

УДК 532.546

**Исследование влияния капиллярных явлений при фильтрации
двухфазных несмешивающихся жидкостей в пористых средах**

**Ю. Е. Катанов^{1*}, А. К. Ягафаров¹, И. И. Клещенко¹, М. Е. Савина¹,
Г. А. Шлеин¹, С. А. Ягафаров²**

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

²Тюменский государственный университет, г. Тюмень, Россия

*e-mail: katanovje@tyuiu.ru

Аннотация. Исследован новый подход оценки геолого-технологической эффективности реализации ремонтно-изоляционных работ (на примере водо-изоляционных работ) в продуктивной части викуловской свиты с целью ограничения уровня водопритока в прискважинной зоне массива и максимизации продолжительности безводного периода добычи нефти в условиях двухфазной фильтрации.

Ключевые слова: капиллярное давление; насыщенность флюидом; смачиваемость; модель фильтрации; функциональная композиция; несмешивающиеся жидкости

**Studying the influence of capillary phenomena in two-phase filtration
of immiscible fluids in porous media**

**Yury E. Katanov^{1*}, Alik K. Yagafarov¹, Ivan I. Kleshchenko¹,
Marina E. Savina¹, Gennady A. Schlein¹, Saveliy A. Yagafarov²**

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²University of Tyumen, Tyumen, Russia

*e-mail: katanovje@tyuiu.ru

Abstract. The article deal with a new approach to the assessment of geological and technological efficiency of the implementation of the remedial cementing (a case study of water shut-off treatment) in the productive part of Vikulov suite in order to limit the level of water inflow into the near-well area of the array and maximize the duration of waterless period of crude oil production in the conditions of two-phase filtration.

Key words: capillary pressure; fluid saturation; wettability; filtration model; functional composition; immiscible liquids

Введение

Разработка математического аппарата при учете капиллярных явлений в задачах литологии нефти и газа является актуальной темой исследования, поскольку позволит оптимизировать геолого-технологический функционал воз-

действия на прискважинную зону массива с целью максимального отбора жидкости из продуктивной части пористых сред.

Объект и методы исследования

В качестве объекта исследования выбраны продуктивные отложения месторождений Западной Сибири, относительно которых были получены аналитико-графические результаты поисковых и разведочных работ на газ и нефть [1–8]. Прогнозная и минерагеническая интерпретации полученных результатов были реализованы на базе современных математических методов.

Рассмотрены различные ситуации для создания геолого-математических моделей фильтрации флюидов: процесс вытеснения в слабо- и среднесцементированных горных породах, процессы пропитки массива в системе «нефть — вода», при одномерном течении несмешивающихся между собой несжимающихся жидкостей в условиях пренебрежения капиллярным давлением и гравитационной составляющей.

Представленные функциональные зависимости могут быть использованы для следующих практических целей: определив функциональную композицию совместного притока воды и нефти на базе геолого-промысловых данных, далее, аналитико-графически можно определить изменение относительных фазовых проницаемостей и относительную насыщенность коллекторов в переходной зоне массива. Также допустима гидродинамическая оценка эффективности воздействия на прискважинную зону с целью снижения водопритока, выполненная с учетом промысловых данных. Подобного комплексного подхода исследований в этой области не выявлено.

Обсуждение

Капиллярные явления представляют собой процесс влияния сил межмолекулярного взаимодействия на движение и равновесие свободной поверхности жидкости, границ жидкостей с твердыми телами и поверхности раздела несмешивающихся между собой жидкостей, например, опускание или поднятие уровня жидкости в капиллярах пористых сред. Сопротивления, создаваемые при фильтрации воды, называются капиллярным (добавочным) давлением, создаваемым поверхностным натяжением на искривленной поверхности жидкости в капилляре. Основные механизмы принятия решений по проявлению и работе с капиллярными явлениями были разработаны П. С. Лапласом.

Дж. Жюрен вывел формулу определения капиллярного давления P_k , основную характеристику которой составляет краевой угол смачивания [1, 9–11].

Для задач нефтегазовой геологии и разработки месторождений углеводородов явление капиллярного давления проявляется на границе между двумя или более фазами, насыщающими поры. При этом капиллярное давление в двухфазной системе равно разнице давлений в смачивающей и несмачивающей фазах: если смачивающая фаза представлена водой (исследование гидрофильной породы), тогда для двухфазной системы «нефть — вода» справедливо выражение

$$P_{c.oil.w} = p_{oil} - p_w = f(S_w). \quad (1)$$

Из выражения (1) видно, что капиллярное давление является функцией насыщенности S_w и зависит от характера дренирования или процесса пропитки (рис. 1); определяется для конкретных пород и насыщающих их флюидов при определенных значениях состава жидкостей и температуры [8–10, 12, 13].

