

ПЛАСТОВЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ: ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ ОСНОВЫ МЕТОДИК ПОСТРОЕНИЯ АДЕКВАТНЫХ МОДЕЛЕЙ КОМПОНЕНТНОГО СОСТАВА И ФИЗИКО- ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НЕФТИ

RESEVOIR ANALYSIS: CONSTRUCTING ADEQUATE MODELS OF FRACTIONAL ANALYSIS AND THE PHYSICAL/CHEMICAL PROPERTIES OF OIL

Сорокин А.В., Сорокин В.Д. (ООО «Омега-К», г.Тюмень) - Sorokin A.V., Sorokin V.D. OOO Omega-K, Tyumen

Знания о компонентном составе и физико-химических свойствах нефти используются во многих областях нефтяной науки для решения большого круга практических задач. Причем во всех случаях свойства нефти используются в виде моделей. По этой причине всегда встает вопрос об адекватности модели свойств реальным значениям свойств нефти.

Модели компонентного состава и физико-химических свойств пластовой нефти используются для решения вопросов происхождения нефти, особенностей процессов, которые происходят с ней при миграции до природных ловушек, в которых нефть находится в настоящее время, степени ее изменения в процессе хранения, изучения результатов воздействия на состав и свойства тех процессов, которые происходят при хранении отобранных проб нефти, при лабораторных исследованиях и т.д. Среди практических задач, для решения которых используются значения свойств пластовой нефти, можно в первую очередь, отметить подсчет запасов углеводородов определения коэффициента вытеснения ее водой при лабораторных экспериментах и т.д.

Следовательно, параметры модели состава и физико-химических свойств пластовой нефти опосредовано влияют и на оценку инвестиционной привлекательности проекта по добыче нефти конкретного месторождения.

Knowledge of fractional analysis and physico-chemical properties of oil is used in many areas of petroleum science to tackle a multitude array of practical issues. Again, in many cases, the properties of oil are used as a model. And this always brings up the question of whether the chosen model reflects the real values of the properties of oil.

Models of fractional analysis and physico-chemical properties of in-place oil are used for solving the problems of oil origin, the specificity of processes that occur in oil before it migrates into traps where it currently resides, the degree of change it undergoes during storage, and the study of the impact on its composition and properties of processes that occur during storage of selected oil samples during laboratory investigations, etc.

Among the hands-on tasks that involve the use of values of in-place oil properties, mention should be made in the first place of reserves assessment, calculation of oil recovery factor during lab tests, etc. Hence, the parameters of the model describing the fractional analysis and physico-chemical properties of in-place oil indirectly affect the assessment of the investment appeal of an oil production scheme at a specific field.

Models of fractional analysis and physico-chemical properties of mobile oil are used in hydrodynamic simulation of the oil displacement process, selection of relevant displacement technology, they are



Модели состава и физико-химических свойств подвижной нефти используются при гидродинамическом моделировании процесса ее вытеснения, выборе технологий вытеснения, учитываются в технических требованиях к оборудованию для добычи, подготовки, транспортировки нефти, выборе технологических решений промысловой подготовки нефти и т.д.

Модели состава и физико-химических свойств товарной (разгазированной) нефти используются при решении вопросов хранения и магистрального транспорта нефти, выборе технологий и оборудования для ее переработки, влияют на процесс оптимизации номенклатуры получаемой продукции.

Из вышеперечисленных моделей в настоящее время наиболее достоверно отражающими реальный объект являются модели компонентного состава и физико-химических свойств разгазированной нефти (в силу физической доступности в любом объеме и хорошо отработанных методов отбора и исследования проб).

Значительно менее адекватны модели физико-химических свойств подвижной нефти реальному объекту исследования по причине ряда ограничений используемых методик отбора проб этой нефти на различных этапах разработки месторождения [1].

also incorporated into technical requirements for equipment for oil production, treatment and transport, and considered when choosing process solutions for oil field processing of petroleum, etc.

Models of fractional analysis and physico-chemical properties of commercial (degassed) oil are utilized in addressing the issues of storage and delivery of oil via trunk pipelines, selection of technologies and equipment for its processing, and affect the process for optimizing the range of obtained products.

From the above-mentioned models, models of fractional analysis and physico-chemical properties of degassed oil are currently the best-fit models that reliably reflect the actual object which is due to physical accessibility of oil in any volume, and the well-developed methods of taking and testing of samples.

Models of the physico-chemical properties of mobile oil are far less adequate to the real object of investigation due to a number of constraints imposed on methods deployed for drawing samples of this oil at various stages of oil field development [1]. There are currently no adequate models of in-place oil by reason of lack of procedures and devices for taking in-place oil samples.

