



## ДИАГНОСТИРОВАНИЕ СОСТОЯНИЯ ПЛАСТОВОЙ СИСТЕМЫ НА ОСНОВЕ ЭНТРОПИЙНОГО ПОДХОДА

Д. Ф. Гусейнова

НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан

### Diagnosis of the state of the reservoir system based on the entropy approach

D. F. Guseynova

«OilGasScientificResearchProject» Institute, SOCAR, Baku, Azerbaijan

#### ABSTRACT

Investigation of the energy balance of the oil fields development process by thermodynamic methods shows that the production of reservoir fluids leads to irreversible energy losses, and the use of optimal operating conditions minimizes these losses. Studies were conducted to determine the degree of order of the reservoir system, based on an analysis of the positive and negative signs of production values and changes in the entropy increment, an estimation was made of the self-organization of dynamic open systems far from the equilibrium state. Based on the concept of entropy production, an analysis was made of the main technological data of the oilfield development, which allowed us to determine the boundaries of the transient processes of the reservoir system and evaluate the estimated recoverable oil volumes. The proposed approach, taking into account the reservoir system transient processes using dynamic analysis and the concept of entropy production, allows to obtain reliable predicted values of the recoverable volumes of hydrocarbons and make reasoned decisions on choosing a strategy for oil and gas fields development.

#### KEYWORDS

Oil field;  
Development;  
Entropy  
production;  
Echnological  
development  
indicators.

© 2022 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Сложное геологическое строение месторождений нефти и газа, (наличие тектонических нарушений, неоднородность коллекторских свойств продуктивных пластов по площади и по разрезу, низкопроницаемые коллектора и др.), а также ограниченность проводимых геолого-промысловых исследований часто не позволяют получать обоснованные решения по повышению эффективности процессов разработки нефтяных месторождений.

Исследования энергетического баланса термодинамическими методами показывают, что в процессе разработки нефтяной залежи происходят необратимые потери пластовой энергии. Для оценки эффективности расхода пластовой энергии используется показатель производства энтропии, минимальное значение которого соответствует оптимальным условиям разработки [1-5].

Существует несколько выражений для оценки производства энтропии в различных прикладных задачах нефтегазодобычи [1, 3, 5-7]. В простом случае изотермического течения однофазного флюида значение производства энтропии на единицу объема при необратимом превращении механической энергии во внутреннюю энергию [3, 5]:

$$\dot{S} = \frac{1}{T} (-\vec{\tau} : \vec{\nabla} \vec{v}) \quad (1)$$

где:  $T$  – абсолютная температура,  $\vec{\tau}$  – тензор касательного напряжения,  $\vec{v}$  – скорость флюида.

Для течения в пористой среде производство энтропии среднего локального объема:

$$\langle \dot{S} \rangle = \frac{E_{vp}}{T} \quad (2)$$

где:  $E_{vp}$  – диссипация механической энергии в пористой среде:

$$E_{vp} = \frac{1}{V_p} \int (-\vec{\tau} : \vec{\nabla} \vec{v}) dV \quad (3)$$

$V_p$  – объем флюида в поровом пространстве.

С учетом неоднородности структуры пор диссипация механической энергии в пористой среде:

$$E_{vp} = \frac{\rho_{sc} f_p \beta u^3}{\varphi (1 - s_{wc}) B} \quad (4)$$

где:  $f_p$  – коэффициент трения, зависящий от числа Рейнольдса для пористой среды,  $\rho_{sc}$  – плотность флюида в стандартных условиях,  $\beta$  – коэффициент отклонения от закона Дарси из уравнения Форхгеймера (Forchheimer equation  $\frac{dp}{dr} = \frac{\mu}{k} u + \beta \rho u^2$ ) [6],  $u$  – объемный расход,  $\varphi$  – пористость,  $s_{wc}$  – связанная водонасыщенность,  $B$  – коэффициент объемного расширения.

Объединив уравнения (2) и (4) получаем:

\*E-mail: dinara-huseynova@mail.ru

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20220200667>

$$\langle \dot{S} \rangle = \frac{\rho_{sc} f_p \beta u^3}{\varphi(1 - s_{wc}) BT} \quad (5)$$

Полное производство энтропии при данных условиях составляет:

$$S_T = \int_{t_i}^{t_f} \langle \dot{S} \rangle dV dt \quad (6)$$

где:  $t_i$  и  $t_f$  означают начальное и конечное время,  $V$  – объем пласта.

Для радиального потока [8] уравнение (6) преобразуется в:

$$S_T = 2\pi h \int_{t_i}^{t_f} \int_{r_w}^{r_e} \langle \dot{S} \rangle r dr dt \quad (7)$$

где:  $r_e$  – радиус внешнего контура питания скважины,  $r_w$  – радиус скважины,  $h$  – мощность пласта.

Для изотермического режима течения однофазного флюида в скважине при постоянном конечном дебите производство энтропии для среднего локального объема рассчитывается в соответствии с уравнением [3]:

$$\langle \dot{S} \rangle = \frac{E_v}{T} = \frac{\rho_{sc} f_M v^3}{2DTB} \quad (8)$$

где:  $D$  – диаметр трубы,  $v$  – скорость,  $f_M$  – коэффициент трения Мууди (Moody friction factor) [3]:

Полное производство энтропии по длине ствола скважины:

$$S_T = \int_{l_i}^{l_f} \langle \dot{S} \rangle dl dt \quad (9)$$

или в дифференциальной форме:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\partial S_T}{\partial t} \right) = \langle \dot{S} \rangle \quad (10)$$

Суммарная добыча углеводородов зависит от большого комплекса геолого-промысловых параметров нефтяной залежи, которая в свою очередь связана с динамикой режима течения пластовых флюидов и определяет величину необратимых процессов [3, 5, 9].

