

Моделирование работы залежи при водонапорном режиме законтурных вод с использованием метода материального баланса и алгоритма Картера-Трейси

Ю.А. Кесслер
генеральный директор¹

Ю.А. Котенев
д.т.н., профессор²
geokot@inbox.ru

Ш.Х. Султанов
д.т.н., профессор²
ssultanov@mail.ru

¹ОО «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть»,
Калининград, Россия

²ФГБОУ ВПО УГНТУ, Уфа, Россия

При разработке месторождения в водонапорном режиме законтурных вод главной задачей является контроль пластового давления. Этот параметр определяет как притоки продукции в эксплуатационные скважины, так и приток законтурной воды. Такой контроль осуществляется созданием и поддержанием баланса отбора продукции и притока воды из аквифера. При этом детальность геолого-гидродинамической модели самой залежи не влияет на достоверность определения притока законтурной воды, так как не включает построение полномасштабной модели аквифера.

Материалы и методы

Алгоритм подбора параметров аквифера путем сопоставления расчетов и данных по исследованиям пластового давления в динамике.

Ключевые слова

аквифер, фильтрационная модель, метод материального баланса, алгоритм Картера-Трейси

Небольшие месторождения, разрабатываемые на естественном водонапорном режиме, как правило, требуют детального анализа ее энергетического состояния, определения таких темпов отбора пластового флюида, при которых падение пластового давления невелико и контролируется. Особенно это важно при эксплуатации месторождений морского шельфа, ввиду ограниченности проведения дополнительных геолого-технических мероприятий в случае неблагоприятной динамики основных технологических показателей. Создание подробных геолого-гидродинамических моделей таких залежей совместно с аквифером сдерживается отсутствием необходимого объема информации. К таким случаям можно отнести и сложные геологические объекты, не поддающиеся традиционной типизации.

В основе целого направления проху моделей залежей лежит метод материального баланса (ММБ) [1, 2]. Эти модели состоят из уравнения сохранения массы жидкостей и газа в залежи, которое учитывает динамику изменения запасов нефти и газа и приток жидкости из законтурной области [4, 5]. Это уравнение взаимовызывает динамику пластового давления с количеством добываемой продукции. Для реализации метода важны замеры суммарного дебита нефти, воды и газа с исследованиями пластового давления со временем. Важным моментом в расчетах является определение притока воды из законтурной области в нефтяную зону. Наиболее общая постановка задачи предложена van Everdingen, Hurst [3]. Авторы моделировали залежь как цилиндрическую область радиусом R_e , с высотой h , с пористостью m , нефтенасыщенностью $I-S_{wp}$, рис. 1. Значение этих параметров задаются по данным геолого-статистического разреза.

Краткая характеристика месторождения Кравцовское

Месторождение Кравцовское Балтийского залива приурочено к брахиформной, пластово-сводовой залежи размерами 9,2×4,6 км, высотой 48 м, по всей площади нефтеносности подстилается подошвенной водой с активной областью питания, пластовая температура — 64°C, вязкость нефти — 1,8 МПа·с [8, 10]. Несмотря на повышенную дифференциацию фильтрационно-емкостных

свойств (ФЕС) продуктивного пласта выработка запасов нефти, осуществляемая горизонтальными скважинами, очень высокая и составляет 49% от начальных извлекаемых запасов нефти.

Следует отметить выраженную интерференцию скважин, свидетельствующую о хорошей гидродинамической связи и единстве эксплуатационного объекта. Горизонтальные стволы скважин преимущественно расположены в прикровельной части продуктивного пласта. Средние геолого-физические параметры месторождения приведены в таб. 1.

Козфициенты продуктивности по горизонтальным скважинам западной части месторождения в 2,1 раза выше по сравнению с восточной частью месторождения.

По данным петрофизических исследований керн в скважинах, расположенных в сводовой части структуры ФЕС коллекторов, выше, чем в скважинах, расположенных на крыльях структуры. В целом, по месторождению наблюдается ухудшение коллекторских свойств вниз по разрезу.

С начала разработки отобрано 28,4% от начальных геологических (НГЗ) и 61,1% от начальных извлекаемых запасов (НИЗ). При этом в зоне преимущественного отбора (западный блок) отобрано 25,9% от НГЗ и 55,8% от НИЗ, т.е. достигнуты очень высокие темпы отбора.

Моделирование работы залежи методом материального баланса

Уравнение материального баланса для нефтяной залежи имеет вид:

$$N = \frac{N_p B_o - (W_e - W_p)}{B_o - B_{oi} + (c_f + c_w S_{wr}) \Delta p \frac{B_{oi}}{(1 - S_{wr})}} \quad (1)$$

Неизвестные в этом уравнении сведены в таб. 2.

