

Анализ залежей нефти методом материального баланса с целью качественной оценки запасов

А.Р. Деряев ✉

Научно-исследовательский институт природного газа ГК «Туркменгаз», г. Ашгабат, Туркменистан

✉ annagulyderyayew@gmail.com

Резюме: Анализ промышленной оценки залежей нефти методом материального баланса в настоящее время играет важную роль в нефтегазовой промышленности, так как улучшается и неуклонно возрастает процесс извлечения нефти, ее количество, качество, условия залегания и пространственное размещение существенно влияют на увеличение эффективности использования ресурсов и принятие обоснованных решений по разработке месторождений.

Целью данного исследования является изучение метода промышленной оценки залежей нефти с использованием материального баланса. В результате исследования было установлено, что данный метод позволяет более точно оценивать начальные запасы нефти на месторождениях, а также эффективно усовершенствовать процессы их извлечения из недр, что имеет огромное значение для рационального управления углеводородными запасами и обеспечения экономического потенциала развития нефтяной промышленности. Результаты анализа показали, что метод материального баланса успешно может быть применен при анализе разработки эксплуатационного объекта для определения доли каждого из видов энергии, принимающего участие в нефтедобыче.

Ключевые слова: углеводородный след, залежи нефти, гидродинамическое моделирование, давление насыщения, коэффициент сжимаемости

Для цитирования: Деряев А.Р. Анализ залежей нефти методом материального баланса с целью качественной оценки запасов. *Горная промышленность*. 2024;(5S):137–144. <https://doi.org/10.30686/1609-9192-2024-5S-137-144>

Oil reservoirs analysis using the material balance method for efficient reserves estimation

A.R. Deryaev ✉

The State Concern "Turkmengaz", Ashgabat, Turkmenistan

✉ annagulyderyayew@gmail.com

Abstract: Analysis of commercial estimation of oil reservoirs using the material balance method nowadays plays an important role in the oil and gas industry, as the process of oil recovery is improving and steadily increasing, while the oil quantity, quality, occurrence conditions and spatial distribution significantly affect the efficiency of resource utilization and the ability to make informed decisions on field development.

The purpose of this research is to study the method of commercial estimation of oil reservoirs using the material balance. As a result of the study, it was found that this method allows a more accurate estimation of the initial oil reserves in the reservoirs, as well as efficient improvement of the recovery processes, which is of great importance for the rational management of hydrocarbon reserves and for ensuring the economic potential of the oil industry development. The results of the analysis proved that the material balance method can be efficiently applied when analyzing the development of a reservoir to determine the share of each type of energy involved in oil production.

Keywords: hydrocarbon footprint, oil reservoirs, hydrodynamic modeling, saturation pressure, compressibility index

For citation: Deryaev A.R. Oil reservoirs analysis using the material balance method for efficient reserves estimation. *Russian Mining Industry*. 2024;(5S):137–144. (In Russ.) <https://doi.org/10.30686/1609-9192-2024-5S-137-144>

Введение

Нефть продолжает оставаться одним из самых важных энергетических ресурсов в мире, поскольку она обеспечивает жизненно важные отрасли экономики, такие как производство энергии, транспорт и промышленность. В связи с этим растет значимость вопросов, связанных с оценкой запасов нефти, ее эффективной добычей и устойчивым использованием. Один из наиболее важных методов анализа и оценки запасов нефти на месторождениях – промышленная оценка залежей нефти методом материального баланса. Применение этого метода не только позволяет точно определить начальные запасы нефти на месторождениях, но и оценить эффективность процессов ее добычи, провести анализ динамики изменений на месторождении и спрогнозировать объемы дальнейшей добычи. Эти аспекты играют ключевую роль в управлении нефтяными ресурсами и планировании развития нефтяной промышленности в условиях постоянных изменений и вызовов, стоящих перед энергетической отраслью.

Изучение промышленной оценки залежей нефти методом материального баланса является актуальной темой, отраженной в работах различных исследователей. Работа А. Плеров и L. Churikova сосредоточена на оценке эффективности методов для анализа добычи нефти на месторождениях [1]. S. Isekov исследует влияние современных технологий на повышение точности оценки запасов нефти на месторождениях [2]. Исследование M. Lopes et al. направлено на прогнозирование динамики изменения запасов нефти [3]. B. Imanbaev et al. занимаются анализом эффективности и устойчивости работы месторождений в условиях переменных факторов [4]. J. Laherrère et al. проводят сравнительный анализ различных методов оценки запасов нефти [5]. Исследования H. Cheng et al. посвящены темам управления ресурсами при добыче нефти [6]. Z. Tariq et al. анализируют применение метода для оптимизации процессов добычи нефти и газа на различных месторождениях [7]. X. Pang et Al. исследуют влияние факторов окружающей среды на оценку запасов нефти и разрабатывают методы учета этих факторов [8]. M. Askari et al. проводят анализ эффективности использования различных типов скважин [9]. D. Guo et al. исследуют возможности применения данного метода для оптимизации добычи нефти в условиях различных климатических и геологических условий [10]. Эти исследования в целом показывают широкий спектр интересов и актуальность темы промышленной оценки залежей нефти методом материального баланса в современной научной среде. Однако проблемой, требующей дополнительного изучения, являются пробелы в понимании влияния различных факторов, таких как геологические особенности залежей, изменения физико-химических свойств нефти и т.д., на результаты оценки методом материального баланса. Дальнейшие исследования в этой области должны быть направлены на более глубокий анализ взаимосвязей между различными параметрами и разработку улучшенных методов оценки запасов нефти с использованием материального баланса.