Влияние природного режима на динамику пластового давления в пористой среде зависит от потерь на трение при фильтрации флюидов. В связи с этим возможно максимизировать конечный отбор на основе регулирования устьевого давления, дебита и расстояния между скважинами, для минимизации полного производства энтропии за время добычи [1, 3].

Для одинакового значения дебита скважины, при положительном значении скин-фактора производство энтропии выше, а значит, что пластовая энергия расходуется значительно быстрее, чем при отрицательном значении скин-фактора [3, 5]. То есть режим течения флюидов определяет динамику изменения давления и величину необратимых потерь пластовой энергии. Важным аспектом этих работ является то, что в них принимались во внимание течение пластовых флюидов, как в пористой среде, так и в скважине.

Оптимальный темп отбора пластовых флюидов можно определить, решив уравнение относительно переменных  $\xi_i$ :

$$\frac{\partial}{\partial \xi_i} (S_{Twell} + S_{Tres}) = 0 \quad (11)$$

где:  $i = 1, 2, 3, \dots$ , – количество переменных,  $S_{Tres}$ ,  $S_{Twell}$  – полное производство энтропии, соответственно, в пласте и в скважине.

В результате проведенных исследований установлено,

что необходимо проводить анализ показателей разработки (устьевого давления, темпы отбора жидкости и закачки воды, размещение и числа добывающих и нагнетательных скважин, параметров внутрискважинного и наземного оборудования, методы повышения нефтеотдачи и др.), а также регулирование и оптимизацию процесса нефтедобычи для минимизации производства энтропии. При этом кроме технологических показателей разработки залежи необходимо учитывать и экономические факторы, так как не всегда максимальная термодинамическая эффективность процесса нефтедобычи приводит к наилучшим экономическим результатам.

Необходимо отметить, что многие природные динамические системы и процессы, в том числе и разработка нефтегазовых залежей, являются открытыми, неравновесными и необратимыми [1, 10]. В то же время методами термодинамики достаточно адекватно можно описать только некоторые неравновесные и необратимые динамические процессы. Это связано с тем, что гипотеза обратимости используется в области около состояний равновесия устойчивых термодинамически, а это состояние исключает кардинальное изменение поведения динамической системы и в случае достаточно больших отклонений от равновесного состояния [1, 11].

Изменение значения энтропии вблизи равновесного состояния можно рассмотреть в виде [5]:

$$S = S_{eq} + \delta S + \frac{1}{2} \delta^2 S \quad (12)$$

где:  $S_{eq}$  – значение энтропии в состоянии равновесия,  $\delta S$  и  $\delta^2 S$  – приращения значения энтропии. Здесь  $\delta S$  можно рассматривать как темп (скорость), а  $\delta^2 S$  – ускорение изменения энтропии [1].

Экстремум энтропии определяет равновесное состояние открытой динамической системы, а максимальное или минимальное значение будет устойчивым, зависит от знака  $\delta S$  и  $\delta^2 S$  около экстремума. Так как в экстремуме  $\delta S = 0$ , то устойчивость зависит от знака  $\delta^2 S$ .

Вблизи равновесного состояния, при  $\delta^2 S < 0$ , равновесие будет устойчиво, так как для закрытых систем в соответствии со 2-м началом термодинамики энтропия может только расти и отрицательное значение  $\delta^2 S$  соответствует максимуму. В этом случае, если возмущения в системе приводят к снижению значения энтропии, то они будут затухать. Минимальному значению энтропии будет соответствовать условие  $\delta^2 S > 0$ , и поэтому любое возмущение может привести только к росту энтропии [1].

Но большинство природных динамических открытых систем, в которых важную роль играет обмен веществом и энергией с внешней средой, являются неравновесными. В этом случае при анализе поведения динамических неравновесных систем, например, процесса нефтегазодобычи (система «отбор-закачка»), некорректно применять подходы, обоснованные для равновесных состояний [1, 10-12].

Для открытых систем можно применить концепцию потока  $I_i$ , как изменение во времени энергии и/или вещества, при этом инициирующую поток силу  $X_i$  можно определить как производство энтропии [1]:

$$\frac{dS}{dt} = \sum_i X_i I_i \quad (13)$$

Предложенный И. Пригожиным [10] принцип минимального производства энтропии в окрестности состоя-

ния равновесия для необратимых процессов, заключается в том, что значение  $dS/dt$  для стационарного состояния минимально.

Для анализа устойчивости состояния сложных систем можно применить величину в виде [1]:

$$\frac{1}{2}\delta^2\tilde{S}_i = \sum_i \delta X_i \delta I_i \quad (14)$$

где:  $\delta X_i$  – отклонение инициирующий поток вещества и/или энергии сил,  $\delta I_i$  – отклонение потока от стационарного состояния.

Устойчивость динамических неравновесных систем при минимальном производстве энтропии обеспечивается при условии  $\delta^2\tilde{S}_i > 0$ .

