

Методы прогнозирования процесса конусообразования

Э.Ф. Велиев, к.т.н.
НИПИнефтегаз

Ключевые слова: водонефтяной фактор, конусообразование, прогнозирование, математическое моделирование.

e-mail: elchin1veliyev@socar.az

DOI.10.37474/0365-8554/2021-3-18-25

Konus əmələgəlmə prosesinin proqnozlaşdırılması üsulları

Prediction methods for coning process

E.F. Veliyev, I.E.n.
"Neftqazəmələgəlmə İnstitutu"

E.F. Veliyev, Cand. in Tech.Sc.
"Oil-Gas Scientific Research Project" Institute

Açar sözlər: su-neft əməli, konus əmələgəlmə, proqnozlaşdırma, riyazi modeləşdirmə.

Keywords: water-oil factor, coning, prediction, mathematical modeling.

İşlənmişin son mərhələsində olan yataqların sayı, eləcə də qaz və su konusunun əmələgəlmə prosesinin yaratdığı problemlər günbəgün artır. Konus əmələgəlmə prosesinin proqnozlaşdırılması yatağın müvafiqəyayla işlənməsi üçün böyük əhəmiyyət daşıyır. Bu məqsədlə istifadə olunan riyazi modellər üç əsas qrupa bölünür. Birinci növ modellər özlüklük və cazibə qüvvələrinin tarazlıq şərtlərini təyin edən analitik yanaşmaya əsaslanır. İkinci növ modellər empirik yanaşmaya, yəni laboratoriya testləri nəticələri və ya kompüter modeləşməsi nəticələrinə əsaslanır. Son dövrlərdə, bu iki yanaşmadan əlavə, ədədi yanaşmaya əsaslanan modellər də geniş tətbiq tapmışdır. Məqalədə konus əmələgəlmə prosesinin proqnozlaşdırılmasının müasir üsullarının təhlili və təsnifatı təqdim olunmuşdur.

Currently, the percentage of the mature fields steadily rise and the process of formation of water and gas cones becomes unavoidable. The prediction of this process is essential for successful field development. Correlation dependencies developed for this purpose can be divided into three main groups. The models in the first group are based on the analytical approach of definition of balance conditions for viscous and gravitational powers in the reservoir. The methods in the second group are based on empiric approach, i.e. on the data obtained as a result of laboratory experiments or computer modeling. The methods in the third group are based on numerical approach. The paper presents the analysis and classification of modern methods for prediction of coning process.

Введение

На сегодняшний день неуклонно растет процент месторождений, находящихся на поздних стадиях разработки и процесс формирования водных и газовых конусов является неизбежным. Прогнозирование данного процесса является критически важным для успешной разработки месторождения. По сути, термин конусообразование достаточно точно описывает механизм, лежащий в основе восходящего движения контурных и подошвенных вод или нисходящего движения газа в зону перфорации скважины. С физической точки зрения в основе данного процесса лежит гравитационная сегрегация флюидов. В большинстве нефтегазовых месторождений конусообразование является неизбежным в силу изначального наличия больших объемов контурных, подошвенных и пластовых вод, сопряженного с малой толщиной продуктивного пласта, но нередко причиной может служить и длительное заводнение пласта с целью увеличения нефтедобычи. Конусообразование является динамическим процессом, характеризующимся постепенным ростом конуса образовавшегося как в вертикальном, так и радиальном направлениях. В традиционных коллекторах этот процесс зависит от таких факторов как вязкость нефти, толщина продуктивной зоны и зоны перфорации, изменение проницаемости пород в вертикальном направлении и темпов отбора скважиной продукции. При этом из всех перечисленных факторов наиболее значимым является темп отбора скважиной продукции. Процесс конусообразования в трещиноватых коллекторах представляет собой более сложный процесс как с точки зрения механизма образования, так и исследования. В данном случае учитывается не только неоднородность коллектора по проницаемости, но и наличие

высокопроницаемых каналов, представленных трещинами с различными геометрическими формами. В целом по мнению большинства специалистов наиболее эффективными методами борьбы с конусообразованием являются прогнозирование и замедление темпов роста данного процесса. В статье рассмотрены и классифицированы современные методы прогнозирования процесса конусообразования.

