

УДК 622.323+550.83

МОДЕЛИРОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ НА ДИНАМИКУ НАЧАЛЬНОЙ СТАДИИ ДОБЫЧИ ИЗМЕНЕННЫХ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ОКОЛОСКВАЖИННОЙ ЗОНЫ ПРИ ПЕРВИЧНОМ ВСКРЫТИИ

© 2014 г. А.А. Макарова^{1,2}, Д.Н. Михайлов², В.В. Шако²

¹ *Российский государственный университет нефти и газа им. Губкина, г. Москва, Россия*

² *Московский научно-исследовательский центр Шлюмберже, г. Москва, Россия*

Процессы, протекающие при первичном вскрытии продуктивных пластов, оказывают значительное и часто необратимое влияние на коэффициент продуктивности скважины. При вскрытии пласта происходит кольматация околоскважинной зоны твердой фазой бурового раствора; одновременно имеет место проникновение фильтрата бурового раствора и его физико-химическое взаимодействие с пластовыми флюидами и породообразующими минералами. В результате, фильтрационно-емкостные свойства околоскважинной зоны пласта ухудшаются, приводя к высоким значениям скин-фактора.

Описана численная модель околоскважинной зоны, учитывающая образование и рост внешней фильтрационной корки, а также проникновение в пласт фильтрата бурового раствора. Проанализирована зависимость динамики формирования зоны проникновения фильтрата бурового раствора и показателей добычи скважины от основных физических параметров пласта, свойств бурового раствора и длины зоны перфорации.

Ключевые слова: бурение, околоскважинная зона, потери бурового раствора, кольматация, внешняя и внутренняя фильтрационные корки, скин-фактор, очистка околоскважинной зоны.

Введение

В процессе бурения и заканчивания скважин при репрессии фильтрат бурового раствора и содержащиеся в нем компоненты (твердые частицы, глина, полимеры и т.п.) проникают в околоскважинную зону пласта и вызывают ухудшение ее фильтрационно-емкостных свойств¹. Это отражается на продуктивности скважины и влияет на результаты геофизического зондирования, затрудняя их интерпретацию.

Как правило, формируются внешняя фильтрационная корка (образующаяся на стенке скважины и состоящая из отфильтрованных твердых частиц и глины бурового раствора), внутренняя фильтрационная корка (формируемая частицами бурового раствора, проникающими в пластовые породы) и зона проникновения фильтрата бурового раствора. Наличие поврежденной зоны обуславливает значительные потери пластовой энергии и снижение продуктивности пласта по отношению к его природному состоянию. Корректное математическое моделирование нестационарного процесса проникновения компонент бурового раствора и сопутствующей динамики изменения свойств околоскважинной зоны служит основой для диагностики, оценки, предупреждения и контроля повреждения пласта в нефтяных и газовых резервуарах.

В статье рассматривается математическая модель околоскважинной зоны, учитывающая динамику формирования внутренней фильтрационной корки за счет проникновения в пласт бурового раствора и последующего захвата его частиц, образование и

¹ Для характеристики этого явления обычно используется термин “повреждение околоскважинной зоны пласта” или “повреждение пласта” [Михайлов, 1987, 1996; Мищенко, 2003; Civan, 2007].

рост внешней фильтрационной корки, а также проникновение в пласт фильтрата бурового раствора. Последний эффект анализируется в рамках модели двухфазной фильтрации с учетом капиллярного давления.

Математическая модель

Используемая в работе математическая модель, компоненты которой частично описаны в работе [Theuveny et al., 2013], предполагает рассмотрение модели формирования внутренней фильтрационной корки и модели роста внешней фильтрационной корки на границе скважина–пласт. Под буровым раствором будем понимать смесь жидкой основы (фильтрат бурового раствора) и нескольких нерастворимых компонент, которыми могут быть твердые частицы, глина, полимеры и т.п.; в качестве пластового флюида далее рассматривается либо нефть, либо газ.

Обратимся к проблеме проникновения бурового раствора в одномерной (осесимметричной) постановке при следующих допущениях:

- в пористой среде имеются два флюида – фильтрат бурового раствора и пластовый флюид (в общем случае, нефть или газ);
- скорости фильтрация флюидов подчиняются линейному закону Дарси;
- физические скорости нерастворимых компонент бурового раствора совпадают со скоростью несущей жидкости (отсутствие проскальзывания);
- все компоненты бурового раствора в пористой среде могут быть либо мобильными, либо лишенными мобильности (захваченными поровыми ловушками, адсорбированными на поверхности пор и т.п.);
- диффузионным движением частиц бурового раствора можно пренебречь.

Для описания процессов в околоскважинной зоне к модели двухфазной фильтрации, включающей уравнения массового баланса для пластового флюида и фильтрата бурового раствора (уравнение (1)), добавлены уравнения переноса и захвата других компонент бурового раствора в пористой среде (уравнения (2)–(3)):

$$\frac{\partial}{\partial t} [\varphi(\sigma_{\Sigma}) \rho_{\Lambda} s_{\Lambda}] + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} [r \rho_{\Lambda} w_{\Lambda}] = 0, \quad (1)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} [\varphi(\sigma_{\Sigma}) s_{pi}] + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} [r C_i w_{mud}] = -q_i, \quad (2)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \sigma_i = q_i. \quad (3)$$

В этих уравнениях r – расстояние от скважины; t – время; ρ_{Λ} – плотность насыщающей фазы¹; s_{Λ} – насыщенность порового пространства фазой Λ ; w_{Λ} – скорость фильтрации фазы Λ ; i – номер (тип) компоненты, содержащейся в буровом растворе; C_i – объемная концентрация мобильных компонент i -го типа в буровом растворе; s_{pi} – насыщенность порового пространства мобильными компонентами i -го типа; σ_{pi} – доля объема пористой среды, занимаемая захваченными компонентами i -го типа; q_i – интенсивность захвата/срыва компонент i -го типа в породе пласта; $\varphi(\sigma_{\Sigma})$ – пористость; σ_{Σ} – доля объема пористой среды, занимаемая всеми захваченными компонентами бурового раствора.

Система (1)–(3) учитывает эффект уменьшения пористости из-за захвата части компонент бурового раствора в поровом пространстве:

$$\varphi(\sigma_{\Sigma}) = \varphi_0 - \sigma_{\Sigma}; \quad \sigma_{\Sigma} = \sum_i \sigma_i. \quad (4)$$

¹ Здесь и далее вид нижнего индекса Λ определяется типом насыщающей фазы: для пластового флюида это rf , для бурового раствора – mud , для фильтрата бурового раствора – mf .