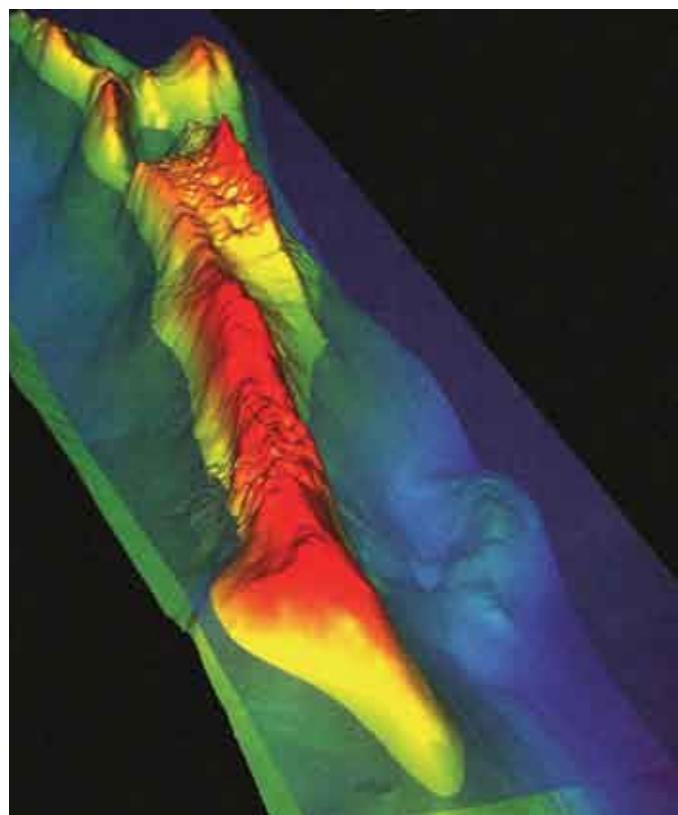
To a large extent this is due to the fact that in regulatory documents and technical literature there is no clear-cut distinction yet between the terms : "in-place oil" and "mobile oil".

Адекватных моделей пластовой нефти в настоящий момент не существует по причине отсутствия методик и технических средств для отбора проб пластовой нефти. Во многом это объясняется тем, что в нормативных документах и технической литературе не проведено разделения терминов: «пластовая нефть» и «подвижная нефть». Смысл терминов «пластовая нефть» и «подвижная нефть» не совпадают, т.к. в составе и значениях физико-химических свойств пластовой и подвижной нефти имеется существенная разница, показанная в работе [2]. Подвижная нефть является только одной из составляющих пластовой нефти, поэтому значения их свойств не совпадают. На этом примере можно оценить первостепенную важность выработки необходимых терминов и их определений, которые затем задают направления дальнейших исследований во многих областях нефтяной науки и практики.

Пластовая нефть является природной системой, и поэтому ее компонентный состав и физико-химические свойства не могут зависеть от технологии нефтеизвлечения, методов ее исследования и т.д. По этим причинам процесс построения модели физико-химических свойств и компонентного состава пластовой нефти для конкретного объекта разработки должен быть максимально независим от техногенного воздействия на пластовую нефть.

В действующих нормативных документах понятия «пластовая нефть» и «подвижная нефть» не разделяются. Значения свойств последней изменяются в течение разработки залежи, а также зависят от выбранной технологии и параметров процесса нефтеизвлечения. Поэтому в практике, отбирая и исследуя пробы подвижной нефти, полученные результаты отождествляются со свойствами пластовой нефти без необходимого обоснования. А поскольку физико-химические свойства подвижной нефти в процессе разработки залежи меняют свои значения [3], то это также доказывает факт неравенства значений физико-химические свойства пластовой и подвижной нефти.

Информационная структура пластовой нефти изложена в работе [2]. Необходимость в разработке такой структуры обусловлена причинами, основанными на различных методиках изучения и персонифицированной оценке доли каждой составляющей пластовой нефти. Согласно предложенной структуре, пластовая нефть разделяется на подвижную и неподвижную составляющие. Первая, в свою очередь, разделена на извлеченную подвижную и неизвлеченную подвижную нефть. Неподвижная нефть состоит из следующих составляющих: нефти адсорбированной



The meaning of the terms “in-place oil” and “mobile oil” do not coincide because both in the composition and values of the physico-chemical properties of oil-in-place and mobile oil there is a substantial difference as shown in paper [2].

Mobile oil is only one of the components of in-place oil and therefore the values of their properties do not coincide. This example demonstrates the exceptional importance of working out relevant terms and their definitions which then set the scene for further research in many areas of petroleum science and practice.

In-place oil is a natural system and for this reason its fractional analysis and physico-chemical properties cannot be governed by the technology of oil recovery, methods of its study, etc.

Therefore, the process of generating a model of the physico-chemical properties and fractional analysis of in-place oil for a specific production facility should be maximally independent of the technogenic impact on oil in-place.

The notions of oil in-place and mobile oil are not treated as separate entities in applicable regulatory documents. The values of properties of the latter tend to vary during the period of oil field development and are also a function of the technology deployed and parameters of the recovery process.

поверхностью коллектора, нефти, находящейся в структурированных слоях, и нефти, находящейся вне зон дренирования залежи.

Состав и физико-химические свойства подвижной извлеченной составляющей пластовой нефти изучается путем отбора и исследования глубинных или рекомбинированных проб нефти, отбираемых из продукции добывающей скважины. Состав и физико-химические свойства неизвлеченной подвижной составляющей пластовой нефти экспериментально не изучены, но могут быть получены расчетными методами (экстраполяцией значений свойств извлеченной подвижной нефти).

Состав и физико-химические свойства нефти, находящейся в адсорбционных слоях на поверхности коллектора, в структурированных слоях, находящихся вблизи поверхности коллектора, изучаются с помощью лабораторных методов исследования. При этом в экспериментах также используются физические модели соответствующей составляющей пластовой нефти. Состав и свойства нефти, находящейся вне зоны дренирования соответствуют составу и физико-химическим свойствам пластовой нефти как неизмененного объекта в течение разработки залежи.

And thus, in actual practice, while taking and testing mobile oil samples the obtained results are identified with the properties of in-place oil without any appropriate substantiation. And since the physico-chemical properties of mobile oil are known to change their values [3] in the process of field development, then this also proves the fact that there is a disparity in the values of physico-chemical properties of oil in-place and mobile oil.