Методы прогнозирования конусообразования

Ранние исследования по прогнозированию конусообразования были основаны на создании корреляций для определения следующих параметров: значений критического дебита нефти (максимально возможного значения дебита без добычи воды), времени прорыва воды и водонефтяного фактора после прорыва. Среди перечисленных параметров критический дебит нефти, вероятно, занимал большое место в исследованиях по прогнозированию конусообразования. Корреляционные зависимости, построенные с этой целью в этот период условно можно разделить на две основные группы: корреляции, основанные на аналитическом подходе определения условий равновесия вязких и гравитационных сил в пласте; методы, основанные на эмпирическом подходе, т. е. на основе данных полученных в результате лабораторных экспериментов или компьютерного моделирования. В настоящее время в дополнение к двум вышеперечисленным методам широкое применение нашли и методы, основанные на численном подходе. Тем не менее, независимо от применяемого подхода к изучению конусообразования, критический дебит, время прорыва и показатели обводненности после прорыва по-прежнему остаются основными критериями при прогнозировании.

Аналитический подход

Первые работы в этой области были проведены Маскатом и Вайкоффом (1935 г.), представившими приближенное аналитическое решение с применением графического метода на основе дифференциального давления с целью определить значения критических дебитов [1]:

$$q_{\text{крит}} = \frac{4\pi k \Delta p \Sigma a_i b_i}{\mu \left\{ \Phi_c - \frac{A}{l} \Sigma a_i b_i \log \frac{4r}{r_c} \right\}}, \quad (1)$$

где $q_{\text{крит}}$ – критический дебит, r_c – радиус дренажа.

В 1986 г. Чаперон разработала первую полуаналитическую модель для прогнозирования критического дебита для очень коротких интервалов перфорации в вертикальной скважине в анизотропном пласте-коллекторе:

$$q_{\text{крит}} = 0.0783 \cdot 10^{-4} \left[\frac{\Delta \rho k_{\text{d}(h)}^2}{\mu_0 B_0} \right] \left[0.7311 + \frac{1.943}{\frac{r_c}{h_0} \sqrt{\frac{k_v}{k_h}}} \right], \quad (2)$$

где μ_0 – вязкость нефти; B_0 – объемный коэффициент нефти; k_v , k_h – вертикальная и горизонтальная проницаемости пласта.

При разработке данной модели первоначально была создана точечная механистическая модель для верхнего интервала продуктивной зоны, которая в дальнейшем была упрощена статистической. Очерная аналитическая модель для прогнозирования критического дебита нефти в анизотропном пласте для частично перфорированной скважины была разработана Хойландом в 1989 г. Допущения, сделанные авторами для данной модели были следующими: флюид является однофазным и сжимаемым, скважина обладает бесконечно проводящим стволом

$$q_{\text{крит}} = 0.246 \cdot 10^{-4} \left[\frac{\Delta \rho k_{\text{d}} h_{\text{d}}^2}{\mu_0 B_0} \right] q_{\text{сд}}, \quad (3)$$

где $q_{\text{сд}}$ – безразмерный критический дебит.

Авторы применили графический метод и метод суперпозиций для определения граничных условий, и результат был представлен в виде кривой, отражающей зависимость критического дебита от безразмерного радиуса для различных интервалов перфорации [2].

Гуо и Ли (1992 г.) представили аналитическую модель для прогнозирования критического дебита, в которой поток флюида в конусе описывается моделью радиального / сферического / комбинарованного (RSC) поля [3]. Предложенное авторами трехмерное поле представляет собой комбинацию однодольного радиального потока с линейным поглощением в верхнем интервале перфорации и полусферического поля потока с точечным поглощением в нижнем интервале перфорации, описываемое следующим уравнением:

$$q_{\text{крит}} = 1.68 \cdot 10^{-3} \frac{k_v \Delta \gamma}{\mu_o} \left[r_e - \sqrt{r_e^2 - r_w (h - h_p)} \right]^2 \left[\frac{k_v}{\sqrt{k_h^2 + k_v^2}} + \frac{h_p \left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_e} \right)}{\ln \frac{r_e}{r_w}} \right] \quad (4)$$

где $\Delta \gamma$ – разность плотностей нефти/вода; r_w – радиус ствола скважины; h_p – интервал перфорации; h – толщина продуктивного пласта.