Скорости фильтрации пластового флюида, бурового раствора и его фильтрата определяются по обобщенному закону Дарси:

$$w_{fj} = -\frac{k(\sigma_i)k_{r,f}(s_{fj}, \sigma_i)}{\mu_{fj}} \nabla p_{fj}; \quad w_{mud} = -\frac{k(\sigma_i)k_{r,mud}(s_{mud}, \sigma_i)}{\mu_{mud}(C_i)} \nabla p_{mud}; \quad w_{mf} = (1 - C_\Sigma)w_{mud}, \quad (5)$$

где k – проницаемость пласта; $k_{r,\Lambda}$ – относительная фазовая проницаемость (ОФП); μ_Λ – вязкость фазы Λ ; p_Λ – давление фазы Λ ; $s_{mud} = s_{mf} + \sum_i s_{pi}$ – насыщенность порового пространства буровым раствором; s_{mf} – насыщенность порового пространства фильтратом бурового раствора; s_{pi} – насыщенность порового пространства мобильными компонентами i -го типа; $C_\Sigma = \sum_i C_i$ – суммарная объемная концентрация мобильных компонент в буровом растворе. Последнее выражение в (5) является прямым следствием равенства физических скоростей движения компонент и фильтрата бурового раствора.

Капиллярное давление p_c определяется как

$$p_c = p_{nw} - p_w, \quad (6)$$

где нижние индексы nw и w соответствуют несмачивающей и смачивающей фазам.

В зависимости от типа компоненты бурового раствора и механизма ее захвата в поровом пространстве могут меняться как абсолютная проницаемость пористой породы $k = k(\sigma_i)$, так и относительные фазовые проницаемости $k_{r,\Lambda}(s, \sigma_i)$.

Для замыкания системы (1)–(5) сформулируем уравнение, определяющее интенсивность захвата (накопления) и мобилизации (срыва) компонент бурового раствора в поровом пространстве¹:

$$\frac{\partial \sigma_i}{\partial t} = \lambda_T^b w_l C_i + \lambda_T^a C_i (\sigma^{\max} - \sigma_i) - \lambda_M \sigma_i \Theta(w_l - w_{crit}), \quad (7)$$

где $\Theta(w_l - w_{crit}) = \begin{cases} w_l - w_{crit}, & \text{если } w_l > w_{crit} \\ 0, & \text{если } w_l \leq w_{crit}. \end{cases}$

Уравнение (7) учитывает два разных механизма удержания компонент бурового раствора в поровом пространстве – захват в поровых сужениях (первый член уравнения, коэффициент захвата λ_T^b) и осаждение/адсорбция на поверхности пор (второй член уравнения, коэффициент адсорбции λ_T^a). При превышении скорости потока w_l некоторой критической величины w_{crit} возможна мобилизация ранее удержанных компонент, что описывается третьим членом в уравнении (7). Параметр σ^{\max} во втором члене зависит от доли “вакантных мест”, на которые могут адсорбироваться компоненты бурового раствора.

Захват компонент бурового раствора в поровых сужениях приводит к значительному снижению абсолютной проницаемости породы. В рамках данной работы рассматривается соотношение следующего вида [Ives, Pienvichitr, 1965; Herzig, Leclerc, Le Goff, 1970]:

$$\frac{k}{k_0} = \left(1 - \frac{\sigma_i}{\beta \phi_0}\right)^M, \quad (8)$$

где M – показатель, определяющий интенсивность снижения проницаемости породы с ростом доли удержанных в поровом пространстве компонент бурового раствора; β – параметр, характеризующий долю в общей пористости породы пор, отвечающих за гидравлическое сопротивление (“поровых горлышек”). Оба параметра являются эмпирическими.

¹ Похожие уравнения рассмотрены, например, в [Civan, 2007].

С другой стороны, адсорбция компонент бурового раствора на поверхности пор слабо меняет абсолютную проницаемость, но может привести к существенному изменению относительных фазовых проницаемостей, например, из-за изменения смачиваемости¹.

Выше отмечалось, что в рамках данной работы использовалась еще одна модель – модель роста внешней фильтрационной корки, который управляется уравнением (9), основанным на балансе массы частиц и фильтрата (см., например [Outmans, 1963; Chin, 1995]), а также законом Дарси для скорости фильтрации через фильтрационную корку (10):

$$\frac{dh_{mc}}{dt} = -\frac{C_{\Sigma} w_{mf}}{(1 - C_{\Sigma}) [1 - \phi_{mc}(\Delta p_{mc})]} - f_e, \quad (9)$$

$$w_{mf} = -\frac{k_{mc}(\Delta p_{mc})}{\mu_{mf}} \frac{\Delta p_{mc}}{h_{mc}}, \quad (10)$$

где h_{mc} – толщина внешней фильтрационной корки; f_e – скорость эрозии (“смыва”) внешней фильтрационной корки из-за циркуляции бурового раствора в затрубном пространстве; Δp_{mc} – перепад давления на внешней фильтрационной корке; k_{mc} – проницаемость внешней фильтрационной корки; ϕ_{mc} – ее пористость.

Система уравнений (9)–(10) включает два замыкающих соотношения $k_{mc}(\Delta p_{mc})$ и $\phi_{mc}(\Delta p_{mc})$, которые описывают изменение проницаемости и пористости внешней фильтрационной корки при изменении перепада давления на ней. Для некоторых типов буровых растворов экспериментально подтверждена степенная зависимость k_{mc} и ϕ_{mc} от перепада давления [Dewan, Chenevert, 2001], однако в приводимых далее расчетах данный эффект не учитывается.

Сформулированная выше математическая модель позволяет учесть как рост внешней фильтрационной корки, так и динамику проникновения компонент бурового раствора в околоскважинную зону пласта. Во втором случае возможны два разных механизма удержания компонент бурового раствора в поровом пространстве. Первый – это захват компонент в поровых сужениях, приводящий к значительному снижению абсолютной проницаемости породы; второй – осаждение и адсорбция компонент на поверхности пор, что слабо меняет абсолютную проницаемость, но может повлечь за собой существенное изменение относительных фазовых проницаемостей, например, из-за изменения смачиваемости. В зависимости от типа компоненты бурового раствора доминирует тот или иной механизм.