The information structure of in-place oil is presented in the study [2]. The need for developing such structure is dictated by reasons based on different methods of study and personalized estimate of the fraction of each in-place oil component.

According to the proposed structure, in-place oil is divided into mobile and immobile components. The mobile component is divided, in turn, into recovered mobile and non-recovered mobile oil.

The immobile oil consists of the following components: oil adsorbed by the reservoir surface, oil residing in structured layers and oil located beyond the deposit drainage zone.

The composition and physico-chemical properties of mobile recovered component of in-place oil are studied by taking and investigating bottom-hole or recombined oil samples from the products of



Technology Creating Value

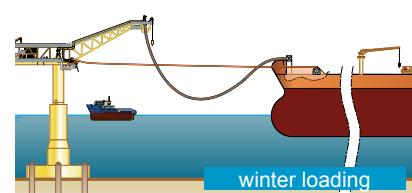
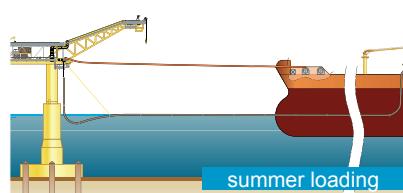
SBM in Russian Ice Conditions

SBM в Российских Ледовых Условиях



SBM owns and operates OKHA FSO – Part of the Sakhalin Shelf Development

SBM эксплуатирует собственный ПНХ Оха – Часть Сахалинского Шельфового проекта



SBM supplied and installed a Tanker Loading Unit south of Sakhalin Island

SBM построил и установил Башенный ВПУ на юге острова Сахалин

Please visit us at Neftegaz-2008, 24-26 June, Moscow

Посетите наш стенд на Нефтегаз-2008, 24-26 Июня, Москва

В сложившейся практике исследований, когда каждая из составляющих пластовой нефти исследуется по своим методикам, получение адекватной модели ее состава и физико-химических свойств возможно лишь путем синтеза информации о долях и свойствах всех составляющих.

Данная методика построения модели состава и физико-химических свойств пластовой нефти приведена в работах [2, 4]. При подсчете запасов углеводородов использование подсчетных параметров пластовой нефти с параметрами подвижной нефти приводит к погрешности результатов расчета геологических запасов. При таком подходе результаты подсчета запасов углеводородов имеют меньшую достоверность, вследствие чего запасы нефти, как правило, получаются заниженными (для групп пластов Б и Ю месторождений Западной Сибири на 10-20%), а запасы нефтяного газа – несколько завышенными.

В геолого-гидродинамическом моделировании процесса нефтеотеснения используется модель физико-химических свойств подвижной нефти. В настоящее время принято, что данная модель статична. Многочисленными исследованиями, в том числе и основанными на результатах специально поставленных промысловых экспериментов, проведенных в различных районах России, установлено, что состав и значения физико-химических свойств подвижной нефти изменяются в процессе разработки залежи, а также имеют зависимость от параметров режима работы скважины.

Информацию о результатах этих исследований можно почерпнуть в работах [2, 3, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14] и др. Отсюда следует вывод, что параметры модели состава и свойств подвижной нефти нестационарны, имеют явную зависимость от выбранной технологии нефтедобычи, степени интенсивности воздействия методов нефтеотеснения и т.д., что необходимо учитывать при ее построении. Совокупность методик учета изменений значений физико-химических свойств подвижной нефти, происходящих в период разработки залежи, которая учитывает влияние основных техногенных воздействий, изложена в работах [2, 3, 12, 13, 14]. Последствиями использования моделей состава и свойств подвижной нефти, не учитывающих динамику их изменений при разработке залежи, является снижение качества геолого-гидродинамических моделей процесса нефтеотеснения, в особенности для залежей, разрабатываемых на поздней стадии

producing oil well. The composition and physico-chemical properties of non-recovered mobile component of in-place oil have not been studied experimentally, but can be obtained computationally by extrapolating the values of recovered mobile oil properties.

The composition and physico-chemical properties of oil located in adsorption layers on reservoir surface, in structured layers in the near-surface zone of the reservoir are studied by means of laboratory investigation methods. Physical models of the corresponding in-place oil component are also used in the experiments. The composition and properties of oil located outside the drainage zone correspond to those of in-place oil as an immutable object during the life of a field.

In practice, however, when each in-place oil component is investigated by its own technique, acquiring an adequate model of its composition and physico-chemical properties is feasible only through synthesis of information about fractions and the properties of all components.

This method of generating a model of composition and physico-chemical properties of in-place oil is cited in reference [2, 4]. Using volumetric data for in-place oil with parameters of mobile oil when calculating hydrocarbon reserves may bias the results of estimation of geological resources.

With this approach the results of calculating the hydrocarbon reserves indicate a lesser reliability and hence oil reserves are usually understated (for the groups of beds B and Yu of deposits in Western Siberia by 10-20%) while the reserves of oil gas are somewhat overstated.

A model of physico-chemical properties of mobile oil is utilized in geological and hydrodynamic simulation of the process of oil recovery. Today it is an established fact that this model is static. It has been established by numerous investigations including those based on the results of dedicated field experiments conducted in different regions of Russia that the composition and values of physico-chemical properties of mobile oil tend to change in the process of field development and are also contingent on operating parameters of the well.