Табатабей с соавторами применили то же трехмерное поле фильтрационных потоков и разработали модель для прогнозирования значений критического дебита [4]:

$$q_{\text{крит}} = \frac{7.08 \cdot 10^{-3} k_h \Delta \gamma (h - h_p - r_w)}{\mu_o \left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_e} \right)} \left[\frac{1}{\sqrt{\left(\frac{k_v}{k_h} + 1 \right)}} + \frac{h_p \left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_e} \right)}{\ln \frac{r_e}{r_w}} \right] \quad (5)$$

Однако предложенная авторами модель применима только к коллекторам с низким градиентом давления или с высокими значениями проницаемости. Модель Гуо является более универсальной и применима к коллекторам как с высоким, так и с низким градиентом давления. Хотя стоит заметить, что несмотря на то, что обе модели учитывают влияние протяженности перфорационного интервала, они чрезмерно упрощают совместное существование радиального и полусферического полей фильтрационного потока, что нередко приводит к завышенным значениям критического дебита.

Отдельным направлением явились исследования, направленные на геометрические измерения месторождений, конусов воды/газа и расположения сетки скважин. Гонсалес и соавторы значительно расширили инструментарий данного направления, добавив расчеты трехфазового потока и оптимального интервала заканчивания скважины, доказав, что пренебрежение изменением геометрических размеров конуса с течением времени приводит к превышению расчетных значений критического дебита на 20–25 % в сравнении с фактически наблюдаемыми [5]. Абас и Басс исследовали процесс конусообразования при различных граничных условиях, используя все три подхода: аналитический, эмпирический и численный. С применением аналитического подхода авторами были разработаны модели для определения значений критического дебита при стационарной и нестационарной фильтрации в двумерной радиальной системе с применением концепции среднего давления [6]:

стационарный режим фильтрации

$$q_{\text{крит}} = \frac{5.25 \cdot 10^{-6} k_h h_p \Delta \gamma (h - h_p - h_{\text{кп}})}{\mu_o B_o} \left(\frac{r^2}{r_e^2 - r_w^2} \ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} \right)$$

нестационарный режим фильтрации

$$q_{\text{крит}} = \frac{5.25 \cdot 10^{-6} k_h h_p \Delta \gamma (h - h_p - h_{\text{кп}})}{\mu_o B_o} \left(\frac{r^2}{r_e^2 - r_w^2} \ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{r_e^2 + r_w^2}{4r_e^2} - \frac{1}{2} \right) \quad (6)$$

Следует отметить, что ряд исследователей считает невозможным прогнозирование конусообразования в плоскости аналитического подхода, неизбежно связанного с рядом допущений и аппроксимаций, значительно ограничивающих практическую применимость полученных результатов. Конусообразование, являясь сложной и многофакторной задачей практически не сводится к точному аналитическому решению, хотя оно позволяет получить достаточно глубокое теоретическое понимание первичными исследуемого процесса, и с этой точки зрения представляет большую практическую ценность.

Эмпирический подход

Отдельным направлением в области прогнозирования конусообразования явились работы исследователей приверженцев эмпирического подхода, т. е. основанных на данных, полученных в результате лабораторных испытаний, наблюдений и накопленном опыте. В ранних работах, как правило, для определения водонефтяного фактора, времени прорыва сторонних вод использовалась модель Хеле-Шоу. Хенли с соавторами впервые создали масштабированные эмпирические модели пласта для исследования капиллярных и гравитационных сил, действующих в пласте, влияния темпов отбора продукции и способа заканчивания скважины на конусообразование на месторождениях с водонапорным режимом. Часть исследователей развивало направление по созданию непроницаемых, и/или малопроницаемых барьеров за счет закачки различных агентов с целью предотвращения или замедления конусообразования. Борназен и Джексон представили модель для прогнозирования критического дебита для изотропных и анизотропных пластов [7]:

$$q_{\text{крит}} = 5.14 \cdot 10^{-3} \frac{k_h h^2 \Delta \gamma g}{\mu_o} \left(1 - \frac{h_p}{h} \right)$$

анизотропный пласт

$$q_{\text{крит}} = 5.14 \cdot 10^{-3} \frac{k_h^2 h^2 \Delta \gamma g}{\mu_o k_v} \left(1 - \frac{h_p}{h} \right) \quad (7)$$

где g – постоянная силы тяжести.

