Добрынин В.М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. М., Недра, 1970.
10. Добрынин В.М., Серебряков В.А. Методы прогнозирования аномально-высоких пластовых давлений. М., Недра, 1978.
11. Желтов Ю.П. Механика нефтегазоносного пласта. М., Недра, 1975.
12. Жужиков В.А. Фильтрация. М., Химия, 1980.
13. Заканчивание газовых скважин / У.Д. Мамаджанов, А.К. Рахимов, Т.А. Поляков и др. М., Недра, 1979.
14. Изучение геофизическими методами нефтяных месторождений на поздней стадии разработки / В.А. Кошляк, А.И. Фионов, В.Ф. Козьяр и др. М., Недра, 1983.
15. Кочина И.Н., Михайлов Н.Н. Фильтрация через глинистые корки. — Известия АН СССР, М.Ж.Г., № 6, 1976, с. 70—75.
16. Кочина И.Н., Михайлов Н.Н. Исследование взаимодействия глинистой корки с пластом. — В кн.: Подземное хранение газа. М., Недра, 1978, с. 27—40 (Труды МИНХ и ГП. Вып. 136).
17. Магара К. Уплотнение пород и миграция флюидов. М., Недра, 1982.
18. Методы увеличения нефтеотдачи пластов при заводнении / Т.А. Бурдынь и др. М., Недра, 1983.
19. Михайлов Н.Н. Комплексное использование свойств ближней зоны коллекторов при изучении извлекаемых запасов нефти и газа. — Труды Пришибрамского горно-рудного симпозиума. Секция математических методов в геологии. Пришибрам (ЧССР), 1979, с. 665—674.
20. Михайлов Н.Н. Гидродинамические модели в промысловой геофизике. — Известия АН СССР, М.Ж.Г., № 2, 1980, с. 187.
21. Михайлов Н.Н. Изучение закономерностей изменения физических свойств прискважинной области нефтегазоносных коллекторов на больших глубинах. — В кн.: Коллекторы нефти и газа на больших глубинах. М., Недра, 1980, с. 286—292.
22. Михайлов Н.Н., Резванов Р.А. Теоретическое изучение расформирования зоны проникновения в газоносном пласте. — В кн.: Прикладная геофизика, вып. 85. М., Недра, 1977, с. 135—148.
23. Михайлов Н.Н., Рыжик В.М., Хавкин А.Я. Влияние процесса набухания на геофизические характеристики прискважинной зоны. — В кн.: Вопросы нелинейной геофизики. М., 1981, изд. ВНИИГГ, с. 117—126.

- 24 Михайлов Н.Н., Хоминец З.Д., Яремийчук Р.С. Оценка качества первичного вскрытия по геофизическим данным. — Нефтяное хозяйство, № 3, 1983, с. 17–18
- 25 Михайлов Н.Н., Яницкий П.А. Численное исследование динамики водонасыщения при формировании зоны проникновения в продуктивных пластах — В кн. Прикладная геофизика, вып. 98. М., Недра, 1980, с. 168–178
- 26 Орлов Л.И., Ручкин А.В., Свихнушин Н.М. Влияние промывочной жидкости на физические свойства коллекторов нефти и газа. М., Недра, 1975.
- 27 Орлинский Б.М. Контроль за разработкой залежей нефти геофизическими методами. М., Недра, 1977
- 28 Сургучев М.Л., Желтов Ю.В., Симкин Э.М. Физико-химические микропроцессы в нефтегазоносных пластах. М., Недра, 1984.
- 29 Численное решение задачи формирования зоны проникновения. / И.Г. Ярмахов, Н.Н. Сохранов, И.В. Логинов, Б.Ю. Вендельштейн. — В кн. Прикладная геофизика, вып. 89. М., Недра, 1977, с. 135–142.
- 30 Шерстнев Н.М., Расизаде Я.М., Шаринзаде С.А. Предупреждение и ликвидация осложнений в бурении. М., Недра, 1979
- 31 Юдин В.А. Основы использования фильтрационных процессов в прискважинной зоне при промыслово-геофизических исследованиях. — М., изд. ВИЭМС, 1980.
- 32 Яремийчук Р.С., Качмар Ю.Д. Вскрытие продуктивных горизонтов и освоение скважин. Львов, Вища школа, 1982.
- 33 Ярмахов И.Г. Численное исследование процесса формирования зоны проникновения промывочной жидкости — В кн. Численные методы в геофизике. М., изд-во МГУ, 1979, с. 87–109.
- 34 Abrams A. Mud Design To minimize rock Impairment Due To Particle Invasion — J.P.T., vol. 29, N 5, 1977, p. 586–592.
- 35 Dorsey Dave, Meyer Robert. Preventing fluid invasion damage. — Oil and Gas J., N 81, 1983, p. 93
- 36 Effect of mud filtrate invasion on apparent productivity in Drillstems tests in Low — Permeability Gas Formations / S.A. Holditch, W.S. Les, D.E. Lancaster, T.V. Davis. — J.P.T., vol. 35, N 2, 1983, p. 249–305
- 37 Fertl W. Use caution with movable oil pool — Oil and Gas J., vol. 75, N 2, 1979, p. 65–69.
- 38 Holditch S.A. Factors affecting water blocking and Gas flow Fractured Hydraulically Fractured Gas wells. — J.P.T., N 12, 1979, p. 1515–1524
- 39 Kochina I.N., Mikhailov N.N., Filinov M.V. Groundwater mound damping. — International Journal of Engineering Sciences, vol. 21, N 4, 1983, p. 413–421. Printed in Great Britain