Для процесса вытеснения (дренирования) насыщенность смачивающей фазой (водой), когда ее остатки, за счет перепада давления, нельзя «выдавить» из образца исследуемой породы, обозначим $S_{i.w}$.

Конечную насыщенность несмачивающей фазой (нефтью), при перепаде давления, когда при пропитке образца ее «вытеснить» уже нельзя, обозначим $S_{oil.r.w}$. Значения параметров $S_{i.w}$ и $S_{oil.r.w}$ хорошо согласуются с границами кривых относительных фазовых проницаемостей для двухфазной системы «нефть — вода». Но это в теории.

На практике же может оказаться недостоверной оценка изменения параметров насыщенности при увеличении глубины залегания пород. В таких случаях кривые капиллярного давления используют как априорную модель для определения начального распределения насыщенности массива по глубине с учетом характера смачиваемости горной породы, водонасыщенности и распределения пор по размерам [14].

Для пористых сред, в которых происходит одновременная фильтрация двух и более флюидов, закон Дарси можно модифицировать с учетом капиллярного давления, с использованием параметров эффективной фазовой проницаемости (вместо абсолютной), фазовой скорости, потенциала и плотности каждой из фаз, для оптимизации расчета скорости фильтрации. Тогда обобщенные полуэмпирические законы фильтрации для нефти и воды в двухфазной системе можно представить следующим образом:

$$q_{oil.x} = -\beta_c \cdot \frac{k_{oil.x} \cdot A_x}{\mu_{oil}} \cdot \frac{d\Phi_{oil}}{dx} \quad (2)$$

$$q_{w.x} = -\beta_c \cdot \frac{k_{wx} \cdot A_x}{\mu_w} \cdot \frac{d\Phi_w}{dx}, \quad (3)$$

где, соответственно, относительные проницаемости по нефти и воде k_{ox}, k_{wx} зависят от параметра насыщенности; μ_{oil}, μ_w — вязкости по нефти и воде; $\beta_c = 86,4 \cdot 10^{-4}$ — переводной параметр; Φ_{oil}, Φ_w — потенциалы по нефти и воде; A_x — площадь поперечного сечения, расположенная перпендикулярно направлению фильтрации; dx — приращение исследуемого сечения относительно траектории фильтрации.

Эффективную проницаемость по нефти можно представить следующим образом:

$$k_{oil.x} = k_x \cdot \left(\frac{k_{oil.x}}{k_x} \right) = k_x \cdot k_{r.oil.w}, \quad (4)$$

где k_x — абсолютная проницаемость пористой среды в направлении оси x , $k_{r.oil.w}$ — относительная проницаемость по нефти.

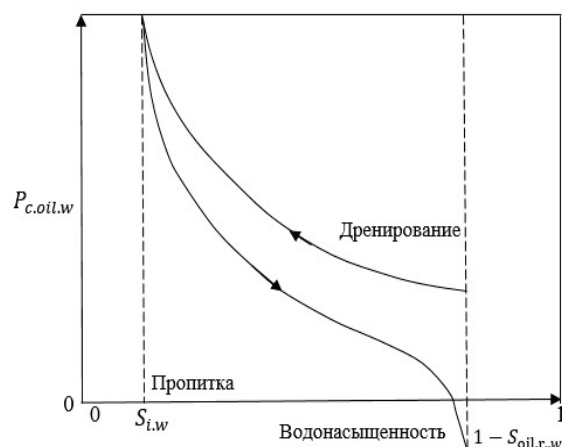


Рис. 1. Капиллярное давление в системе «нефть — вода» (вода — смачивающая фаза)

Аналогично для водной фазы справедливо уравнение

$$k_{w.x} = k_x \cdot \left(\frac{k_{w.x}}{k_x} \right) = k_x \cdot k_{r.w}. \quad (5)$$

Подставляя уравнения (4–5) в (2–3), получим

$$q_{oil.x} = -\beta_c \cdot k_x \cdot A_x \frac{k_{r.oil.w}}{\mu_{oil}} \cdot \frac{d\Phi_{oil}}{dx}, \quad (6)$$

$$q_{w.x} = -\beta_c \cdot k_x \cdot A_x \frac{k_{r.w}}{\mu_w} \cdot \frac{d\Phi_w}{dx}. \quad (7)$$

На рисунке 2 представлены зависимости относительных проницаемостей $k_{r.oil.w}$ и $k_{r.w}$ как функции водонасыщенности S_w для системы «нефть — вода», а также $k_{r.oil.g}$ и $k_{r.g}$ как функции S_g для системы «нефть — газ» соответственно.