Корнелиус с соавторами разработали модель для прогнозирования начала конусообразования, увеличив и представив в безразмерных величинах время прорыва воды и высоту конуса, с учетом других критических параметров [8]:

$$t_{\text{к}} = 7.30 \cdot 10^2 \frac{\mu_o \phi h F_k}{\Delta \gamma k_v (1 + M^*)} (t_D)_{\text{к}}, \quad \text{где } (t_D)_{\text{к}} = \frac{Z_D}{4} \left(\frac{16 + 7Z_D - 3Z_D^2}{7 - 2Z_D} \right); \quad (8)$$

$$h_{\text{к}} = 3.26 \cdot 10^2 \frac{\mu_o \phi_o B_o Z_D}{\Delta \gamma k_h h}; \quad F_k = \frac{k_v}{k_v}; \quad M = \frac{\mu_o h_{\text{кп}}}{\mu_w k_{\text{гв}}}$$

где $t_{\text{к}}$ – время прорыва воды; $h_{\text{к}}$ – высота конуса; M – коэффициент подвижности; t_D – безразмерное время; Z_D – безразмерная высота конуса; $(t_D)_{\text{к}}$ – безразмерное время прорыва воды; ϕ – пористость.

Шолы, основываясь на математическом моделировании и лабораторных данных представил модель для частично перфорированных скважин с учетом анизотропии пласта [9]

$$q_{\text{прт}} = 7.83 \cdot 10^{-4} \left[\frac{\Delta \gamma k_0 (h^2 - h_0^2)}{\mu_0 B_0} \right] \left[0.432 + \frac{\pi}{\ln \frac{r_e}{r_w}} \right] \left(\frac{h}{r_e} \right)^{0.14} \quad (9)$$

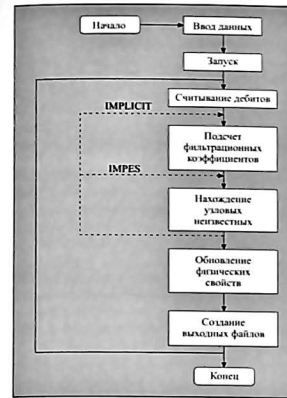
Так, Мунган создал многослойную трехмерную модель пласта исследовав флюидонасыщенность как функцию времени и положения в пространстве [10]. Однако авторы не рассмотрели зависимость флюидонасыщенности от распределения давления с течением времени. Основные выводы заключались в том, что высокая вязкость нефти, как и большие значения дебитов приводят к уменьшению коэффициента извлечения нефти, а закачка полимерной оторочки до заводнения снижает скорость конусообразования. Исследование влияния коэффициента подвижности нефти проводилось и другими авторами пришедшими к выводу, что при низком значении данного параметра водный конус имеет относительно небольшую высоту подъема и значительное радиальное распространение, при больших значениях данного параметра конус сначала увеличивается в высоту, а затем уже расширяется в радиальном направлении [11]. Раджан с соавторами продолжил серию экспериментов Мунгана, используя в качестве агента, предотвращающего конусообразование холодный неконденсируемый газ. Авторы считают, что газ мигрирует к добывающей скважине вдоль границы ВНК, создавая дополнительный барьер между нефтью и водой, при этом образуется область трехфазового течения нефти-газ-вода, что снижает относительную проницаемость по воде, и тем самым замедляет процесс конусообразования [12]. В целом практически все исследования, выполненные с использованием эмпирического подхода, сталкиваются с общей проблемой масштабирования полученных результатов для практического применения.

