

ИНФОРМАЦИОННАЯ СТРУКТУРА ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ

А.В. Сорокин, В.Д. Сорокин (Омега-К, г. Тюмень)



INFORMATION STRUCTURE OF IN-SITU OIL

A.V. Sorokin, V.D. Sorokin (Omega-K, Tyumen)

Одной из особенностей процесса изучения жидкких и газообразных углеводородов в месте природного их нахождения является тот факт, что этот процесс невозможно организовать без предварительного техногенного воздействия на пластовую систему. Прежде чем отобрать пробу нефти и газа необходимо пробурить скважину, организовать гидродинамическое воздействие на пластовую систему, и только затем произвести отбор проб флюида. Результатом изучения является информация о фазовом состоянии флюида, о компонентном составе и физико-химических свойствах углеводородов. Эти данные используются в качестве исходных при подсчете запасов углеводородов, моделировании процессов нефтеотеснения, а также для выработки представлениях и процессах происхождения нефти и газа, месте образования, путях миграции до попадания их в природные ловушки и т.д. Поэтому, получению информации о составе и свойствах нефти и газа предшествует ряд техногенных факторов, способных вывести систему из термодинамического равновесия. В этом случае возрастает роль информационных технологий, направленных на анализ результатов и последствия этих воздействий на качество информации о составе и свойствах пластовой системы.

Анализ результатов исследованных проб добытой нефти, в т.ч. и зафиксированные тенденции их изменения в процессе разработки залежи [1] результаты изучения процесса взаимодействия моделей поверхности коллектора и модели вмещающего флюида [2], представлениях о свойствах остаточной нефти [3] приводят к выводу о том, что информация о составе и свойствах проб нефти, отобранных из скважин не адекватна информации о составе и свойствах пластовой нефти. Аналогичный вывод можно отнести и к представлениям о свойствах газа газовых и особенно газоконденсатных залежей.

Для более полного и объективного описания процессов образования и накопления органического вещества в природных ловушках

A special feature of the process of studying the liquid and gaseous hydrocarbons in their natural location is the fact that this process cannot be initiated without there being a preliminary technological impact on the formation. Prior to taking a sample of oil and gas, it is necessary to first drill a borehole, then to perform hydrodynamic stimulation of the formation, and only then to take a sample of the formation fluid. The upshot of the study is that it yields information about the phase state of the fluid, the component composition and the physico-chemical properties of hydrocarbons.

This data is used as background information in evaluating the reserves of hydrocarbons, in simulating the processes of oil displacement, and also to gain insight into the origin of oil and gas deposits, the place of their accumulation and routes of their migration before making their way into naturally occurring traps. Therefore, a number of technogenic factors capable of disturbing the system from thermodynamic equilibrium must be considered before we obtain information about the composition and properties of oil and gas. In this case, the role of information technologies aimed at analyzing the results and consequences of these impacts on the quality of information about the composition and properties of the reservoir system takes on an added dimension.

During analysis of recovered oil samples, including the recorded tendencies of their change in the process of field development [1], as well as the feedback from the study of interaction between the models of the reservoir surface and the model of the contained fluid [2], and our perception of the properties of residual oil [3], we concluded that information about the composition and properties of well oil samples is not identical to that of the composition and properties of in-place oil. A similar conclusion may be drawn with respect to our notion of the properties of gas in gas and especially gas-condensate accumulations.

To get a more detailed and objective description of the processes of formation and accumulation of organic matter in naturally occurring traps and extraction of hydrocarbon material, it is essential to use a set of terms

и добычи углеводородного сырья необходимо использование комплекса терминов и определений, способствующих пониманию предмета рассмотрения. Несмотря на многолетнюю историю исследовательских работ в области изучения физико-химических свойств пластовой нефти, на наш взгляд, не достаточно полно сформирована система терминов и определений в этой области нефтяной науки.

Одним из препятствий является недостаточно четкое и однозначное определение «пластовая нефть», отсутствуют определения «остаточная нефть», «подвижная нефть», необходимость в четком определении этих терминов важна для более объективного подсчета запасов углеводородов, более результативного моделирования процессов нефтеотбора и т.д.

Нормативным документом [4] дано определение термина «пластовая нефть», которое приведено в нем в следующей редакции: «пластовая нефть – нефть, содержащаяся в пласте в условиях, характерных для него давлений и температур». На наш взгляд, данное определение страдает следующими недостатками: во-первых, оно тавтологично «нефть – это нефть», во-вторых, в нем не заложены ограничения по фазовому состоянию нефти в пласте, в третьих, не ясно, что этим определением относится к пластовой нефти, потому что поровое пространство коллектора наряду с жидкими углеводородами и растворенными в них неуглеводородными соединениями содержит минерализованную и газонасыщенную воду.

Таким образом, такое определение основополагающего термина приводит к следующим негативным явлениям: не нацеливает нефтяную науку на исследование предмета; ошибкам в оценке геологических запасов нефти и газа; формированию ошибочных результатов исследования состава и свойств пластовой нефти, а, следовательно, правомочность выводов, основанных на знании свойств пластовой нефти нуждается в дополнительных доказательствах и т.д.

Наиболее удачное из известных авторам определений пластовой нефти приведено в «Инструкции по нормированию технологических потерь нефти на нефтегазодобывающих предприятиях нефтяных компаний Российской Федерации» (РД 153-39-018-97), Уфа-1997 г.: «пластовая нефть – природная смесь углеводородов различных групп, находящихся в жидком состоянии, с примесью других (сернистых, азотистых, кислородных) соединений, залегающая в недрах земли». К недостаткам этого определения можно отнести то, что определенная часть углеводородных соединений сорбирована поверхностью коллектора не может считаться находящейся в жидком состоянии.

Определение термина «пластовая нефть», в котором учтены отмеченные выше недостатки известных определений, по нашему мнению, должно звучать в следующей формулировке: «пластовая нефть – совокупность углеводородных соединений и растворенных в них неуглеводородных соединений природного происхождения в природном соотношении (кроме воды), находящаяся в термодинамическом равновесии при характерных давлениях и температурах пласта до приложения гидродинамического воздействия».

Поэтому, принимая во внимание вышеприведенные рассуждения, необходимо сформулировать основные понятия относящиеся к процессу изучения пластовых углеводородных систем и сформировать информационную структуру пластовой нефти, основанную на различиях в свойствах ее составляющих. В первую очередь, можно выделить две основные составляющие пластовой нефти: подвижную нефть, которая гидродинамическим воздействием перемещается по пласту, часть ее может быть добыта с применением используемых технологий, и остаточную нефть, которая ко времени окончания разработки останется в тех или иных зонах пласта (рис.1).

and definitions, contributing to a better understanding of the subject under examination. Despite many years of research into the physico-chemical properties of in-situ oil, we believe that the current system of terms and definitions in this field of petroleum geoscience appears to be lacking elaboration.