Для расчета притока воды из аквифера в [6] предлагается следующая процедура: приток воды из аквифера в интервале между замерами пластового давления определяется по формуле:

$$W_e(T_i) = W_e(T_{i-1}) + \frac{A \Delta p_* (T_i) - W_e(T_{i-1}) p_*'(T_i)}{p_*(t_i) - t_{i-1} p_*(t_i)} \quad (2)$$

$$A = 6.3 f m h (c_w + c_f) R_e^2,$$

$$T_i = 0.00036 k t_i / \mu_w (c_w + c_f) m R_e^2$$

где t_i (размерное) и T_i (безразмерное) — моменты замера пластового давления, k , m — средняя проницаемость и пористость аквифера, μ_w — вязкость воды в законтурной области, A — эффективная продуктивность залежи, θ — сектор притока воды, $p^*(T)$, $p^*I(T)$ — безразмерное давление и его производная из решения уравнения пьезопроводности при постоянном расходе на внутренней границе.

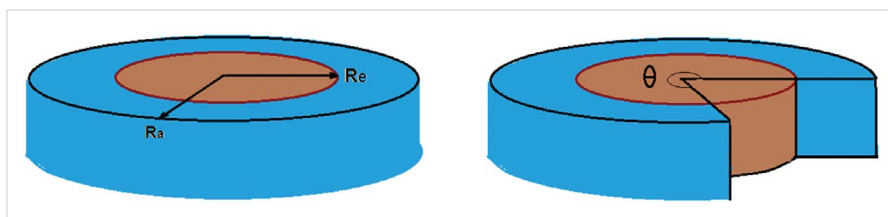


Рис. 1 — Модель цилиндрической залежи и аквифера

Простой метод расчета $p^*(T)$ предложен Fanchi [9] — аппроксимировать решение van Everdingen, Hurst полиномиальной функцией:

$$p^*(T) = a_0 + a_1 T + a_2 \ln(T) + a_3 (\ln(T))^2 \quad (3)$$

где a_i — регрессионные коэффициенты, зависящие от отношения радиуса аквифера к эффективному радиусу нефтенасыщенной части залежи (R_e) и позаимствованы из [6] и приведены в таб. 3.

Отметим, что система уравнений (1–2) содержит два свободных параметра: эффективный радиус аквифера и сектор притока воды, значения которых возможно рассчитать при настройке расчетных данных на промысловые данные. Такой подход был реализован для уточнения геологических запасов нефти в залежи в [7]. Здесь подобный подход используется для несколько других целей.

Алгоритм и расчеты параметров разработки месторождения

Для настройки модели на промышленную историю и прогноза динамики параметров разработки необходимо задать историю падения пластового давления и накопленную добычу нефти и воды в те же даты.

Предложенная модель работы залежи содержит два параметра, подлежащих настройке на историю промысловых данных. Они относятся к характеристикам аквифера: его условный радиус и сектор притока воды из него в залежь. Условный радиус залежи определяется начальными геологическими запасами нефти, ее эффективной мощностью и средневзвешенной пористостью (рис. 1):

$$R_e = \sqrt{\frac{N}{\pi h m (1 - Swr)}} \quad (4)$$

Для случая Кравцовского месторождения, используя данные таб. 1, расчетное значение условного радиуса залежи составляет 1833 м.

Для любого момента времени, в который были произведены замеры средневзвешенного пластового давления по формуле (2) вычислим безразмерное время T . Например, на 2014 г. или 9-й год разработки, оно составляет 0.88.

Подбирая различные значения условного радиуса аквифера R_e и соответствующие значения коэффициентов a_i из таб. 3, рассчитываем пластовое давление по формуле (3) для выбранного момента времени. Сравниваем полученные значения с результатами замеров давления. Для 2014 г. средневзвешенное пластовое давление составляет 18,3 МПа. Экстраполируя значения R_e/R_e между 2 и 1,5, получим значение условного радиуса аквифера $R_e = 2749$ м.

Зная условный радиус аквифера, по формуле (2) можно рассчитать накопленный

Параметры	Продуктивный пласт
Средняя глубина залегания кровли (абсолютная отметка), м	2560.6 (-2147.0)
Тип залежи	неполнопластовая, сводовая, подстилаемая водой
Тип коллектора	поровый
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	15 322
Средняя общая толщина, м	66.2
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	22.2
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	34.6
Коэффициент пористости, доли ед.	0.11
Коэффициент нефтенасыщенности пласта (ВНЗ), доли ед.	0.83
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм	
по керну	124.2
по ГДИ (ВС)	359.9
Коэффициент песчанности, доли ед.	0.89
Расчлененность	4.2
Начальная пластовая температура, оС	63.5
Начальное пластовое давление, МПа	24.32
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1.8
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0.789
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0.826
Абсолютная отметка ВНК, м	-2177
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1.083
Содержание серы в нефти, %	0.15
Содержание парафина в нефти, %	4.64
Давление насыщения нефти газом, МПа	3.0
Газовый фактор, м ³ /т	24.9
Содержание сероводорода, %	-
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1.127
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1.145
Вязкость воды в пластовых условия, мПа·с	0.64
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴	
нефти	10.83
воды	2.78
породы	6.4
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0.611

