

Реальная структура коллектора нефти и газа и её влияние на объём запасов углеводородов Часть 1

Identifying the Real Structure of an Oil and Gas Reservoir and its Effect on Recoverable Hydrocarbon Reserves Part 1

Ю.А.Лимбергер, независимый эксперт

Yuri A. Limberger, Independent Expert

Резюме

Строение коллектора нефти и газа в настоящее время представляется в крайне упрощенном виде. Принимается, что вся открытая пористость заполнена углеводородами совместно с плёнкой остаточной воды. На основе такого представления модели коллектора проводятся обработка и интерпретация данных каротажа, строятся петрофизические зависимости, ведутся гидродинамические расчеты, подсчитываются запасы нефти и газа объемным способом. Упрощение модели коллектора находится в явном противоречии с результатами анализов керна по определению структуры порового пространства горных пород и служит источником принципиальных ошибок в оценке некоторых параметров коллектора. Последнее, в свою очередь, обуславливает чрезмерное завышение геологических

Summary

An oil and gas reservoir structure is currently presented in a highly simplified form. It is assumed that all the intercommunicating (open) pores are filled with hydrocarbons and a residual water film. This concept of a reservoir model is used to process and interpret logging data, build petrophysical relationships, perform hydrodynamic calculations and estimate oil and gas reserves by the volumetric method. The simplification of a reservoir model clearly contradicts the results of the core analysis performed to determine the structure of the rock pore space and is a source of fundamental errors in evaluating some reservoir parameters. This results in excessive over-estimation of in-place and recoverable hydrocarbon reserves. Based on the results of studies to determine pore size, their distribution in the rock and their contribution to fluid flow (filtration), performed on

и извлекаемых запасов углеводородов. На основе анализа результатов исследований по определению размера пор, их распределения в породе и участия в фильтрации флюидов, полученных на многочисленных образцах из различных месторождений, обоснована новая, более адекватная, модель строения коллектора. Она обеспечивает подсчет извлекаемых запасов углеводородов объемным способом с точностью, которая принципиально не может быть достигнута при использовании принятой на сегодня модели.

Введение

Современные способы обработки и интерпретации результатов исследований разрезов основаны на определенных представлениях о строении горных пород и пластов, пересеченных скважиной, а также гипотезы формирования залежей углеводородов. Изначально существовали осадки минералов разных видов и размеров. Расстояние между твердыми частицами – пустоты – также было неоднородное по размеру и было заполнено водой. Т.е. с момента образования осадка предопределено различие в размерах пор.

В процессе диагенеза, по мере погружения осадков на них начало действовать давление вышележащей толщи. Осадки уплотнялись и преобразовывались в горные породы. Уплотнение – явление, присущее для всех осадочных пород, слагающих разрезы месторождений нефти и газа.

Двуединый коллектор

Процессы уплотнения будущего коллектора (например, песчаника) и будущей покрышки (например, глины) протекают одновременно, но по-разному: в коллекторах – за счет перегруппировки положения частиц минерального скелета относительно друг друга, в глинах – за счет уменьшения расстояния между структурными слоями. Но в любом случае наблюдается уменьшение объема пустотного пространства за счет увеличения объема минералов в единице объема породы. Снижение объема пустотного пространства сопровождается уменьшением размера первоначальных пор и оттоком части свободной воды. Отток будет продолжаться до тех пор, пока не начнут действовать значимые силы взаимодействия между молекулами воды и молекулами минерального скелета. Тогда вода не сможет быть удалена и останется в порах; ее удалению в этом случае дополнительно мешает также низкая сжимаемость самой воды. Остающаяся в порах вода – остаточная вода – главная причина невозможности фильтрации флюидов через такие поры и, следовательно, отсутствия у них проницаемости.

numerous samples from different fields, a new, more adequate reservoir structure model can be substantiated. This model enables estimation of the recoverable hydrocarbon reserves by the volumetric method with an accuracy level which could not be achieved using the current assumed model.

Introduction

Modern methods of processing and interpretation of the results of sub-surface exploration are based on certain concepts about the structure of rocks and beds penetrated by a well, as well as on the hypothesis of hydrocarbon pool formation. Initially, there were mineral deposits of various types and sizes. Spaces between solid particles, i.e. voids, also varied and were filled with water. Thus, difference in pore size was bound to occur at the time of deposition.

In the course of diagenesis, as the deposits subsided they began to be affected by the overburden stress. The deposits were compacted and transformed into rock. Compaction is a phenomenon typical of all sedimentary rocks making up rock sections in oil and gas fields.

A Complex (Dual System) Reservoir

The compaction process in a potential reservoir (e.g. sandstone) and a potential cap (e.g. shales) occurs simultaneously but differently: in reservoirs it happens as the result of the changing position of mineral matrix particles in relation to each other, and in shales, as the result of decreased distance between structural layers. In any case, reduction of voids is observed due to increased volume of minerals in a rock unit. The decrease in volume of voids is accompanied by reduction in size of original pores and outflux of free water. The outflux will continue until relevant interaction forces between water and matrix come into effect. The water then cannot be removed and stays in the pores; in this case removal of the water is additionally prevented by low compressibility of the water itself. The water remaining in the pores – residual water – is the main reason why it is impossible for fluids to flow through such pores resulting in impermeability.

Pores of different sizes in rocks contribute to open porosity in reservoirs and caps. Rocks or part of them will only be permeable if they contain an interconnected void network which can make fluid flow possible. Thus, the main condition for such a network to exist should be: $\Phi > 0$.

A rock will be impermeable and unable to have a fluid flow in the following cases:

- when it does not contain any voids, i.e. $\Phi=0$;
- when it does contain voids, i.e. $\Phi > 0$ but they are not interconnected;
- when it does contain voids which even form an interconnected network, i. e. $\Phi > 0$, but void size is so insignificant that fluid flow is not possible.

Поры разного размера участвуют в образовании открытой пористости пород, слагающих коллекторы и покрышки. Горная порода, или какая-то её часть, будет проницаемой только в том случае, когда внутри неё существует взаимосвязанная сеть пустот, способных обеспечить фильтрацию. Следовательно, обязательное условие существования такой сети: $K_n > 0$.