Результаты численного моделирования влияния разных механизмов на показатели работы скважины на этапе освоения и ранней стадии добычи приведены ниже. Гидродинамическое моделирование было выполнено с использованием исследовательского кода, включающего как описанную выше модель повреждения околоскважинной зоны пласта, так и модель многофазного течения в скважине (последняя – это общепринятая модель дрейфа (“drift-flux” model), подробно описанная в [Theuveny et al., 2013]).

Влияние объема потерь бурового раствора

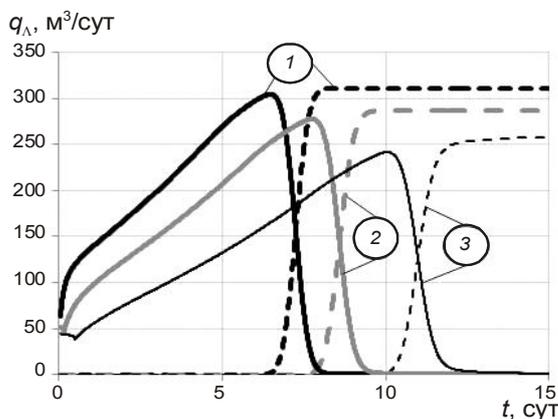
На первом этапе было проведено моделирование влияния объема потерь бурового раствора на динамику добычи скважины с открытым стволом на раннем этапе (24 ч). Рассматривался однородный нефтяной пласт толщиной 5 м с проницаемостью 150 мД, вскрытый вертикальной скважиной (предполагаемая скорость бурения – 15 м/ч).

¹ Способ учета этого эффекта обсуждается далее в разделе “Влияние капиллярного давления и изменения относительных фазовых проницаемостей”.

Вязкость фильтрата бурового раствора и нефти при пластовых условиях – 0.85 и 0.8 сПз соответственно. Граничным условием при моделировании освоения скважины было постоянное устьевое давление, равное 10 бар.

Рассмотрены три случая с разными потерями бурового раствора Q_{mud_losses} – 0.08, 0.21 и 0.55 м³/м. Результаты расчетов устьевых дебитов фильтрата бурового раствора и пластового флюида (нефти) приведены на рис. 1, где можно видеть, что при разных потерях время очистки околоскважинной зоны меняется от 6 до 12 ч.

Рис. 1. Рассчитанные устьевые дебиты фильтрата бурового раствора (q_{mf} , сплошные кривые) и нефти (q_{rf} , штриховые кривые) при разных потерях бурового раствора Q_{mud_losses} : 1 – 0.08; 2 – 0.21; 3 – 0.55 м³/м



Следует заметить, что объем потерь бурового раствора также значительно влияет на изменение установившихся дебитов пластового флюида, что объясняется различным скин-фактором, полученным при первичном вскрытии. Увеличение потерь с 0.08 до 0.55 м³/м приводит к снижению на 14% стационарного устьевого дебита нефти, установившегося по истечении 15 ч добычи.

Влияние капиллярного расформирования зоны проникновения и изменения относительных фазовых проницаемостей

В коллекторах с высокими пластовым давлением и проницаемостью фильтрат бурового раствора вытесняется уже на стадии освоения скважины, поэтому ухудшение коллекторских свойств за счет влияния насыщенности остаточного фильтрата носит лишь временный характер [Грей, Дарли, 1985]. Однако в коллекторах с низкими давлением и проницаемостью, а также в скважинах, остающихся в контакте с рабочими жидкостями достаточно длительное время, капиллярное давление играет важную роль, и эффект насыщенности остаточного фильтрата оказывает существенное влияние на изменение фильтрационно-емкостных свойств.

Рассмотрены три случая первичного вскрытия пласта с поглощением фильтрата бурового раствора во время бурения. В первом из них бурение велось без остановки скважины; во втором – с остановкой на 1 день; в третьем – на 10 дней. Предполагается, что при простое скважины гидродинамический градиент давления отсутствует, однако имеет место капиллярное расформирование зоны проникновения смачивающей фазы (в рассматриваемых случаях – фильтрата бурового раствора).

При расчетах использовались значения капиллярного давления (рис. 2, а) и относительных фазовых проницаемостей (рис. 2, б), аппроксимированные по следующей корреляции (см., например [Corey, 1954; Dullien, 1992]):

$$k_{r,mf} = k_{r,mf}^0 s^{N_{mf}}, \quad k_{r,rf} = k_{r,rf}^0 (1-s)^{N_{rf}}, \quad p_c = p_{c0} + p_{ci}(1-s_{mf})^D, \quad s = \frac{s_{mf} - s_{mf}^+}{1 - s_{mf}^+ - s_{rf}^+}, \quad (11)$$

где $k_{r,mf}$ – относительная фазовая проницаемость фильтрата бурового раствора; $k_{r,rf}$ – относительная фазовая проницаемость пластового флюида (нефти); p_c – капиллярное давление; s_{mf}^+ – начальная водонасыщенность; s_{rf}^+ – начальная нефтенасыщенность; $k_{r,mf}^0$, $k_{r,rf}^0$, N_{mf} , N_{rf} , D – эмпирические параметры.