Численный подход

Впервые численный подход к прогнозированию конусообразования был выполнен Велге и Вебером [13]. Авторы применили двухфазную, двумерную модель, используя неявную процедуру чередования направлений (ADIP), предложив процедуру расчета после конусообразования, введя в расчеты отношение вертикальной и горизонтальной проницаемостей пласта. Макдональд и Коутс предложили уменьшение временного шага и использование радиальной модели с более мелкой сеткой в дренажной зоне вертикальных скважин, что существенно повысило производительность моделирования по сравнению с традиционным на тот момент методом IMPES (Implicit Pressure Explicit Saturation) [14]. В 1972 г. Канесо и Мунган выполнили численное моделирование нефтяного пласта с подшошенной водой, показав, что время прорыва воды и водонефтяной фактор существенно увеличиваются по мере увеличения дебита [15]. Интересным является исследование, проведенное Брюном и Морсом, учитывающим как параметры скважины, так и коллектора и пришедшим к выводу, что увеличение глубины перфорационного интервала приводит к снижению критического дебита, а радиус ствола скважины не оказывает значительного влияния на дебит и время прорыва воды [16]. Миллер и соавторы разработали модель конусообразования на примере единичной скважины с применением системы координатной сетки и радиальных координат, достаточно точно спрогнозировав значения критического дебита как в краткосрочный, так и долгосрочный периоды [17]. Азиз и соавторы смоделировали модель двухфазного конуса на примере двух скважин и провели сравнительный анализ полученных результатов с накопленными данными по скважинам на тот период, объяснив ряд интересных аспектов проблемы конусообразования для рассматриваемых скважин [18]. Блейд и Страйт построили двухмерную модель конусообразования, придя к выводу о необходимости учета капиллярного давления и разработке набора типовых кривых (определяемых толщиной нефтяной зоны и вязкостью нефти) для прогнозирования конусообразования [19].

Абоугоуша объединил критические параметры в безразмерные группы для построения кривой, описывающей фильтрацию на нефть, так и воды, заключив, что процесс конусообразования после его стабилизации не зависит от толщины продуктивной толщи [20].

Кюо предложил упрощенную корреляцию для прогнозирования обводненности, запрограммировав портативный калькулятор для прогнозирования критического дебита, скорости, времени



Блок-схема численного подхода

прорыва воды и значений обводненности [21]. Янг предложил радиальную модель с логарифмическим распределением сетки для вертикальных скважин и трехмерную декартовую модель для исследований горизонтальных скважин с более мелким распределением сетки вокруг ствола скважины и более крупной сеткой вдали от ствола скважины [22]. Менуар, исследуя влияние на процесс конусообразования таких свойств коллектора как коэффициент анизотропии и подвижность нефти, пришел к следующему выводу. Несмотря на то, что для горизонтальных скважин в большинстве исследований критический дебит представлен как возрастающая функция от коэффициента анизотропии α это утверждение справедливо только для $0.5 < \alpha < 1$, а для $0.01 < \alpha < 0.1$ критический дебит является строго убывающей функцией [23].

В целом большинство исследований прогнозирования конусообразования сосредоточено на течении данного процесса в вертикальных скважинах, по всей видимости это было обусловлено относительно малой долей горизонтальных скважин в общем фонде скважин. Тем не менее ряд исследователей все же занимались этим вопросом. К примеру, Макниде, моделируя конусообразование в горизонтальных скважинах пришел к выводу, что критическим фактором является уровень нефти ниже интервала перфорации. Также авторами было отмечено, что низкие значения пористости коллектора способствуют замедлению процесса конусообразования [24]. Салаватовым была разработана и предложена модель, позволяющая проводить расчеты критического дебита нефти в горизонтальных скважинах с учетом оптимального размещения горизонтальной скважины над ВНК [25]. В целом, независимо от формулировки численного решения и модели коллектора, основная блок-схема численного моделирования остается практически неизменной для всех моделей (рисунок).

Заключение

В статье рассмотрены существующие подходы к корреляции прогнозов конусообразования. Аналитический и эмпирический подходы к прогнозированию представляют собой преимущественно качественную оценку, неприемлемые в масштабах месторождения. Прогнозы, основанные на данных подходах требуют масштабирования полученных результатов, что негативно сказывается на полученных прогнозах. Тем не менее именно работы с применением данных подходов составили основу теоретической базы по изучению проблемы конусообразования и выявили наиболее критические параметры данного процесса. Прогнозирование, основанное на численном подходе хоть и представляет собой по сути приближенный прогноз, на сегодняшний день является достаточно эффективным инструментом, обеспечивающим как качественность, так и количественный подход к процессу конусообразования, особенно при достаточном количестве промысловых данных.