Несмотря на то, что условия термодинамического баланса  $\delta^2S \ll 0$  и стабильности неравновесного потока  $\delta^2\tilde{S}_i > 0$  имеют противоположные знаки, они имеют одинаковый смысл, заключающийся в том, что самопроизвольно значение энтропии может только увеличиваться. Лимитирование увеличения энтропии внешними ограничениями на открытую динамическую систему, является причиной стабильности неравновесных стационарных потоков. То есть в соответствии с теорией А.Ляпунова, противоположность знаков  $\delta^2S$  и  $\delta^2\tilde{S}_i$  является условием стабильности равновесных структур и устойчивости неравновесных потоков [1].

Но необходимо отметить, что термодинамические подходы, применимые для неравновесных динамических систем вблизи состояния равновесия, некорректно использовать для открытых неравновесных систем далеких от равновесного состояния, характеризующихся условием  $\delta^2S > 0$  [1, 3, 10, 11].

В этом случае нельзя применять приближенные линейные уравнения между инициирующим воздействием (силами) и потоками вещества и энергии, а нужно исследовать закономерности кинетики необратимых процессов, например, на основе изучения осредненных параметров системы (термодинамических переменных), таких как температура, давление, энтропия и др.

В отличие от линейных потоков и состояний равновесия, для возможности осуществления устойчивости и самоорганизации открытой системы вдали от состояния равновесия необходима противоположность знаков  $\delta^2S$  (приращение значения энтропии) и  $\delta^2\tilde{S}_i$  (производство энтропии) [5, 10]. При этом в процессе самоорганизации открытых динамических систем (диссипативных структур), энтропия, связанная с энергией, может, как увеличиваться, так и уменьшаться, что связано с множеством влияющих переменных и наличием компенсирующих процессов. Для процесса разработки нефтегазовых месторождений, оптимизация состояния пластовой системы с учетом процесса самоорганизации может быть достигнута регулированием темпов отбора и закачки [10].

Кроме того необходимо учитывать, что состояние неравновесных открытых систем зависят и от путей, какими была достигнута самоорганизация, в том числе и от темпов изменения внешних воздействий на систему [1, 10-12].

На основе анализа знаков изменения приращения значения энтропии  $\delta^2S$  и производства энтропии  $\delta^2\tilde{S}_i$  можно оценить возможность возникновения самоорганизации динамических открытых систем вдали от состояния равновесия.

Количественная оценка степени самоорганизации обусловлена взаимодействием и взаимосвязью энтропии и энергии. Количественная оценка степени самоорганизации сложных открытых систем вдали от равновесия дается S-теоремой Климонтовича [1]. В ней утверждается, что в случае возникновения самоорганизации открытой системы вдали от состояния равновесия, степень самоорганизации, а также ее зависимость от управляющих параметров можно оценить из разности  $S_0 - S$ , где  $S_0$  – энтропия в состоянии при нулевых значениях управляющих параметров,  $S$  – энтропия данного неравновесного состояния.

В этом случае для неравновесной самоорганизации, разность  $S_0 - S \geq 0$  всегда положительна, что означает снижение значения энтропии при самоорганизации сложных открытых систем вдали от состояния равновесия [1].

Исходя из того, что количественно степень неравновесной самоорганизации характеризуется значением  $S_0 - S$ , управляющими параметрами открытой системы вдали от состояния равновесия считаются параметры, оказывающие значительное влияние на величину данной разности энтропии.

Анализ вышеизложенного дает возможность сделать следующие выводы для различных процессов:

- для равновесных процессов самоорганизация соответствует максимуму энтропии при данных внешних условиях;
- самоорганизация стационарных потоков вблизи состояния равновесия соответствует условию максимума значения энтропии ( $\delta^2S < 0$ ) и минимума производства энтропии ( $\delta^2\tilde{S}_i > 0$ );
- самоорганизация сложных открытых нелинейных систем вдали от состояния равновесия связана с минимальным значением энтропии;
- для самоорганизации открытой системы вдали от состояния равновесия необходима противоположность знаков  $\delta^2S$  (приращение значения энтропии) и  $\delta^2\tilde{S}_i$  (производство энтропии).

Одной из важных задач разработки нефтегазовых залежей является прогнозирование основных технологических показателей, актуальность, которой заключается в раннем диагностировании их изменений на основе использования геолого-промысловой информации, что позволяет принимать решения по изменению стратегии разработки нефтяных месторождений [10, 13, 14].

При анализе и моделировании процессов разработки нефтяных залежей превалирует детерминированный подход, заключающийся в расчете фильтрационных течений в реальном пласте на основе численного решения общих уравнений движения жидкостей и газов в пористой среде. В то же время, опыт моделирования сложных систем показывает, что данный подход имеет ограниченное применение, связанное с потерей целостности описания при их практическом применении в процессе разработки нефтегазовых месторождений [8].

Существуют ряд ограничений применения детерминированного подхода как внешнего (невозможность точного прогнозирования динамики темпа отбора нефти, динамики ввода новых скважин и др.), так и внутреннего характера (отсутствие достоверной информации о геологическом строении пласта, неоднородности пористой среды, погрешность промысловых данных и т.д.),

поэтому управление процессом разработки нефтяных месторождений на основе детерминированных моделей затруднено и зачастую приводит к неадекватным решениям [8, 10].

Принятие решений по выбору стратегии разработки нефтяных месторождений на основе моделирования и прогнозирования процессов нефтегазодобычи требует привлечения динамического подхода к анализу технологических показателей.