Порода будет непроницаемой и неспособной фильтровать флюиды в следующих случаях:

- а) когда пустоты в ней вообще отсутствуют, т.е $K_n = 0$;
- б) когда пустоты в ней есть, т.е. $K_n > 0$, но они не связаны между собой;
- в) когда пустоты в ней есть и даже образуют взаимосвязанную сеть, т.е. $K_n > 0$, но размеры пустот столь малы, что не в состоянии обеспечить фильтрацию флюидов.

Если приведенные рассуждения правильные, то открытая пористость коллектора до формирования залежи углеводородов будет состоять из двух взаимосвязанных частей. Одна из которых проницаемая и заполнена неудаленной свободной водой, а другая непроницаемая и заполнена остаточной водой. Проверить предположение можно проведя анализ образцов пород на распределение пор по размерам и их участия в проницаемости. В литературе описаны различные способы такого анализа.

На [рисунках 1-2](#) приведены примеры распределения пор по размерам, полученные методом вдавливания ртути. На оси X указаны размеры поровых каналов. По данным на оси Y слева можно оценить вклад поровых каналов выбранного размера в пористость образца; этот вклад определяется в процентах от указанной пористости образца. По данным на оси Y справа можно оценить вклад поровых каналов выбранного размера в проницаемость образца; этот вклад определяется в процентах от указанной проницаемости образца.

Рисунки показывают примеры распределения пор по размерам и их участия в проницаемости образцов карбонатных (доломиты, известняки) и терригенных (песчаники, глина) пород. Из них видно, что во всех образцах коллекторов проницаемость пород и их способность фильтровать флюиды обеспечивают не все, а только часть поровых каналов (часть пустотного объема). Даже в тех случаях, когда образцы характеризуются высокой пористостью и проницаемостью.

Как реально устроен коллектор нефти и газа
И в таком коллекторе начинается постепенное формирование залежи углеводородов. Гипотеза

If the above arguments are correct then open porosity of a reservoir before a hydrocarbon pool is formed would consist of two interconnected parts. One of them is permeable and filled with free water which has not been removed, and the other one – impermeable and filled with residual water. This assumption could be verified by analysing rock samples to study pore distribution by size and its contribution to permeability. Various methods of such analysis are described in publications.

[Figs. 1](#) and [2](#) show examples of pore distribution by size obtained by the mercury penetration method. The “x” axis shows size of pore channels. Using data in the left part of the “y” axis one can evaluate contribution of pore channels of selected size to the sample porosity; this contribution is determined as a percentage of the indicated sample porosity. Using the data on the right part of the “y” axis one can evaluate contribution of pore channels of selected size to the sample permeability; this contribution is determined as a percentage of the indicated sample permeability.

The Figures show examples of pore distribution by size and its contribution to the permeability of carbonate (dolomites, limestones) and clastic (sandstones, shales) rock samples. They demonstrate that in all the reservoir rock samples rock permeability and the ability to have a fluid flow is provided not by all the pore channels but only by a part of them (part of voids), even in the cases when the samples show high porosity and permeability.

[The Real Structure of an Oil and Gas Reservoir](#)

Gradual formation of a hydrocarbon pool will begin in such a reservoir. The hypothesis of accumulation suggests that hydrocarbons migrate from the places of origin in a dissipated form through rock mass and accumulate in pools. Once inside the pool they rise through the water, displacing free water from the pores and substituting this water. The final result is the current model: all pore space is occupied by hydrocarbons with a residual water film.

This naturally gives a rise to a question: how could hydrocarbons have filled all the reservoir voids if part of the reservoir with open porosity is not permeable? Hydrocarbons which reached the reservoir would move through it via the paths of least resistance. Such paths could only be the pores which provide permeability. Thus, it would be impossible for hydrocarbons to fill in all open pores by removing not only free but residual water from them. They would fill only those open pores which could enable fluid flow, i.e. only the part which is permeable.

The author has analysed over 1600 results from studying pore space in rocks. Not a single reservoir sample from the oil, gas and water-bearing parts of the pool (which form the majority of the studied samples) showed