A major obstacle in this respect is that the term "in-situ oil" has no clear-cut and unambiguous definition and there are no definitions for "residual oil" and "mobile oil". There is a strong need for a precise definition of these terms in order to be able to calculate more objectively hydrocarbon reserves and to carry out more effective simulation of the process of oil displacement.

A regulatory document [4] gives this definition of the term "in-situ oil": "in-situ oil is oil which is trapped in a reservoir under conditions characteristic for it pressure and temperature".

According to our understanding, this definition has the following disadvantages: first, it is tautological - "oil is oil". Secondly, it does not embody constraints on the phase state of oil in the reservoir and thirdly, it is not clear what relates to in-situ oil under this definition because the reservoir pore space contains, in addition to liquid hydrocarbons and non-hydrocarbon compounds dissolved in them, mineralized and gas-saturated water. The downside of this definition of the basic term is that it serves to perpetuate negative phenomena: petroleum science is not focused on the study of the subject; errors in the estimate of geological oil and gas reserves; generation of erroneous results in the study of composition and properties of in-situ oil, and, consequently, the validity of conclusions based on the knowledge of in-situ oil properties, requires supportive evidence, etc.

The most appropriate definition of in-situ oil known to authors is one given in "The manual on valuation of process losses of oil at oil and gas production enterprises of Russian oil companies" (RD 153-39-018-97), Ufa -1997: "in-situ oil – a natural mixture of hydrocarbons of different groups, existing in a liquid state, with the admixture of other compounds (sulphur, nitrogen, oxygen), located deep below the earth's surface".

The trouble with this definition is that a certain portion of hydrocarbon compounds is absorbed by the reservoir surface and cannot be considered as being in the liquid state.

We are of the opinion that the definition of the term "in-situ oil", which takes into account the above drawbacks of common definitions, should have the following wording: "In-situ oil – the sum total of hydrocarbon compounds and non-hydrocarbon compounds of natural origin dissolved in the former in a naturally occurring ratio (except water), assuming thermodynamic equilibrium at natural reservoir pressure and temperature before being subjected to hydrodynamic treatment".

Therefore, bearing in mind the above line of reasoning, it is necessary to formulate the basic concepts relating to the process of studying the hydrocarbon reservoir systems and to form the information structure of in-situ oil, based on differences in the properties of its components.

First, it is possible to single out two fundamental components of in-situ oil: mobile oil, which travels through the formation due to hydrodynamic effects, a portion of which can be obtained using currently available technologies, and residual oil that will remain in different zones of the reservoir after completion of the development (Fig.1).

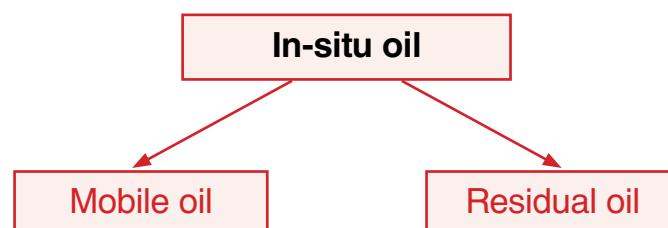


Fig.1. Basic components of in-situ oil



Рис.1. Основные составляющие пластовой нефти

Определения подвижной и остаточной нефти при условиях разработки залежи также не имеют четких формулировок, что сдерживает работы по исследованию физико-химических свойств составляющих пластовой нефти, исключает раздельный учет и использование как объемов, так и свойств всех составляющих пластовой нефти в методике подсчета балансовых запасов, при моделировании процесса нефтеотеснения.

К настоящему времени более или менее сформировано понятие «остаточная нефть», основанное на временном и зональном понимании [3, 5]. Значения физико-химических свойств остаточной нефти в этой ее трактовке не задействованы. Так как остаточная нефть содержится как в целиках пласта неохваченных гидродинамическим воздействием, так и в зоне дренирования пласта по прошествии какого-то времени разработки залежи, то и значения физико-химических свойств составляющих остаточную нефть различных зон будут отличаться друг от друга [1]. Следовательно, для представления какими значениями физико-химических свойств, будет обладать остаточная нефть, необходимо производить уточнение зоны пласта, где она в конкретный момент находится.

В свою очередь, подвижная и остаточная нефть должны быть разделены еще на ряд составляющих по принципу различия средних значений их физико-химических свойств (рис.2).

В первом приближении запасы пластовой нефти M_3 и массы всех ее составляющих связаны между собой следующими соотношениями:

$$\begin{aligned}
 M_3 &= m_o + m_{iz}, \\
 m_n &= m_{iz} + m_{nz}, \\
 m_{iz} &= M_3 \cdot KIH, \\
 m_o &= M_3(1-KIH), \\
 m_o &= m_{iz} + m_c + m_u, \\
 m_{iz} &= \frac{m_d(1-\omega)}{1+\omega} \\
 m_u &= M_3(1-K_{oxb}),
 \end{aligned}$$

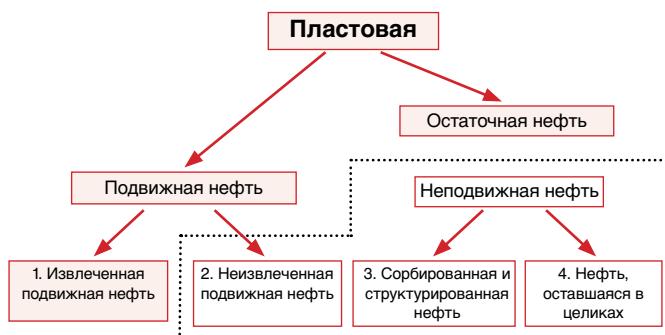


Рис.2. Составляющие пластовой нефти, имеющие различные средние значения физико-химических свойств

Definitions of mobile and residual oil under the conditions of field development are again not laid out in clear terms, which tends to hold back work for investigation of the physico-chemical properties of in-situ oil components. It also rules out the possibility of separate accounting and the use of both volumes and properties of all in-situ oil components when calculating volumes in-place, and during simulation of the oil displacement process. To date, the concept of “residual oil” appears to be more or less formulated, based on temporal and zonal understanding of variations in reservoir properties [3, 5]. This interpretation of the term “residual oil” leaves out of account the values of its physico-chemical properties.