Цель данного исследования заключается в анализе метода промышленной оценки залежей нефти с применением материального баланса для улучшения процессов добычи нефтяных ресурсов и повышения эффективности их использования.

Материалы и методы

Для анализа геологических данных были использованы различные методы, включая геофизические и геохимиче-

ские методы исследования геологических структур и характеристик месторождения. Эти методы включали сбор информации о распределении и свойствах пород, анализ гравитационных и магнитных полей, изучение композиции флюидов и другие техники, что позволило более полно и точно оценить геологическую ситуацию и потенциал месторождения. Применение таких методов позволило более точно определить геологические особенности месторождений и их потенциал для добычи нефти.

Была проведена комплексная оценка эффективности использования нефтяных ресурсов, которая включала анализ результатов расчетов, моделирования и прогнозирования. Эта оценка была направлена на определение технической и экономической эффективности разработки месторождений и использования нефтяных ресурсов на предприятиях нефтегазовой отрасли. В ходе анализа учитывались различные аспекты, включая объемы добычи, стоимость разработки, технические возможности и экономические показатели проектов. Это позволило принять обоснованные решения и оптимизировать процессы добычи и использования нефтяных ресурсов с целью повышения их эффективности и устойчивости в долгосрочной перспективе.

Для проведения математического моделирования месторождений были созданы специальные модели, которые отражали геологическую структуру и основные процессы добычи нефти. Эти математические модели позволяли анализировать различные аспекты поведения месторождений в разные периоды времени и прогнозировать их динамику в будущем. Основной целью использования таких моделей было оптимизировать стратегии разработки исходя из предсказанных характеристик и свойств месторождений, что способствовало более эффективному управлению процессами добычи нефти и газа.

Было проведено прогнозирование добычи нефти на промышленных масштабах с использованием полученных данных, моделей и расчетов. Это включало оценку будущей добычи с учетом различных параметров, таких как объемы запасов, технологические возможности и экономические факторы. Такой подход позволил определить технологические и экономические параметры проектов, а также спланировать долгосрочные стратегии разработки месторождений. Результаты прогнозирования использовались для принятия обоснованных решений по оптимизации добычи нефти и разработке эффективных стратегий управления проектами в нефтяной отрасли.

Для определения объема и состава запасов нефти, а также процессов добычи были проведены расчеты материального баланса. Этот процесс включал в себя анализ начальных запасов углеводородов в пласте, объемов добычи в течение времени, а также инженерных параметров, необходимых для оптимизации производственных процессов. Расчеты материального баланса позволили более точно оценить доступные запасы нефти и газа, а также спрогнозировать и оптимизировать процессы их извлечения из месторождений. Это является важной составляющей планирования и управления производственными операциями в нефтяной промышленности.

Результаты

Примером успешного применения метода материального баланса является оценка запасов нефти и газа на четырех месторождениях (Кумертау, Долинск, Челекен и Готурдепе) Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых при Кабинете Министров Туркменистана

(ГКЗ). Однако не следует считать, что метод материального баланса всегда будет применяться успешно [11]. В настоящее время объемный метод подсчета запасов нефти и газа является наиболее универсальным и не должен быть замещен методом материального баланса. Тем не менее с учетом расширения опытно-промышленной эксплуатации и возросших возможностей гидродинамических и физико-химических исследований залежей нефти и газа методу материального баланса следует уделять большее внимание на данном этапе его развития.

Определение уравнения материального баланса основано на одном из двух следующих принципов: сохранении массы и сохранении объема пор, которые изначально содержали нефть и газ. Первый принцип предполагает, что количество углеводородов или их вес остаются неизменными в объемных единицах при процессах добычи и производства. Второй принцип указывает на сохранение объема пор, которые изначально были заполнены нефтью и газом в залежи. Оба этих принципа служат основой для разработки уравнений материального баланса, которые используются для анализа и прогнозирования процессов добычи и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений [12; 13].

В пласте с начальным наличием нефти и газа их количество вместе с извлеченными должно оставаться неизменным, что отражает принцип сохранения массы [14]. Таким образом, метод материального баланса динамичен, отражая состояние пласта в зависимости от динамики добычи и изменений давления. Уравнение материального баланса может иметь различные формы в зависимости от целей и условий, установленных авторами в разное время. В основном нефтяные залежи Юго-Западного Туркменистана разрабатываются при смешанном режиме вытеснения (режимы растворенного газа и упругоуплотнительный). Для таких залежей начальные балансовые запасы нефти рассчитываются методом материального баланса по выражению:

$$Q_0 = \frac{Q_n[\epsilon_1 + (r_p - r_0)v] - (W - w)}{\epsilon_1 - \epsilon_0} \quad (1)$$

где Q_0 – исходные запасы нефти; Q_n – добыча нефти, накопленная со временем; ϵ_1 – объемный коэффициент нефти в двухфазной системе, определяемый из выражения $\epsilon_1 = \epsilon + (r_0 - r)v$; ϵ_0 , ϵ – начальный и текущий объемные коэффициенты нефти; r_p – средний газовый фактор; r_0 , r – начальная и текущая растворимость газа в нефти; v – объемный коэффициент (текущий) пластового газа; W – объем внедрившейся в залежь воды; w – объем добытой воды.