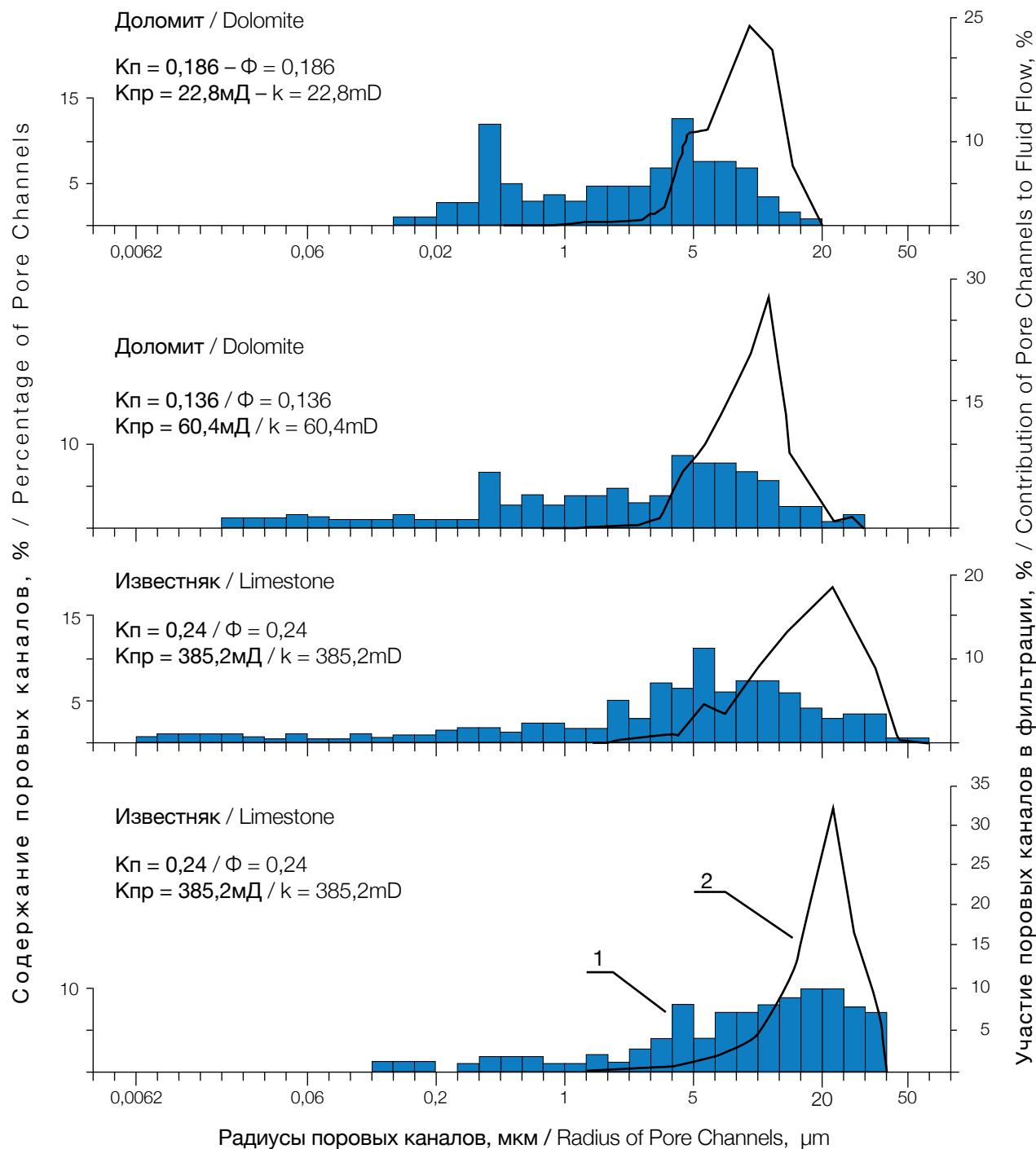


Рисунок 1. Структура порового пространства карбонатных пород
Fig. 1. Pore (Void) Space Structure - Carbonate Rocks

формирования предполагает, что углеводороды эмигрируют из мест своего образования, мигрируют в рассеянном виде через толщи пород и аккумулируются в залежи. Движение внутри залежи – всплытие через воду, оттеснение свободной воды из пор и её замена

contribution by all pores, i.e. the whole void volume, to permeability and fluid flow. In all the samples, a certain part of the rock void volume does not contribute to fluid flow, remaining fluid-impermeable. In non-reservoir samples (over 300 samples) typical rock permeability to

углеводородами. Конечный итог – представление принимаемой на сегодня модели: все поровое пространство занято углеводородами с пленкой остаточной воды.

Возникает естественный вопрос: как же углеводороды заполнили все пустотное пространство коллектора, если часть открытой пористости непроницаемая? Ведь добравшиеся до коллектора углеводороды будут продвигаться внутри него путями наименьшего сопротивления их движению. А таковыми являются только поры, обеспечивающие проницаемость. Поэтому заполнить всю открытую пористость посредством удаления из нее не только свободной, но и остаточной воды, углеводороды не в состоянии. Они заполнят только часть открытой пористости, характеризуемую способностью фильтровать флюиды, т.е. ту её часть, которая является проницаемой.

Автор проанализировал более 1600 результатов изучения структуры порового пространства образцов горных пород. И ни в одном из образцов коллектора, относящихся к нефтеносной, газоносной и водоносной частям залежей, а это подавляющая доля изученных образцов, не отмечено участие в проницаемости и фильтрации всей совокупности пор, т.е. всего пустотного объема. Во всех образцах коллекторов определенная доля пустотного объема пород не принимает участия в фильтрации, оставаясь непроницаемой для флюидов. Для неколлекторов (свыше 300 образцов) символическую абсолютную проницаемость по воздуху ($K_{\text{pr}} \ll 1 \text{ мД}$) обеспечивает мизерная доля пустотного объема. Приведенные факты свидетельствуют о единой для коллекторов и неколлекторов природе и причине явления: некоторая доля пустотного объема не участвует в проницаемости вследствие его заполнения остаточной водой. Различие в том, что у неколлекторов это характерно почти для всего пустотного объема, у коллекторов – только для части открытой пористости.

Таким образом, в коллекторе одновременно существуют две системы взаимосвязанных пор. Одна из них обеспечивает проницаемость коллектора и его способность фильтровать флюиды, тогда как другая препятствует этому. Первая система – эффективная пористость – служит ёмкостью для подвижных флюидов (углеводороды и вода в соответствующих частях залежи), тогда как вторая – неэффективная пористость – служит ёмкостью для остаточной воды в любой из частей залежи. Другими словами, коллектор нефти и газа устроен совсем не так, как это принято сейчас, а значительно сложнее: часть открытой пористости (доля пустотного объема) заполнена нефтью или газом совместно с

air ($k \ll 1 \text{ мД}$) is provided by a tiny proportion of void volume. The stated facts prove the similar nature and cause of the phenomenon both in reservoir and non-reservoir rocks: a certain part of void volume does not contribute to permeability due to this part being filled with residual water. The difference is that for non-reservoirs this is typical of all the void volume; while for reservoirs – only for the part with open porosity.

Thus, a reservoir has two interconnected pore networks which exist at the same time. One of these systems enables permeability and fluid flow in the reservoir while the other prevents it. The first system – effective porosity – serves as a container for mobile fluids (hydrocarbons and water) in the respective parts of the pool, while the other – non-effective porosity – acts as a container for residual water in any part of the pool. In other words, an oil and gas reservoir structure is not as the currently assumed one, but is considerably more complicated. Part of the reservoir with interconnected is filled with oil or gas and a residual water film. This part is permeable and enables fluid flow. The other part of the reservoir with interconnected is filled with residual water, is impermeable and does not enable fluids to flow.

Substantiation of a reservoir structure is a scientific challenge. Solving it would provide new opportunities for practical application. Some of the specific areas of practical use of the new reservoir model are considered below.