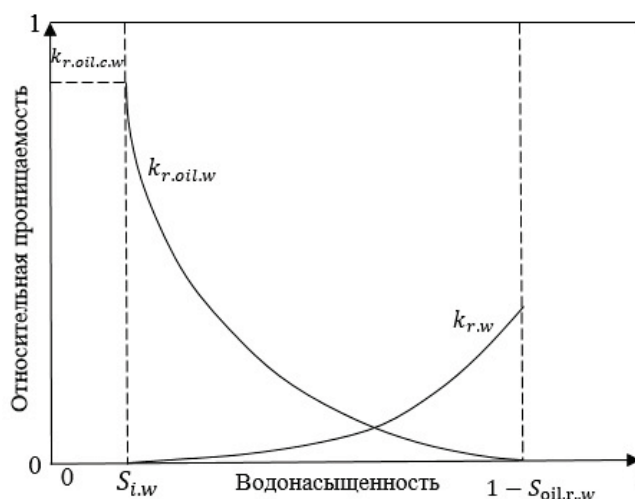


Рис. 2. Относительные фазовые проницаемости (кривые пропитки) для системы «нефть — вода»

Интервал допустимых значений относительной проницаемости фаз всегда находится в пределе от 0 до 1, и если за базовую проницаемость принять абсолютную проницаемость, то сумма $k_{r.oil.w}$ и $k_{r.w}$ при любых значениях S_w (соответственно, $k_{r.oil.g}$ и $k_{r.g}$ при любых S_g) или меньше, или равна 1.

На практике кривые относительных фазовых проницаемостей (для процесса двухфазной фильтрации) получают по результатам лабораторных исследований на образцах керна.

Таким образом, для многофазных систем будут оптимальны обобщенные законы фильтрации, описанные формулами (6–7).

Геолого-математические модели фильтрации флюидов

Двухфазная модель Кори. Данная модель фильтрации используется при моделировании процесса вытеснения флюида в матрице сцементированных гор-

ных пород. Приведенная насыщенность смачивающей фазы может быть определена следующим образом:

$$S_{w.n} = \frac{S_w - S_{i.w}}{1 - S_{i.w}}, \quad (8)$$

где S_w и $S_{i.w}$ — насыщенность и остаточная насыщенность.

Тогда относительная проницаемость смачивающей фазы приближенно может быть вычислена следующим образом:

$$k_{r.w} = S_{w.n}^4, \quad (9)$$

а проницаемость по несмачивающей фазе представлена в виде

$$k_{r.n.w} = (1 - S_{w.n})^2 \cdot (1 - S_{w.n}^2). \quad (10)$$

Двухфазная модель Наара и Хендерсона. Данная модель фильтрации получена вероятностно-статистическим путем при исследовании процесса пропитки в системе «нефть — вода». Относительные проницаемости по воде и нефти рассчитывают аналогично модели Кори.

Двухфазная фильтрационная модель Баклея — Леверетта. Данная модель фильтрации описывает корректно движение жидкости только для одномерного течения, в рамках которого нефть и вода рассматриваются как несмешивающиеся и несжимаемые жидкости, а поровая среда недеформируемая. В таких условиях капиллярным давлением и влиянием силы тяжести можно пренебречь.

Для случаев прямолинейно-параллельного и плоскорадиального потоков это приводит к классической в теории вытеснения модели Баклея — Леверетта (функция распределения потоков фаз $f(S_w)$, имеющая простой физический смысл — отношение скорости фильтрации вытесняющей фазы (воды) к суммарной скорости потока двух фаз (нефть и вода)).

Совместный приток двух жидкостей рассматривается системно и описывается по полуэмпирическому закону Дарси [15].

Отношение скорости фильтрации вытесняющей смачивающей жидкости к суммарной скорости движущихся жидкостей можно представить в виде следующего соотношения:

$$f_1(\sigma) = \frac{1}{1 + \mu_0 \cdot \frac{k_2^*(\sigma)}{k_1^*(\sigma)}}, \quad (11)$$

где $k_1^*(\sigma)$ и $k_2^*(\sigma)$ — относительные фазовые проницаемости для воды и нефти как функции насыщенности σ , определяемые по экспериментальным данным; μ_0 — отношение коэффициентов динамической вязкости вытесняющей и вытесняемой жидкостей.