При определении запасов нефти залежей Юго-Западной Туркмении (Челекен, Готурдепе) применяется метод, полученный с применением математической статистики, из уравнения материального баланса и уравнения для определения объема внедрившейся в залежь воды. Объем внедрившейся в залежь воды определяется из выражения:

$$W = Q_n \epsilon_0 + W - X(P_0 - P) \quad (2)$$

где X – удельная упругость залежей.

Здесь X определяется на основе анализа разработки продуктивных пластов в начальной стадии эксплуатации с помощью разграничения момента дренирования залежей только при упругом и растворенного газа режимах, когда можно предположить, что объем внедрившейся воды равен нулю.

Предлагаемая методика определения начальных балансовых запасов нефти может быть применима для сложного резервуара со свободным газом. Неоспоримым преимуществом этой методики является то, что добытая вода, которая во многих случаях включает в себя и гидродинамически «чужую» воду, не влияет на величину балансовых запасов. Подсчет запасов производится за 5 лет. При выборе дат необходимо учитывать особенности разработки залежей, так как предлагаемая методика дает наиболее правильные результаты в период разработки объекта при преимущественном развитии режима растворенного газа [15].

Таким образом, эта методика позволяет определить начальные балансовые запасы нефти без предварительного определения объема внедрившейся в залежь воды и удельной упругости залежи (пласта и пластовой жидкости); Она сводится к установлению закономерности между двумя комплексными переменными:

1. $Q_n = \left[1 + \frac{(r_p - r_0)v}{\epsilon_1 - \epsilon_0} \right]$ – характеризующего освобожденного объема в процессе нефтедобычи;

2. $\frac{P_0 - P}{\epsilon_1 - \epsilon_0}$ – характеризующего степень падения пластового давления вследствие отбора нефти и ее дегазации.

Основной задачей при подсчете запасов по этой методике является выбор дат, на которые производятся расчеты. Для этого необходимо по данным эксплуатации нефтяных залежей и промысловых исследований проанализировать режим дренирования. Анализ показал, что характер перехода режимов дренирования в основном сохраняется. В начальной стадии развивается преимущественно упругий режим дренирования. В этот период пластовое давление выше давления насыщения.

Началом второго периода является момент падения пластового давления до давления насыщения. Этот период характеризуется ростом величины газового фактора. После истечения определенного времени, зависящего от емкостно-фильтрационных свойств, темпов разбухания и разработки залежи и т.д., величина газового фактора стабилизируется, а затем начинает падать.

Как уже отмечено, предлагаемая методика представляет уравнение материального баланса в виде прямой и базируется на отыскании неизвестного Q_0 этого уравнения.

При этом переменными являются показатели $Q_n = \left[1 + \frac{(r_p - r_0)v}{\epsilon_1 - \epsilon_0} \right]$ (условно обозначим его показатель А) и $\frac{P_0 - P}{\epsilon_1 - \epsilon_0}$ (условно – показатель Б).

График зависимости между этими показателями имеет ломаный характер (рис. 1), причем с уменьшением показателя Б показатель А растет.

В начальный период разработки залежи темп роста показателя А самый низкий. Подсчет запасов на этот период дает дренируемые запасы нефти, а не истинные балансовые. При переходе на второй период – период работы залежи при режиме растворенного газа – темп роста показателя А увеличивается. Это говорит о дренировании всех балансовых запасов нефти. В третьем периоде исследуемый показатель растет намного круче, вследствие интенсивного внедрения законтурной или подстилающей воды в нефтяную часть.

Таким образом, правильность выбора дат, на которые производится подсчет запасов и которые обоснованы анализом разработки залежи, можно проверить построением зависимости между показателями А и Б.

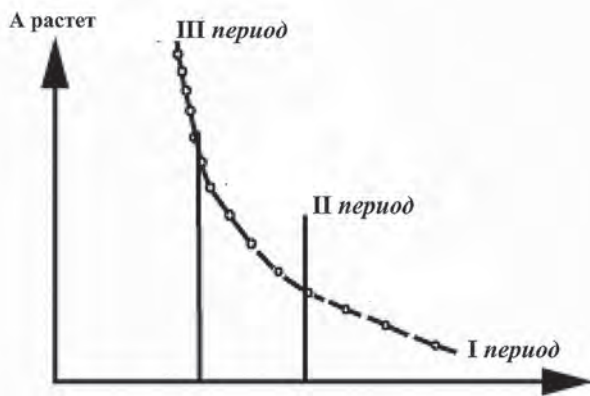


Рис. 1
График изменения

$$Q_n = \left[1 + \frac{(r_p - r_o)^y}{\beta_1 - \beta_0} \right] = f \left(\frac{P_0 - P}{\beta_1 - \beta_0} \right)$$

Fig. 1
A line chart of changes in

$$Q_n = \left[1 + \frac{(r_p - r_o)^y}{\beta_1 - \beta_0} \right] = f \left(\frac{P_0 - P}{\beta_1 - \beta_0} \right)$$

Не менее важную роль при подсчете запасов нефти методом материального баланса играет правильное определение среднего пластового давления подсчетного объекта и давления насыщения [16]. Традиционным способом определения средних пластовых давлений является построение карт изобар. В случаях когда нет возможности (недостаточное количество замеров на одну дату) или же нет необходимости (не ведет к уточнению среднего пластового давления), для прогнозирования пластового давления отыскивается корреляционная зависимость его падения в процессе нефтеизвлечения. Выявлено, что падение пластового давления описывается уравнением параболы, степенным или показательным уравнениями и редко уравнением прямой линии (рис. 2, 3).