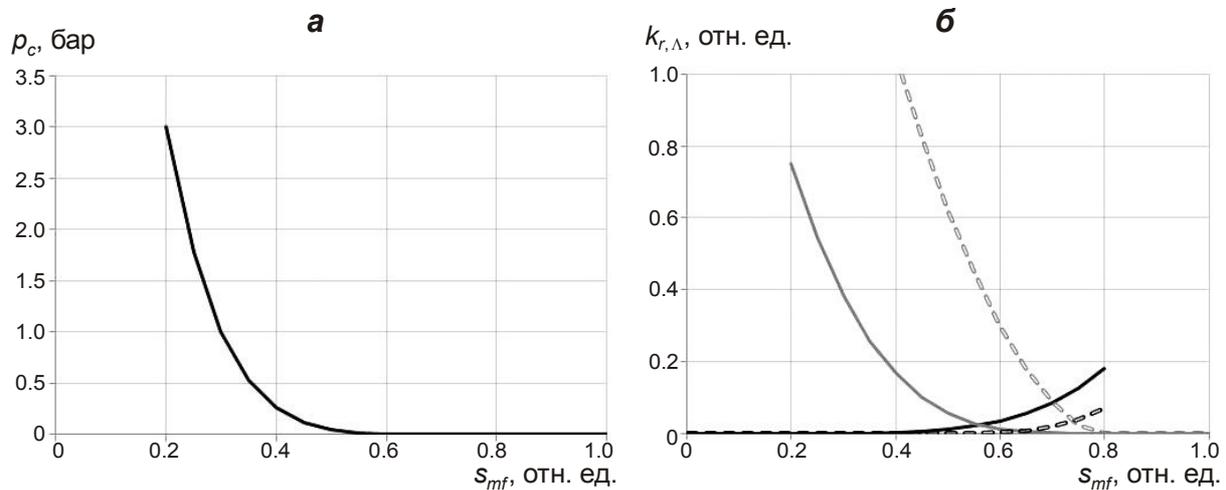


Рис. 2. Используемые при расчете капиллярное давление p_c (а) и относительные фазовые проницаемости $k_{r,\Lambda}$ для пластового флюида и фильтрата бурового раствора (б). На б: серые кривые – ОФП для пластового флюида ($k_{r,rf}$), черные – для фильтрата бурового раствора ($k_{r,mf}$); сплошные кривые – исходные значения; штриховые – измененные из-за воздействия бурового раствора

Согласно выполненным расчетам (рис. 3), увеличение глубины проникновения фильтрата бурового раствора за счет действия капиллярных сил составило 23 см при остановке скважины на 1 день и 70 см – при остановке на 10 дней. Скин-фактор после двух дней добычи при первичном вскрытии, сопровождавшимся простым скважины в течение 1 и 10 дней, составляет 5 и 7 соответственно.

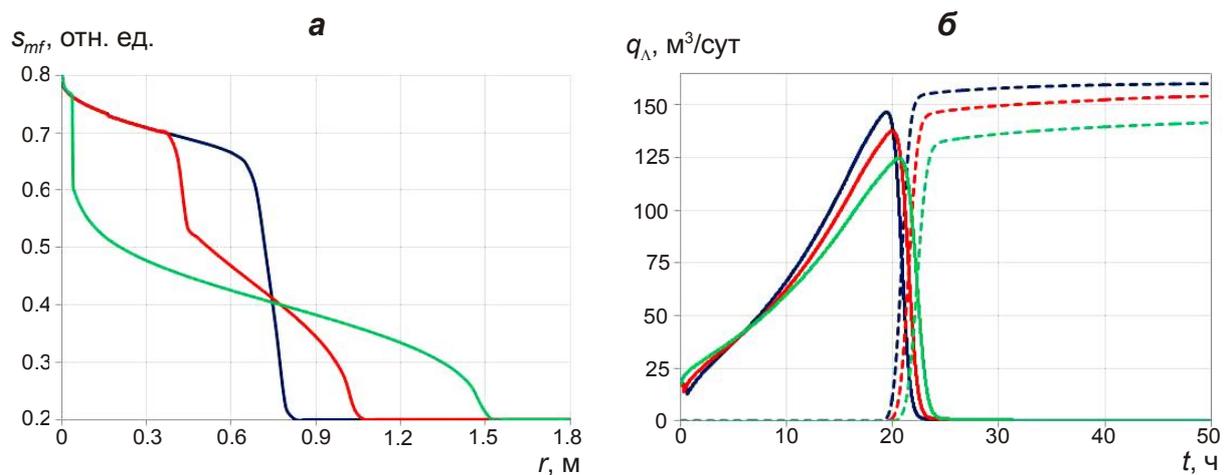


Рис. 3. Расчет распределения насыщенности фильтрата бурового раствора в околоскважинной зоне (а) и устьевого дебита фильтрата бурового раствора и пластового флюида (нефти) (б). Синие кривые – расчеты без остановки бурения, красные – с остановкой на 1 день, зеленые – с остановкой на 10 дней. На б: сплошные кривые – расчеты для фильтрата бурового раствора (q_{mf}); штриховые – для пластового флюида (нефти, q_{rf})

Эффект капиллярной пропитки приводит к “расплыванию” фронта насыщенности проникшего фильтрата бурового раствора, что выражается в более позднем (на 2 ч) приходе нефти (см. рис. 3, б), а также значительно удлиняет процесс вытеснения фильтрата из пласта. Установившийся дебит нефти снижается более чем на 5–10%.

Рассмотрим эффекты, связанные с изменением относительных фазовых проницаемостей под воздействием проникших компонент бурового раствора (поверхностно-активные вещества, полимеры и т.д.). Например, поверхностно-активные вещества изменяют характер смачиваемости породы коллектора, что отражается на форме кривых ОФП.

Слой адсорбированного полимера не только меняет смачиваемость породы, но и занимает существенную часть сечения мелких пор, значительно сужая их средний радиус. Это, в свою очередь, приводит к снижению ОФП смачивающей жидкости, поскольку она движется преимущественно по мелким порам (см. рис. 2, б, штриховые кривые). Абсолютная проницаемость породы при этом может меняться незначительно.

Отмеченные эффекты могут быть учтены путем изменения эмпирических параметров в формулах (11) для относительных фазовых проницаемостей. В частности, рост показателя степени N_{mf} и уменьшение параметра $k_{r, mf}^0$ ведут к снижению подвижности соответствующей фазы (см. уравнения (11)). Предположим далее, что эмпирические параметры в формулах (11) зависят от количества компоненты бурового раствора, удержанной в поровом пространстве, т.е. являются динамическими параметрами системы (по аналогии с работой [Михайлов, Николаевский, 2000]). Поскольку вопрос о влиянии сложной реологии фильтрата бурового раствора на динамику формирования структуры околоскважинной зоны выходит за рамки данной работы, в качестве модельного примера рассмотрим раствор с малой (0.4 кг/м^3) концентрацией полимера.

Пусть в кинетическом уравнении (7) коэффициент захвата $\lambda_T^b = 0$, т.е. имеют место только осаждение и адсорбция компонент на поверхности пор без захвата в поровых сужениях. Для учета изменения ОФП предположим, что из-за влияния адсорбированного полимера остаточная водонасыщенность возрастает с 0.2 до 0.41, а конечная точка относительной фазовой проницаемости фильтрата снижается до величины $k_{rf}^* = 0.07$, что соответствует лабораторным данным для песчаников *Berea* [Zheng et al., 1998], *Elgin* и *Okesa* [Barreau et al., 1997]. Изменение капиллярного давления в этих расчетах не учитывалось.

Результаты расчетов показывают, что изменение относительных фазовых проницаемостей за счет проникновения в околоскважинную зону полимера снижает установившийся дебит нефти на 20% (рис. 4).