Since residual oil is contained both in the pillars of the reservoir not exposed to hydrodynamic stimulation and in the drainage area after the field has been under development for some time, the values of the physico-chemical properties of residual oil components of different zones will tend to differ from each other [1]. Consequently, to get an idea of what the values of physico-chemical properties of residual oil will be, it is essential to define a more exact understanding of the formation zone, where this oil is located at any specific moment in time. In turn, mobile and residual oil must be further divided into a number of components according to the principle of difference in average values of their physico-chemical properties (Fig2).

In the first approximation, the reserves of in-situ oil M_{res} and the mass of all its components are related to each other by the following relationships:

$$\begin{aligned}
 M_{res} &= m_o + m_r, \\
 m_m &= m_r + m_{un}, \\
 m_r &= M_{res} \cdot ORF, \\
 m_o &= M_{res} (1-ORF), \\
 m_o &= m_{un} + m_s + m_{ret}, \\
 m_{un} &= \frac{m_w (1-\omega)}{1+\omega} \\
 m_{ret} &= M_{res} (1-K_{sw}),
 \end{aligned}$$

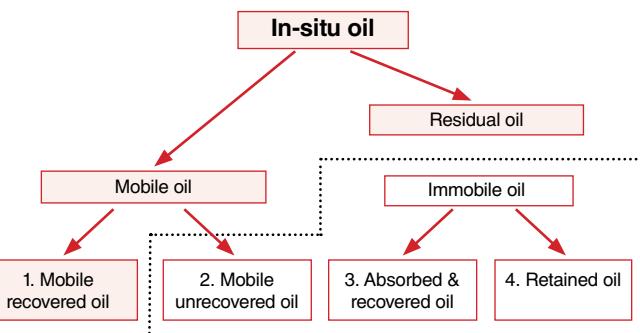


Fig.2. Components of in-situ oil having various average values of physico-chemical properties

where M_{res} – oil in place, reserves under reservoir conditions, t;
 m_m – mass of mobile oil, t;
 m_r – mass of recovered oil, t;
 m_{un} – mass of mobile unrecovered oil, t;
 m_s – mass of absorbed and structured oil, t;
 m_r – mass of retained oil, t;
 m_w – mass of water in the drained zone of the reservoir at a particular moment of development, t;
 ω – water cut at a given moment of development, fraction;
 K_{sw} – reserves hydrodynamic sweep efficiency;
ORF – oil recovery factor at a given moment of development.

Now that we have suggested a new structure of in-situ oil, the missing terminology should read as follows:

Mobile oil – a portion of in-situ oil, travelling along the reservoir under the action of external force.

– HELPING OUR CLIENTS OPERATE SAFELY



Uncompromising in our commitment to safety and the environment

Delivered by experts, our independent technical assurance services provide confidence in the safety and operability of your asset. Services include:

- compliance with relevant standards
- integrity management, risk based inspection and corrosion engineering
- consultancy - pipelines, structures, safety and the environment

We can also assess your management systems to international and industry standards. Our unique business assurance approach can help you achieve continual improvement in the performance of your business.

Мы бескомпромиссны в нашей деятельности по обеспечению промышленной безопасности и охраны окружающей среды

Наши услуги в области независимой технической экспертизы, оказываемые квалифицированным персоналом, обеспечат уверенность в безопасности и работоспособности Ваших производственных активов.

Наши услуги включают:

- Обеспечение соответствия требуемым стандартам
- Управление технической целостностью оборудования; обследования, основанные на оценке рисков, и антикоррозионная защита
- Консультации – трубопроводы и металлоконструкции, безопасность и охрана окружающей среды

Мы можем помочь в определении соответствия международным стандартам Ваших систем управления качеством. Наши уникальные методы могут помочь в развитии и совершенствовании Вашего бизнеса.

The Lloyd's Register Group works to enhance safety and approve assets and systems at sea, on land and in the air - because life matters.

Chris Renwick
Lloyd's Register
Kazakhstan LLP

T +7 3272 2 666081/2/3
F +7 3272 2 727733
E chris.renwick@lr.org

Office No.7, 3rd floor
69 Tole Bi St
Almaty 050000
Republic of Kazakhstan

www.lr.org

**Lloyd's
Register**

LIFE MATTERS

где M_3 – балансовые запасы пластовой нефти в пластовых условиях, т;

- m_n – масса подвижной нефти, т;
- m_{un} – масса извлеченной нефти, т;
- m_{hn} – масса неизвлеченной подвижной нефти, т;
- m_c – масса сорбированной и структурированной нефти, т;
- m_s – масса нефти, оставшейся в целиках, т;
- m_w – масса воды в дренируемой зоне пласта на данный момент разработки, т;
- ω – обводненность продукции на данный момент разработки, доли ед.;
- K_{oxb} – коэффициент охвата запасов гидродинамическим воздействием;
- КИН – коэффициент извлечения нефти на данный момент разработки.

В связи с предложенной структурой пластовой нефти недостающую терминологию мы предлагаем в следующей редакции.

Подвижная нефть – часть пластовой нефти, движущаяся по пласту в результате влияния внешних воздействий.

Извлеченная подвижная нефть – определенная часть подвижной нефти, которая добыта из пласта в результате производственной деятельности с учетом экономических и технологических ограничений.

Неизвлеченная подвижная нефть – часть подвижной нефти, которая не добыта из пласта с применением используемых технологий в результате производственной деятельности по экономическим и технологическим ограничениям.

Остаточная нефть – часть пластовой нефти находящаяся в пласте на момент окончания процесса вытеснения.

Неподвижная нефть – часть пластовой нефти, не движущаяся по пласту в результате оказываемого на нее внешнего воздействия.

Сорбированная и структурированная нефть – часть неподвижной нефти, удерживаемая вблизи поверхности коллектора силами межмолекулярного взаимодействия.

Нефть, оставшаяся в целиках – часть неподвижной нефти не вовлеченная в процесс дренирования.

С нашей точки зрения, выработка четких определений для недостающей терминологии поможет конкретизировать структуру запасов пластовой нефти, значения физико-химических свойств всех составляющих пластовой нефти, определить круг методов исследования и организовать исследования свойств ее составляющих. Это позволит перейти от расчета материального баланса, основанного на чисто объемном методе (объем пласта, занимаемый нефтью, свойства добываемой нефти в начальный период разработки залежи) без учета соотношения масс и свойств отдельных составляющих пластовой нефти, к расчету материального баланса, основанного на учете компонентно-фракционных составов и соответствующих масс всех составляющих пластовой нефти.