Обычно отыскание корреляционной зависимости падения пластового давления производят по времени [17]. Подобные зависимости не учитывают «пики» и падения добычи нефти, а сглаживают их и, следовательно, при расчетах на эти даты, особенно при подсчете запасов методом материального баланса, могут привести к существенным ошибкам.

Поэтому в настоящее время определение корреляционной зависимости падения пластового давления залежей Юго-Западной Туркмении производится не по времени, а в зависимости от накопленной добычи нефти $Q_{н.д}$. Для этого строится график падения пластового давления во времени (см. рис. 2 и 3), а в расчетах принимается во внимание накопленная добыча нефти.

Затем исходя из характеристики зависимости производится выбор уравнения регрессии. Как правило, это уравнение второго порядка:

$$P = a + a_1 Q_{н.д} + a_2 Q_{н.д}^2 \tag{3}$$

В случаях когда зависимость подчиняется уравнению прямой линии, коэффициент $a_2 = 0$.

При описании падения пластового давления уравнением параболы, при разных знаках между a_1 и a_2 , необходимо определить границы его применимости. Для этого дифференцируем уравнение (3) и приравняем к нулю:

$$P' = a_1 + a_2 Q_{н.д} = 0, \tag{4}$$

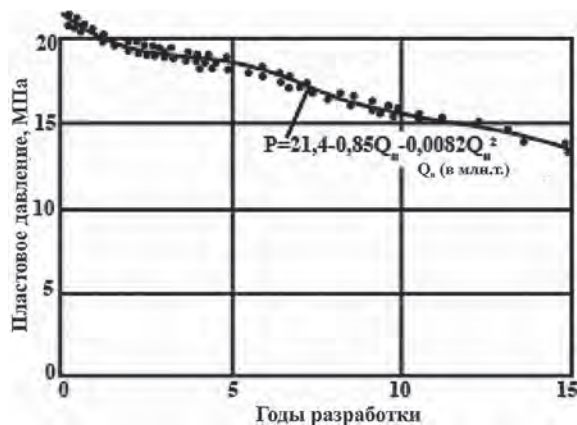


Рис. 2
Динамика пластового давления

Fig. 2
Reservoir pressure dynamics

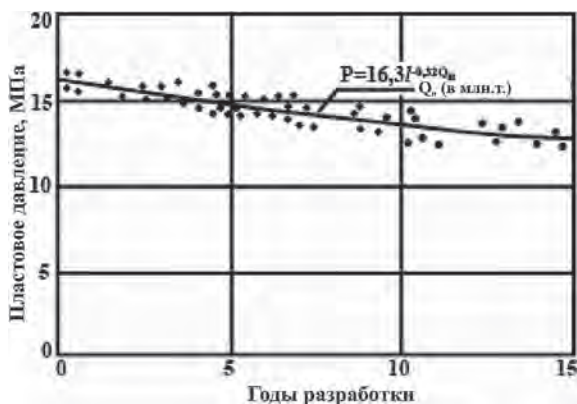


Рис. 3
Динамика пластового давления

Fig. 3
Reservoir pressure dynamics

Отсюда накопленная добыча нефти, до достижения которой справедливо найденное корреляционное уравнение будет:

$$Q_{н.д} = - \frac{a_1}{2a_2} \tag{5}$$

Обработка данных замеров пластовых давлений для установления той или иной зависимости и сравнение этих зависимостей – трудоемкая вычислительная работа. Обработка этих данных на современных вычислительных средствах существенно ускоряет этот процесс и еще более повышает достоверность выбора той или иной зависимости.

Определение давления насыщения производится обычно осреднением данных исследований промысловых глубинных отборов нефти. Этот способ не учитывает характера изменения давления насыщения как по площади, так и по мощности. Как известно, для нефтегазовой залежи максимальное давление насыщения, равное начальному пластовому давлению газовой шапки, наблюдается на поверхности газонефтяного контакта. По мере удаления от газонефтяного контакта как по площади, так и по мощности (в глубину), величина давления насыщения уменьшается [18; 19]. При недостаточном количестве замеров давлений насыщений, охватывающих площадь и мощность залежи, что в практике встречается повсеместно, осреднение имеющихся данных может привести к существенным ошибкам.

В связи с этим более точным является определение средневзвешенного давления насыщения по картам изменений давления насыщения. При этом в качестве исходных данных принимаются результаты фактических замеров, а также данные, определенные по методике, приведенной в работах. Согласно этой методике по фактическим данным определяется зависимость давления насыщения от:

1) расстояния (по вертикали) между плоскостью ГНК и средней отметкой этажа нефтеносности Н;

2) расстояния (по горизонтали) между начальным положением ГНК и скважиной (l). Уравнение этой зависимости отыскивается в виде:

$$P_{нас.} = P_{нас. max} + C_1 H + C_2 l \quad (6)$$

где $P_{нас. max}$ – максимальное давление насыщения; C_1, C_2 – коэффициенты.