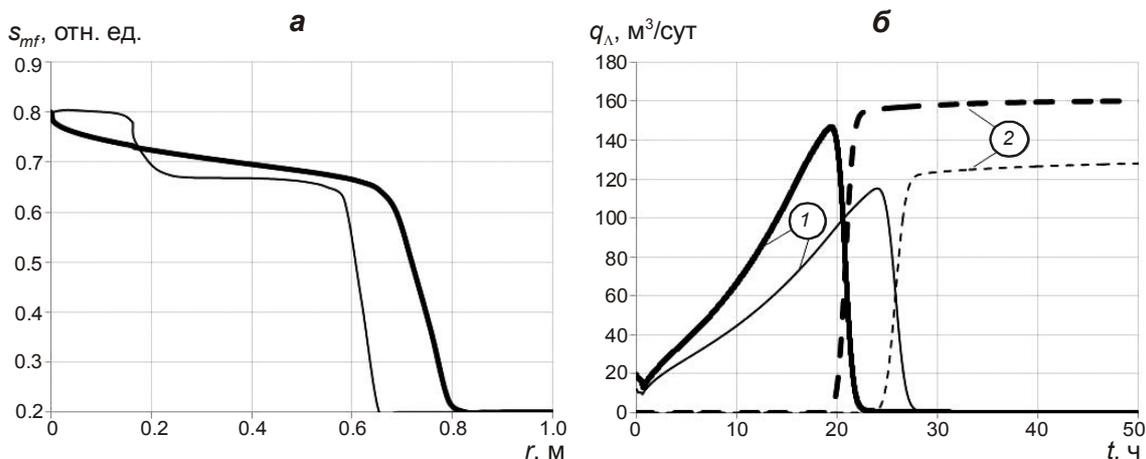


Рис. 4. Расчет глубины проникновения фильтрата бурового раствора (а) и устьевых дебитов фильтрата и нефти (б): утолщенные кривые – расчеты при исходных ОФП; тонкие – с учетом изменения ОФП под влиянием адсорбированного полимера. На б: 1 – расчет фильтрата бурового раствора (q_{mf}); 2 – нефти (q_{rf}); на горизонтальной оси – время добычи

Время выхода фильтрата на поверхность из-за снижения относительной фазовой проницаемости фильтрата значительно увеличивается (на 5–6 ч). Помимо описанных ранее процессов, полимеры могут приводить к снижению общей проницаемости около-скважинной зоны скважины из-за закупорки поровых каналов, но в данной серии расчетов этот процесс не учитывается.

Влияние фильтрационной корки и циркуляции бурового раствора

Далее с помощью разработанной модели была исследована зависимость потерь фильтрата бурового раствора от свойств внешней фильтрационной корки, а также от интенсивности ее эрозии за счет циркуляции раствора в скважине¹. Начальные фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пласта не менялись; время бурения составляло 3 ч, репрессия на пласт – 1.3 МПа. Концентрация сводообразующих частиц задавалась равной 5%, проницаемость внешней фильтрационной корки – 0.05 мД.

На рис. 5 представлены результаты расчета динамики роста внешней фильтрационной корки (а) и распределения насыщенности фильтрата бурового раствора на конец бурения (б). Кривая 1 на рис. 5, б – результаты расчетов без учета внешней фильтрационной корки. Результаты расчетов с учетом внешней фильтрационной корки и без циркуляции бурового раствора в стволе скважины – кривые 2; с учетом циркуляции бурового раствора – кривые 3.

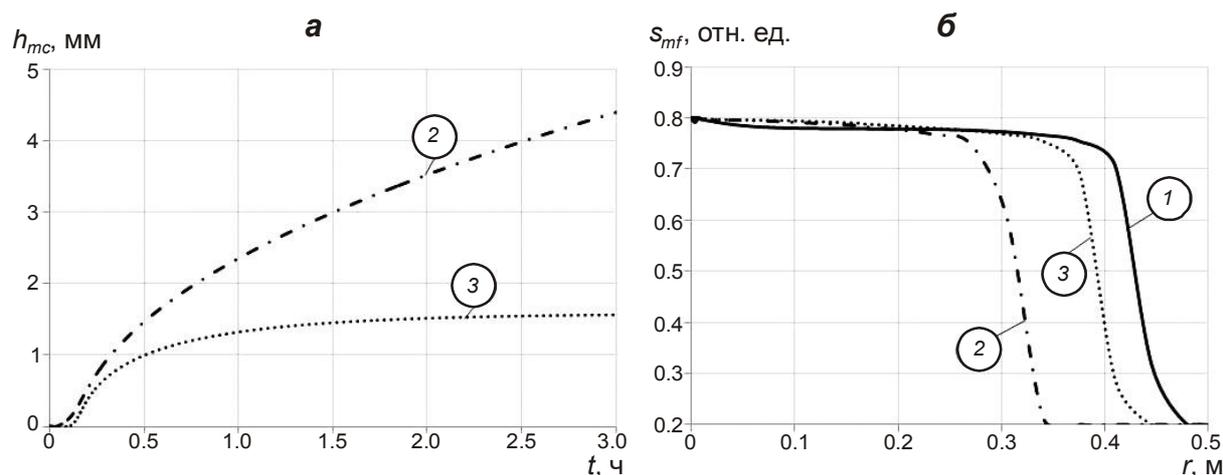


Рис. 5. Динамика роста внешней фильтрационной корки (а) и распределение насыщенности фильтрата бурового раствора на момент окончания бурения (б). Описание условных обозначений см. в тексте

При расчете скорости циркуляции бурового раствора использовались следующие параметры: наружный диаметр бурильной колонны – 8.225 см, диаметр ствола – 20.32 см, расход бурового раствора – 19 л/с [Грей, Дарли, 1985].

В условиях динамической фильтрации рост фильтрационной корки ограничен эрозионным действием потока бурового раствора в скважине. В момент вскрытия пласта скорость фильтрации высока и фильтрационная корка растет быстро, однако со временем ее рост замедляется. После того как скорость роста фильтрационной корки становится равной скорости ее эрозии, толщина корки стабилизируется на величине 1.56 мм при учете циркуляции бурового раствора (см. рис.5, а, кривая 3), а без учета циркуляции достигает 4.37 мм (см. там же, кривая 2).

¹ В лабораторных исследованиях данный эффект носит название “динамическая фильтрация”.