Information on the results of these investigations can be gleaned from works [2, 3, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14] and elsewhere. From this it follows that parameters of the model describing the composition and properties of mobile oil are non-stationary, are clearly dependent on selected technology of oil



КОГДА РЕЧЬ ИДЕТ О
БЕЗОПАСНОСТИ
ПОЛАГАЙТЕСЬ НА ЛУЧШЕЕ™



Red Wing Shoe Company, Inc.
651.388.8211
oilandgasfootwear@redwingshoe.com

эксплуатации. В ряде случаев, процесс настройки геолого-гидродинамической модели процесса нефтеутеснения не приводит к желаемому результату без учета явления изменчивости значений физико-химических свойств подвижной нефти.

Согласно выводам работы [15], для достижения необходимой точности ($\pm 10\%$) получения показателей разработки при расчете гидродинамической модели процесса вытеснения нефти, параметры, характеризующие значения физико-химических свойств нефти, должны быть определены со следующей точностью: плотность нефти $\pm 1\%$, вязкость $\pm 4\%$, объемный коэффициент нефти $\pm 3\%$. Физико-химические свойства подвижной нефти в процессе разработки на месторождениях Западной Сибири меняют свои значения в гораздо больших пределах (примеры можно почерпнуть в работе [3]). Вопрос о величине объемного коэффициента (коэффициента объемного расширения) пластовой нефти остается открытым по причине отсутствия модели пластовой нефти. Первые попытки построения математической модели пластовой нефти приведены в работах [2, 3].

Вопрос о разделении пластовой нефти в зоне дренирования между подвижной и неподвижной ее составляющими имеет самостоятельное значение, так как их доли рассчитываются на основе коэффициента извлечения нефти (КИН), основой расчета которого является экспериментально получаемый коэффициент вытеснения нефти водой. Для определения коэффициента вытеснения нефти водой также необходимо использование физической модели пластовой нефти, а не модели ее подвижной составляющей, как это делается в данный момент.

При использовании действующего ОСТа 39-195-86 [16], задачей которого является регламентация работ по определению коэффициента вытеснения нефти водой, получение объективных результатов определения данного коэффициента невозможно по ряду причин. Пунктом 1.5 настоящего ОСТа для проведения исследований нормируется использовать безводную пластовую нефть или изовискозную модель пластовой нефти, а так же допускается использовать рекомбинированные пробы пластовой нефти.

Первая часть этого требования невыполнима по той причине, что пробу пластовой нефти на данном этапе развития науки отобрать никому пока еще не удавалось. Достигнутые возможности методов и пробоотборной техники позволяют отобрать только пробу подвижной составляющей пластовой нефти,

production, the degree of impact of oil displacement methods, etc which should be considered during model generation. The sum total of the methods to account for changes in the physico-chemical properties of mobile oil that occur during the period of field development which makes allowance for the impact of main technogenic effects is presented in a list of works cited [2, 3, 12, 13, 14].

A lower quality of geological and hydrodynamic models of the process of oil displacement, especially at the fields under the late stage of development is the upshot of using models of the composition and properties of mobile oil that ignore the dynamics of their change during field development. In a number of cases, history matching of the geological and hydrodynamic model of the oil displacement process fails to bring the desired result without considering the phenomenon of variability of values of the physico-chemical properties of mobile oil.

According to the conclusions drawn by researchers in the study [15] in order to achieve the required accuracy ($\pm 10\%$) of field development indices while computing the hydrodynamic model of the process of oil displacement, the parameters featuring the values of the physico-chemical properties of oil should be defined with the following accuracy: oil density $\pm 1\%$, viscosity $\pm 4\%$, oil formation volume factor $\pm 3\%$. The physico-chemical properties of mobile oil during the process of development at the oil fields in Western Siberia vary in their values over a far greater extent (examples are provided in work [3]). The question of the value of in-place oil volume factor remains undecided due to lack of formation oil model. The first attempts at generating a mathematical model of oil in-place are outlined in a list of works cited [2, 3].

The question of separation of in-place oil in the drainage zone between its mobile and immobile components is a separate issue since their fractions are calculated using the oil recovery factor (ORF) whose calculation is based on an experimentally obtained coefficient of oil displacement by water. To determine the coefficient of oil displacement it is essential that a physical model of in-place oil should be used rather than its mobile component model as is the current practice.

When using the currently effective OST 39-195-86 [16] whose objective is regulation of jobs to determine the coefficient of oil displacement by water, obtaining objective results in defining this coefficient may be impossible for a number of reasons. The clause 1.5 of this OST prescribes using dry crude oil or isoviscous model of formation oil to conduct the studies and use is also allowed of recombined samples of oil in-place.

Wireline logging and perforating services to oil production companies in Azerbaijan.
 Specialists in high quality cost effective services in the Caspian Sea Region.



**THROUGH SUPPORT FROM SUPPLIERS AROUND THE
 WORLD, CWS IS CURRENTLY
 PROVIDING THE SERVICES LISTED BELOW:**

Open Hole Logging

(Tucker Technologies, Inc.)