Список литературы

1. Muskat, M. & Wyckoff, R.D. An approximate theory of water-coning in oil production. Transactions of the AIME, 1935, 114(01), pp. 144-163.
2. Hoyland, L.A., Papatzacos, P. & Skjaeveland, S.M. Critical rate for water coning: correlation and analytical solution. SPE Reservoir Engineering, 1989, 4(04), pp. 495-502.
3. Boyun, G. & Lee, R.H. A simple approach to optimization of completion interval in oil/water coning systems. SPE reservoir engineering, 1993, 8(04), pp. 249-255.
4. Tabatabaei, M., Ghalambor, A. & Guo, B. An analytical solution for water coning in vertical wells. SPE Production & Operations, 2012, 27(02), pp. 195-204.
5. Piper, L.D. & Gonzalez Jr, F.M. (1987, January). Calculation of the critical oil production rate and optimum completion interval. In SPE production operations symposium. Society of Petroleum Engineers.

6. Abass, H.H. & Bass, D.M. (1988, January). The critical production rate in water-coning system. In *Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference*. Society of Petroleum Engineers.
7. Bournazel, C. & Jeanson, B. (1971, January). Fast water-coning evaluation method. In *Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME*. Society of Petroleum Engineers.
8. Sobocinski, D.P. & Corneliu, A. (1965). A correlation for predicting water coning time. *Journal of Petroleum Technology*, 17(05), pp. 594-600.
9. Schols, R.S. Water coning—an empirical formula for the critical oil-production rate. *Erdoel-Erdgas Zeitschrift*, 1972, 88(1), pp. 6-11.
10. Mungan, N. Laboratory study of water coning in a layered model. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 1979, 18(03).
11. Khan, A.R. A scaled model study of water coning. *Journal of Petroleum Technology*, 1970, 22(06), pp. 771-776.
12. Rajan, V.S. & Luhnig, R.W. Water coning suppression. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 1993, 32(04).
13. Welge, H.J. & Weber, A.G. Use of two-dimensional methods for calculating well coning behavior. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1964, 4(04), pp. 345-355.
14. MacDonald, R.C. Methods for numerical simulation of water and gas coning. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1970, 10(04), pp. 425-436.
15. Kaneko T. Mungan N. (1972). Oil well coning study. Petroleum Recovery Reserves Institute. Report No. RR-18.
16. Byrne Jr, W.B. & Morse, R.A. (1973, January). The effects of various reservoir and well parameters on water coning performance. In *SPE Symposium on Numerical Simulation of Reservoir Performance*. Society of Petroleum Engineers.
17. Miller, R.T. & Rogers, W.L. (1973, January). Performance of oil wells in bottom water drive reservoirs. In *Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME*. Society of Petroleum Engineers.
18. Aziz, K., Settari, A., Kaneko, T. & Mungan, N. (1973, January). Some practical aspects of coning simulation. In *Annual Technical Meeting*. Petroleum Society of Canada.
19. Blades, D.N. & Stright, D.H. Predicting High Volume Lift Performance In Wells Coning Water. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 1975, 14(04).
20. Abougoush, M.S. (1979, June). Correlation for performance prediction of heavy oil pools, Lloydminster Area. In *Proceedings of the 1st UNITAR Conference, Edmonton, Alberta*.
21. Kuo, M. C. T. (1983, January). A simplified method for water coning predictions. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
22. Yang, W. & Wattenbarger, R.A. (1991, January). Water coning calculations for vertical and horizontal wells. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
23. Menouar, H.K. & Hakim, A.A. (1995, January). Water coning and critical rates in vertical and horizontal wells. In *Middle East Oil Show*. Society of Petroleum Engineers.
24. Makinde, F.A., Adefidipe, O.A. & Craig, A.J. Water coning in horizontal wells: prediction of post-breakthrough performance. *International Journal of Engineering & Technology*, 2011, 11(01), pp. 1-27.
25. Салаватов Т.Ш., Гариб А.С. Изучение влияния различных параметров пласта и жидкости на процесс конусообразования в горизонтальных скважинах // *Научные труды НИПНнефтегаз*, 2010, (2), с. 31-41.