Подсчет балансовых запасов пластовой нефти производится с учетом всего объема пласта занятого нефтью. На этом этапе отсутствует деление пластовой нефти на ее составляющие: подвижную и неподвижную. Объектом подсчета балансовых запасов является «пластовая нефть», находящаяся в поровом пространстве залежи до начала ее разработки. Объектом вытеснения является только некоторая часть пластовой нефти (подвижная нефть), которая может быть вовлечена в процесс дренирования для последующей добычи скважинами (см.рис.2). Исходя из этого среднее значение свойства «пластовой нефти» для подсчета балансовых запасов может быть не равно среднему значению свойства «подвижной нефти», используемого для

Recovered mobile oil – a certain portion of mobile oil extracted from the reservoir as a result of production activity with due regard for economic and technological constraints.

Unrecovered mobile oil – that portion of mobile oil that is not extracted from the reservoir with the use of currently available technologies as a result of production activity due to economic and processing limits.

Residual oil – a portion of in-situ oil residing in the reservoir by the time the process of displacement is completed.

Immobile oil - a portion of in-situ oil that doesn't travel through the reservoir due to external effects exerted on it.

Absorbed and structured oil – a portion of immobile oil retained near the surface of the reservoir due to intermolecular force interactions.

Retained oil is that portion of immobile oil that was not involved in the drainage process

In our view, working out clear definitions for missing terms may help to define concretely and precisely the structure of in-situ oil reserves, the values of physico-chemical properties of all in-situ oil components, and identify the scope of exploration tools in order to organize studies of the properties of its components. This will make it feasible to change from calculating the material balance based on purely volumetric methods (oil volume in the reservoir, the properties of extracted oil in the early stage of field development) less regard to the mass-ratio and properties of separate components of in-situ oil, to computing the material balance based on the account of component- fractional compositions and corresponding masses of all in-situ oil components.

When calculating the balance reserves of in-situ oil, you must take in to account the entire reservoir volume occupied by the oil. At this stage there is no division of in-situ oil into its components: mobile and immobile.

The calculation of the balance of reserves is “in –situ oil”, located in the reservoir pore space before the onset of its development. With regard to oil displacement, only a certain portion of oil is displaced (so-called mobile oil) which can be involved in the drainage process for subsequent well production (Fig.2). This being so, the average value of “in-situ” oil for computing the balance of reserves may not be equal to that of “mobile oil”, which is used for calculating the process of oil displacement due to their inherently different volumes and properties.

Therefore, for the purpose of computing the balance of reserves we should obtain and use the values of physico-chemical properties of in-situ oil, while the physico-chemical properties of mobile oil should be utilized in modeling the process of oil displacement.

Based on the proposed division of reservoir oil into separate components, the average integral value of the physico-chemical property of in-situ oil \bar{O}_{res} for calculating the balance reserves can be found from the following equation:

$$(1) \quad \bar{O}_{res} = \frac{(\bar{O}_r \cdot m_r + \bar{O}_{un} \cdot m_{un} + \bar{O}_s \cdot m_s + \bar{O}_{ret} \cdot m_{ret})}{I_{res}};$$

$$(2) \quad I_{res} = m_r + m_{un} + m_s + m_{ret};$$

or

$$(3) \quad \bar{O}_{res} = \bar{O}_r d_r + \bar{O}_{un} d_{un} + \bar{O}_s d_s + \bar{O}_{ret} d_{ret};$$

where $\bar{O}_r, \bar{O}_{un}, \bar{O}_s, \bar{O}_{ret}$ – average integral value of the property of corresponding in-situ oil component (Fig.2);

$d_r, d_{un}, d_s, d_{ret}$ – mass fraction of the corresponding in-situ oil component

$$d_i = \frac{m_i}{I_{res}}, \quad \text{where } m_i \text{ – mass of the } i\text{-th component of in-situ oil.}$$

Formulas (1) and (3) allow for calculation of the average value of the

расчета процесса нефтеутеснения, из-за собственно различных их объемов и свойств. Поэтому для целей подсчета балансовых запасов должны быть получены и использованы значения физико-химических свойств пластовой нефти, а применяться при моделировании процесса нефтеутеснения – значения физико-химических свойств подвижной нефти.

Исходя из предлагаемого разделения пластовой нефти на отдельные составляющие, среднее интегральное значение физико-химического свойства пластовой нефти $\bar{\tilde{O}}_3$ для подсчета балансовых запасов должно находиться из выражения:

$$(1) \quad \bar{\tilde{O}}_3 = \frac{(\tilde{O}_{\text{e}_\text{C}} \cdot m_{\text{e}_\text{C}} + \tilde{O}_{\text{i}_\text{C}} \cdot m_{\text{i}_\text{C}} + \tilde{O}_{\text{n}} \cdot m_{\text{n}} + \tilde{O}_{\text{o}} \cdot m_{\text{o}})}{\tilde{I}_\text{C}};$$

$$(2) \quad \tilde{I}_\text{C} = m_{\text{e}_\text{C}} + m_{\text{i}_\text{C}} + m_{\text{n}} + m_{\text{o}};$$

или

$$(3) \quad \bar{\tilde{O}}_\text{res} = \tilde{O}_r d_r + \tilde{O}_{\text{un}} d_{\text{un}} + \tilde{O}_s d_s + \tilde{O}_{\text{res}} d_{\text{res}};$$

где $\tilde{O}_{\text{e}_\text{C}}, \tilde{O}_{\text{i}_\text{C}}, \tilde{O}_{\text{n}}, \tilde{O}_{\text{o}}$ – среднее интегральное значение свойства соответствующей составляющей пластовой нефти (см. рис.2); $d_{\text{e}_\text{C}}, d_{\text{i}_\text{C}}, d_{\text{n}}, d_{\text{o}}$ – массовая доля соответствующей составляющей пластовой нефти $d_i = \frac{m_i}{\tilde{I}_\text{C}}$, где m_i – масса i -той составляющей пластовой нефти.

Формулы (1) и (3) позволяют провести расчет среднего значения физико-химического свойства пластовой нефти при использовании различной исходной информации (относительной или абсолютной). Среднее значение физико-химического свойства подвижной нефти (см. рис.2) для использования в расчетах процессов нефтеутеснения должно находиться из выражения:

$$(4) \quad \bar{\tilde{O}}_r = \frac{\tilde{O}_{\text{e}_\text{C}} \cdot m_{\text{e}_\text{C}}}{m_r} + \frac{\tilde{O}_{\text{i}_\text{C}} \cdot m_{\text{i}_\text{C}}}{m_r};$$

или

$$(5) \quad \bar{\tilde{O}}_r = \tilde{O}_{\text{e}_\text{C}} \tilde{n}_{\text{e}_\text{C}} + \tilde{O}_{\text{i}_\text{C}} \tilde{n}_{\text{i}_\text{C}};$$

где $\tilde{O}_{\text{e}_\text{C}}, \tilde{n}_{\text{e}_\text{C}} = \frac{m_{\text{e}_\text{C}}}{m_r}$ – значение свойства и массовая доля составляющей извлеченной части подвижной нефти, соответственно;

$\tilde{O}_{\text{i}_\text{C}}, \tilde{n}_{\text{i}_\text{C}} = \frac{m_{\text{i}_\text{C}}}{m_r}$ – значение свойства и массовая доля составляющей неизвлеченной части подвижной нефти, соответственно.