При использовании предлагаемого подхода для анализа и интерпретации геолого-промысловой информации нефтяное месторождение рассматривается как единая сложная иерархически устроенная система, с учетом внешних воздействий и изменения состояния пластовой системы.

В связи с этим, для анализа и диагностирования процесса нефтедобычи с учетом переходных процессов предлагается использование эволюционных моделей, основанных на универсальных законах роста сложных природных систем [8, 10]. В рамках такого подхода устойчивость долгосрочного прогноза обеспечивается за счет привлечения априорной информации об универсальных законах развития, учета переходных процессов и самоорганизации пластовой системы.

При анализе динамической системы, если известны ее структура, причинно-следственные закономерности между ее составляющими, расчетные величины параметров системы, как в целом, так и ее составляющих, и при наличии основных закономерностей функционирования системы задача прогнозирования изменений в системе сводится к формированию «идеальной» модели. При моделировании непрерывных динамических технологических процессов отсутствие подобных «идеальных» моделей восполняется возможностью проведения экспериментов с целью выявления информации о поведении изучаемой системы и ее переменных, а также чувствительности системы к случайным отклонениям технологических переменных, обусловленным как внешними, так и внутренними факторами. Иными словами, недостаток априорной информации о закономерностях развития динамической системы может быть восполнен экспериментальными данными, при условии соблюдения их статистической надежности.

Иная ситуация возникает при анализе и моделировании процессов нефтедобычи из-за отсутствия априорной информации о количественных закономерностях, присущих причинно-следственным связям между показателями, которая необходима при формировании моделей анализа. Процесс анализа нефтедобычи существенно усложняется также многообразием динамических свойств системы «отбор-закачка», которое способствует возникновению разнообразных по форме и длительности переходных процессов.

В связи с этим, необходимо привлечение значительного объема достоверной информации, характеризующей динамику показателей объекта исследования, что является предпосылкой для надежной идентификации динамических характеристик пластовой системы. Однако при решении многих задач по планированию и выбору стратегии разработки нефтяных месторождений с привлечением математических и статистических методов подобная обширная информация не доступна. При

этом необходимость анализа точности математического и статистического моделирования изучаемого процесса и допустимость принимаемых при анализе упрощений остается неизменной, что существенно осложняет проблему объективной оценки самой пластовой системы.

Для достоверного определения информационного массива, используемого в качестве исходной информации при моделировании процессов нефтегазодобычи, предлагается применение динамического анализа основных технологических показателей (энтропия, коэффициент Джини, корреляционный и фрактальный анализ и др.) и использованием концепции производства энтропии [1, 15].

Для получения достоверного информационного массива данных, необходимых для проверки обоснованности предлагаемого подхода и разработанных методологических основ оценки извлекаемых объемов углеводородов были проведены лабораторные экспериментальные исследования по вытеснению нефти из пористой среды водой.

Экспериментальная установка состояла из фильтрационной колонкой (стальная труба длиной 1.2 м и внутренним диаметром 0.03 м) с измельченным кварцевым песком (проницаемость по воздуху составляла  $0.400 \text{ м}^{-12}$ , объем пор  $0.360 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3$ ), бомбы PVT, снабженной мерным штоком, гидравлического пресса с измерительной шкалой, термостата (температура термостатирования составляла 333 К), образцовых манометров и регулируемых вентилях. В качестве вытесняемого флюида использовалось трансформаторное масло, в вытесняющей жидкости - вода.

В связи с тем, что целью исследований являлась диагностика состояния порового объема ( $V_{пор}$ ) в процессе вытеснения нефти водой, при проведении экспериментов постоянным поддерживался объем закачиваемой воды ( $V_{зак}$ ) и давление на выходе фильтрационной колонки.

Вначале модель пласта вакуумировалась и насыщалась водой до полного насыщения пористой среды, и проводилось медленное вытеснение воды нефтью, до того, пока не вытеснялась вся вода, кроме связанной воды, при этом объем нефти в пористой среде составил  $0.360 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3$ . После этого производилось вытеснение нефти из пористой среды при поддержании постоянного темпа закачки воды в модель пласта и давления на выходе фильтрационной колонки, при этом в процессе экспериментов замерялись объемы выходящих из пористой среды нефти и воды, а также давление на входе в модель пласта.

Анализ изменения дебита нефти, воды и перепада давления при вытеснении нефти из пористой среды дает возможность диагностировать переходные процессы и оценить эволюцию состояния пластовой системы с учетом изменения фильтрационных сопротивлений.

На рисунке 1 приведены результаты экспериментальных исследований изменения дебитов нефти, воды ( $Q$ ) и перепада давления ( $\Delta P$ ) в зависимости от относительного накопленного объема закачки воды ( $V_{зак}/V_{пор}$ ).

Изменение перепада давления в процессе вытеснения при постоянном темпе закачки воды носит немонотонный характер. Вначале перепад давления вытеснения возрастает, что свидетельствует об увеличении фильтрационных сопротивлений, а затем происходит его снижение.

Как видно из полученных данных, процесс вытеснения характеризуется падением отбора нефти с различными темпами до и после начала обводнения, что указывает на наличие переходных процессов и необходимость их учета при проведении прогнозных расчетов по оценке извлекаемых объемов нефти.

Для диагностирования переходных процессов был применен энтропийный подход на основе анализа динамики производства энтропии и приращений производства энтропии [1, 5].

Результаты проведенных расчетов приведены на рисунках 2, 3.