Direct Determination of Oil Saturation

Oil saturation is one of the parameters which affect the volume of deposits in a pool. Determination of this parameter is a necessary and compulsory procedure when estimating oil deposits by the volumetric method. In practice this procedure is performed by taking some measurements in a well and using empirical Archie functions based on the results of core analysis. The Archie equations are the following:

$$F = R_o / R_w = a / \Phi^m \quad (1) \quad \text{and} \quad I = R_t / R_o = 1 / S_w^n \quad (2), \quad \text{where}$$

F – formation factor

I – resistivity index

Φ – porosity

R_o – resistivity of a rock fully saturated with water

R_t – resistivity of a rock filled with water and oil

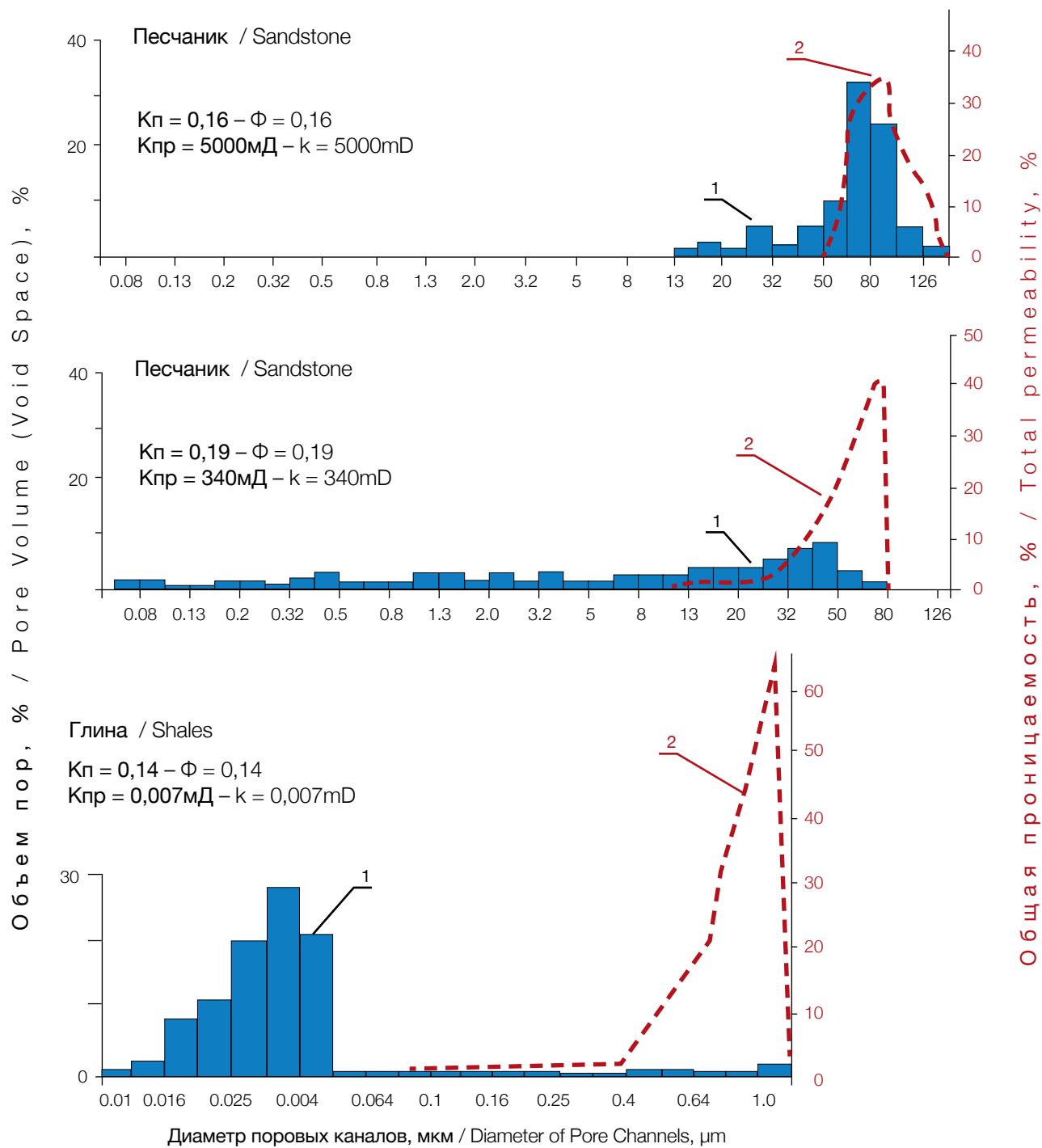
R_w – resistivity of a water

S_w – water saturated

S_o – oil saturated

$a.m.n$ – empirical constants.

An interpreter would use the following process: formation resistivity and porosity are determined by well measurements. F is determined by using established values of Φ and applying equation (1). $R_o = F \cdot R_w$ is calculated. $I = R_t / R_o$ is calculated and S_w is determined using equation



1. Распределение диаметров поровых каналов / Distribution of Pore Channels Diameter
2. Долевое участие поровых каналов в проницаемости / Percentage Contribution of Pore Channels to Permeability

Рисунок 2. Структура порового пространства песчано-глинистых пород

Fig. 2. Pore (Void) Space Structure - Sandy and Clay Rocks

плёнкой остаточной воды, является проницаемой и обеспечивает фильтрацию флюидов; другая часть открытой пористости полностью заполнена остаточной водой, является непроницаемой и неспособной фильтровать флюиды.

(2). Oil saturation factor is $S_o = 1 - S_w$.

Using this approach to estimate S_w , it is assumed that in equation (1) $m=\text{const}$, although m in any reservoir, in any pools, is always $m \neq \text{const}$. It is also assumed that the

Обоснование строения коллектора является научной проблемой. Ее решение предоставляет новые возможности практического использования. Некоторые области конкретного применения новой модели коллектора, реализованные на практике, рассматриваются далее.