Еще одним принципиальным моментом, не отраженным как в методике подсчета запасов, так и в методике расчета процессов нефтеутеснения является отсутствие учета значений физико-химических свойств остаточной нефти. Оценка значений физико-химических свойств остаточной нефти как на качественном, так и на количественном уровнях дана в работах достаточно широкого круга ученых.

Примеры общих оценок значений физико-химических свойств остаточной нефти можно найти в работах [3, 5], а с учетом зонально-временного деления в работе [1]. Авторы вышеназванных работ справедливо отмечают, что значения физико-химических свойств остаточной нефти достаточно сильно отличаются от значений свойств как добываемой (или подвижной) нефти в текущий момент, так и пластовой нефти в начале разработки залежи.

Средние значения физико-химических свойств остаточной нефти формируются, в основном, соотношением долей и значений свойств трех составляющих:

- сорбированной и структурированной нефти, находящейся на поверхности коллектора в зоне охвата пласта гидродинамическим воздействием;

physico-chemical property of in-situ oil using different source data (relative or absolute).

The average value of the physico-chemical property of mobile oil (Fig.2) for use in calculations of the oil displacement process is obtained from the following equation:

$$(4) \quad \bar{\tilde{O}}_m = \frac{\tilde{O}_r \cdot m_r}{m_m} + \frac{\tilde{O}_{\text{un}} \cdot m_{\text{un}}}{m_m};$$

or

$$(5) \quad \bar{\tilde{O}}_m = \tilde{O}_r \tilde{n}_r + \tilde{O}_{\text{un}} \tilde{n}_{\text{un}};$$

where $\tilde{O}_r, \tilde{n}_r = \frac{m_r}{m_m}$ - is the value of property and mass fraction of the component of the recovered portion of mobile oil, respectively;

$\tilde{O}_{\text{un}}, \tilde{n}_{\text{un}} = \frac{m_{\text{un}}}{m_m}$ - the value of property and mass fraction of the component the unrecovered portion of movable oil, respectively.

There remains yet another principal issue that is not reflected both in the procedure for computing oil reserves and in the technique for calculating the displacement process. The point is that there is no proper accounting for values of residual oil physico-chemical properties

A qualitative as well as quantitative evaluation of the physico-chemical properties of residual oil is given in the works of a broad circle of research. Examples of a general evaluation of the values of residual oil physico-chemical properties are cited in the literature [3, 5], and with regard to zonal-temporal division in the study by Sorokin et al. [1].

The authors of the above papers note with good reason that the values of physico-chemical properties of residual oil differ dramatically from those of both produced (or mobile) oil at a given moment and the oil in place in the early stage of field development.

The average values of the physico-chemical properties of residual oil are formed primarily by the relationship between fractions and values of the properties of three components:

- Absorbed and structured oil present on the reservoir surface in the zone of hydrodynamic coverage of the reservoir;
- unrecovered portions of mobile oil in the reservoir drainage area;
- retained oil.

The values of the physico-chemical properties of all components of residual oil will tend to differ. As to the values of properties of absorbed and structured oil located in the fine-pored pool of the reservoir coverage zone, they will be defined first and foremost by the force of selective interaction between separate oil molecules and those on the reservoir surface [2]. Also there will be a mass transfer process involving oil and water traveling through the coarsely porous reservoir.

Values of the physico-chemical properties of unrecovered mobile oil present in the coarsely porous reservoir will be determined by the outcome of the technogenic impact on oil in-place, which is due to a great number of factors [1, 6], including mass transfer with oil contained in a fine-pored reservoir. Values of the properties of retained oil will closely match the values of the physico-chemical properties of in-situ oil before the onset of hydrodynamic effects. Changes in the property of oil in these accumulation zones will be influenced by the diffusion process of mass transfer by light components (nonhydrocarbon gases, methane, ethane, propane) with mobile oil through the coverage zone boundary.

In the procedure currently employed for computing the balance reserves of hydrocarbons, the in-situ oil is accounted for as having the properties of mobile recovered oil, rather than the average values of the physico-chemical properties of reservoir oil.

Consequently, we are faced with a seemingly paradoxical situation:

- неизвлеченной части подвижной нефти, находящейся в зоне дренирования пласта;
- нефти, оставшейся в целиках.

Значения физико-химических свойств всех составляющих остаточной нефти будут различными. Значения свойств сорбированной и структурированной нефти, находящейся в мелкопористом коллекторе зоны охвата пласта будут определяться, в основном, действием сил избирательного взаимодействия отдельных молекул нефти с молекулами поверхности коллектора [2], а так же результатом массообменных процессов с подвижной нефтью и водой, движущимися по крупнопористому коллектору.

Значения физико-химических свойств неизвлеченной части подвижной нефти, находящейся в крупнопористом коллекторе, будут определяться результатом техногенного воздействия на пластовую нефть обусловленного влиянием значительного количества факторов [1, 6], в том числе и результатом массообмена с нефтью, содержащейся в мелкопористом коллекторе.

Значения свойств нефти, находящейся в целиках, будут близкими к значениям физико-химических свойств пластовой нефти до начала гидродинамического воздействия. На изменение свойств нефти этих зон залежи будут оказывать влияние диффузионные процессы массообмена легкими компонентами (неуглеводородными газами, метаном, этаном, пропаном) с подвижной нефтью через границу зоны охвата.

В настоящий момент в применяемой методике подсчета балансовых запасов углеводородов пластовая нефть учитывается со свойствами подвижной извлеченной нефти, а не со средними значениями физико-химических свойств пластовой нефти. Следовательно, налицо имеется парадокс: остаточная нефть при известных количествах и значениях физико-химических свойств своим количеством задействована и учтена в углеводородном материальном балансе залежи, а ее физико-химические свойства в материальном балансе не учитываются и не влияют на усредненные значения физико-химических свойств пластовой нефти.

Для ликвидации очевидных противоречий имеющих место в действующих методиках подсчета балансовых запасов нефти и попутного газа необходимо либо давать раздельную оценку объемам и значениям физико-химических свойств подвижной нефти и остаточной нефти, либо получить интегральные значения физико-химических свойств пластовой нефти и на основе этой информации производить подсчет ее запасов.