По этому уравнению определялись величина давлений насыщения по скважинам, в которых отсутствуют фактические замеры. Как показала практика, разница между давлениями насыщения, определенными как среднеарифметическая и средневзвешенная величины, по высокопродуктивным объектам доходит до 10 атм. (МПа), что существенно влияет при определении накопленных отборов нефти и газа, начальных значений объемного коэффициента и газосодержания нефти.

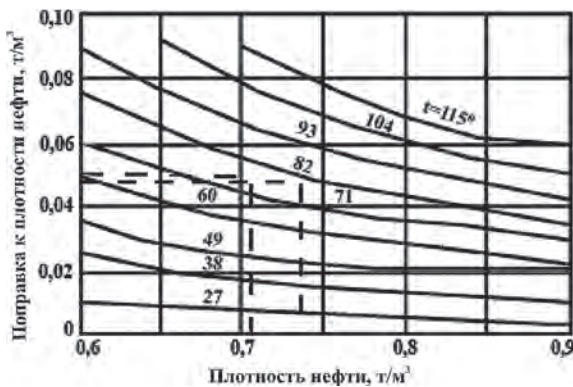


Рис. 4
Определение поправки на тепловое расширение нефти, т/м³

Fig. 4
Determination of the correction factor for the thermal expansion of oil, t/m³

Масса и объем компонентов от пропана и выше соответственно составляют 834,9 кг и 1021,5 л.

На основе этих двух точек методом математической статистики определены зависимости между объемным коэффициентом и газосодержанием нефти и давлением в следующем виде:

$$\begin{aligned} v &= 1,1378 + 0,0121 P_{пл.}; \\ r &= 6,46 P_{пл.} - 10,4 [м^3 / м^3]. \end{aligned} \quad (7)$$

Определение объемного коэффициента газа также производится исходя из фракционного состава газа. Для этого в первую очередь определяются псевдокритические давления P_r и температура T_r (табл. 1).

Псевдокритическое давление и температура определены по выражениям (исходя из данных табл. 1):

$$\begin{aligned} P_r &= \sum \frac{P_i C_i}{100\%} = 4,64 \text{ МПа}; \\ T_r &= \sum \frac{T_i C_i}{100\%} = 200^\circ \text{ К}. \end{aligned} \quad (8)$$

Таблица 1
Определение псевдокритических давлений и температуры

Table 1
Determination of the pseudo-critical pressures and temperatures

Компоненты	Содержание в смеси $C_i, \%$	Критическое абсолютное давление $P_i, \text{ МПа}$	Критическая температура $T_i, \text{ К}$
1	2	3	4
Метан	92,99	4,58	190,5
Этан	2,29	4,82	305,28
Пропан	1,21	4,20	369,78
Бутан	0,42	3,64	4,07
Пентан	0,94	3,747	425
Гексан+высшие	0,71	3,29	460,78
Углекислый газ	0,18	7,29	304,1
Азот	1,26	3,349	126

Далее определяются приведенные псевдокритические давления и температура:

$$\begin{aligned} P_R &= \frac{P_{пл.} + l}{P_r}; \\ T_R &= \frac{T_{пл.}}{T_r} = \frac{70^\circ \text{ C} + 273}{200^\circ} = 1,715. \end{aligned} \quad (9)$$

Коэффициент сжимаемости Z определяется исходя из рис. 4, точность которого составляет 1%. Определение объемного коэффициента газа производилось по формуле:

$$v = 0,000352 Z \frac{T_{пл.}}{P_{пл.}} \quad (10)$$

Как показали результаты последующих исследований, наличие в газе азота до 19% увеличивает погрешность (см. рис. 4) до $\pm 2\%$, а содержание CO_2 и H_2 более 2% требует при введении соответствующих поправок. Газы исследуемых залежей содержат в себе азота 1–1,5%, CO_2 – 0,15–0,30% и поправки становятся нецелесообразными.

Большую роль при подсчете запасов играет газовый фактор. В ходе разработки нефтяных залежей с газовой шапкой по мере падения пластового давления в зоне отбора (в нефтяной части) происходит расширение газовой шапки, что приводит к загазованности продукции скважин, а иногда и прорыву газа газовой шапки (образование так называемых «газовых конусов»);

Прорыв газа из газовой шапки помимо ухудшения процесса нефтеизвлечения затрудняет определение значения истинного газового фактора, являющегося важнейшим технологическим параметром эксплуатации залежи [20]. Естественно, неучет прорыва газа может привести к существенным ошибкам как при обосновании геолого-технических мероприятий по рациональной разработке, так и при оценке запасов нефти и газа. Так, например, неучет прорыва газа может привести к увеличению балансовых запасов нефти, следовательно, и растворенного газа при подсчете их методом материального баланса в несколько (иногда и десятки) раз. При оценке запасов нефтяных залежей Западной Туркмении применяется методика оценки истинных газовых факторов и ее изменения (динамики) в процессе нефтеизвлечения по фактическим материалам разработ-

ки, основанной на установлении взаимосвязи между газосодержанием, газовым фактором и текущим пластовым давлением.

При соблюдении условия равномерного снижения пластового давления во всех участках залежи значение газового фактора определяется газосодержанием и соотношением текущего пластового давления и давления насыщения [21; 22]. Вследствие снижения пластового давления в процессе разработки ниже давления насыщения, как известно, в пласте происходит более интенсивное выделение из нефти растворенного газа. Газовый фактор при этом превышает газосодержание нефти, и степень его превышения определяется в основном соотношением пластового давления и давления насыщения.