References

1. Muskat, M. & Wyckoff, R.D. An approximate theory of water-coning in oil production. *Transactions of the AIME*, 1935, 114(01), pp. 144-163.
2. Hayland, L.A., Papatzacos, P. & Skjaeveland, S.M. Critical rate for water coning: correlation and analytical solution. *SPE Reservoir Engineering*, 1989, 4(04), pp. 495-502.
3. Bayun, G. & Lee, R.H. A simple approach to optimization of completion interval in oil/water coning systems. *SPE Reservoir Engineering*, 1993, 8(04), pp. 249-255.
4. Tabatabaie, M., Ghalambor, A. & Guo, B. An analytical solution for water coning in vertical wells. *SPE Production & Operations*, 2012, 27(02), pp. 195-204.
5. Piper, L.D. & Gonzalez Jr, F.M. (1987, January). Calculation of the critical oil production rate and optimum completion interval. In *SPE production operations symposium*. Society of Petroleum Engineers.
6. Abass, H.H. & Bass, D.M. (1988, January). The critical production rate in water-coning system. In *Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference*. Society of Petroleum Engineers.
7. Bournazel, C. & Jeanson, B. (1971, January). Fast water-coning evaluation method. In *Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME*. Society of Petroleum Engineers.
8. Sobocinski, D.P. & Corneliu, A. (1965). A correlation for predicting water coning time. *Journal of Petroleum Technology*, 17(05), pp. 594-600.
9. Schols, R.S. Water coning—an empirical formula for the critical oil-production rate. *Erdoel-Erdgas Zeitschrift*, 1972, 88(1), pp. 6-11.
10. Mungan, N. Laboratory study of water coning in a layered model. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 1979, 18(03).
11. Khan, A.R. A scaled model study of water coning. *Journal of Petroleum Technology*, 1970, 22(06), pp. 771-776.

12. Rajan, V.S. & Luhnig, R.W. Water coning suppression. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 1993, 32(04).
13. Welge, H.J. & Weber, A.G. Use of two-dimensional methods for calculating well coning behavior. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1964, 4(04), pp. 345-355.
14. MacDonald, R.C. Methods for numerical simulation of water and gas coning. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1970, 10(04), pp. 425-436.
15. Kaneko T. Mungan N. (1972). Oil well coning study. Petroleum Recovery Reserves Institute. Report, No. RR-18.
16. Byrne Jr, W.B. & Morse, R.A. (1973, January). The effects of various reservoir and well parameters on water coning performance. In *SPE Symposium on Numerical Simulation of Reservoir Performance*. Society of Petroleum Engineers.
17. Miller, R.T. & Rogers, W.L. (1973, January). Performance of oil wells in bottom water drive reservoirs. In *Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME*. Society of Petroleum Engineers.
18. Aziz, K., Settari, A., Kaneko, T. & Mungan, N. (1973, January). Some practical aspects of coning simulation. In *Annual Technical Meeting*. Petroleum Society of Canada.
19. Blades, D.N. & Stright, D.H. Predicting High Volume Lift Performance In Wells Coning Water. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 1975, 14(04).
20. Abougoush, M.S. (1979, June). Correlation for performance prediction of heavy oil pools, Lloydminster Area. In *Proceedings of the 1st UNITAR Conference, Edmonton, Alberta*.
21. Kuo, M. C. T. (1983, January). A simplified method for water coning predictions. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
22. Yang, W. & Wattenbarger, R.A. (1991, January). Water coning calculations for vertical and horizontal wells. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
23. Menouar, H.K. & Hakim, A.A. (1995, January). Water coning and critical rates in vertical and horizontal wells. In *Middle East Oil Show*. Society of Petroleum Engineers.
24. Makinde, F.A., Adefidipe, O.A. & Craig, A.J. Water coning in horizontal wells: prediction of post-breakthrough performance. *International Journal of Engineering & Technology*, 2011, 11(01), pp. 1-27.
25. Салаватов Т.Ш., Гариб А.С. Изучение влияния различных параметров пласта и жидкости на процесс конусообразования в горизонтальных скважинах // *Научные труды НИПНнефтегаз*, 2010, (2), с. 31-41.