Прямое определение нефтенасыщенности

Нефтенасыщенность является одним из параметров, влияющих на объем полезного ископаемого в залежи. Определение указанного параметра необходимая и обязательная процедура при подсчете запасов нефти объемным способом. На практике эта процедура реализуется посредством некоторых измерений в скважине и использования эмпирических зависимостей Арчи, построенных по результатам анализов керна. Уравнения Арчи имеют следующий вид:

$$P = \rho_{\text{вп}} / \rho_{\text{в}} = a / K_{\text{в}}^m \quad (1) \text{ и } P_{\text{н}} = \rho_{\text{н}} / \rho_{\text{вп}} = 1 / K_{\text{в}}^n \quad (2), \text{ где}$$

P - относительное сопротивление пласта;

$P_{\text{н}}$ - коэффициент сопротивления пласта;

$K_{\text{в}}$ - коэффициент пористости пласта;

$\rho_{\text{вп}}$ - удельное электрическое сопротивление пласта полностью заполненного водой;

$\rho_{\text{в}}$ - удельное электрическое сопротивление воды, заполняющей пласт;

$\rho_{\text{н}}$ - удельное электрическое сопротивление пласта, заполненного водой и углеводородами;

$K_{\text{в}}$ - коэффициент водонасыщенности пласта;

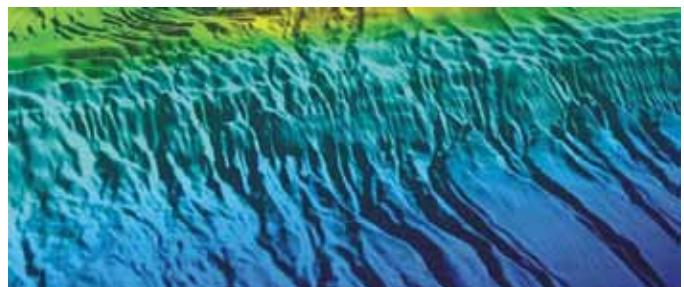
a, m, n - эмпирические постоянные.

Интерпретатор действует по следующей схеме.

Сопротивление пласта и его пористость определяют по замерам в скважине. По найденному $K_{\text{в}}$ находят P , используя уравнение (1). Рассчитывают $\rho_{\text{вп}} = P \bullet \rho_{\text{в}}$. Рассчитывают $P_{\text{н}} = \rho_{\text{н}} / \rho_{\text{вп}}$ и по уравнению (2) определяют $K_{\text{в}}$. Коэффициент нефтенасыщенности $K_{\text{н}} = 1 - K_{\text{в}}$.

При таком подходе к оценке $K_{\text{в}}$ допускается, что в уравнении (1) $m = \text{const}$, хотя для коллекторов любой залежи всегда $m \neq \text{const}$. Полагают также, что физико-химические свойства остаточной воды в нефтеносной части залежи полностью аналогичны физико-химическим свойствам воды из водоносной части залежи. Поэтому при расчете $\rho_{\text{вп}}$ для нефтенасыщенной части залежи принимают $\rho_{\text{в}}$ равным его значению для водоносной части. При получении зависимости (2) методика исследования керна такова, что одному значению $K_{\text{в}}$ всегда противопоставляется одно значение $\rho_{\text{н}}$. То есть, принимается, что $\rho_{\text{н}}$ является функцией только $K_{\text{в}}$. Таким образом, расчет $\rho_{\text{вп}}$ для нефтенасыщенной части залежи и определение нефтенасыщенности основаны на ряде необоснованных и недоказанных предположениях.

physical and chemical properties of residual water in an oil-bearing part of the pool are identical to the physical and chemical properties of water in the water-bearing part of the pool. Therefore, when calculating R_o for the oil-saturated part of the pool, the value of R_w is assumed to be equal to its value for the water-bearing part. When determining equation (2), the core study method is such that a single value of S_w is always compared with a single value of R_i . Thus, it is assumed that R_i is a function of S_w alone. Consequently, calculation of R_o for the oil-bearing part of the pool and determination of oil saturation are based on a number of unsubstantiated and unproven assumptions.



Formation resistivity in general depends on the rock matrix conductivity, conductivity of water in pores and the nature of the distribution in formation voids of phases which either conduct electric current (water) or do not (hydrocarbons). It is generally believed that conductivity of matrix minerals is low and can be ignored, as could be the case with the distribution of current conductive and non-conductive phases. It is, therefore, believed that the resistivity of a water-bearing formation depends only on its porosity and the physical and chemical properties of the water in the pores while resistivity of an oil-bearing formation depends only on porosity, water saturation and water properties.

The majority of minerals forming a reservoir matrix do, indeed, have extremely low electrical conductivity. Thus, average conductivity of such minerals as anhydrite, calcite, dolomite, quartz, albite (white feldspar), biotite, amphibolite, etc. is in the range of $10^{-8} - 10^{-17}$ S/m. Therefore, ignoring the effect of matrix electrical conductivity on measured formation resistivity is justified. However, one should also bear in mind that the volume of core taken and studied in a laboratory, is incomparably small when considering the volume of rock in a pool. It can't be guaranteed that matrix electrical conductivity would remain low in all reservoirs in the pool.

However, ignoring the effect of distribution of current-conductive and non-conductive phases on measured formation resistivity is not justified. In practice, this factor is not given sufficient attention, which is wrong. C. A. Gratttoni and R.A. Dawe experimentally proved [3], that an oil-bearing formation resistivity and, correspondingly,

Удельное электрическое сопротивление пласта в общем случае зависит от удельной электропроводимости минерального скелета породы, удельной электропроводимости воды в порах и от характера распределения в пустотном объеме пласта фаз, проводящих (вода) и непроводящих (углеводороды) электрический ток. Обычно полагают, что удельная электропроводимость минералов скелета очень низкая и ею можно пренебречь, также как и характером распределения фаз, проводящих и непроводящих электрический ток. Поэтому считают, что сопротивление водоносного пласта зависит только от его пористости и физико-химических свойств воды в порах, а сопротивление нефтеносного пласта – от пористости, водонасыщенности и свойств воды.