На основании фактических данных разработки эксплуатационных объектов месторождения Готурдепе: построены графики зависимости между отношениями газового фактора к газосодержанию $-\frac{r_p}{r}$ и пластового давления к давлению насыщения $-\frac{P_{пл}/P_{нас}}$ [23].

Определение извлекаемых запасов нефти (коэффициента нефтеотдачи) также может быть произведено с использованием метода материального баланса. Для этого определяются так называемые индексы вытеснения, которые показывают долю участия каждого режима в процессе нефтедобычи.

Индекс вытеснения водонапорного режима:

$$I_{\text{в}} = \frac{W - w}{Q_n \left[\epsilon_1 + (r_p - r_0)v \right]}, \quad (11)$$

Индекс вытеснения режима растворенного газа:

$$I_{\text{Р.Г.}} = \frac{Q_0(\epsilon_1 - \epsilon_0)W - w}{Q_n \left[\epsilon_1 + (r_p - r_0)v \right]}, \quad (12)$$

Индекс вытеснения режима газовой шапки:

$$I_{\text{Г.Ш.}} = \frac{Q_{\text{Г.Ш.}}(v - v_0)W - w}{Q_n \left[\epsilon_1 + (r_p - r_0)v \right]}, \quad (13)$$

Сумма индексов вытеснения всех режимов, принимающих участие в разработке залежи, должна составить единицу. Индексы вытеснения характеризуют не только режим дренирования, но и долю нефти, а также объем залежи, который находится под влиянием того или другого режима. Если залежь разрабатывается при смешанном режиме, то каждая область (часть нефти) будет характеризоваться своим коэффициентом нефтеотдачи, более или менее (исходя из других геолого-промысловых условий) отличающимся от нефтеотдачи других областей [24]. В таком случае коэффициент нефтеотдачи для залежи в целом будет определяться исходя из индексов вытеснения и исходя из коэффициентов нефтеотдачи, из условия разработки залежи при чистом водонапорном (газовом или растворенном газе) режиме:

$$\eta = I_{\text{в.}} \eta_{\text{в.}} + I_{\text{Р.Г.}} \eta_{\text{Р.Г.}} + I_{\text{Г.Ш.}} \eta_{\text{Г.Ш.}}, \quad (14)$$

где η – коэффициент нефтеотдачи объекта; $\eta_{\text{в.}}$ – коэффициент нефтеотдачи объекта при разработке его только на водонапорном режиме; $\eta_{\text{Р.Г.}}$ – коэффициент нефтеотдачи при разработке объекта только на режиме растворенного

газа; $\eta_{\text{ш.}}$ – коэффициент нефтеотдачи при разработке объекта только на режиме газовой шапки.

По этому способу были обоснованы коэффициенты нефтеотдачи многих залежей Юго-Западной Туркмении, в том числе горизонта НКЗ месторождения Окарем.

При утверждении запасов нефти и газа месторождения Окарем из-за недостаточной информации коэффициент нефтеотдачи нефтегазового горизонта НКЗ принимался исходя из общих соображений равновероятного влияния различных пластовых энергий без учета условий и характера проявления их [25].

Экстраполяция индексов вытеснения газовой шапки, растворенного газа и водонапорного режимов показывает, что они асимптотически приближаются соответственно к 0,2, 0,1 и 0,7.

Из работ определены коэффициенты нефтеотдачи водонапорного режима – 0,463, режима растворенного газа – 0,20. При таких условиях ожидаемый коэффициент нефтеотдачи горизонта НКЗ месторождения Окарем составит 0,394. Принимая во внимание точность исходных данных и принятый методик расчета, значение коэффициента нефтеотдачи округлено до 0,40.

В случаях когда индекс вытеснения водонапорного режима составляет 0,85 и выше, выделяющийся из нефти газ только благоприятно влияет на процесс движения нефти к забою эксплуатационных скважин, не снижая коэффициент нефтеотдачи. Поэтому для таких случаев в качестве коэффициента нефтеотдачи объекта в целом принимается его величина для чистого водонапорного режима (ряд подсчетных объектов месторождения Готурдепе) [26].

Резюмируя вышеописанное, можно заключить, что метод материального баланса при наличии достоверных исходных данных дает хорошие результаты как при оценке начальных балансовых запасов нефти, так и при определении коэффициента нефтеотдачи (извлекаемых запасов). Кроме того, этот метод успешно может быть применен при анализе разработки эксплуатационного объекта для определения доли каждого из видов энергии, принимающего участие в нефтедобыче.

Выводы

Анализ промышленной оценки залежей нефти методом материального баланса представляет собой важный инструмент в нефтегазовой промышленности для определения запасов нефти, прогнозирования добычи и разработки оптимальных стратегий разведки и добычи на месторождениях. Использование данного метода обеспечивает комплексное понимание состояния месторождения, его геологической структуры и возможностей эксплуатации.

При наличии достоверных исходных данных метод материального баланса демонстрирует высокую эффективность как при оценке начальных запасов нефти, так и при определении коэффициента нефтеотдачи (извлекаемых запасов), а также он может быть успешно применен для анализа разработки эксплуатационного объекта с целью определения доли каждого типа энергии, участвующего в нефтедобыче.