Для демонстрации результатов учета свойств всех составляющих пластовой нефти на величину подсчетных параметров приведены оценочные величины физико-химических свойств пластовой нефти Повховского месторождения (пласти БВ₈ и ЮВ₁), полученные в результате расчета с учетом свойств всех составляющих пластовой нефти (табл.). Значения физико-химических свойств отдельных составляющих пластовой нефти получены по методам, приведенным в работе [1]. Значения физико-химических свойств нефти, на основе которых проведен подсчет запасов, взяты из материалов по подсчету запасов углеводородов. Результаты расчетного примера позволяют сделать вывод, о том, что при подсчете запасов нефти пласта БВ8 Повховского месторождения ее запасы были занижены в 1,09 раза, запасы нефтяного газа завышены в 2,8 раза, пласта ЮВ₁ - запасы нефти занижены в 1,15 раза, запасы нефтяного газа завышены в 3,6 раза.

the residual oil with known quantities and values of physico-chemical properties is quantified and taken care of in the hydrocarbon material balance of the reservoir, while its physico-chemical properties are not included in the material balance and have no effect on the average values of physico-chemical properties of in-situ oil.

To remove the obvious discrepancies existing in the current methods of computing the original oil in place and casing-head gas reserves, it is essential either to make a separate assessment of the volumes and values of the physico-chemical properties of mobile and residual oil, or to obtain the integral values of the physico-chemical properties of in-situ oil. Using this information as the base, it is possible to calculate its reserves.

As an illustration of how the results of accounting for the properties of all in-situ oil components impact on volumetric data, below are the appraised values of the physico-chemical properties of in-situ oil of the Povhovskoye oil field (beds БВ₈ и ЮВ₁), derived from calculations taking into account the values of properties of all in-situ oil components (table).

The values of the physico-chemical properties of separate components of in-situ oil are obtained according to procedures given in the work by Sorokin et al.[1].

The values of the physico-chemical properties of oil that were used as the basis for computing the reserves are gleaned from records for the computation of hydrocarbon reserves. The results of this computational example allow one to infer that during calculation of oil reserves in bed БВ₈ at Povhovskoye oil field its reserves were underestimated by a factor of 1.09, with reserves of petroleum gas overestimated by 2.8 times Oil reserves in bed ЮВ1 were underestimated by 1.15 times, with reserves of petroleum gas overestimated by 3.6 times.

Table

Examples of computed values of the physico-chemical properties and volumetric data of in-situ oil at Povhovskoye field with allowance for all its component properties

Data	Mobile oil		Sorbed & structured	Retained Oil	In-situ Oil	Oil properties used for estimating reserves
	recovered	unrecovered				
layer БВ₈						
Mass fraction of oil reserves	0.314	0.02	0.466	0.2	1	-
Gas-oil ratio, m ₃ /t	53	21	12	28	28	74
Molar weight, kgr/kmol	136.1	168.7	254.0	205.6	205.6	134
Reservoir density of oil, kg/m ³	765.0	785.7	842.0	810.4	810.4	763
Dynamic viscosity mPa*s	1.55	3.38	14.00	8.8	8.8	1.15
Volume factor	1.22	1.13	1.03	1.11	1.11	1.215
bed ЮВ₁						
Mass fraction of oil reserves	0.188	0.02	0.412	0.38	1	-
Gas-oil ratio, m ₃ /t	69	24	13	30	30	108
Molar weight, kgr/kmol	128.5	160.1	239.0	202.9	202.9	113
Reservoir density of oil, kg/m ³	755.5	783.8	832.0	8072	8072	754
Dynamic viscosity mPa*s	3.0	13.0	9.1	9.1	0.76	
Volume factor	1.25	1.14	1.04	1.11	1.11	1.276

The properties of retained oil check with the physico-chemical properties of in-situ oil due to the absence of hydrodynamic stimulation of oil during field development. Therefore, the properties of retained oil will change, but only insignificantly, during the period that the field is under development.

Таблица

Примеры расчета значений физико-химических свойств и подсчетных параметров пластовой нефти Повховского месторождения с учетом свойств всех ее оставляющих

Параметр	Подвижная нефть		Сорбированная и структурированная нефть	Нефть в целиках	Пластовая нефть	Свойства нефти, принятые в подсчете запасов
	извлеченная	неизвлеченная				
пласт БВ₈						
Массовая доля запасов нефти	0.314	0.02	0.466	0.2	1	-
Газосодержание, м ³ /т	53	21	12	28	28	74
Молярная масса, кг/кмоль	136.1	168.7	254.0	205.6	205.6	134
Плотность нефти при пластовых условиях, кг/м ³	765.0	785.7	842.0	810.4	810.4	763
Динамическая вязкость, мПа·с	1.55	3.38	14.00	8.8	8.8	1.15
Объемный коэффициент	1.22	1.13	1.03	1.11	1.11	1.215
бд ЮВ₁						
Массовая доля запасов нефти	0.188	0.02	0.412	0.38	1	-
Газосодержание, м ³ /т	69	24	13	30	30	108
Молярная масса, кг/кмоль	128.5	160.1	239.0	202.9	202.9	113
Плотность нефти при пластовых условиях, кг/м ³	755.5	783.8	832.0	807.2	807.2	754
Динамическая вязкость, мПа·с	3.0	13.0	9.1	9.1	0.76	
Объемный коэффициент	1.25	1.14	1.04	1.11	1.11	1.276

Свойства нефти в целиках совпадают с физико-химическими свойствами пластовой нефти по причине отсутствия гидродинамического воздействия на нефть в процессе разработки залежи. Поэтому свойства нефти в целиках незначительно изменяются при разработке залежи. Влиянием изменений физико-химических свойств нефти, обусловленных диффузионными процессами через границу зоны охвата в данном расчете пренебрегаем.

Отдельного обсуждения заслуживает вопрос о значениях физико-химических свойств нефти, используемых при моделировании процесса нефтеотеснения. В настоящее время в методиках расчета процесса нефтеотеснения, в первом приближении, используются «средние» по залежи значения физико-химических свойств подвижной нефти без учета изменчивости их в процессе разработки залежи. Причины, приводящие к изменению значений физико-химических свойств подвижной нефти, приведены в работе [1], там же показаны масштабы ее изменчивости зафиксированные в период разработки залежей месторождений Западной Сибири, предложены методики прогноза значений ее свойств, дана оценка влияния изменчивости свойств на параметры разработки и т.д.