- Phased Induction Log
- Dual Laterolog
- Micro-Laterolog
- Mircolog
- Compensated Density
- Litho-Density
- Compensated Neutron
- Caliper
- Gamma Ray
- Spectral Gamma Ray
- Dipmeter
- VSP, Seismic Checkshots (Read)

Directional Survey

- Continuous Inertial Gyro

Cased Hole Logging

(Probe Technology Services)

- Cement Bond Log
- Compensated Neutron
- Gamma Ray
- Caliper
- Free Point Services

Production Logging (Sondex)

- Flowmeter
- Fluid Density
- Fluid Capacitance
- Pressure
- Temperature
- X-Y Caliper
- Gamma Ray

Perforating (Owen Oil Tools)

Wireline Conveyed

- Through Tubing
- Through Casing
- Packers and Plugs
- Pipe Recovery

Tubing Conveyed

Well Testing

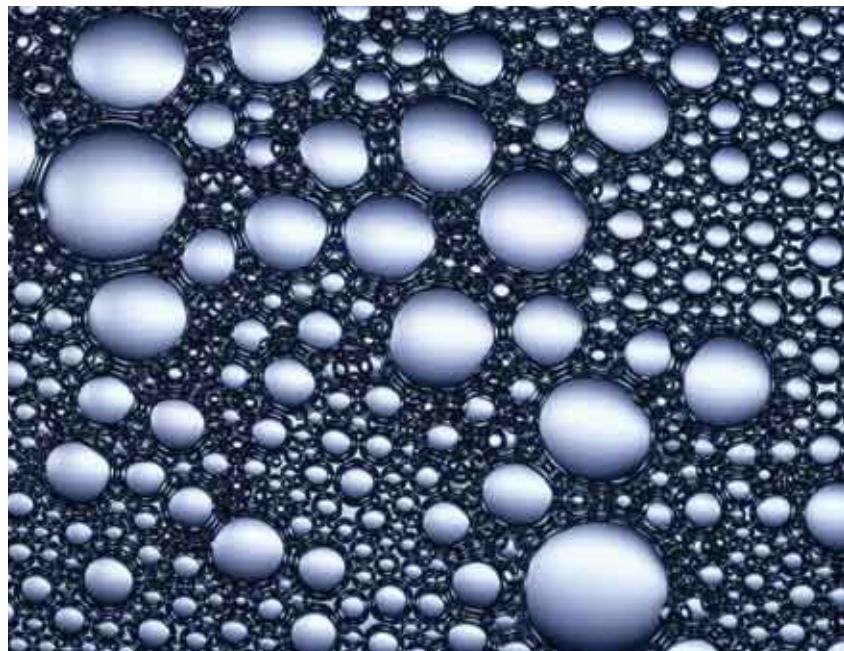
- 3 Phase Separator
- 15 Kpsi Choke Manifold
- Pressure Monitoring (Calscan)
- Surface
- Downhole
- Analysis (Kappa Engineering)

Since November 2000,
 Caspian Wireline Services, Ltd.
 CWS, has been providing wireline
 services to provide solutions
 fit for the marketplace and deliver
 the services required logging and
 perforating services to oil production
 companies in Azerbaijan. We
 specialize in providing high quality
 cost effective services in the
 Caspian Sea Region.
 in an efficient manner.



Address: 19, Azz Nazarov Str.
 Balaclava, Baku, Azerbaijan, AZ1021
 Tel. +994 12 502 77 02
 +994 12 497 45 70
 +994 12 497 45 71
 Fax: +994 12 502 17 81
 Email: sales@cws.az
 URL: www.cws.az

и то с различной степенью достоверности. Использование изовискозной модели пластовой нефти не лишено следующих недостатков. Поскольку параметры пластовой нефти неизвестны, то параметры изовискозной модели подбираются под параметры модели извлеченной подвижной нефти. В качестве основы модели берется образец разгазированной нефти, снижения значений вязкости которого для достижения равенства со значениями вязкости подвижной нефти добиваются путем добавления в него органических растворителей. Вследствие этого в изовискозной физической модели образуется несоответствие соотношений фракций модели пластовой нефти: полностью отсутствует газовая составляющая, недостаточна доля тяжелых фракций, которые в повышенных количествах содержатся в структурированных слоях пластовой нефти. Доля нефти, находящаяся в структурированных слоях зависит как от свойств коллектора, так и от свойств нефти и, по мнению автора работы [17], в определенных случаях может быть весьма существенной.



Несмотря на «соответствие» вязкостных характеристик моделей нефти, коэффициент поверхностного натяжения у изовискозной модели пластовой нефти определенный капиллярным методом, в полтора – два раза выше, чем у модели подвижной нефти, определенный при одинаковых термобарических условиях. Поэтому и коэффициенты вытеснения этих жидкостей (изовискозной модели и модели подвижной нефти) водой будут иметь разные значения.

Необходимо отметить, что при использовании в экспериментах модели пластовой нефти (которая, как правило, имеет более высокие значения плотности и вязкости при пластовых условиях, а так же меньшее относительное содержание легких компонентов в своем составе, чем подвижная нефть) разница в значениях коэффициента поверхностного натяжения между моделью пластовой нефти и моделью изовискозной нефти должна снизиться.

The first part of this requirement is impossible to implement if only because no one has yet succeeded in taking a sample of in-place oil at the present stage of scientific development. The current potential of available methods and sampling technology allow one to only take a sample of mobile component of in-place oil and even then with varying degree of validity.

The isoviscous model of in-place oil is not devoid of the following drawbacks. Since parameters of oil in-place are unknown, the isoviscous oil parameters are selected to fit those of recovered mobile oil model. A sample of degassed oil is taken as a basis for the model and organic solvents are added to it to

reduce its values of viscosity until they are equal to those of mobile oil. As a result, a disparity in the fraction ratio develops in the isoviscous physical model with regard to oil in-place model: the gas component is totally absent, the portion of heavy fractions is insufficient which are contained in increased amounts in the structured layers of in-place oil. The fractional oil content of structured layers depends on

both reservoir properties and the properties of oil and, in the opinion of the study author [17], may be quite substantial in some specific cases.