На основе энтропийного анализа был выбран интервал обучения при проведении прогнозных расчетов для оценки извлекаемых объемов. Расчеты проводились на основе использования модели Баренблатта-Капицы [8, 10, 16].

Как показывают результаты расчетов прогнозный конечный коэффициент вытеснения нефти из модели пласта, составил порядка 0,6, что подтверждается результатами экспериментальных исследований.

Таким образом, анализ особенностей процесса вытеснения, характеризуемых переходными процессами, на основе энтропийного подхода, позволяет обоснованно определять интервал обучения для достоверной оценки извлекаемых объемов углеводородов.

Предложенный подход был использован при анализе информационного массива динамики добычи нефти, воды и пластового давления ( $P_{пл}$ ) месторождения Forties (Северное море) (рис. 4).

В отличие от известных подходов к применению кривых падения (decline curves) при оценке извлекаемых объемов углеводородов в данном случае используется информационный массив данных, который характеризуется относительной устойчивостью фронта вытеснения и упорядоченным состоянием пластовой системы.

Интервал обучения был определен на основе анализа динамики значений энтропии, производства энтропии и приращений производства энтропии (рис. 5-7).

Следует отметить, что одним из основных требований к применению кривых падения добычи для оценки извлекаемых запасов углеводородов является вовлечение

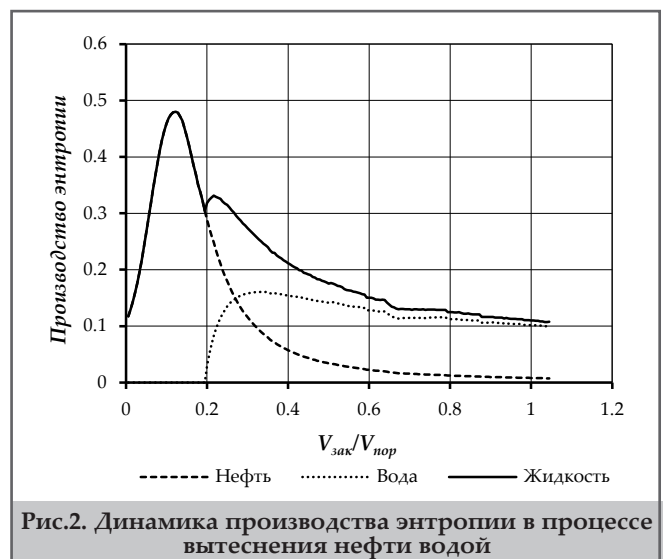
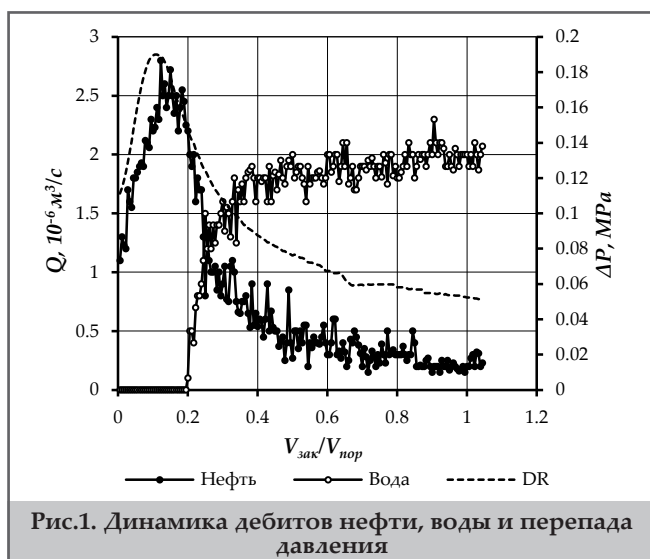
всей залежи в разработку и рассмотрение ее в единой системе дренажа, при этом степень упорядоченности пластовой системы можно оценить по изменению энтропии, коэффициента Джини, фрактальным характеристикам и др. [5].

Таким образом, сравнительный анализ темпа отбора нефти, динамики обводненности и значений энтропии, производства энтропии и приращений производства энтропии позволяет более достоверно определить границы переходных процессов. Данный подход позволил выявить границы информационного массива (с 75 по 126 месяц разработки) характеризуемого относительно постоянными значениями обводненности продукции (порядка 10%) и темпа отбора нефти.

Анализ результатов прогнозных расчетов отбора нефти по модели Баренблатта-Капицы [8, 16] позволил оценить извлекаемые объемы нефти по месторождению Forties в 4,2 млрд.бар (рис. 8, Модель 1). В то же время неучёт переходных процессов и состояния пластовой системы приводит к значительным погрешностям в оценке извлекаемых объемов углеводородов. Так, например, в данном конкретном случае, при использовании информационного массива имеющегося конечного участка отбора нефти (с 200 по 324 месяц разработки) определено значение прогнозной оценки извлекаемого объема нефти в 2,7 млрд.бар (рис. 8, Модель 2).

Таким образом, установлено, что применение энтропийного подхода, включающего в себя анализ динамики энтропии, производства энтропии, изменения приращения энтропии даёт возможность оценить степень упорядоченности пластовой системы и самоорганизацию динамических открытых систем вдали от состояния равновесия.

Предложенный подход, сочетающий применение принципов динамического анализа и концепции производства энтропии позволяет получать достоверные прогнозные значения извлекаемых объемов углеводородов и принимать обоснованные решения по управлению и выбору стратегии разработки нефтяных залежей с учетом переходных процессов пластовой системы.