Физический смысл функции (11) состоит в дифференцированном изменении доли воды в добываемой продукции (рост водной фазы) при совместном притоке в скважину воды и нефти, а также определяет характер распределения водонефтенасыщенности и полноту их вытеснения по пласту (рис. 3).

Характерной особенностью зависимости $f(S_w)$ является наличие точки перегиба S_{II} , участков выпуклости и вогнутости, где производная $f(S_w)'$, соответственно, около и больше нуля.

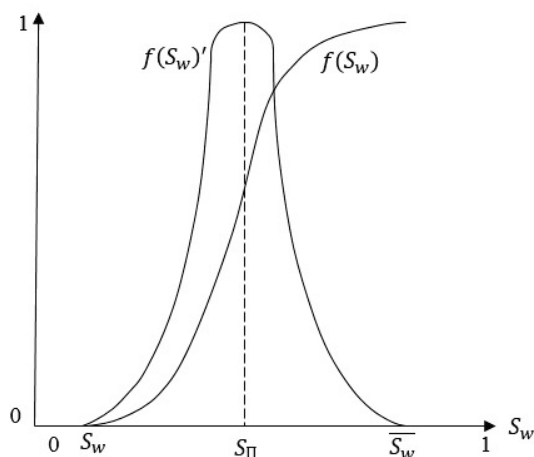


Рис. 3. Функция Баклея — Леверетта и ее производная

сти распространяются с большими скоростями, а при $S_{П} < S_{1,w}$ скорость распространения установившегося значения насыщенности начинает уменьшаться, вследствие чего происходит многозначное перераспределение насыщенности (рис. 4, линия 1-2-3-4-5).

В области участка линии 1-2-3-4-5 одному и тому же значению S соответствуют три значения насыщенности S : $S_{1,w}$, $S_{2,w}$, $S_{3,w}$, что физически невозможно, поскольку в каждом сечении пласта в любой момент времени может существовать только одна насыщенность.

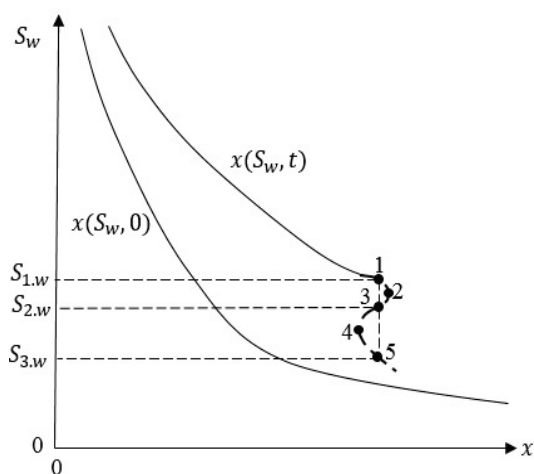


Рис. 4. Эффект многозначности распределения насыщенности

ности одной из фаз рассмотренная ранее задача уже не будет сводиться к одному уравнению для насыщенности, а возникнет необходимость совместного определения насыщенности и давления [16].

В результате анализа результатов проведенных исследований отечественных и зарубежных ученых мы записали систему уравнений фильтрации (12–18) относительно водонасыщенности и давления в пласте:

Зависимости функций $f(S_w)$ и $f'(S_w)$ от отношения вязкостей фаз $m_0 = \frac{m_1}{m_2}$ определяют сдвиг кривой $f(S_w)$ вправо, и эффективность вытеснения будет возрастать.

Геофлюидодинамической интерпретацией модели двухфазного вытеснения Баклея — Леверетта является преобладающая зависимость скорости распространения насыщенности от величины этой насыщенности. Данное явление называется дисперсией волн.

В интервале $0 < S_w < S_{П}$ большие значения насыщенности

Данная неоднозначность может быть устранена введением в исследование величины скачка насыщенности (см. рис. 4, отрезок 1-3-5), скорость распространения которого равна скорости распространения насыщенности.

В инженерных расчетах скачок насыщенности объясняется пренебрежением капиллярными силами, за счет которых появляется некоторая «переходная зона» вблизи фронта вытеснения, относительно которой насыщенность изменяется непрерывно.