Despite the “match” between the viscous characteristics of the two oil models, the surface tension coefficient of the isoviscous model of in-place oil determined by capillary method is 1.5 -2 times higher than that of mobile oil model determined under similar thermobaric conditions. Therefore, the coefficients of displacement of these fluids (the isoviscous model and mobile oil model) by water will have different values.

It is also important to point out here that when using in the experiments the in-place oil model which, as a rule, features much higher values of density and viscosity under reservoir conditions and a lesser relative content of light components in its composition than does mobile oil, the difference in

Таким образом, для экспериментального определения коэффициента вытеснения нефти водой остается вариант подбора модели нефти рекомбинированным способом с обязательным условием соответствия параметров рекомбинированной модели нефти параметрам модели пластовой нефти. Для достижения наибольшей степени приближения подбор параметров такой физической модели необходимо производить путем комбинации отдельных фракций подвижной нефти. Предварительно необходимо построить математическую модель состава и физико-химических свойств пластовой нефти по методикам, приведенным в работах [2, 4].

Как правило, при создании технологической документации на основании коэффициента вытеснения нефти водой задают значение такого КИН, которое в большинстве случаев при применении только одной технологии вытеснения нефти водой оказывается недостижимым. Поэтому в практике разработки для достижения заданного значения КИН дополнительно применяют также и другие технологии: гидроразрыв пласта, химические методы увеличения нефтеотдачи и т.д. Это как раз и доказывает, что полученная в лабораторном эксперименте величина коэффициента вытеснения нефти водой завышена.

По нашему мнению, данная погрешность возникает по причине использования в эксперименте модели нефти, неадекватной по свойствам пластовой нефти. Анализируя приведенные выше материалы, можно сделать следующие выводы:

- для дальнейшего развития процесса исследований компонентного состава и физико-химических свойств пластовой и подвижной нефти необходимо сформировать и нормировать систему терминов и дать их определения;
- по причине невозможности отбора проб пластовой нефти ее состав и значения физико-химических свойств экспериментально не определены, вследствие чего необходимо использовать расчетные методы для моделирования свойств пластовой нефти;
- состав и значения физико-химических свойств подвижной нефти изменяются в процессе эксплуатации залежи;
- параметры физической модели, используемой для определения коэффициента вытеснения нефти водой, должны соответствовать параметрам модели пластовой нефти с присутствием в ней компонентов и фракций, фактически имеющихся в пластовой нефти.

the values of surface tension coefficient between the in-place oil model and that of isoviscous oil should decrease.

Thus, if we consider to define experimentally the coefficient of oil displacement by water there remains an option of selecting an oil model through recombination with mandatory condition that parameters of the recombined oil model should correspond to those of the in-place oil model. To achieve the highest possible degree of approximation, the selection of parameters of this physical model should be done by combining the individual fractions of mobile oil. It is necessary to develop in advance a mathematical model of the composition and physico-chemical properties of in-place oil according to procedures outlined in works [2, 4].

Usually when drawing up process documentation based on the coefficient of oil displacement by water the value of ORF is set such that it becomes virtually unattainable in the majority of cases with the use of only one technology of oil displacement by water. Therefore, in development practice to achieve the preset value of ORF other technologies are also employed such as hydrofrac, chemical methods of enhanced oil recovery, etc. This provides yet another proof that the value of the coefficient of oil displacement by water obtained in a laboratory experiment is overstated.

It is our opinion that the error in question emerges as a result of using in the experiment, an oil model inadequate by its properties to oil in-place. Analysis of the foregoing compels the following conclusions:

- To further develop the process of investigations of the fractional analysis and physico-chemical properties of oil in-place and mobile oil it is essential to establish and standardize a system of terms and to provide their definitions;
- Because it was found impossible to take samples of in-place oil its composition and values of physico-chemical properties have not been defined experimentally and in consequence it is necessary to use computational methods to simulate the properties of in-place oil;
- The composition and values of the physico-chemical properties of mobile oil are prone to change during field operation;
- Parameters of the physical model used to define the coefficient of oil displacement by water must correspond to parameters of in-place oil model with the presence in it of components and fractions that actually exist in the oil in-place.

Список литературы

1. Сорокин А.В., Сорокин В.Д.

Система экспериментально-теоретических методов исследования физико-химических свойств пластовой нефти месторождений Западной Сибири.

Тюмень: Издательство «Вектор-Бук», 2003, - 223 с.

2. Сорокин А.В., Сорокин В.Д.

Учет физико-химических свойств составляющих пластовой нефти в методиках подсчета запасов и расчета процессов нефтеизвлечения. // Известия вузов. Нефть и газ.

Тюмень, 2005, № 6 – С.34-40.

3. 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.

4. Сорокин А.В., Сорокин В.Д.

Методика расчета физико-химических свойств пластовой нефти при использовании в подсчете запасов углеводородов. // В сб. «Моделирование технологических процессов нефтедобычи».

Тюмень: Издательство «Вектор-Бук», 2005, № 5 - С.93-95.

5. Амерханов И.М.

Закономерности изменения свойств пластовых жидкостей при разработке нефтяных месторождений. // Обзорная информация. Сер. Нефтепромысловое дело.

М.: ВНИИОЭНГ, 1980. – 48 с.

6. Шейх-Али Д.М.

Изменение свойств пластовой нефти и газового фактора в процессе эксплуатации нефтяных месторождений.

Уфа: БашНИПИнефть. - 2001. – 137 с.

7. Шейх-Али Д.М. Галеева Р.К., Леванов Ю.Б.