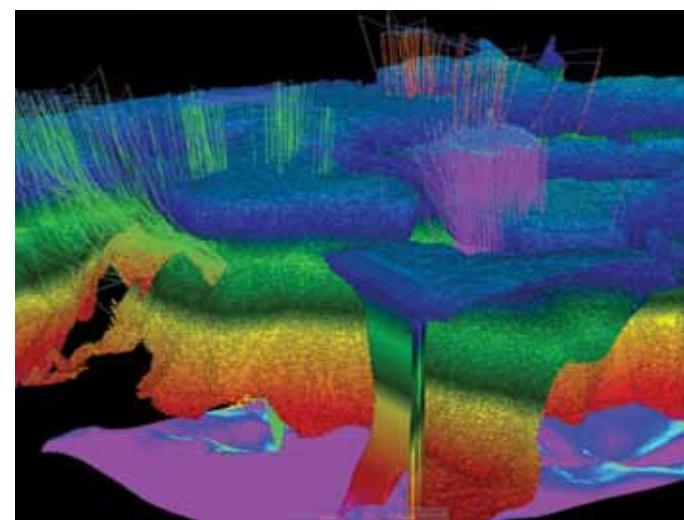
Большая часть минералов, слагающих скелет коллекторов, действительно характеризуется исключительно низкой электропроводимостью. Так, средние значения удельной электропроводимости таких минералов, как ангидрит, кальцит, доломит, кварц, альбит, биотит, роговая обманка и др. находятся в диапазоне $10^{-8} - 10^{-17}$ См/м. Поэтому игнорирование влияния электропроводимости скелета на замеряемое сопротивление пласта имеет под собой основание. Хотя следует помнить, что объём керна, отбираемого и изучаемого в лаборатории, несопоставимо мал относительно объёма пород залежи. И нет гарантии, что электропроводимость скелета останется низкой для коллекторов всей залежи.

Пренебрежение же влиянием характера распределения фаз, проводящих и непроводящих электрический ток, на измеряемое сопротивление пласта не имеет под собой оснований. Однако на практике этому фактору не уделяется должного внимания. Напрасно. C.A.Grattoni и R.A.Dawe экспериментально доказали [3], что удельное электрическое сопротивление нефтеносного пласта и, соответственно, коэффициент увеличения сопротивления, существенно зависят не только от степени заполнения порового пространства водой и свойств самой воды, но и от характера распределения в порах фаз, проводящих и непроводящих электрический ток. Отсюда следует – и это также подтверждено экспериментально – что при одном и том же коэффициенте водонасыщенности нефтеносный пласт может характеризоваться различными удельными сопротивлениями. И, наоборот, одному и тому же удельному сопротивлению нефтеносного пласта могут соответствовать различные коэффициенты водонасыщенности.

Характер распределения в конкретном пласте углеводородов и пленки остаточной воды, т.е. фаз, проводящих и непроводящих электрический ток, неизвестен изначально. Он к тому же нарушается

resistivity index, depend considerably not only on the degree to which voids are filled with water and on the water properties but also on the nature of distribution of conductive and non-conductive phases in pores. Subsequently, (and it has been proven by experiments) an oil-bearing formation can have different resistivities with the same water saturation factor. Vice versa, the same oil-bearing formation resistivity could correspond to different water-saturation factors.

The nature of the distribution of hydrocarbons and residual water film (i.e. conductive and non-conductive phases) in a specific formation is not originally known. Furthermore, it is distorted by mud filtrate ingress. The factor of spatial distribution of phases would always exist in a formation filled with hydrocarbons and its effect is equivalent to over-estimating the measured formation resistivity. This results in under-estimation of the water-saturation factor determined by equations (2), made by the standard method. Eventually, this would lead to over-estimation of the oil-saturation factor.



The drawback of the current approach to determination of oil-saturation factor is that it is done by an indirect method. This is a significant drawback which could not be eliminated by using any methodological tricks. It is futile to expect that this problem could be solved by increasing the number of rock core samples analysed in a laboratory. One could theoretically suggest studying the distribution of conductive and non-conductive phases on an unlimited number of core samples. But even performing such studies would not dramatically change the situation with determination of a water-saturation factor because in a specific formation studied in a real mining condition, actual distribution of conductive and non-conductive phases will always remain unknown to the researcher. Therefore, it would be unrealistic to expect to find any analogue of phase distribution by studying core samples.

за счет проникновения фильтрата промывочной жидкости. Фактор пространственного распределения фаз всегда существует в пласте, заполненном углеводородами. И его влияние эквивалентно завышению измеряемого сопротивления пласта. Это приводит к занижению коэффициента водонасыщенности, определяемого по уравнениям вида (2), построенным стандартным путем. В конечном счете, к завышению коэффициента нефтенасыщенности пласта.

Изъян применяемого сейчас подхода к определению коэффициента нефтенасыщенности заключается в том, что используется косвенный метод его определения. Это принципиальный недостаток, который невозможно устранить никакими методическими ухищрениями. Бессмысленно ожидать решения этой проблемы посредством увеличения количества анализируемых в лаборатории образцов пород. Можно умозрительно предположить изучение на керне распределения фаз, проводящих и непроводящих электрический ток, в неограниченном количестве образцов. Но даже после выполнения таких исследований ситуация с оценкой коэффициента водонасыщенности принципиально не изменится. Поскольку в конкретном пласте, исследованном в реальных горнотехнических условиях, истинное распределение фаз, проводящих и непроводящих электрический ток, всегда останется неизвестным для исследователя. Поэтому и подобрать какую-либо аналогию распределения фаз, полученную на керне, будет нереально.

Выход из сложившейся ситуации заключается в кардинальном пересмотре самого подхода к решению поставленной задачи. Коэффициент нефтенасыщенности следует определять не косвенным, а прямым путем. Такой способ невозможно реализовать в рамках принятой модели коллектора. Прямое определение нефтенасыщенности используется в новой модели коллектора и для этого не требуются знания уравнений Арчи, удельного сопротивления пласта, типа смачиваемости пород. Результаты применения нового способа оценки нефтенасыщения рассмотрены далее (Таблица 1).

Коэффициенты извлечения газа и нефти

Считается, что геологические запасы невозможно полностью извлечь на поверхность. Существует ли обоснование такой точки зрения и, если да, то в чем её суть?

Невозможность полного извлечения из недр запасов свободного газа обоснована физически: когда давление газа в залежи станет равным давлению на поверхности+давление столба газа от поверхности

The way to resolve the current situation is by radical review of the actual approach to achieving the set objective. An oil-saturation factor should be determined not by an indirect method but by a direct method. Such a method would be impossible to apply using the currently assumed reservoir model. Direct determination of the oil saturation is used in a new reservoir model and does not require knowledge of the Archie equations, formation resistivity and type of rock wettability. The results of applying the new estimation method for oil saturation are considered below (Table 1).

