neftey [Estimate how long the effect of the plasma-pulse effects on the rheological properties of heavy oil]. Zapiski Gornogo instituta [Notes Mining Institute], 2012, Vol. 195, pp. 61–63.

14. Muslimov R. Kh. Sovremennye metody povysheniya nefteizvlecheniya: proektirovanie, optimizatsiya i otsenka effektivnosti [Modern methods of enhanced oil recovery: tirovanie projects, optimization and performance evaluation]. Kazan, Fen, 2005, 688 p.

15. Ruzin L. M., Chuprov I. F. Tekhnologicheskie printsipy razrabotki zalezhey anomalno vyazkikh neftey i bitumov [Technological principles for the development of deposits of abnormally viscous oil and bitumen]. Ukhta, UGTU, 2007, 244 p.

16. Khisamov R. S., Gazizov A. A., Gazizov A. Sh. Uvelichenie okhvata produktivnykh plastov vozdeystviem [Increase the coverage of productive strata exposure]. Moscow, VNIIOENG, 2003, 568 p.

ОБОБЩЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ КОМПЛЕКСНЫХ ОПТИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НЕФТИ АРХАНГЕЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Бурханов Р. Н., доцент

Альметьевский государственный нефтяной институт
E-mail: burkhanov_rn@mail.ru

Максютин А. В., доцент

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»
E-mail: maksyutin_av@mail.ru

В статье представлены результаты оптических исследований нефти Архангельского месторождения (Республика Татарстан). Актуальность работы связана со значительным ростом доли месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти на территории Российской Федерации и Республики Татарстан. Исследования направлены на повышения эффективности мониторинга, проектирования разработки месторождений высоковязких нефтей и обоснования технологий доизвлечения остаточных запасов углеводородов из продуктивных пластов с целью повышения конечного коэффициента извлечения нефти. В работе предложено перспективное направление изучения таких эксплуатационных объектов путем исследования проб высоковязких нефтей с помощью оптического метода для подсчета и оценки остаточных извлекаемых запасов разрабатываемых месторождений. Выполнен значительный объем лабораторных и промысловых данных, который позволил выявить зависимости между накопленной добычей и коэффициентами вариации добываемой нефти имеющий вид линейной регрессии. Рассматриваемый в статье метод оценки остаточных извлекаемых запасов нефти основан на корреляции ее накопленной добычи и оптических характеристик. По результатам работы на Архангельском нефтяном месторождении с помощью карт вариации выделены участки с различной степенью выработанности пласта и добывающие скважины с определенной степенью соответствия накопленной добычи нефти проектной. Дальнейшие направления работ связаны с разработкой автоматизированной системы регистрации и обработки в промысловых условиях Ксп добываемой нефти, а также адаптации зависимости Ксп нефти от Кн путем сопоставления полученной зависимости с текущими извлекаемыми запасами для контроля разработки месторождений высоковязких нефтей. Выполнено обобщение и анализ полученных результатов, отмечены направления дальнейшего развития оптических исследований высоковязких нефтей.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, нефтенасыщенность, оптические исследования, накопленная добыча нефти

SUMMARY OF INTEGRATED OPTICAL RESEARCH ARKHANGELSK OIL FIELD

Burhanov R. N.
Lecturer
Almetyevsk State Oil Institute
E-mail: burkhanov_rn@mail.ru

Maksyutin A. V.
Lecturer
National Mineral Resources University
E-mail: maksyutin_av@mail.ru

Results of Arkhangelsk field oil (Republic of Tatarstan) optical researches are presented in the article. Relevance of the work is connected with significant growth in a share of fields with hardly extractable stocks of oil in the territory of the Russian Federation and the Republic of Tatarstan. Researches are directed on increases of monitoring efficiency, design of high-viscosity oil fields development and justifications of residual stocks extraction technologies from productive layers for the purpose of oil production. In the work the perspective direction of studying of such operational objects by research of tests high-viscosity oil by means of an optical method for calculation and an assessment of residual taken stocks of developed fields is offered. The considerable volume of laboratory and trade data which allowed revealing dependences between the saved-up production and coefficients of a variation of extracted oil looking like linear regression is executed. The method of an assessment of residual taken stocks of oil considered in article is based on correlation of its saved-up production and optical characteristics. By results of work on Arkhangelsk oil field by means of cards of a variation sites with various degree of layer clarity and producing wells with a certain degree of the saved-up oil production design compliance are allocated. The further directions of the work are connected with development of the automated system of registration and processing in trade conditions Ksp of extracted oil, and also dependence adaptation Ksp of oil from KN by comparison of the received dependence to the current taken stocks for control of high-viscosity oil fields development. Generalization and the analysis of the received results is executed, the directions of further development of high-viscosity oil optical researches are noted.