Данный метод обеспечивает возможность оценить оставшиеся запасы нефти на месторождении, используя данные о текущей добыче, свойствах пластов и физических параметрах скважин. Это важно для планирования долгосрочной эксплуатации и принятия стратегических

решений. Кроме того, анализ методом материального баланса позволяет делать прогнозы по добыче нефти и газа на основе данных о технологических процессах и динамике добычи. Это помогает оптимизировать процесс добычи и управлять ресурсами эффективнее. Полученные результаты анализа также помогают определить оптимальные стратегии разработки месторождений, включая выбор методов добычи, планирование инвестиций и оптимизацию производственных процессов.

Однако стоит отметить, что метод материального баланса имеет свои ограничения. Например, необходимо учитывать изменения физико-химических свойств пластовых флюидов в процессе добычи, что влияет на точность прогнозов. Также данный метод может быть менее эффективным при работе с комплексными месторождениями, где присутствуют различные типы нефтяных залежей и усложненные геологические структуры. В таких случаях требуется использование дополнительных мето-

дов анализа и моделирования для более точной оценки и прогнозирования добычи углеводородов. Тем не менее при правильной интерпретации данных и учете всех факторов анализ методом материального баланса остается важным инструментом для оценки и разработки нефтяных месторождений.

Одним из ограничений данного исследования является ограниченная доступность данных о физико-химических свойствах пластовых флюидов на различных месторождениях, что может повлиять на точность прогнозов и оценок при использовании метода материального баланса для анализа нефтяных залежей.

Для более полного понимания промышленной оценки залежей нефти методом материального баланса необходимо дополнительное изучение влияния изменений физико-химических свойств пластовых флюидов на точность прогнозов и методов адаптации к работе с комплексными месторождениями.

Список литературы / References

1. Deryaev A.R. Main characteristics of the geological structure of the evaporite formation of the Amu Darya syncline. *Grassroots Journal of Natural Resources* 2024; (7) 251-273. Doi:<https://doi.org/10.33002/nr2581.6853/070213>.
2. Исенов С.М. Проблемные вопросы и пути повышения эффективности сейсморазведки. Часть II. *Нефть и газ*. 2021;(2):47–75. <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2021-2.05>
Isenov S.M. Problem issues and ways of increase the efficiency of seismic survey. Part II. *Oil and Gas*. 2021;(2):47–75. (In Russ.) <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2021-2.05>
3. Lopes M., von Hohendorff Filho J.C., Schiozer D.J. The effect of dynamic data adjustments in production system simulation models on oil production forecasting applied to reservoir simulation models. *Journal of Petroleum Science and Technology*. 2021;11(1):17–28. <https://doi.org/10.22078/jpst.2021.4339.1701>
4. Иманбаев Б.А., Сагындииков М.С., Кушеков Р.М., Таджибаев М.О. Оценка и научное обоснование применения полимерного заводнения на месторождении Узень. *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2022;4(1):9–27. <https://doi.org/10.54859/kjogi104852>
Imanbayev B.A., Sagyndikov M.S., Kushekov R.M., Tajibayev M.O. (2022). Evaluation and scientific justification of polymer flooding application in the Uzen oilfield. *Kazakhstan Journal for Oil & Gas Industry*. 2022;4(1):9–27. (In Russ.) <https://doi.org/10.54859/kjogi104852>
5. Laherrère J., Hall C.A.S., & Bentley R. How much oil remains for the world to produce? Comparing assessment methods, and separating fact from fiction. *Current Research in Environmental Sustainability*. 2022;4:100174. <https://doi.org/10.1016/j.crsust.2022.100174>
6. Cheng H., Yang D., Lu C., Qin Q., Cadasse D. Intelligent oil production stratified water injection technology. *Wireless Communications and Mobile Computing*. 2022;2022:954446. <https://doi.org/10.1155/2022/3954446>
7. Tariq Z., Aljawad M.S., Hasan A., Murtaza M., Mohammed E., El-Husseiny A. et al. A systematic review of data science and machine learning applications to the oil and gas industry. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2021;11(12):4339–4374. <https://doi.org/10.1007/s13202-021-01302-2>
8. Pang X.-Q., Chen Z.-H., Jia C.-Z., Wang E.-Z., Shi H.-S., Wu Z.-Y. et al. Evaluation and re-understanding of the global natural gas hydrate resources. *Petroleum Science*. 2021;18(2):323–338. <https://doi.org/10.1007/s12182-021-00568-9>
9. Askari M., Aliofkhaezai M., Jafari R., Hamghalam P., Hajizadeh A. Downhole corrosion inhibitors for oil and gas production – a review. *Applied Surface Science Advances*. 2021;6:100128. <https://doi.org/10.1016/j.apsadv.2021.100128>
10. Guo D., Kang Y., Wang Z., Zhao Y., Li S. Optimization of fracturing parameters for tight oil production based on genetic algorithm. *Petroleum*. 2022;8(2):252–263. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2021.11.006>
11. Деряев А.Р. Способ крепления ствола скважины при пластическом течении солей методом активного сопротивления. *Нефтяное хозяйство*. 2024;(7); 89-93. DOI: <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2024-7-89-93>
Deryaev A.R. The method of fastening the borehole during the plastic flow of salts by the method of active resistance. *Neftyanoe Khozyaistvo*. 2024; (7); 89-93. (In Russ.) DOI: <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2024-7-89-93>
12. Al-Rubaye A., Al-Yaseri A., Ali M., Ben Mahmud H. Characterization and analysis of naturally fractured gas reservoirs based on stimulated reservoir volume and petro-physical parameters. *Journal of Petroleum Exploration and Production*. 2021;11(2):639–649. <https://doi.org/10.1007/s13202-020-01081-2>
13. Deryaev A.R. Features of the construction of directed deep wells in Turkmenistan. *Italian Journal of Engineering geology and environment*. 2024; (1) 35-47. DOI:<https://doi.org/10.4808/IJEGE.2024-01.O-03>