В случае неоднородного вытеснения и при учете сжимае-

$$m \cdot \frac{\partial S_w}{\partial t} + \operatorname{div}(F(S_w) \cdot U) = Q \quad (12)$$

$$\operatorname{div}(U) = q \quad (13)$$

$$F(S_w) = \frac{u_w}{U} = \frac{\frac{k_w(S_w)}{\mu_w}}{\frac{k_w(S_w)}{\mu_w} + \frac{k_{oil}(S_w)}{\mu_{oil}}} \quad (14)$$

$$U = u_w + u_{oil} \quad (15)$$

$$u_{oil} = -k \cdot \frac{k_{oil}(S_w)}{\mu_{oil}} \cdot \operatorname{grad} p \quad (16)$$

$$u_w = -k \cdot \frac{k_w(S_w)}{\mu_w} \cdot \operatorname{grad} p \quad (17)$$

$$Q = \begin{cases} F(S_w) & \text{— стоки водонасыщенности на добывающих скважинах} \\ F(S_{0.w}) & \text{— источники водонасыщенности на нагнетательных скважинах,} \end{cases} \quad (18)$$

где S_w — водонасыщенность; k — абсолютная проницаемость массива; $k_w(S_w)$ — относительная фазовая проницаемость по воде; $k_{oil}(S_w)$ — относительная фазовая проницаемость по нефти; μ_w, μ_{oil} — динамические вязкости воды и нефти; q — стоки/источники жидкости (в общем объеме жидкости); Q — стоки/источники водонасыщенности; p — текущее давление в пласте; t — время. Предполагается, что $S_w|_{t=0} = \underline{S_w}$, где $\underline{S_w} = 0,05 \div 1$ — остаточная водонасыщенность.

Область для решения данной задачи — область симметрии, вырезанная из бесконечной периодической плоскости добычи. На границах области устанавливаются условия непроницаемости или граничные периодические условия. Следует отметить, что коэффициенты $k_w(S_w)$, $k_{oil}(S_w)$ и сама функция Баклея — Леверетта $F(S_w)$ зависят от водонасыщенности S_w , что явно приведет к ряду нелинейных эффектов, образованию скачков водонасыщенности и дополнительно усложнит процесс моделирования.

Для инженерных расчетов приведены коэффициенты проницаемости по нефти и воде

$$k_{oil}(S_w) = \begin{cases} 1, & 0 \leq S_w \leq \underline{S_w} \\ \left(\frac{\underline{S_w} - S_w}{\underline{S_w} - \underline{S_w}} \right)^2, & \underline{S_w} \leq S_w \leq \overline{S_w} \\ 0, & \overline{S_w} \leq S_w \leq 1 \end{cases} \quad (19)$$

$$k_w(S_w) = \begin{cases} 0, & 0 \leq S_w < \underline{S_w} \\ \left(\frac{S_w - \underline{S_w}}{\overline{S_w} - \underline{S_w}} \right)^2, & \underline{S_w} \leq S_w \leq S_{1.w} \\ 0,8 \cdot \left(\frac{S_w - \underline{S_w}}{\overline{S_w} - \underline{S_w}} \right)^{0,5}, & S_{1.w} < S_w \leq \overline{S_w} \end{cases},$$

где $\overline{S_w}$ — предельно допустимая водонасыщенность, $S_{1.w} = 0,70324$.

При исследовании воздействия гидрофобизатором на нефтенасыщенные массивы меловых отложений Красноленинского месторождения (викуловская свита) была разработана технология изоляционных работ, направленных на ограничение водопритокков при получении притоков нефти промышленного типа [9, 17].

На примере данной свиты выявлена закономерность достижения наиболее максимальной эффективности проведения изоляционных работ (рис. 5): в массивах со значениями $\sigma_B > 0,63$ получение промышленных притоков нефти затруднено; при достижении уровня насыщенности до значения 0,63 наблюдается незначительный эффект после водоизоляции; в массивах со значениями насыщенности с σ_B до 0,43 будет наблюдаться максимальная эффективность проведения ремонтно-изоляционных работ (РИР) [11, 17].