Для тех же условий в скважине исследовалась зависимость накопленных потерь бурового раствора от основных параметров фильтрационной корки – ее проницаемости k_{mc} и концентрации частиц твердой фазы C . Результаты расчетов с учетом циркуляции бурового раствора в стволе скважины представлены на рис. 6, а, без учета – на рис. 6, б.

Можно видеть, что фильтрационные потери снижаются с повышением содержания твердой фазы в буровом растворе (рис. 6, б) и с уменьшением проницаемости корки (рис. 6, а). Наибольшая чувствительность наблюдается при $k_{mc} \leq 0.03$ мД и $C \leq 5-6\%$ (кривые 1, 2) и в случае учета циркуляции бурового раствора (кривые 2).

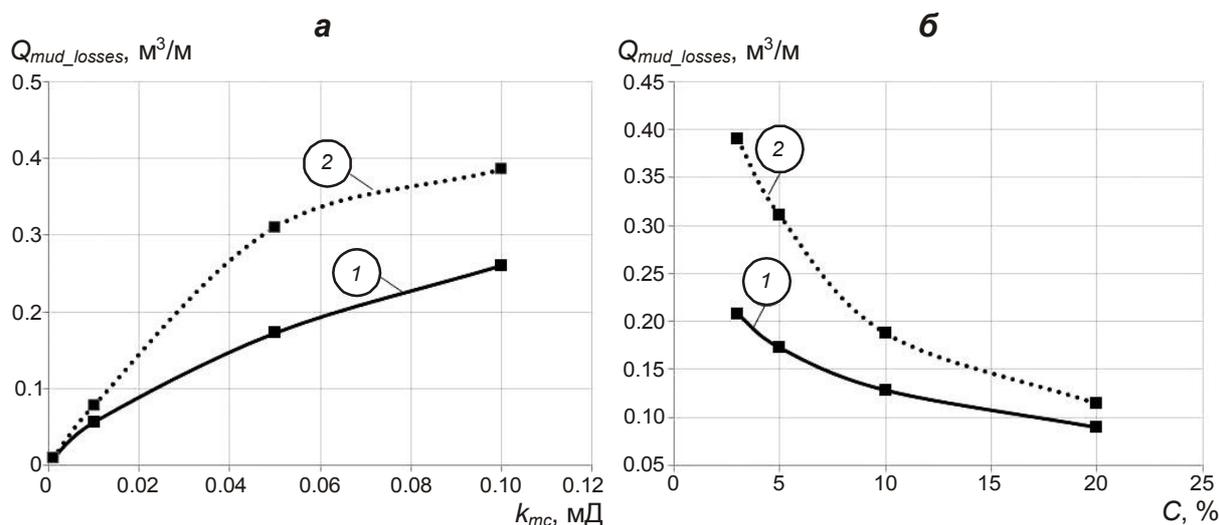


Рис. 6. Накопленные потери бурового раствора в зависимости от проницаемости фильтрационной корки (а) и от концентрации частиц твердой фазы (б): расчеты без учета циркуляции бурового раствора в скважине – кривые 1; с учетом – кривые 2

Чувствительность показателей добычи к параметрам зоны повреждения и перфорации

Влияние изменения коллекторских свойств околоскважинной зоны традиционно учитывается введением скин-фактора. Однако эта величина включает в себя две в общем случае независимые компоненты – размер поврежденной зоны и уровень снижения проницаемости.

Для стационарного однофазного притока к скважине связь между распределением проницаемости в околоскважинной зоне и скин-фактором определяется следующей формулой [Economides et al., 2000]:

$$S = \int_{R_w}^{R_c} \left[\frac{k_0}{k(r)} - 1 \right] \frac{dr}{r}, \quad (12)$$

где R_w – радиус скважины; R_c – радиус контура питания (зоны дренирования); k_0 – проницаемость исходного незагрязненного пласта; $k(r)$ – ухудшенная (“поврежденная”) проницаемость околоскважинной зоны.

В предположении о ступенчатой зоне повреждения формула (12) упрощается до вида

$$S = \left[\frac{1 - \varepsilon}{\varepsilon} \right] \ln \frac{R_d}{R_w}, \quad (13)$$

где R_d – радиус зоны повреждения; $\varepsilon = k_d/k_0$ – уровень снижения проницаемости; k_d – ухудшенная (сниженная) проницаемость в зоне повреждения.

Из (13) следует, что один и тот же скин-фактор может быть достигнут при разных комбинациях R_d и ε . В качестве примера рассмотрены две возможные комбинации этих параметров, приводящие к снижению проницаемости в околоскважинной зоне при скин-факторе $S = 3.6$ (рис. 7).

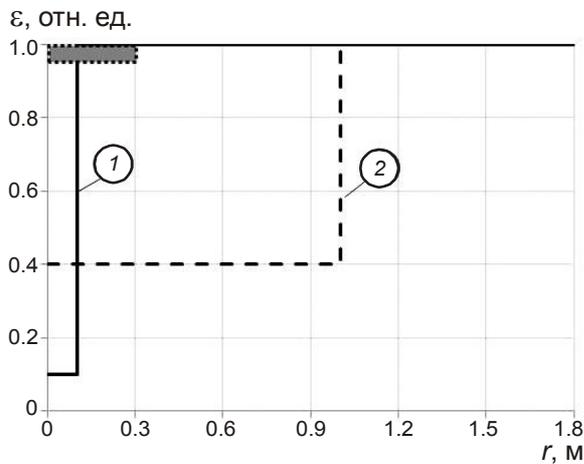


Рис. 7. Снижение проницаемости пласта в результате кольматации твердой фазы при скин-факторе $S = 3.6$

1 – $\varepsilon=0.1$, $R_d=5$ см; 2 – $\varepsilon=0.4$, $R_d=1$ м.
Заливкой обозначен перфорационный канал

Отмеченная неоднозначность может приводить к ошибкам в определении динамики добычи на раннем этапе и при выборе способа обработки околоскважинной зоны для интенсификации притока (повторная перфорация, солянокислотная обработка и т.п.). В связи с этим рассматривалась модель скважины с длиной перфорации 25 см и разными радиусами зоны повреждения. При этом была проанализирована чувствительность показателей очистки к ряду параметров (рис. 8, 9):

- к фильтрационно-емкостным свойствам залежи – гидропроводности kh/μ и относительной вязкости пластового флюида μ_o/μ_w (на рисунках отмечены прямоугольниками без заливки);

- к параметрам перфорации – отношению длины перфорации к глубине зоны повреждения L_{perf}/h_{dam} и скин-фактору зоны повреждения S_{cr} (черная заливка);

- к свойствам бурового раствора – концентрация частиц C , относительной фазовой проницаемости бурового раствора N_w (серая заливка).