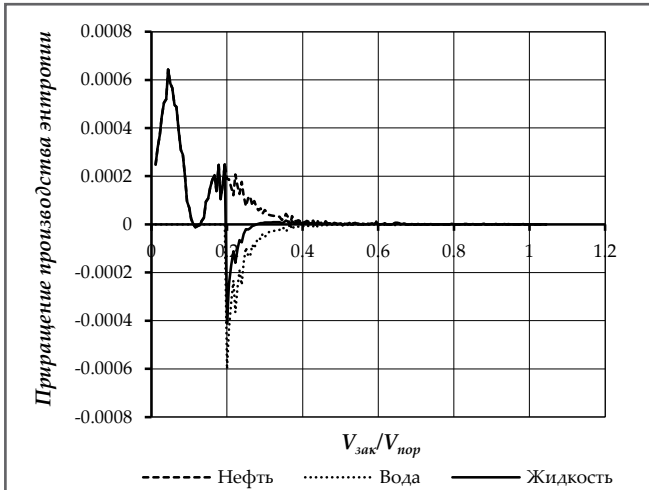


Рис.3. Динамика приращения производства энтропии в процессе вытеснения нефти водой

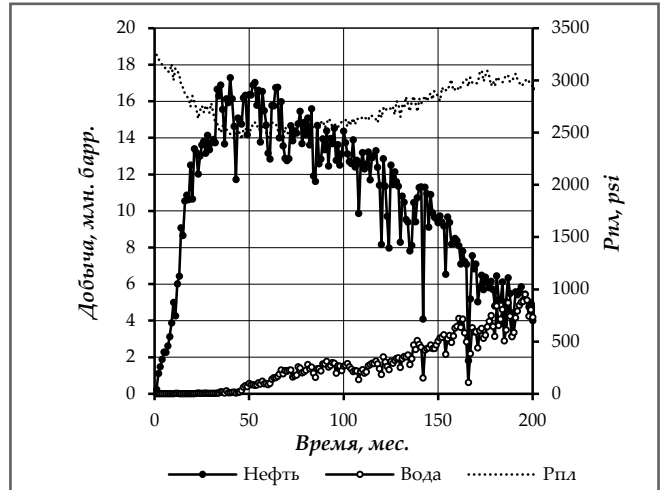


Рис.4. Динамика основных технологических показателей разработки месторождения Forties