Для расчета технологических параметров процесса разработки более важны физико-химические свойства подвижной составляющей пластовой нефти. Но и в этом случае присутствуют свои особенности:

- не вся подвижная нефть будет добыта, так как часть ее будет выдавлена нагнетаемой водой за первоначальный контур нефтеносности, часть останется в пласте в связи с незакономичностью ее дальнейшей добычи;
- при моделировании процесса нефтеотеснения не участвуют области пласта с экономически невыгодными показателями

The effect of changes in the physico-chemical properties of oil generated by the diffusion process across the boundary of the coverage zone can be neglected in this calculation. The values of the physico-chemical properties of oil used for modeling of the process of oil displacement deserve separate consideration. Currently, when computing the process of oil displacement, use is made in the first approximation of field "average" values of physico-chemical properties of mobile oil without regard to their variability during the process of field development.

The underlying reasons for changes in the values of physico-chemical properties of mobile oil are cited in the study (1), which also highlights the magnitude of the variability recorded during the period of field development in Western Siberia, suggesting methods for predicting values of its properties and provides evaluation of the impact of the variability of properties on oil field parameters etc.

The physico-chemical properties of the mobile component of in-situ oil are far more important for calculating technological parameters of the field development process. In this case, too, there are some specific features:

- not all mobile oil will be extracted as some portion of it will be pushed out by injected water beyond the initial oil-water contact, and part of it will remain in the reservoir, its further extraction being considered uneconomical;
- when simulating the process of oil displacement, some areas of the reservoir are excluded, such as those that are considered economically unprofitable (for instance, outlying parts of the field, areas of reduced oil-filled thickness of the reservoir, etc).

It would be wrong to identify the values of physico-chemical properties of in-situ oil used to evaluate the original oil in place with those of the physico-chemical properties of mobile oil employed to estimate oil displacement processes, if only because their masses are unequal (formulas [11] and [4]), but also because a part of the field is not exposed to hydrodynamic stimulation. The latter is due to peculiarities in the planning of the field development process and also to other causes such as differences in reservoir properties, etc.

Conclusions

1. The information structure of in-situ oil is presented, based on differences in the values of its components properties.
2. Definition of the term "in-situ oil" is formulated.
3. The terminology of the in-situ oil components is suggested and their definitions are given.
4. Properties of in-situ oil should be used as the initial data for evaluating hydrocarbon geological reserves rather than the property of the recovered mobile oil, as is the case nowadays.
5. Information about the properties of mobile oil should be used in simulation of oil displacement processes.
6. It is essential to develop methods for investigating the compositions and properties of each in-situ oil component, including sampling.

References

1. Sorokin A.V., Sorokin V.D. *A study of the process of variability of the physico-chemical properties of in-situ oil during oil field development in Western Siberia*. - Tyumen: Vector-Book Publishers, 2004, -p.237 .
2. Markhasin I.L. *Physico-chemical mechanics of the petroleum reservoir*. - M: Nedra, pp.1977. -p.214.
3. Titov V.I., Zhdanov S.A. *Variations in the composition of in-place oil during oil fields development : A review*. M: Neftyanoe khozyaystvo, #8,1988.-pp. 26-28.
4. OCT 153-39.2-048-2003. *Industry standard. Oil. A standard study of reservoir fluids and separated oils. Scope of investigations and formats of results presentation*. M., 2003.
5. Surguchev M.L., Simkin E.M *Factors affecting the state of residual oil in water-flooded reservoirs*.-M.: Neftyanoe khozyaystvo, #9,1988.-pp.31-36.
6. Sorokin A.V., Sorokin V.D. *Changes in relaxation behaviour of oil in the process of deposit development at oil fields in Western Siberia*. //In digest: "Main trends in research work in the oil industry in Western Siberia".-Tyumen:SibNIINP,2003.-pp.150-156.

разработки (например, окраинные участки залежи, зоны пониженной нефтенасыщенной толщины пласта и т.д.).

Отождествлять значения физико-химических свойств пластовой нефти, используемых для подсчета балансовых запасов и значения физико-химических свойств подвижной нефти, используемых для расчета процессов нефтеутеснения некорректно, в том числе и из-за неравенства их масс (см. формулы (1) и (4)), потому что часть залежи не охвачена гидродинамическим воздействием вследствие особенностей планирования процесса разработки, а также вследствие действия других причин (различия коллекторских свойств пласта и т.д.).

■ ■ **Выходы.**

1. Представлена информационная структура пластовой нефти, основанная на различиях значений свойств ее составляющих.
2. Сформулировано определение термина «пластовая нефть».
3. Предложена терминология составляющих пластовой нефти и даны их определения.
4. В качестве исходных данных для подсчета геологических запасов углеводородов нужно использовать свойства пластовой нефти, а не свойства подвижной извлекаемой нефти, как это делается в настоящее время.
5. При моделировании процессов нефтеутеснения необходимо использовать информацию о свойствах подвижной нефти.
6. Необходима разработка методов для исследования составов и свойств каждой составляющей пластовой нефти, включая отбор проб.

■ ■ **Список использованных источников**

1. Сорокин А.В., Сорокин В.Д.

Исследование процесса изменчивости физико-химических свойств пластовой нефти при разработке месторождений Западной Сибири.

– Тюмень: Издательство «Вектор-Бук», 2004, - 237 с.

2. Мархасин И.Л.

Физико-химическая механика нефтяного пласта.
– М.: Недра, 1977. - 214 с.

3. Титов В.И., Жданов С.А.

Изменение состава пластовых нефтей при разработке месторождений (Обзор).
– М.: Нефтяное хозяйство, № 8, 1988. – С.26-28.

4. ОСТ 153-39.2-048-2003. Стандарт отрасли. Нефть.