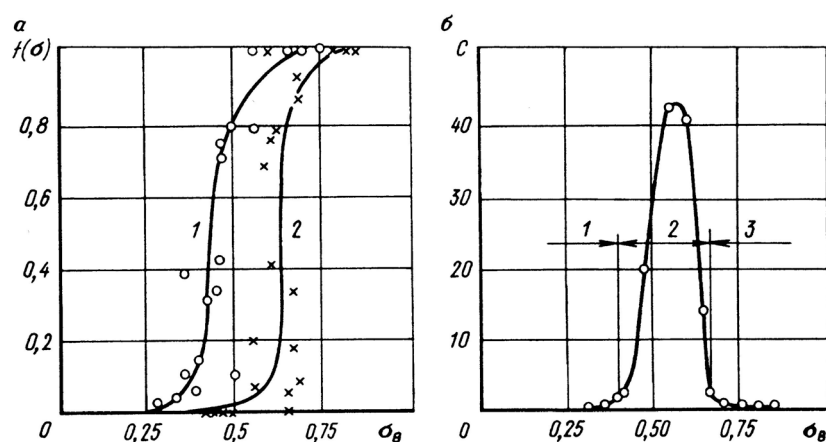


Рис. 5. Границы переходной зоны продуктивной части массивов викуловской свиты при воздействии кремнийорганических соединений: а) распределение функции Баклея — Леверетта: 1 — до процесса гидрофобизации, 2 — после процесса гидрофобизации; б) границы эффективности водоизоляционных работ: 1 — ($\sigma_B < 0,43$ — достижение максимальной эффективности РИР), 2 — ($\sigma_B \sim 0,43-0,63$ — достижение средней эффективности РИР), 3 — ($\sigma_B > 0,63$ — преобладание минимальной эффективности РИР)

Для процесса ограничения водопитока системный учет капиллярного скачка давления p_k и скачка водонасыщенности, представленных в виде эмпирических функций, позволит учесть теорию приближенной оценки ширины зоны скачка насыщенности, рассмотренную в модели Рапопорта — Лиса.

Следует отметить, что рост градиентов насыщенностей наблюдается при воздействии капиллярных сил вдоль линии фронта вытеснения, где их значения будут максимальными. Это воздействие приводит к перераспределению фронта, что вызывает непрерывное изменение насыщенности, скачок которой будет представлен неявно.

С другой стороны, экспериментально установлено существование постоянно перемещающейся стабилизированной зоны насыщенности, которая при этом не изменяет своей формы, следовательно, распределение насыщенности относительно нее происходит стационарно при постоянном значении скорости вытеснения.

Необходимо отметить, что при уменьшении влияния капиллярных сил (уменьшении капиллярного давления) численное решение уравнения Рапопорта — Лиса стремится к аналитическому решению уравнения Баклея — Леверетта.

Построив функцию (11), графическим путем определяется насыщенность коллекторов в переходной зоне.

Определив функцию $f_1(\sigma)$ по промысловым данным совместного притока, например, нефти и воды из формулы (19), можно определить и отношение соответствующих фазовых проницаемостей. По промысловым данным можно также оценить гидродинамическую характеристику прискважинной зоны при ограничении водопритока, рассчитав функцию (11) до (f_1). После анализа изменившихся гидродинамических параметров построить функцию (19) для (f_2) — после обработки и найти отношение

$$C = \frac{f_1(\sigma)}{f_2(\sigma)}. \quad (20)$$

Выводы

Рассмотрены основные геолого-математические модели фильтрации флюидов, границы и условия их применения при исследовании реальных капиллярных явлений в продуктивном пласте.

Разработанные способы определения истинного положения водонефтяного контакта и контроля над производством изоляционных работ, несомненно, окажут положительное влияние на качество заканчивания скважин и подготовки извлекаемых запасов нефти промышленных категорий.

Новые технологии добычи нефти из переходных зон нефтяных залежей и технология направленного воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП) с целью ограничения водопритокров, интенсификации притоков и добычи безводной нефти в условиях двухфазной фильтрации, когда проявляется эффект подтягивания подстилающей нефть воды (образование конуса), в определенной степени решают проблему интенсификации притоков и продления безводного периода добычи нефти. При этом технология направленного воздействия на ПЗП позволяет вести ограничение водопритокров по управляемой схеме. Разработанный способ последовательно-циклической добычи нефти из продуктивного пласта является одним из способов управления водяным конусом, так как конус воды не может прорваться через перфорационные отверстия в нефтяную зону, и отбор воды физически означает изменение поля потенциала потока вокруг скважины таким образом, что водяной конус подавляется (выполаживается). Устойчивое положение конуса образуется и сохраняется вокруг скважины ниже отверстий вскрытого перфорацией нефтенасыщенного пласта, а наличие экрана еще более усиливает это положение во времени.

Библиографический список

1. Теоретические основы поисков и разведки нефти и газа: учебник для вузов / А. А. Бакиров [и др.]; под ред. Э. А. Бакирова, В. Ю. Керимова. В 2 кн. — 4-е изд., перераб. и доп. — Кн. 1: Теоретические основы прогнозирования нефтегазоносности недр. — М.: Недра, 2012. — 423 с.
2. Большаков Ю. Я. Теория капиллярности нефтегазонакопления. — Новосибирск: Наука, 1995. — 184 с.
3. Большаков Ю. Я., Тараканова Н. Н. Капиллярно-экранированные залежи УВ в песчаных коллекторах // Геология нефти и газа. — 1986. — № 6. — С. 21–26.
4. Геологические модели залежей нефтегазоконденсатных месторождений Тюменского Севера / В. И. Ермаков [и др.]; под ред. В. И. Ермакова, А. Н. Кирсанова. — М.: Недра, 1995. — 464 с.
5. Геология нефти и газа Западной Сибири / А. Э. Конторович [и др.]. — М.: Недра, 1975. — 679 с.