Отклонения перечисленных параметров относительно базовых ($k=150$ мД; $\mu_o/\mu_w=0.94$; $C=5\%$; $N_w=2$; $L_{perf}/h_{dam}=2.5$), выбираемых в соответствии с полевыми данными, лежали в пределах $\pm 5\%$.

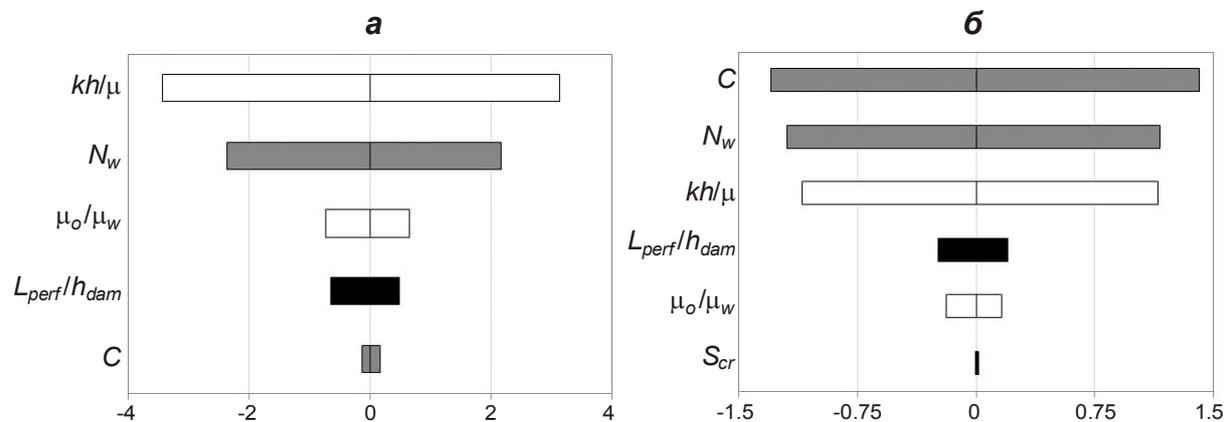


Рис. 8. Доли добытого бурового раствора из пласта в процентах от потерь в ходе бурения (а) и накопленная добыча нефти при 5% обводненности на 7 ч освоения скважины (б). На горизонтальных осях – проценты. Описание параметров см. в тексте

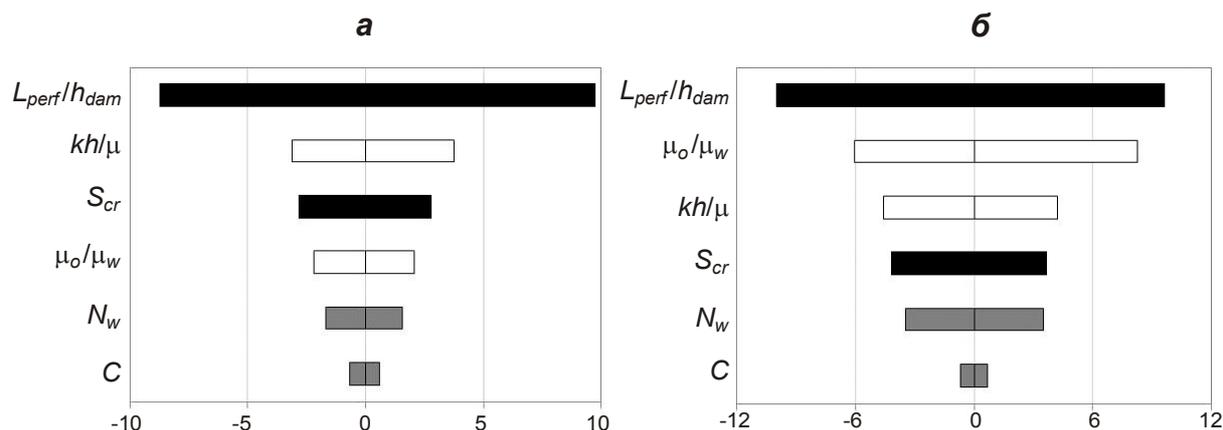


Рис. 9. Время прихода первой нефти на поверхность (а) и накопленная добыча нефти на 24 ч освоения скважины (б). На горизонтальных осях – проценты. Описание параметров см. в тексте

Доля добытого бурового раствора на раннем этапе при обводненности в 5% (достигается на 7 ч добычи) в основном зависит от свойств самого пласта (гидропроводности) и свойств бурового раствора (см. рис. 8, а). Накопленная добыча нефти на раннем этапе зависит от свойств бурового раствора (см. рис. 8, б), а при достижении стационарного режима (в рассматриваемом случае 24 ч добычи; см. рис. 9, б) – от отношения длины перфорационного канала к глубине зоны повреждения. Таким образом, при изменении длины перфорационного канала на $\pm 5\%$ накопленная добыча нефти изменяется на $\pm 10\text{--}11\%$ (см. рис. 9, б).

Заключение

Рассмотрена математическая модель динамики изменения свойств околоскважинной зоны из-за проникновения/удаления компонент бурового раствора и представлены результаты численного моделирования. С помощью численных расчетов показано, что увеличение потерь фильтрата бурового раствора с 0.08 до $0.55 \text{ м}^3/\text{м}$ приводит к снижению стационарного устьевого дебита нефти на 14% и к существенному замедлению очистки околоскважинной зоны от фильтрата бурового раствора.

Путем последовательного моделирования стадий бурения, простоя скважины и добычи нефти показано, что дополнительное внедрение фильтрата бурового раствора под влиянием капиллярных сил при длительной остановке скважины (1–10 дней) приводит к снижению установившегося дебита пластового флюида более чем на 5–10%.

Продемонстрировано, что изменение относительных фазовых проницаемостей (в рассматриваемом случае за счет проникновения в околоскважинную зону полимера) снижает установившейся дебит нефти на 20% и на 4 ч увеличивает время очистки околоскважинной зоны от фильтрата бурового раствора.