Keywords: high-viscosity oil, oil saturation, investigation of oil's optical properties, cumulative oil production

На сегодняшний день большинство нефтяных месторождений страны находятся на завершающей стадии разработки и характеризуются низкими дебитами и высокой обводненностью добываемой скважинной продукции. В условиях истощения активных запасов нефти большую значимость для минерально-сырьевого комплекса Республики Татарстан приобретают трудноизвлекаемые запасы, среди которых запасы высоковязкие нефти составляют около 40 %, запасы нефти в водонефтяных зонах, карбонатных коллекторах и на участках малой толщины продуктивного пласта – около 20 %. Разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти (ТЗН) сопровождается различными осложнениями, что вызывает необходимость постоянного мониторинга добычи нефти с целью планирования геолого-технических мероприятий. В связи с этим для решения геолого-промысловых задач месторож-

дений ТЗН необходимо обоснование достоверных, недорогих, экспрессных методов контроля разработки с целью регулярного уточнения остаточных запасов нефти исследуемых залежей и пластов.

Достоверность и выбор методики подсчета запасов зависит от степени изученности месторождения и объемов проведенных геолого-геофизических и гидродинамических исследований. Для подсчета остаточных извлекаемых запасов разрабатываемой нефтяной залежи может использоваться метод анализа эксплуатационных показателей, основанный на использовании характеристик вытеснения, которые представляют собой зависимости между добычей нефти и жидкости (или воды) в различных модификациях координат, построенные по фактическим данным за достаточно длительный период разработки пласта. При длительной разработке месторождения динамика изменения эксплуатационных показателей экстраполируется до предела экономической рентабельности разработки залежи [8, 11, 12, 15]. Рассматриваемый в статье оптический метод подсчета остаточных извлекаемых запасов нефти на примере Архангельского месторождения Республики Татарстан, имеет общие черты с методами подсчета запасов с использованием характеристик вытеснения, поскольку основан на корреляции накопленной добычи нефти и ее оптических характеристик.

Архангельское месторождение является крупнейшим месторождением высоковязкой нефти в Республике Татарстан. В составе месторождения установлены 123 залежи нефти в каменноугольных отложениях, которые локализуются на крупной антиклинальной структуре, выявленной по кровле турнейского яруса в северо-западной части Ульяновской структурной зоны. Тульский нефтегазоносный горизонт сложен терригенными породами и в его составе выделяются один или несколько пластов коллекторов, представленных кондиционными (слабосцементированные песчаники) и глинистыми (алевролиты глинистые песчаники) разностями толщиной до 10 и более метров. В структуре месторождения выявляются рифовые массивы, эрозионные врезы и собственно тульский продуктивный пласт. В тульском продуктивном горизонте сосредоточены остаточные запасы углеводородов, подсчету которых оптическим методом посвящено данное исследование. Для исследования Ксп подготовленных проб нефти, характеризующихся повышенными значениями плотности и вязкости, применялся фотоколориметр КФК-3. Исследования Ксп нефти производились многократно в интервале длин волн 400–900 нм. Отметим, что нефть Архангельского месторождения сильно неоднородна по коэффициенту светопропускания (Ксп 51–8).

Статистическая обработка данных заключалась в расчетах среднеквадратических отклонений, дисперсий вариационного признака и коэффициентов вариации Ксп нефти и последующим построением спектральных кривых расчетных параметров в зависимости от длины световой волны. Установлено, что в интервале длин волн 400–500 нм пробы нефти сильно различаются по величине Ксп, что может отражать неоднородные литологические и петрофизические особенности залегания и неоднородные условия разработки залежи. В интервале же длин волн 600–900 нм пробы меньше различаются по Ксп, что может быть связано с общими для всей залежи условиями генерации и аккумуляции и дальнейшей консервации нефти. При миграции и аккумуляции нефти происходит адсорбция ее поверхностно-активных веществ, состоящих в основном из смол и асфальтенов, на поверхности пор. Затем на

поверхности пор образуется адсорбционный слой неподвижных высокомолекулярных углеводородов, состоящий в основном из смол и асфальтенов. По направлению же к центру пор молекулярная масса и плотность углеводородов, а также их Ксп уменьшаются. В порах, радиус которых превышает двойную толщину адсорбционного слоя, плотность и Ксп нефти, значительно меньше, чем в порах, радиус которых равен или меньше двойной толщины адсорбционного слоя [1–9, 12–14].