6. Политехнический словарь / Гл. ред. А. Ю. Ишлинский. – 2-е изд. – М.: Советская энциклопедия, 1980. – 656 с.
7. Рыбак В. К. Влияние неотектоники на изменение положения ВНК залежей нефти Краснотеннинского свода // Тектоника Западной Сибири: сб. науч. тр. – Тюмень, 1987. – С. 126–129.
8. Телков А. П., Грачев С. И. Прикладные задачи разработки нефтегазоконденсатных месторождений и нефтегазодобычи: учебник. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. – 502 с.
9. Обоснование математических моделей нефтяных залежей на примере разработки пласта АС₁₂ Приобского месторождения. Обзор ВНИИОЭНГ / А. П. Телков [и др.]. – М., 1993. – 56 с.
10. Определение гидродинамической модели залежи и типа коллектора Салымского месторождения / И. Д. Умрихин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1984. – № 6. – С. 33–38.
11. Ягафаров А. К., Федорцов В. К., Вылегжанина Л. А. Влияние смачиваемости твердой поверхности на фильтрацию нефтей в пористых средах // Тр. Тюменской областной науч.-техн. конф. по химии и химическим технологиям. – Тюмень, 1985. – С. 22–23.
12. Уингрейв Д., Шехтер Р., Уэйд В. Экспериментальное определение зависимости поверхностного натяжения от кривизны по результатам изучения течения жидкости // Современная теория капиллярности: сб. ст. / Под ред. А. И. Русанова (СССР), Ф. Я. Гудрича (США). – Л.: Химия, 1980. – С. 245–273.
13. Haug E. T. S., Holm L. W. Effect of WAG injection and rock wettability on oil recovery during CO₂ flooding // SPE Reservoir Engineering. – 1988. – Vol. 3, Issue 1. – P. 119–129. DOI: 10.2118/15491-PA
14. Ягафаров А. К. Геолого-геофизические основы интенсификации притоков из нефтеразведочных скважин Западной Сибири: Автореф. дис. д-ра геол.-минерал. наук. – Тверь, 1994. – 42 с.
15. Проблемы нефтегазонасности глубокозалегающих и сложнопостроенных объектов Западной Сибири / Ф. З. Хафизов [и др.] // Геология нефти и газа. – 1988. – № 5. – С. 5–8.
16. Jennings J. B. Capillary Pressure Techniques: Application to Exploration and Development Geology // AAPG Bulletin. – 1987. – Vol. 71. – pp. 1196–1209. DOI: 10.1306/703C8047-1707-11D7-8645000102C1865D
17. Ягафаров А. К., Пешков В. Е., Клещенко И. И. Новые методы изоляции водопритоков при разведке залежей нефти в терригенном разрезе // Бурение и крепление разведочных скважин в сложных геологических условиях: тр. ЗапСибНИГНИ. – 1986. – С. 33–37.

References

1. Bakirov, A. A., Bakirov, E. A., Gabrielyants, G. A., Kerimov, V. Yu., & Mstislavskaya, L. P. (2012). Teoreticheskie osnovy poiskov i razvedki nefiti i gaza. V dvukh knigakh. 4th edition, revised and expanded. Kniga 1: Teoreticheskie osnovy prognozirovaniya neftegazonosnosti nedr. Moscow, Nedra Publ., 423 p. (In Russian).
2. Bol'shakov, Yu. Ya. (1995). Teoriya kapillyarnosti neftegazonakopleniya. Novosibirsk, Nauka Publ., 184 p. (In Russian).
3. Bol'shakov, Yu. Ya., & Tarakanova, N. N. (1986). Kapillyarno-ekranirovannye zalezhi uglevodorodov v peschanykh kollektorakh. Oil and gas geology, (6), pp. 21–26. (In Russian).
4. Ermakov, V. I., Kirsanov, A. N., Kirsanov, N. N., & Bembel, R. M. (1995). Geologicheskie modeli zalezhey neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy Tyumenskogo Severa. Moscow, Nedra Publ., 464 p. (In Russian).
5. Kontorovich, A. E., Nesterov, I. I., Salmanov, F. K., Trofimuk, A. A., & Erv'e, Yu. G. (1975). Geologiya nefiti i gaza Zapadnoy Sibiri. Moscow, Nedra Publ., 679 p. (In Russian).
6. Ishlinskiy, A. Yu. (Ed.). (1980). Politekhicheskiy slovar'. 2nd edition. Moscow, Sovetskaya entsiklopediya Publ., 656 p. (In Russian).
7. Rybak, V. K. (1987). Vliyanie neotektoniki na izmenenie polozheniya vodoneftyanogo kontakta zalezhey nefiti Krasnoleninskogo svoda. Tektonika Zapadnoy Sibiri. Tyumen, pp. 126–129. (In Russian).
8. Telkov, A. P., & Grachev, S. I. (2008). Prikladnye zadachi razrabotki neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy neftegazodobychi. Moscow, TsentrLitNefteGaz Publ., 502 p. (In Russian).
9. Telkov, A. P., Yagafarov, A. K., Kleshchenko, I. I., & Trenin, Yu. A. (1993). Obosnovanie matematicheskikh modeley neftyanykhzalezhey na primere razrabotki plasta AS₁₂ Priobskogo mestorozhdeniya. Obzor VNIIOENG. Moscow, 56 p. (In Russian).