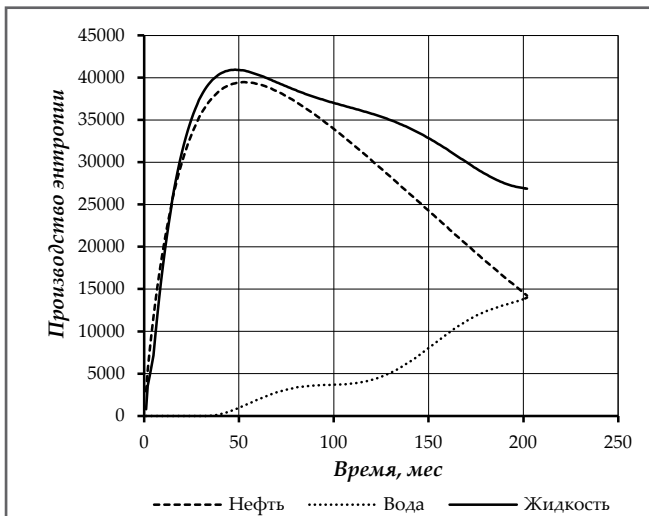


Рис.5. Динамика производства энтропии по месторождению Forties

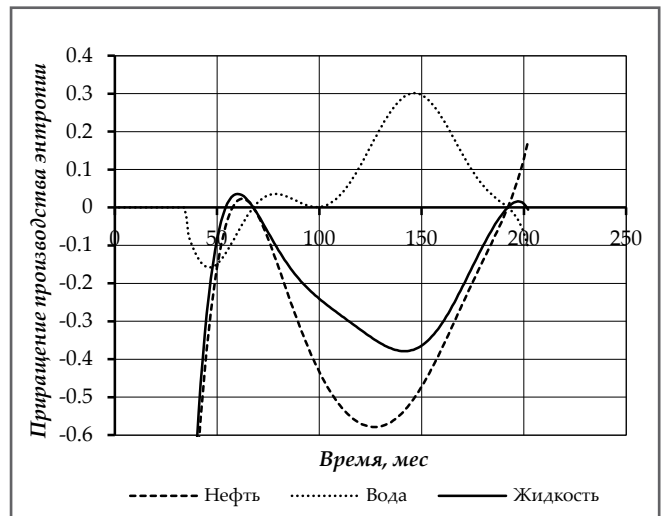


Рис.6. Динамика приращений производства энтропии по месторождению Forties

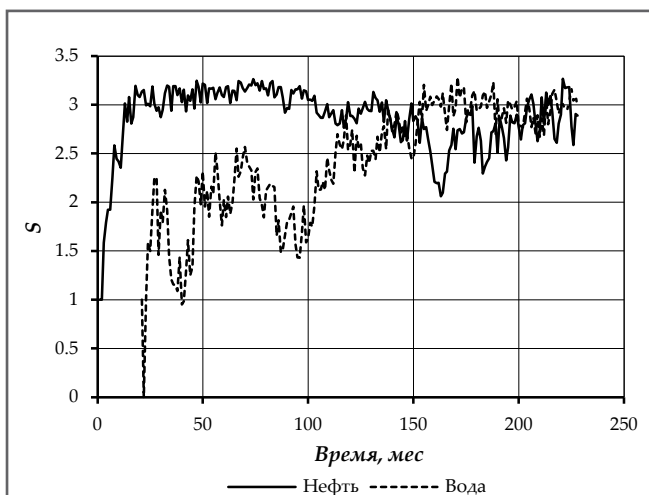


Рис.7. Динамика значений энтропии по месторождению Forties

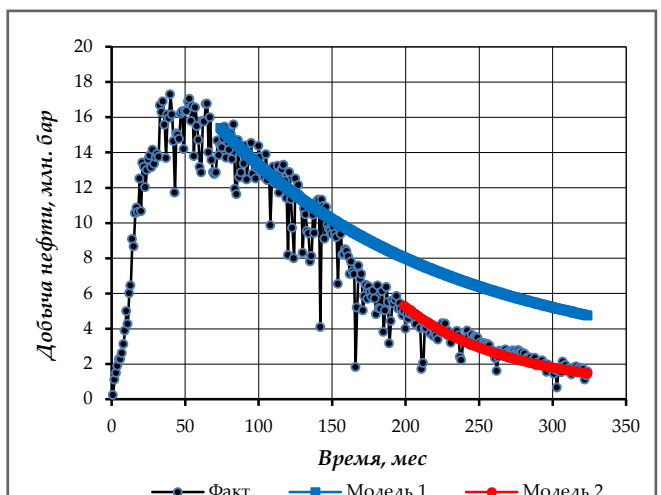


Рис.8. Результаты прогнозных расчетов

### Литература

1. Prigogine, I., Stengers, I (1984). Order out of chaos. *New York: Bantam Books.*
2. Theodoratos, N. (2012). Entropy. Uncertainty in hydrology and nature. PhD Thesis. *National Technical University of Athens, Greece.*
3. Tiab, D., Donaldson, E. C. (2016). Petrophysics. Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. *Gulf Professional Publishing.*
4. Ju, Y., Wu, G., Wang, Y., et al. (2021, October). 3D numerical model for hydraulic fracture propagation in tight ductile reservoirs, considering multiple influencing factors via the entropy weight method. SPE-205385-PA. *SPE Journal*, 26(05), 2685–2702.
5. Мирзаджанзаде, А. Х., Хасанов, М. М., Бахтизин, Р. Н. (1999). Этюды о моделировании сложных систем нефтедобычи. Нелинейность, неравновесность, неоднородность. *Уфа: Гилем.*
6. Civan, F., Tiab, D. (1989, March). Second law analysis of petroleum reservoir for optimized performance. SPE-18855-MS. In: *SPE Production Operations Symposium. Society of Petroleum Engineers.*
7. Сулейманов, Б. А., Гусейнова, Н. И. (2019). Анализ состояния разработки месторождения на основе информационных показателей Фишера и Шеннона. *Автоматика и телемеханика*, 5, 118-135.
8. Сулейманов, А. А. (2014). Непараметрические критерии диагностирования распределения данных в нефтегазодобыче. *Нефтепромышленное дело*, 9, 47-50.
9. Stepanov, S. V., Tyrsin, A. N., Ruchkin, A. A., Pospelova, T. A. (2020). Using entropy modeling to analyze the effectiveness of the waterflooding system. *Oil Industry*, 06, 62–67.
10. Santos, J. P., Landi, G. T., Paternostro, M. (2017). Wigner entropy production rate. *Physical Review Letters*, 118, 220601.
11. Tillerio, E. J., Machado, F., Romero, D. (2011, March). From volumetric energy balance to the entropy generation: The evolution of the state of the art in thermodynamic concepts in petroleum production systems. SPE-139913-MS. In: *SPE Production and Operations Symposium. Society of Petroleum Engineers.*
12. Хасанов, М., Карачурин, Н., Тяжев, Е. (2001). Оценка извлекаемых запасов нефти на основе феноменологических моделей. *Вестник инженерингового центра ЮКОС*, 2, 3-7.
13. Сулейманов, А. А., Мамедзаде, М. Р. (2011). Применение феноменологических моделей при прогнозировании процессов разработки нефтяных месторождений. *SOCAR Proceedings*, 3, 27-30.
14. Holland, J. H. (1996). Hidden order: How adaptation builds complexity. *New York: Addison-Wesley.*
15. Хазен, А. М. (1988). О возможном и невозможном в науке или где границы моделирования интеллекта. *Москва: Наука.*
16. Цветков, О. В. (2015). Энтропийный анализ данных в физике, биологии и технике. *Санкт-Петербург: СПбГЭТУ «ЛЭТИ».*