Введение	3
Глава 1. Механизм изменения физических свойств в глинистой корке	10
1.1. Фильтрационное уплотнение глинистой корки	11
1.2. Зависимости физических свойств глинистых корок от эффективных напряжений	12
1.3. Влияние свойств промывочной жидкости на уплотнение глинистой корки	15
1.4. Уравнения фильтрации для глинистых корок	16
1.5. Распределение эффективных напряжений в процессе образования глинистой корки	18
1.6. Распределение эффективных напряжений при фиксированной толщине корки	21
1.7. Гидродинамическое взаимодействие глинистой корки с пластом	22
1.8. Механизм изменения физических свойств глинистой корки при циркуляции промывочной жидкости	26
Глава 2. Механизм изменения физических свойств пласта в зоне кольтматации	28
2.1. Основные представления о механизме кольтматации	28
2.2. Физическая модель накопления кольтматанта во внутрпоровом пространстве пород-коллекторов	30
2.3. Связи физических свойств зоны кольтматации с насыщением пор кольтматантом	34
Глава 3. Механизм изменения физических свойств пласта при формировании зоны проникновения	36
3.1. Процессы, влияющие на изменения физических свойств пласта в зоне проникновения	36
3.2. Особенности процесса вытеснения нефти и газа фильтратом глинистого раствора	37
3.3. Эффекты заземления фаз при двухфазной фильтрации в окрестности скважины	40
3.4. Физико-математические модели вытеснения нефти и газа фильтратом глинистого раствора	43
Глава 4. Изменения физических свойств пластов в процессе вытеснения нефти и газа фильтратом глинистого раствора	47
4.1. Гидродинамическая модель вытеснения нефти и газа фильтратом глинистого раствора	47
4.2. Динамика вытеснения нефти и газа фильтратом глинистого раствора	50
4.3. Влияние глинистой корки и зоны кольтматации на динамику зоны проникновения	52
4.4. Влияние вязкости нефти и газа на динамику их вытеснения фильтратом глинистого раствора	54
4.5. Влияние водонасыщения пласта на динамику вытеснения нефти и газа фильтратом глинистого раствора	56
4.6. Автомодельность динамики водонасыщения в зоне проникновения	58
4.7. Влияние изменений технологических режимов формирования зоны проникновения на динамику водонасыщения	62
Глава 5. Влияние диффузионных и массообменных процессов на динамику физических свойств пласта и зоне проникновения	66
5.1. Вытеснение пластовой воды фильтратом глинистого раствора	66

5 2 Влияние массообменных процессов на динамику вытеснения пластовой воды фильтратом глинистого раствора	70
5 3 Влияние массообменных процессов на динамику вытеснения нефти и газа фильтратом глинистого раствора	76
Глава 6. Механизм изменения физических свойств пласта после обсадки скважины.	84
6 1 Особенности фильтрационных и массообменных процессов после обсадки скважины	84
6 2 Капиллярное расформирование зоны проникновения продуктивных пластов	92
6 3 Влияние эффектов защемления фаз на динамику капиллярного расформирования зоны проникновения	97
6 4 Диффузионное расформирование зоны проникновения	102
6 5 Влияние массообменных процессов на диффузионное расформирование зоны проникновения	103
6 6 Гравитационное расформирование зоны проникновения	106
Глава 7. Динамические модели и закономерности изменения физических свойств пласта в околоскважинных зонах.	109
7 1 Динамические модели изменения физических свойств в глинистой корке	110
7 2 Закономерности изменения физических свойств пласта в процессе кольматации	119
7 3 Динамические модели изменения физических свойств пласта в промытой зоне	124
7 4 Динамические модели и закономерности изменения физических свойств пласта в процессе формирования зоны проникновения	128
Глава 8. Решение геолого-промысловых задач по результатам наблюдений геофизическими методами за изменениями физических свойств пласта в околоскважинных зонах.	136
8 1 Оценка качества вскрытия пластов бурением по характеристикам околоскважинных зон	137
8 2 Влияние изменений фильтрационных свойств в околоскважинных зонах на продуктивность и нефтеотдачу пластов	142
8 3 Оценка прироста нефтеотдачи в результате воздействия на околоскважинную зону и пласт в целом	145
Список литературы	149