Таб. 1 — Общая геолого-физическая характеристика продуктивного пласта дейменаского надгоризонта Кравцовского месторождения

приток воды из аквифера в залежь, который, впрочем, зависит от параметра f . С другой стороны, по основному уравнению баланса (1) также можно определить накопленный приток воды. Сравнивая эти значения при различных величинах f , определяем этот параметр из условия максимального совпадения значений накопленного притока воды, рассчитанного по разным формулам. Для выбранной даты 2014 г. он составил 13200 тыс. м³. Отметим, что 21% от этого количества уже прорвалось в добывающие скважины и было добыто вместе с нефтью.

Итоги

Расчеты по представленной модели позволяют прогнозировать поведение пластового давления как в различные моменты времени, так и на будущее.

Например, можно рассчитать, когда пластовое давление снизится до значения разгазирования нефти. Изменяя темпы отбора, можно проанализировать различные сценарии и выбрать наиболее рациональный по экономическим и технологическим критериям.

Символ	Величина	Размерность	R_e/R_e	a_0	a_1	a_2	a_3
N	начальные балансовые запасы нефти	м ³	1.5	0.10371	1.66657	-0.04579	-0.01023
N_p	накопленная добыча нефти	м ³	2	0.30210	0.68178	-0.01599	-0.01356
Δ_p	изменение среднего пластового давления от начального значения	МПа	3	0.51243	0.29317	0.01534	-0.06732
			4	0.63656	0.16101	0.15812	-0.09104
W_e	накопленный приток из законтурной области	м ³	5	0.65106	0.10414	0.30953	-0.11258
			6	0.63367	0.0694	0.41750	-0.11137
W_p	накопленная добыча воды	м ³	8	0.40132	0.04104	0.69592	-0.14350
B_o, B_{oi}	начальный и текущий объемный коэффициент нефти	м ³ /м ³	10	0.14386	0.02649	0.89646	-0.15502
			∞	0.82092	-0.000368	0.28908	0.02882

Таб. 2 — Обозначение основных символов в уравнении ММБ

Таб. 3 — Регрессионные коэффициенты полиномиальной аппроксимации $p^*(T)$

Выводы

Использование метода материального баланса позволяет с достаточной достоверностью прогнозировать работу небольших, хорошо связанных залежей с относительно простой геологией.

В результате построенная модель позволяет:

1. Прогнозировать динамику пластового давления.
2. Контролировать динамику пластового давления.

Список используемой литературы

1. Muskat M. The production histories of oil producing gas drive reservoir. *Journal of Applied Physics*, 1945, Vol. 16, p. 167.
2. Tracy G. Simplified form of the MVE. *Trans. AIME*, 1955, Vol. 204, pp. 243–246.
3. Van Everdingen, A.F. and Hurst W. The application of the laplace transformation to flow problems in reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*, 1949, Vol. 186, issue 12, pp. 305–324.
4. Carter R.D., Tracy G.W. An improved method for calculation water influx. *Trans. AIME*, 1960, 152 p.
5. Fetkovich M.J. A Simplified approach to water influx calculations - finite aquifer systems. *JPT*, 1971, July, pp. 814–828.
6. Ahmed T.H., Paul D. M. *Advanced reservoir engineering*. Boston, MA: Gulf Professional Publisher, 2005, 422 p.
7. Рублев А.Б., Федоров К.М., Шевелев А.П., Им П.Т. Моделирование работы залежи с применением метода материального баланса // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2011. № 5. С. 32–41.
8. Кесслер Ю.А., Кузилов О.И., Десятков В.М. Особенности геологического строения и освоения углеводородного строения шельфа Балтийского моря на примере Кравцовского (D6) нефтяного месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2013. № 4. С. 44–50.
9. Dake L. *Fundamentals of reservoir engineering*. Amsterdam: Elsevier Publisher. 1978, 498 p.
10. Fanchi J.R. Analytical representation of the van everdingen-hurst aquifer influence functions for reservoir simulation. *SPEJ*, 1985, June, pp. 405–425.
11. Кесслер Ю.А., Котенев Ю.А., Кузилов О.И. Исследование фильтрационных возможностей продуктивного пласта месторождений шельфа для прогнозирования выработки запасов нефти // Нефтегазовое дело. 2014. № 6. С. 343–361. Режим доступа: <http://ogbus.ru/article/issledovanie-filtracionnykh-vozmozhnostej-produktivnogo-plasta-mestorozhdenij-shelfa-dlya-prognozirovaniya-vyrabotki-zapasov-neftiresearch-of-filtration-capabilities-of-producing-bed-of-offshore-fields/>