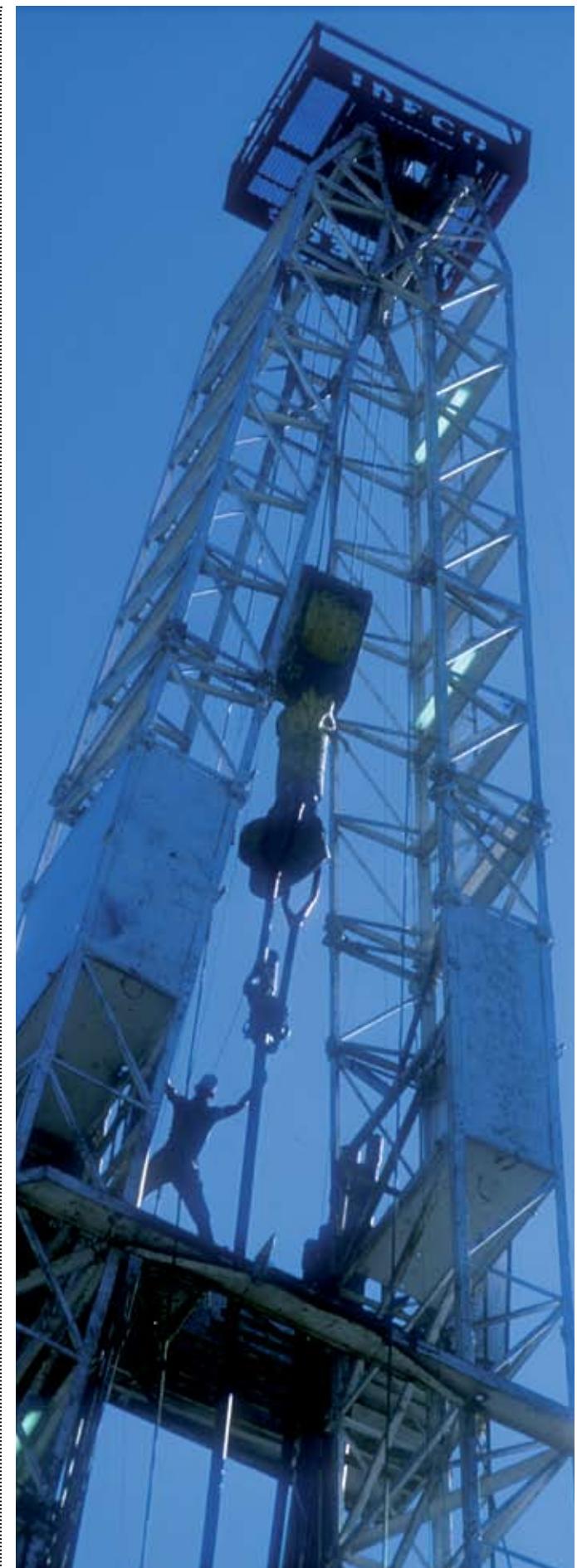
Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей. Объем исследований и формы представления результатов.
– М., 2003 г.

5. Сургучев М.Л., Симкин Э.М.

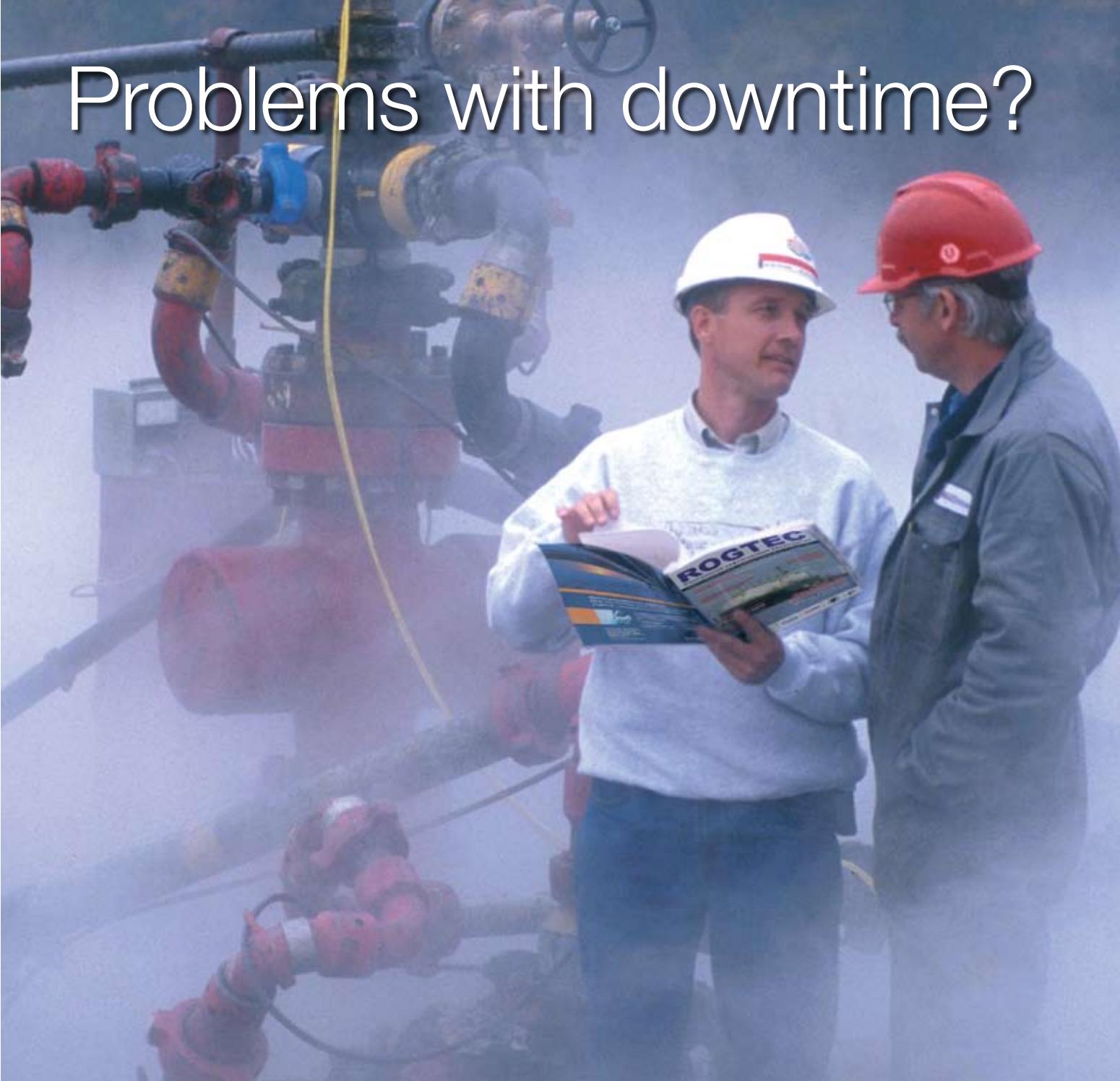
Факторы, влияющие на состояние остаточной нефти в заводненных пластах.
– М.: Нефтяное хозяйство, № 9, 1988. – С.31-36.

6. Сорокин А.В., Сорокин В.Д.

Релаксационные изменения свойств нефти в процессе разработки залежи на месторождениях Западной Сибири.
// В сб.: «Основные направления научно-исследовательских работ в нефтяной промышленности Западной Сибири».
– Тюмень: СибНИИНП, 2003. – С.150-156.



Problems with downtime?



With unrivalled upstream technical articles, executive interviews and the latest case studies, feedback from the market is clear...

ROGTEC is the Engineers Choice!

See us at OTC on stand 8906
www.rogtecmagazine.com

ROGTEC