Прогнозирование изменения свойств пластовой нефти в процессе разработки нефтяных месторождений. // Разработка нефтяных и нефтегазовых месторождений: состояние, проблемы и пути их решения. (Материалы совещания. г.Альметьевск, сентябрь 1995 г.).

М.: ВНИИОЭНГ, 1996. – С.518-532.

8. Шейх-Али Д.М., Галеева Р.К., Леванов Ю.Б.

Изменение газового фактора и содержания азота и метана в газе в процессе разработки Туймазинского месторождения. // В сб.: «Современные инструментальные физико-химические и гидродинамические методы исследований пластовых флюидов, пород и продуктивных пластов».

Уфа, 1999, вып.97. – С. 104-107.

References

1. Sorokin A.V., Sorokin V.D.

A system of experimental and theoretical methods of investigation of the physico-chemical properties of in-place oil at oil fields in Western Siberia.

Tyumen: Vector-Book, 2003, p.223.

2. Sorokin A.V., Sorokin V.D.

Accounting for physical and chemical properties of in-place oil components in procedures for calculating the reserves and computing the oil recovery processes// Izvestiya vuzov. Oil and gas.

Tyumen, 2005, # 6 - pp.34-40.

3. Sorokin A.V., Sorokin V.D.

Investigation of the process of variability of the physico-chemical properties of in-place oil during field development in Western Siberia.

Tyumen: Vector-Book, 2004, - p.237.

4. Sorokin A.V., Sorokin V.D.

Procedure for calculation of the physico-chemical properties of in-place oil for use in computing hydrocarbon reserves // In digest "Simulation of technological processes of oil production".

Tyumen: Vector Book, 2005, #5 – pp.93-95.

5. Amerkhanov I.M.

Regularities of change in properties of formation fluids during oil field development. // Survey information. Ser. Neftepromyslovoye delo.

Moscow: VNIIIOENG, 1980, p.48.

6. Sheikh-Ali D.M.

Changes in the properties of in-place oil and gas-oil ratio during oil field operation.

Ufa: BashNIPIneft, 2001, p.137.

7. Sheikh-Ali D.M. Galeeva R.K., Levanov Yu.B.

Prediction of changes in properties of in-place oil during oil field development // Development of oil and oil -gas fields: current state, problems and coping strategy (Proceedings of a meeting. Almetyevsk, September 1995).

Moscow VNIIIOENG, 1996, pp. 518-532.

8. Sheikh-Ali D.M. Galeeva R.K., Levanov Yu.B.

Change in gas-oil ratio and the content of nitrogen and methane in gas during development of Tuymazinskoye oil field. // In digest: "Modern instrumental physico-chemical and hydrodynamic methods of investigation of formation fluids, rocks and productive strata".

Ufa, 1999, issue 97, pp. 104-107.

9. Khamidullin F.F., Dyashev R.N.

Amerkhanov I.I. Investigation of changes in the physico-chemical properties of recovered oils during development of Romashkinskoye oil field.

Moscow: Neftyanoye khozyastvo, #7, 2000, pp.31-33.



Оборудование компании ANSON для выкидных линий продается и арендуется в более чем 70 странах мира.

Оборудование для выкидных линий фирмы ANSON приобретает все большее распространение в нефтегазовой отрасли стран мира, опережая все остальные фирмы.



Компания выпускает самую широкую номенклатуру изделий, все они изготавливаются на предприятиях ANSON в соответствии с самыми жесткими стандартами качества и безопасности и отвечают требованиям международного стандарта ISO.9001 2000 ("Проектирование, изготовление, обслуживание и аренда"). Все изделия ANSON имеют конкурентоспособные цены.

С одобрения Американского нефтяного института (API), компания ANSON маркирует свои изделия как отвечающие стандартам API 6A. Материалы всех изделий ANSON полностью прослеживаются и сертифицированы.

Это - лишь некоторые из причин опережающего роста популярности оборудования ANSON для выкидных линий. Для получения более подробной информации закажите общий каталог нефтепромыслового оборудования ANSON.

Россия - ANSON Ltd. 121099, Москва, Смоленская Площадь, 3 (Смоленский Пассаж), этаж 8, офис, 20 Тел/факс: +7 495 589 1028; E-mail: anson@anson-moscow.ru

Англия - ANSON Ltd., Tyne & Wear NE11 0NY England Тел.: 0191 482 0022 Факс: 0191 487 8835 e-mail: anson-gateshead@anson.co.uk

Шотландия - ANSON Ltd., Aberdeen AB21 0GL Scotland Тел.: 01224 771877 Факс: 01224 771848 e-mail: sales@ansonab.co.uk

США - ANSON Flowline Equipment Inc. Houston, Texas 77041 USA Тел.: 713-466-9470 Факс: 713-466-7482
e-mail: sales@ansoninc.com

ОАЭ - ANSON Ltd., Dubai, United Arab Emirates. Тел.: 9714 8838659 Факс: 9714 8838663
e-mail: ansonuae@emirates.net.ae

Сингапур - ANSON Oilfield Equipment PTE Ltd., Singapore 508988 Тел.: 65 62142183 Факс: 65 62141291
e-mail: anson.singapore@anson.com.sg

Интернет: www.anson.co.uk и www.ansoninc.com

ANSON

9. Хамидуллин Ф.Ф. Дияшев Р.Н.

Амерханов И.И. Исследование изменения физико-химических свойств добываемых нефти в процессе разработки Ромашкинского месторождения.