10. Umrikhin, I. D., Vol'pin, S. G., Dneprovskaya, N. I., Smirnov, Yu. M., Lomakina, O. V., Vlasova, T. V.,... Fedortsov, V. K. (1984). Opredelenie gidrodinamicheskoy modeli zalezhi i tipa kollektora Salymского месторождения. Oil Industry, (6), pp. 33-38. (In Russian).
11. Yagafarov, A. K., Fedortsov, V. K., & Vylegzhanina, L. A. (1985). Vliyaniye smachivayemosti tverдой poverkhnosti na fil'tratsiyu neftey v poristyykh sredakh. Trudy Tyumenskoy oblastnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii po khimii i khimicheskim tekhnologiyam. Tyumen, pp. 22-23. (In Russian).
12. Wingrave, J. A., Schechter, R. S., & Wade (Austin), W. H. (1980). An experimental determination of the curvature dependence of surface tension from fluid flow studies. The modern theory of capillarity. Leningrad, Khimiya Publ., pp. 245-273. (In English).
13. Haung, E. T. S., & Holm, L. W. (1988). Effect of WAG injection and rock wettability on oil recovery during CO₂ flooding. SPE Reservoir Engineering, 3(1), pp. 119-129. (In English). DOI: 10.2118/15491-PA
14. Yagafarov, A. K. (1994). Geologo-geofizicheskie osnovy intensivifikatsii pritokov iz nefterazvedochnyykh skvazhin Zapadnoy Sibiri. Avtoref. diss. dokt. geol.-mineral. nauk. Tver, 42 p. (In Russian).
15. Khafizov, F. Z., Onishchuk, T. M., Shpil'man, V. I., Pikh, N. A., & Yagafarov, A. K. (1988). Problemy neftegazonosnosti glubokozalegayushchikh i slozhnopostroennykh ob'ektov Zapadnoy Sibiri. Oil and gas geology, (5), pp. 5-8. (In Russian).
16. Jennings, J. B. (1987). Capillary Pressure Techniques: Application to Exploration and Development Geology. AAPG Bulletin, 71, pp. 1196-1209. (In English). DOI: 10.1306/703C8047-1707-11D7-8645000102C1865D
17. Yagafarov, A. K., Peshkov, V. E., & Kleshchenko, I. I. (1986). Noveye metody izolyatsii vodopritokov pri razvedke zalezhey nefi v terrigenom razreze. Bureniei kreplenie razvedochnyykh skvazhin v slozhnykh geologicheskikh usloviyakh: trudy ZapSibNIGNI, pp. 33-37. (In Russian).

Сведения об авторах

Катанов Юрий Евгеньевич, к. г.-м. н., доцент кафедры прикладной геофизики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: katanovje@tyuiu.ru

Ягафаров Алик Каюмович, д. г.-м. н., профессор кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Клещенко Иван Иванович, д. г.-м. н., профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Савина Марина Егоровна, ассистент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Шлейн Геннадий Андреевич, к. т. н., доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ягафаров Савелий Альбертович, студент, Тюменский государственный университет, г. Тюмень

Information about authors

Yury E. Katanov, Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Applied Geophysics, Industrial University of Tyumen, e-mail: katanovje@tyuiu.ru

Alik K. Yagafarov, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Ivan I. Kleshchenko, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen

Marina E. Savina, Assistant at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Gennady A. Schlein, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen

Saveliy A. Yagafarov, Student, University of Tyumen