### References

1. Prigogine, I., Stengers, I (1984). Order out of chaos. *New York: Bantam Books.*
2. Theodoratos, N. (2012). Entropy. Uncertainty in hydrology and nature. PhD Thesis. *National Technical University of Athens, Greece.*
3. Tiab, D., Donaldson, E. C. (2016). Petrophysics. Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. *Gulf Professional Publishing.*
4. Ju, Y., Wu, G., Wang, Y., et al. (2021, October). 3D numerical model for hydraulic fracture propagation in tight ductile reservoirs, considering multiple influencing factors via the entropy weight method. SPE-205385-PA. *SPE Journal*, 26(05), 2685–2702.
5. Mirzajanzade, A. Kh., Khasanov, M. M., Bakhtizin, R. N. (1999). Studies on modeling of complex systems of oil production. Nonlinearity, nonequilibrium, heterogeneity. *Ufa: Gilem.*
6. Civan, F., Tiab, D. (1989, March). Second law analysis of petroleum reservoir for optimized performance. SPE-18855-MS. In: *SPE Production Operations Symposium. Society of Petroleum Engineers.*
7. Suleimanov, B. A., Guseynova, N. I. (2019). Analyzing the state of oil field development based on the Fisher and Shannon information measures. *Automation and Remote Control*, 5, 118–135.
8. Suleymanov, A. A. (2014). Non-parametric criteria of data distribution diagnosis in oil and gas production. *Oilfield Engineering*, 9, 47-50.
9. Stepanov, S. V., Tyrsin, A. N., Ruchkin, A. A., Pospelova, T. A. (2020). Using entropy modeling to analyze the effectiveness of the waterflooding system. *Oil Industry*, 06, 62–67.
10. Santos, J. P., Landi, G. T., Paternostro, M. (2017). Wigner entropy production rate. *Physical Review Letters*, 118, 220601.
11. Tillerio, E. J., Machado, F., Romero, D. (2011, March). From volumetric energy balance to the entropy generation: The evolution of the state of the art in thermodynamic concepts in petroleum production systems. SPE-139913-MS. In: *SPE Production and Operations Symposium. Society of Petroleum Engineers.*
12. Khasanov M., Karachurin N., Tyazhev Ye. (2001). Otsenka izvlekayemykh zapasov nefti na osnove fenomenologicheskikh modeley. *Vestnik inzhiniringovogo tsentra YUKOS*, 2, 3-7.
13. Suleymanov, A. A., Mamedzade, M. R. (2011). Application of phenomenological models in oilfield production forecasting. *SOCAR Proceedings*, 3, 27-30.
14. Holland, J. H. (1996). Hidden order: How adaptation builds complexity. *New York: Addison-Wesley.*
15. Hazen, A. M. (1988). About possible and impossible in science, or where the boundaries of intelligence modeling are. *Moscow: Nauka.*
16. Tsvetkov, O. V. (2015). Entropiynyy analiz dannykh v fizike, biologii i tekhnike. *Sankt-Peterburg: SPbGETU «LETI».*

## Диагностирование состояния пластовой системы на основе энтропийного подхода

*Д. Ф. Гусейнова*

НИПИ «Нефтегаз» SOCAR, Баку, Азербайджан

### Реферат

Исследования энергетического баланса процесса разработки нефтяных месторождений термодинамическими методами показывает, что отбор пластовых флюидов приводит к необратимым потерям энергии, а применение оптимальных условий эксплуатации позволяет минимизировать эти потери. Были проведены исследования по определению степени упорядоченности пластовой системы, на основе анализа динамики производства и изменения приращения энтропии, дана оценка самоорганизации динамических открытых систем вдали от состояния равновесия. На основе концепции производства энтропии был проведен анализ основных технологических показателей разработки нефтяного месторождения, который позволил определить границы переходных процессов пластовой системы и дать оценку прогнозных извлекаемых запасов нефти. Предложенный подход с учетом переходных процессов пластовой системы с использованием динамического анализа и концепции производства энтропии позволяет получать достоверные прогнозные значения извлекаемых объемов углеводородов и принимать обоснованные решения по выбору стратегии разработки нефтегазовых месторождений.

**Ключевые слова:** нефтяное месторождение; разработка; производство энтропии; технологические показатели разработки.

## Entropiya yanaşması əsasında lay sitminin vəziyyətinin diaqnozlaşdırılması

*D. F. Hüseynova*

«Neftqazəlimitədqıqatlayihə» İnstitutu, SOCAR, Bakı, Azərbaycan

### Xülasə

Neft yataqlarının işlənməsi prosesinin enerji balansının termodinamik üsullarla tədqiqi göstərir ki, lay flüidlərinin çıxarılması bərpa olunmayan enerji itkisinə səbəb olur və optimal texnoloji rejimlərinin tətbiq edilməsi bu itkiləri minimuma endirir. İstehsal dinamikası və entropiyanın artımındakı dəyişikliklərin təhlili əsasında lay sisteminin nizamlılıq dərəcəsi, tarazlıq vəziyyətindən uzaq açıq dinamik sistemlərin özünü təşkilə qiyətləndirilmişdir. Entropiya istehsalının konsepsiyası əsasında, neft yatağının işlənməsinin əsas texnoloji göstəricilərinin təhlili aparılıb, lay sisteminin keçid proseslərinin sərhədləri müəyyənəşdirilib və çıxarıla bilən neft ehtiyatları qiymətləndirilib. Təklif olunan yanaşma, dinamik təhlili və entropiya istehsalı anlayışını istifadə edərək lay sisteminin keçid proseslərini nəzərə alaraq, karbohidrogenlərin çıxarıla bilən həcmələrinin etibarlı proqnozlaşdırmaq və neft və qaz yataqlarının işlənmə strategiyasının seçilməsində əsaslandırılmış qərarlar qəbul etməyə imkan verir.

**Açar sözlər:** neft yatağı; işlənmə, entropiya istehsalı; texnoloji işlənmə göstəriciləri.