При разработке из пор породы в первую очередь вытесняется нефть из центральной части наиболее крупных пор и затем по мере заводнения коллектора из пор уменьшающегося размера. Таким образом, в процессе разработки залежи Ксп добываемой нефти будет увеличиваться, что полностью подтверждается результатами лабораторных исследований нефти большинства скважин. Анализ лабораторных и промысловых данных позволил выявить зависимости между накопленной добычей и коэффициентами вариации (длина волны 500 нм, %) добываемой нефти, которые имеют вид линейной регрессии и определяются с различной точностью аппроксимации данных. Полученные зависимости были использованы для подсчета остаточных извлекаемых запасов, при этом для каждой группы скважин устанавливались величины критической накопленной добычи и соответствующие им значения коэффициента вариации Ксп добываемой нефти. На карте коэффициентов вариации добываемой нефти (рис.) иллюстрируется степень выработанности пласта на анализируемом участке. На карте более светлым тоном выявляются наиболее выработанные участки пласта, а более насыщенным показаны участки, на которых, на наш взгляд, сосредоточены остаточные извлекаемые запасы (эти участки ограничиваются изолинией, равной 48 %). В результате было выявлено четыре участка (целика) в следующих частях объекта: 1 – центральной, 2 – западной, 3 – северной, 4 – северо-восточной. Выявлены следующие три группы скважин: 1 – прогнозируемая накопленная добыча на дату подсчета запасов соответствует их действительной накопленной добыче; 2 – прогнозируемая накопленная добыча значительно ниже действительной накопленной добычи (это может быть связано с техническими причинами, а также причинами геологического характера, например близостью ВНК или ВНЗ, ухудшенными емкостно-фильтрационными характеристиками пласта и другое); 3 – действительная накопленная добыча превышает расчетные (прогнозируемые) величины (что может быть связано с благоприятными геолого-промысловыми условиями эксплуатации этих скважин).

Перспективы применения оптических исследований для подсчета запасов нефти в комплексе с объемным методом связаны с выявленной в результате исследований корреляцией коэффициента нефтенасыщенности пласта Кн и Ксп нефти. Отметим, что повышение точности и перспективы применения оптического метода для подсчета остаточных извлекаемых запасов нефтеносных пластов могут быть связаны также с разработкой автоматизированных систем измерения оптических свойств добываемой нефти.