Oil and Gas Recovery Factors

It is considered that the reserves initially in place (geological reserves) could never be completely recovered and delivered to the surface. Is there any substantiation of this point of view, and if there is, what is the essence of it?

The impossibility of complete recovery of free gas reserves from sub-surface is substantiated by physical factors: when gas pressure in a pool becomes equal to surface pressure + pressure of a gas column from surface to pool, drawdown, which enables recovery of gas from the pool rocks and its movement to the wellhead, disappears. But the pool itself would still have some energy potential remaining, which means that some gas reserves would still remain there. A gas recovery factor is a calculated value which does not vary significantly from 1 and, therefore, recoverable gas reserves do not vary significantly from reserves initially in place (geological reserves). The accuracy of estimation of initial (geological) reserves pre-determines the accuracy of estimation of recoverable reserves.

Unlike the case with gas, the impossibility of complete recovery of geological oil reserves is assumed as an axiom, i. e. a point which does not require to be proved. However, any axiom was at some stage a theorem which had to be proved, after which it would become an axiom. The proof would normally be very quickly forgotten and the axiom then would be accepted as something that stands to reason without the need for any additional confirmation. It would be reasonable to ask a question: who proved, and when, the impossibility of full recovery of geological oil reserves? There is a simple answer to this question: nobody ever asked it.

The hypothesis of pool formation suggests that hydrocarbons, migrating through rock masses in a dissipated state, are accumulated in reservoirs where the voids were initially filled with water. One could build the following scheme: when a pool is formed the water is displaced by hydrocarbons and during production, oil is displaced by water. If one adheres to this hypothesis one should also use the same approach when studying cores, initially oil should

Залежь Pool	Извлекаемые запасы, относительные единицы Recoverable Reserves, Relative Units		
	Суммарная накопленная добыча Total Cumulative Production	Расчет для обычной модели коллектора Calculation for the Traditional Reservoir Model	Расчет для новой модели коллектора Calculation for the New Reservoir Model
1	1	1,380	1,050
2	1	1,343	0,963
3	1	1,295	1,078
4	1	1,833	1,051
5	1	1,267	0,975
6	1	1,134	1,072
7	1	1,411	1,026
8	1	1,253	1,058
9	1	1,483	0,984
10	1	1,597	1,032
11	1	1,363	0,965
12	1	1,132	1,010
13	1	1,451	1,093
14	1	1,423	0,989
15	1	5,560	0,991
16	1	1,288	0,955
17	1	1,166	1,066
18	1	1,135	1,053
19	1	1,460	1,018

Таблица 1. Сопоставление извлекаемых запасов нефти

Table 1. Comparison of Recoverable Oil Reserves

до залежи, перестанет существовать депрессия, обеспечивающая извлечение газа из пород залежи и его продвижение к устью скважины. Но в самой залежи еще останется определенный энергетический потенциал, что и предопределяет остаток в ней некоторой доли запасов газа. Коэффициент извлечения газа – расчетная величина, незначительно отличающаяся от 1. Поэтому и извлекаемые запасы газа незначительно отличаются от геологических запасов. Точность, с которой определены геологические запасы, предопределяет точность оценки извлекаемых запасов.

be pushed through a core sample fully saturated with water and then the oil should be displaced with water.

However, it is done differently. A sample is saturated with oil under vacuum after which water is pushed through. Saturation of a sample under vacuum enables oil to reach numerous very small pores which it could never reach in naturally occurring conditions of rock and from which oil could never be pushed out by water injection. Using this study method, oil displacement factor (which is a component of oil recovery factor) would always be below 1,

В отличие от газа, невозможность полного извлечения геологических запасов нефти принимается за аксиому, т.е. за положение, не требующее доказательств. Но любая аксиома когда-то была теоремой, подлежащей доказательству. И только после этого стала аксиомой. Доказательство обычно быстро забывается и аксиома принимается как само собой разумеющееся без дополнительных подтверждений. Уместен вопрос: кто же и когда доказал невозможность полного извлечения геологических запасов нефти? Ответ простой: никто и никогда не задавался подобным вопросом.

Гипотеза формирования залежей предполагает, что углеводороды, мигрирующие через толщи пород в рассеянном состоянии, аккумулируются в коллекторах, пустотное пространство которых первоначально было заполнено водой. Выстраивается схема: при формировании залежи вода вытесняется углеводородами, при добыче – нефть вытесняется водой. Если придерживаться такой гипотезы, то и исследование керна следовало бы проводить по аналогичной схеме. Т.е., через образец породы, полностью насыщенный водой, прогонять сначала нефть, а затем водой выдавливать ее обратно.

Поступают по другому. Образец насыщают нефтью под вакуумом, а затем через него продавливают воду. Насыщение образца в вакууме обеспечивает проникновение нефти в многочисленные поры столь малого размера, в которые она не может проникнуть в естественных условиях залегания горных пород, и из которых прокачкой воды нефть никогда не будет выдвинута. При такой методологии исследования образцов коэффициент вытеснения нефти из них (составная часть коэффициента извлечения нефти) всегда будет меньше 1, а результаты подобных исследований служат «научным обоснованием» распространенного мифа о невозможности полного извлечения нефти из залежи.

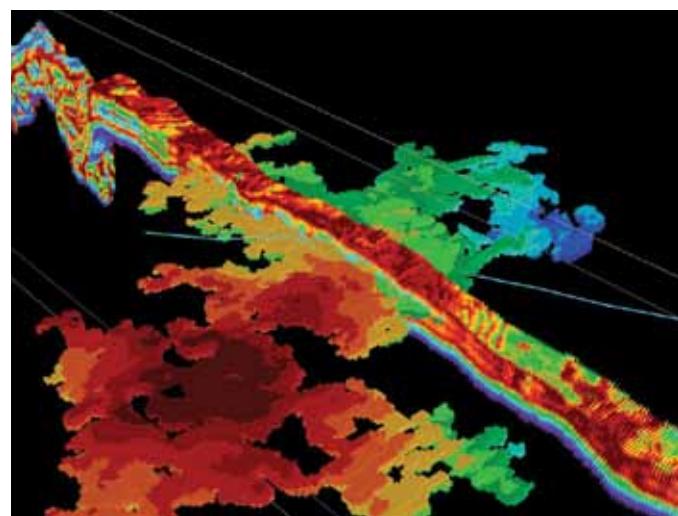
Введение в практику подсчета коэффициента извлечения нефти (КИН), который обычно значительно меньше 1, влечет необоснованное разделение геологических запасов на те, которые можно извлечь из пород залежи и доставить на поверхность (извлекаемые), и на те, которые извлечь из пород невозможно (остаточные). Следовательно, заранее предполагается, что после окончания разработки залежи большая часть нефти продуктивного пласта останется в недрах.