ENGLISH

OIL PRODUCTION

Modeling of trap work, during the over contour water pressure extraction mode with using the method of material balance and Carter-Tracy algorithm

UDC 622.276

Authors:

Yuri A. Kessler — general director¹

Yuri A. Kotenev — Sc. D., professor², geokot@inbox.ru

Shamil Kh. Sultanov — Sc. D., professor²; ssultanov@mail.ru

¹LLC "LUKOIL-Kaliningradmorneft", Kaliningrad, Russian Federation

²SEI HPE USPTU, Ufa, Russian Federation

Abstract

In the development oil-field in the water edge aquifer mode, the most important problem is the monitoring the reservoir pressure. This parameter determines as the product influx in production wells and as the aquifer water inflow. That control is achievable if there have balance between withdrawal of oil and water inflow. At that detail of geological and hydrodynamic model of the deposit does not affect on the validity of the definition of aquifer influx of water because it does not include the construction of a full-scale model of aquifer.

Materials and methods

Algorithm of aquifer parameters chose by matching of calculations with bed pressure research data in dynamic.

Results

Calculations by shown model allow to predict the intrabed pressure action in different time moments and in future. For example, possible to calculate the times when the reservoir pressure falls to the oil degassing. By changing the withdrawal of oil rate, possible to analyze different scenarios and select the most efficient on economic and technological criteria.

Conclusions

The use of the material balance method allows to predict with sufficient reliability the work of a small well-connected reservoirs with relatively simple geology.

Built model allows:

1. To predict the bed pressure dynamic.
2. To control the bed pressure dynamic.

Keywords

aquifer, filtration model, material balance method, Carter-Tracy algorithm

References

1. Muskat M. The production histories of oil producing gas drive reservoir. *Journal of Applied Physics*, 1945, Vol. 16, p. 167.
2. Tracy G. Simplified form of the MVE. *Trans. AIME*, 1955, Vol. 204, pp. 243–246.
3. Van Everdingen, A.F. and Hurst W. The application of the laplace transformation to flow problems in reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*, 1949, Vol. 186, issue 12, pp. 305–324.
4. Carter R.D., Tracy G.W. An improved method for calculation water influx. *Trans. AIME*, 1960, 152 p.
5. Fetkovich M.J. A Simplified approach to water influx calculations - finite aquifer systems. *JPT*, 1971, July, pp. 814–828.
6. Ahmed T.H., Paul D. M. *Advanced reservoir engineering*. Boston, MA: Gulf Professional Publisher, 2005, 422 p.
7. Rublev A.B., Fedorov K.M., Shevelev A.P., Im P.T. *Modelirovanie raboty zalezhi s primeneniem metoda material'nogo balansa* [Modeling of a deposit performance using the material balance method]. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz*, 2011, issue 5, pp. 32–41.
8. Kessler Yu.A., Kuzilov O.I., Desyatkov V.M. *Osobennosti geologicheskogo stroeniya i osvoeniya uglevodorodnogo potentsiala shelfa Baltijskogo morya na primere Kravtsovskogo (D6) neftyanogo mestorozhdeniya* [Some specific features of geological structure and development of hydrocarbon potential of the Baltic sea shelf with Kravtsovsky (D6) oil field]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2013, issue 4, pp. 44–50.
9. Dake L. *Fundamentals of reservoir engineering*. Amsterdam: Elsevier Publisher. 1978, 498 p.
10. Fanchi J.R. Analytical representation of the van everdingen-hurst aquifer influence functions for reservoir simulation. *SPEJ*, 1985, June, pp. 405–425.
11. Kessler Yu.A., Kotenev Yu.A., Kuzilov O.I. *Issledovanie fil'tratsionnykh vozmozhnostey produktivnogo plasta mestorozhdeniy shel'fa dlya prognozirovaniya vyrabotki zapasov nefti* [Research of filtration capabilities of producing bed of offshore fields for forecasting extracting oil resources]. *Oil and gas business*, 2014, issue 6, pp. 343–361. Available at: <http://ogbus.ru/article/issledovanie-filtracionnykh-vozmozhnostej-produktivnogo-plasta-mestorozhdenij-shelfa-dlya-prognozirovaniya-vyrabotki-zapasov-neftiresearch-of-filtration-capabilities-of-producing-bed-of-offshore-fields/>