Исследовалась зависимость потерь фильтрата бурового раствора от свойств внешней фильтрационной корки и от наличия циркуляции бурового раствора в скважине. Фильтрационные потери снижаются с повышением содержания твердой фазы и с уменьшением проницаемости корки, причем наибольшая чувствительность наблюдается при учете циркуляции в скважине, а также в диапазоне величин $k_k \leq 0.03 \text{ мД}$; $C \leq 5\text{--}6\%$.

Также проведен анализ чувствительности показателей очистки околоскважинной зоны пласта к его параметрам, свойствам бурового раствора (в процентах от потерь в ходе бурения) и длине перфорационного канала. Продемонстрировано, что доля добытого бурового раствора на раннем этапе в основном зависит от гидропроводности

пласта, а на более позднем этапе сильное влияние на накопленную добычу нефти оказывает длина перфорационного канала относительно зоны повреждения.

Благодарности

Работа выполнена при поддержке Московского научно-исследовательского центра Шлюмберже. Авторы выражают свою благодарность Бертрану Тювени за ряд полезных рекомендаций и ценных комментариев, использованных в данном исследовании.

Литература

- Грей Дж.Р., Дарли Г.С. Состав и свойства буровых агентов. М.: Недра, 1985. 511 с.
- Зайцев М.В. Гидродинамический анализ влияния изменений околоскважинных зон пласта на производительность скважин в процессе разработки месторождений. М.: Институт проблем нефти и газа РАН, 2007. 110 с.
- Крылов В.И., Крецул В.В. Методическое указание по выбору промывочных жидкостей для вскрытия продуктивных пластов. М.: РГУ нефти и газа им. Губкина, 2002. 45 с.
- Михайлов Д.Н., Николаевский В.Н. Динамика потока в пористых средах при нестационарных фазовых проницаемостях // Изв. РАН. МЖГ. 2000. № 5. С.103–113.
- Михайлов Н.Н. Изменение физических свойств горных пород в околоскважинных зонах. М.: Недра, 1987. 151 с.
- Михайлов Н.Н. Информационно-технологическая геодинамика околоскважинных зон. М.: Недра, 1996. 348 с.
- Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. М.: ФГУП Изд-во “Нефть и газ” РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. 816 с.
- Соловьев Е.М. Заканчивание скважин. М.: Недра, 1979. 300 с.
- Ataefule, J.O., Kersey D.G. Advances in Formation Damage Assessment and Control Strategies // CIM Paper № 88-39-65, Proceedings of the 39th Annual Technical Meeting of Petroleum Society of CIM and Canadian Gas Processors Association. June 12–16. 1988.
- Barreau P., Bertin H., Lasseux D., Glenat P., Zaitoun A. Water control in producing wells: Influence of an adsorbed-polymer layer on relative permeabilities and capillary pressure // SPE 35447. 1996. P. 234–239.
- Civan F. Reservoir Formation Damage. Gulf Professional Publishing. USA. 2007. 1135 p.
- Chin W.C. Formation invasion, with applications to measurement-while-drilling, time-lapse analysis, and formation damage. Houston: Gulf Publishing Company. 1995. 240 p.
- Corey A.T. The Interrelation between gas and oil relative permeabilities. Prod. Monthly. November 1954. P.38–41.
- Dewan J.T., Chenevert M.E. A model for filtration of water-base mud during drilling: determination of mudcake parameters // Petrophysics. 2001. V. 42, N 3. P.237–250.
- Dullien F.A.L. Porous media: fluid transport and pore structure. San Diego: Academic Press, 1992. 574 p.
- Economides M.J., Nolte K.G., eds. Reservoir Stimulation. 3-rd edition. New York: John Wiley & Sons Ltd, 2000. 750 p.
- Herzig J.P., Leclerc D.M., Le Goff P. Flow of Suspensions through Porous Media – Application to Deep Filtration // Industrial and Engineering Chemistry. 1970. V. 62, N 5. P.8–35.
- Ives K.J., Pienvichitr V. Kinetics of filtration of dilute suspensions // Chemical Engineering Science. 1965. V. 20, N 11. P.965–973.
- Outmans H.D. Mechanics of static and dynamic filtration in the borehole // SPE 491. 1963. P.236–244.
- Theuveny B., Mikhailov D., Spesivtsev P., Starostin A., Osiptsov A., Sidorova M., Shako V. Integrated approach to simulation of near-wellbore and wellbore cleanup // SPE 166509. 2013. P.1–28.
- Zheng C.G., Gall B. L., Gao H. W., Miller A. E., Bryant R. S. Effects of polymer adsorption and flow behavior on two-phase flow in porous media // SPE 39632. 1998. V. 1. P.293–306.

Сведения об авторах

МАКАРОВА Анастасия Андреевна – аспирантка, Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина. 119991, г. Москва, Ленинский пр., д. 65, корп. 1. Тел.: 8(903) 777-49-58. E-mail: anastasya_makarova@bk.ru

МИХАЙЛОВ Дмитрий Николаевич – научный сотрудник, Московский научно-исследовательский центр Шлюмберже. 119285, г. Москва, ул. Пудовкина, д. 13. Тел.: 8 (495) 935-82-00. E-mail: dmikh@yandex.ru

ШАКО Валерий Васильевич – начальник отдела, Московский научно-исследовательский центр Шлюмберже. 119285, г. Москва, ул. Пудовкина, д. 13. Тел.: 8(916) 621-65-32. E-mail: vshako@ya.ru

MODELING OF INFLUENCE OF PROPERTIES OF FORMATION DAMAGE ZONE ON EARLY PRODUCTION DYNAMICS

A. A. Makarova^{1,2}, D.N. Mikhailov², V.V. Shako²

¹ *Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Moscow, Russia*

² *Schlumberger Moscow Research, Moscow, Russia*

Abstract. The processes that occur during the construction of wells have significant and often irreversible effects on the well productivity index. During drilling and completion, mud filtrate and different mud components (particles, clay, polymers and etc.) invade into the near-wellbore zone of the reservoir due to the ‘over-balance’ pressure and interact with the reservoir fluids and rock-forming minerals. As a result, these processes can cause significant changes of reservoir properties in the effected region and lead to higher values of skin factor. In this paper, we consider a numerical model of near-wellbore zone, which includes generation and growth of the external mud cake and invasion of the drilling mud filtrate. The dynamics of the near-wellbore zone and the well production have been studied in order to determine its dependence on the basic physical properties of reservoir, drilling mud properties and the perforation length.

Keywords: drilling, near-wellbore area, mud losses, clogging, external mud cake, internal mud cake, skin-factor, cleanup of near-wellbore zone.