Коэффициент извлечения нефти – надуманный фактор, которым можно легко манипулировать в нужном направлении в зависимости от поставленных

и результатов таких исследований используются как основа для «научной обоснования» мифа о невозможности извлечения из залежи всей нефти.

Введение в практику коэффициента извлечения нефти (КИН) который обычно значительно меньше 1, влечет необоснованное разделение геологических запасов на те, которые можно извлечь из пород залежи и доставить на поверхность (извлекаемые), и на те, которые извлечь из пород невозможно (остаточные). Следовательно, заранее предполагается, что после окончания разработки залежи большая часть нефти продуктивного пласта останется в недрах.

Введение в практику коэффициента извлечения нефти (КИН) который обычно значительно меньше 1, влечет необоснованное разделение геологических запасов на те, которые можно извлечь из пород залежи и доставить на поверхность (извлекаемые), и на те, которые извлечь из пород невозможно (остаточные). Следовательно, заранее предполагается, что после окончания разработки залежи большая часть нефти продуктивного пласта останется в недрах.



Calculation of Recoverable Reserves

Calculation of discovered reserves by the volumetric method is extensively used worldwide. The calculation formula for the oil is:

$$Q = SHFS_0 \quad (3), \quad \text{where}$$

Q – reserves initially in place (geological);

S – oil productive area;

H – average thickness of an oil-producing part of reservoir;

Φ – average interconnected porosity;

S_0 – average oil saturation.

At first glance, using formula (3) appears quite logical. Indeed, a product of oil productive area and reservoir thickness determines the volume of rock in the pool. Multiplying rock volume by void volume and subsequently – by an oil saturation factor determines volume of oil in the voids of pool rocks.

целей, решаемых задач и субъективных взглядов на проблему нефтеизвлечения. Так, еще сравнительно недавно КИН представлял произведение трех коэффициентов: вытеснения нефти, охвата вытеснением, охвата заводнением. Все они меньше 1 и их последовательное перемножение уменьшает КИН. Потребовалось «увеличить нефтеотдачу» и про один из коэффициентов тут же забыли.

Расчёт извлекаемых запасов

Подсчёт разведанных запасов объемным способом широко применяется во всем мире. Формула расчёта для нефти:

$$Q = SHK_n K_h \quad (3), \quad \text{где}$$

Q - запасы геологические;

S - площадь нефтеносности;

H - средняя толщина нефтеносной части коллектора;

K_n - средний коэффициент открытой пористости коллектора;

K_h - средний коэффициент нефтенасыщенности коллектора.

На первый взгляд применение формулы (3) представляется вполне логичным. Действительно, произведение площади нефтеносности и толщины коллектора определяет объём пород залежи. Умножение объёма пород на коэффициент пористости определяет объём пустот и следующее умножение на коэффициент нефтенасыщенности определяет объём нефти в пустотном пространстве пород залежи.

Однако использование в (3) коэффициента открытой пористости находится в явном противоречии с результатами исследования образцов пород на распределение размеров поровых каналов и их участия в проницаемости. Как показано выше, часть открытой пористости коллектора заполнена остаточной водой и не может служить ёмкостью для нефти. Подстановка в (3) коэффициента открытой пористости автоматически приводит к завышению ёмкости, заполненной нефтью. Если принять во внимание также завышение коэффициента нефтенасыщенности, определяемого стандартным способом по зависимости (2), то следствием использования формулы (3) будет завышение геологических запасов нефти.

Извлекаемые запасы рассчитываются умножением балансовых запасов на коэффициент извлечения нефти, определение которого в настоящее время требует знания коэффициента вытеснения нефти и коэффициента охвата вытеснением. Коэффициент вытеснения оценивается по данным моделирования процесса на керне (методологическая ошибочность применяемого сейчас подхода показана ранее).

However, using an interconnected porosity clearly contradicts the results of rock sample studies to examine distribution of pore channels and their contribution to permeability. As shown above, part of the reservoir with open porosity is filled with residual water and could not act as a container for oil. Substitution in (3) of an open porosity factor will automatically lead to over-estimating the size of the container filled with oil. If one is also to take into account over-estimation of oil saturation determined by the standard method using function (2), the consequence of using formula (3) will be over-estimation of oil reserves initially in place.

Recoverable reserves are calculated by multiplying in-place reserves by an oil recovery factor which currently requires the knowledge of oil-displacement and sweep efficiency. Displacement efficiency is estimated based on the results of a modelling process using core samples (error in the currently used method was described above). Sweep efficiency is estimated using the results of hydrodynamic calculations based on different well patterns. All of the above takes a long time and involves significant costs.

A new reservoir model allows direct calculation of recoverable reserves without using reserves in-place and oil recovery factor.

From the substantiation of the new reservoir structure model it follows that, if calculating hydrocarbon reserves by the volumetric method, the use of effective porosity and oil saturation (in the area of effective porosity) in (3), (instead Φ and S_o), will immediately provide the volume of recoverable reserves.

Коэффициент охвата оценивается по результатам гидродинамических расчетов для разных схем расстановки скважин. Все это требует длительных затрат времени и значительных финансов.

Новая модель коллектора позволяет непосредственно рассчитать извлекаемые запасы без использования геологических запасов и КИН.

Из обоснования новой модели строения коллектора следует, что, если при подсчёте запасов углеводородов объемным способом в (3) подставить эффективную пористость и ее нефтенасыщенность (вместо средней открытой пористости и средней нефтенасыщенности), то сразу получим объём извлекаемых запасов.