14. Xue Y., Liu J., Ranjith P.G., Liang X., Wang S. Investigation of the influence of gas fracturing on fracturing characteristics of coal mass and gas extraction efficiency based on a multi-physical field model. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021;206:109018. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109018>
15. Al-Shargabi M., Davoodi S., Wood D.A., Rukavishnikov V.S., Minaev K.M. Carbon dioxide applications for enhanced oil recovery assisted by nanoparticles: recent developments. *ACS Omega*. 2022;7(12):9984–9994. <https://doi.org/10.1021/acsomega.1c07123>
16. Fuentes-Cruz G., & Vásquez-Cruz M.A. Reservoir performance analysis through the material balance equation: An integrated review based on field examples. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2022;208(A):109377. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109377>
17. Sami N.A., Ibrahim D.S. Forecasting multiphase flowing bottom-hole pressure of vertical oil wells using three machine learning techniques. *Petroleum Research*. 2021;6(4):417–422. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2021.05.004>
18. Wang X., Zhang Y., Wang H., Zhang N., Li Q., Che Z. et al. Study on interaction characteristics of injected natural gas and crude oil in a high saturation pressure and low-permeability reservoir. *Processes*. 2023;11(7):2152. <https://doi.org/10.3390/pr11072152>
19. Деряев А.Р. Бурение наклонно-направленных скважин на месторождениях Западного Туркменистана. *SOCAR Proceedings*. 2023(S2):22–31.
Deryaev A.R. Drilling of directional wells in the fields of Western Turkmenistan. *SOCAR Proceedings*. 2023(S2):22–31. (In Russ.)
20. Wen S., Cheng W.-C., Li D., Hu W. Evaluating gas breakthrough pressure and gas permeability in a landfill cover layer for mitigation of hazardous gas emissions. *Journal of Environmental Management*. 2023;336:117617. <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2023.117617>
21. Деряев А.Р. Анализ вскрытия зон с аномально высокими пластовыми давлениями на нефтегазовых месторождениях западной части Туркменистана. *SOCAR Proceedings*. 2023(S2):20–25.
Deryaev A.R. Analysing penetration of zones with anomalously high formation pressures in oil and gas fields of the western part of Turkmenistan. *SOCAR Proceedings*. 2023(S2):20–25. (In Russ.)
22. Mullins O.C., Elshahawi H., Chen L., Forsythe J.C., Betancourt S.S., Hakim B. et al. Compositional mixing characteristics of separate gas and oil charges into oil field reservoirs. *Energy & Fuels*. 2023;37(11):7760–7776. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.3c00796>
23. Soomro A.A., Mokhtar A.A., Kurnia J.C., Lashari N., Lu H., Sambo C. Integrity assessment of corroded oil and gas pipelines using machine learning: A systematic review. *Engineering Failure Analysis*. 2022;131:105810. <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2021.105810>
24. Guo D., Xie H.-P., Chen L., Zhou Z.-Y., Lu H.-P., Dai L. et al. In-situ pressure-preserved coring for deep exploration: Insight into the rotation behavior of the valve cover of a pressure controller. *Petroleum Science*. 2023;20(4):2386–2398. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2023.02.020>
25. Деряев А.Р. Регулирование реологических свойств, утяжеленных тампонажных растворов при цементировании глубоких скважин в условиях аномально высокого пластового давления. *Нефтяное хозяйство*. 2024; (5); 86-90. DOI: <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2024-5-86-90>
Deryaev A.R. Regulation of rheological properties of weighted grouting solutions during cementing of deep wells under conditions of abnormally high reservoir pressure. *Neftyanoe Khozyaistvo*. 2024; (5); 86-90. (In Russ.) DOI: <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2024-5-86-90>
26. Deryaev A.R. Drilling of directional wells in the fields of Western Turkmenistan. *Grassroots Journal of Natural Resources*. 2024; V.7 (2); 347-369. Doi: <https://doi.org/10.33002/nr2581.6853/070218>.

Информация об авторе

Аннагулы Реджепович Деряев – доктор технических наук, главный научный сотрудник, Научно-исследовательский институт природного газа ГК «Туркменгаз», г. Ашгабат, Туркменистан; e-mail: annagulyderyayew@gmail.com

Информация о статье

Поступила в редакцию: 24.08.2024
Поступила после рецензирования: 02.10.2024
Принята к публикации: 09.10.2024

Information about the author

Annaguly R. Deryaev – Dr. Sci. (Eng.), Chief Research Associate, The State Concern “Turkmengaz”, Ashgabat, Turkmenistan; e-mail: annagulyderyayew@gmail.com

Article info

Received: 24.08.2024
Revised: 02.10.2024
Accepted: 09.10.2024