М.: Нефтяное хозяйство, № 7, 2000. – С.31-33.

10. Сорокин А.В., Сорокин В.Д.

Сорокина М.Р. Основы методики прогноза изменчивости свойств нефти в процессе разработки залежи. // В сб.: «Моделирование технологических процессов нефтедобычи».

Тюмень, ТюмГНГУ, 2003. Вып.4. – С.249-259.

11. Сорокин А.В., Сорокин В.Д.

Особенности изменения физико-химических свойств и подсчетных параметров нефти месторождений ООО «Лукойл-Западная Сибирь». // В сб.: «Проблемы нефтегазового комплекса Западной Сибири и пути повышения его эффективности».

Когалым, 2001. Книга 1. – С.231-236.

12. Сорокин А.В., Сорокин В.Д.

Изменение компонентного состава подвижной нефти в результате воздействия техногенных процессов. // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа.

№ 15.- 2005. – С.54-58.

13. Сорокин А.В., Сорокин В.Д. Сорокина М.Р.

Влияние изменчивости свойств нефти на методику и результаты подсчета запасов углеводородов. // Известия вузов. Нефть и газ.

Тюмень, 2005, № 5 – С.45-50.

14. Сорокина М.Р.

Расчет значений физико-химических свойств подвижной нефти для моделирования процессов нефтевытеснения. // В сб. «Алгоритмизация и моделирование процессов разработки нефтегазовых месторождений».

Тюмень: Издательство «Вектор-Бук», 2005, - С.114-116.

15. Вороновский В.Р., Максимов М.М.

Система обработки информации при разработке нефтяных месторождений.

М.: Недра, 1975. – 230 с.

16. ОСТ 39-195-86. Отраслевой стандарт.

Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях.

М., 1986 г.

17. Мархасин И.Л.

Физико-химическая механика нефтяного пласта.

М.: Недра, 1977. - 214 с.

10. Sorokin A.V., Sorokin V.D., Sorokina M.R.

The basis of procedure for predicting the variability of oil properties during field development. // In digest: "Simulation of technological processes of oil production".

Tyumen, TyumGNGU, 2003, issue 4, pp.249-259.

11. Sorokin A.V., Sorokin V.D.

The specifics of change in the physico-chemical properties and volumetric data of oil at "Lukoil - Western Siberia" oil fields. // In digest: "Problems of the oil-gas complex in Western Siberia and the ways of improving its efficiency".

Kogalym, 2001. Book 1.- pp. 231-236.

12. Sorokin A.V., Sorokin V.D.

Changes in the fractional analysis of mobile oil due to the impact of production-induced processes. // Bulletin of the subsoil user of the Khanty- Mansiisk autonomous district.

#15, 2005, pp. 54-58.

13. Sorokin A.V., Sorokin V.D., Sorokina M.R.

The effect of variability in oil properties on the procedure and outcome of calculation of hydrocarbon reserves. // Izvestiya vuzov. Oil and gas.

Tyumen, 2005, #5, pp.45-50.

14. Sorokina M.R.

Calculation of the values of the physico-chemical properties of mobile oil for simulation of oil displacement processes.// In digest: "Algorithmization and modeling of processes of oil-gas field development".

Tyumen: Vector- Book,2005, pp.114-116.

15. Voronovsky V.R., Maksimov M.M.

System of data processing during oil field development.

Moscow: Nedra, 1975, p.230.

16. OST 39-195-86. Industry standard.

Oil. The method to determine the coefficient of oil displacement by water in laboratory conditions.

Moscow, 1986.

17. Markhasin I.L.

Physico-chemical mechanics of the petroleum reservoir.

Moscow: Nedra, 1977, p.214.



Новая формула успеха: Пришел. Выполнил работу. Добился отличного результата!

Надежное силовое оборудование для самых различных условий работы.

При выполнении работ по восстановлению скважин простоя недопустимы. В то же время, большинство переменных, влияющих на условия работы, находятся вне Вашего контроля. Применяя специализированные двигатели и трансмиссии фирмы Катерпиллер Вы сможете взять ситуацию под контроль. Наличие современных электронных узлов, быстрого ускорения, возможность длительной непрерывной работы при максимальной нагрузке и другие конструктивные особенности и преимущества обеспечивают непревзойденную надежность и эффективность при выполнении операций по восстановлению скважин. Любые операции, включая приготовление и закачку смеси при ГРП, цементирование, кислотная обработка, ловильные и другие работы по восстановлению скважин, благодаря оборудованию Катерпиллер будут выполняться максимально быстро и качественно. Компания Катерпиллер придает технической поддержке не меньшее значение, чем внедрению передовых разработок и совершенствованию нашей продукции. Поэтому мы всегда готовы помочь Вам в решении возникающих проблем.

Дополнительную информацию о том, как специализированное оборудование Катерпиллер поможет Вам эффективно восстанавливать скважины можно получить, связавшись с диллером Caterpillar в Вашем регионе или посетив вэб-сайт www.cat-oilandgas.com

Газовые двигатели в диапазоне эффективной мощности:
от 71 кВт (95 л.с.) до 6100 кВт (8180 л.с.)

Дизельные двигатели в диапазоне эффективной мощности:
от 31 кВт (41,6 л.с.) до 16 000 кВт (21 760 л.с.)

Caterpillar Global Petroleum
13105 Northwest Freeway,
Suite 1100
Houston, Texas 77040-6321
Phone: 713-329-2207
Fax: 713-895-4280



TH55 Transmission



3512 FRAC Engine



Power Train for Well Service