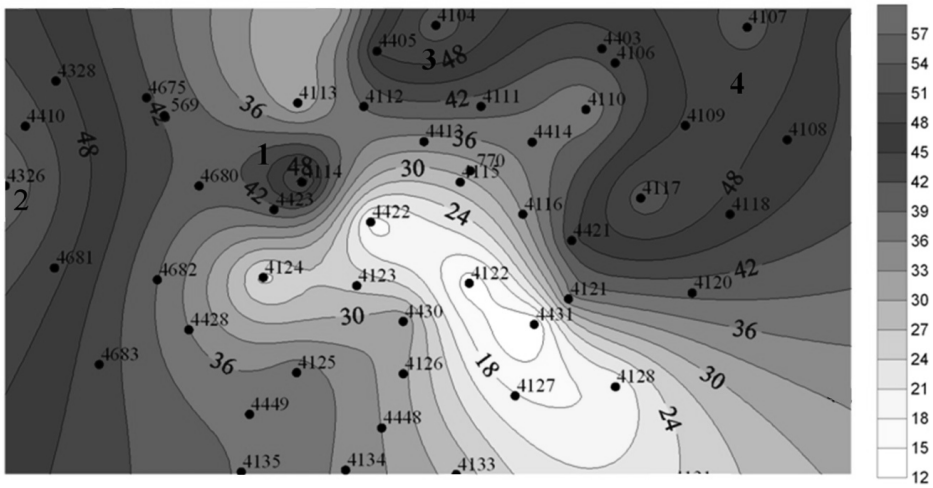

Рис. Карта коэффициента вариации Ксп нефти Архангельского месторождения

Достоинствами предлагаемого метода подсчета запасов являются простота использования, оперативность, достоверность, функциональность и экономичность. Достоверность связана с тем, что подсчет запасов опирается на фактические данные по накопленной добыче скважин и учитывает текущие свойства коллекторов и флюидов, что на наш взгляд позволяет более точно прогнозировать добычу существующих на месторождении скважин. Функциональность метода заключается в возможности его применения на разных стадиях разработки месторождения, в том числе при активном применении технологий повышения нефтеотдачи пластов. Необходимость большого количества статистических данных по накопленной добыче скважин и лабораторных исследований проб и их корреляции, а так же влияние лабораторных методик и условий на успешность применения метода можно отнести к его недостаткам. Однако эти недостатки можно преодолеть за счет фильтрации данных, при условии создания систем автоматизированной регистрации и обработки в промысловых условиях Ксп добываемой нефти, а также адаптации зависимости Ксп нефти от Кн путем сопоставления полученной зависимости с текущими извлекаемыми запасами.

Исследования выполнены при поддержке Совета по грантам Президента Российской Федерации для государственной поддержки молодых ученых – кандидатов наук (договор № 16.120.11.690-МК).

Список литературы

1. Булатов М. И. Практическое руководство по фотоколориметрическим и спектрофотометрическим методам анализа / М. И. Булатов, И. П. Калинкин // Ленинград : Химия, 1976. – 376 с.

2. Буркина Н. П. Эталонный метод для определения коэффициента светопоглащения нефтей с большим содержанием веществ / Н. П. Буркина, К. М. Григорьева // Нефтепромысловое дело: ВНИИОЭНГ, 1974. – № 10. – С. 1–3.

3. Бурханов Р. Н. Применение карт горизонтального среза для геологического изучения нижне-каменноугольных природных резервуаров Черемшано-Ямашинской зоны нефтегазонакопления / Р. Н. Бурханов, А. В. Максютин, М. Т. Ханнанов // Южно-Российский вестник геологии, географии и глобальной энергии. – 2005. – № 3. – С. 28–33.

4. Бурханов Р. Н. Комплексное применение карт горизонтального среза и оптического метода для изучения гидродинамической связанности коллекторов Тюгеевского месторождения нефти/ Р. Н. Бурханов, А. В. Максютин, М. Т. Ханнанов // Ученые записки АГНИ. – 2006. – Т. 4. – С. 11–17.

5. Бурханов Р. Н. Применение оптического метода в геолого-промысловых целях (на примере Елгинского месторождения нефти) / Р. Н. Бурханов, И. В. Валиуллин, О. З. Исмагилов, Р. Ф. Гайнетдинов // Известия ВУЗов, нефть и газ, 2006. – № 1. – С. 16–23.

6. Гиматутдинов Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта / Ш. К. Гиматутдинов, А. И. Ширковский. – Москва : Недра, 1982. – 311 с.

7. Девликамов В. В. Оптические методы контроля за разработкой нефтяных месторождений / В. В. Девликамов, И. Л. Мархасин, Г. А. Бабалян. – Москва : Недра, 1970. – 160 с.

8. Ибатуллин Р. Р. Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений. Теория. Методы. Практика / Р. Р. Ибатуллин, Н. Г. Ибрагимов, Ш. Ф. Тахаутдинов, Р. С. Хисамов. – Москва : Недра-Бизнесцентр, 2004. – 292 с.

9. Коноплев Ю. В. Геофизические методы контроля разработки нефтяных месторождений / Ю. В. Коноплев, Г. С. Кузнецов, Г. И. Лентьев [и др.]. – Москва : Недра, 1986. – 221 с.

10. Лысенко В. Д. Инновационная разработка нефтяных месторождений / В. Д. Лысенко. – Москва : Недра-Бизнесцентр, 2000. – 516 с.

11. Лысенко В. Д. Разработка малопродуктивных нефтяных месторождений / В. Д. Лысенко, В. И. Грайфер. – Москва : Недра, 2001. – 564 с.

12. Соколов Л. А. Использование кривых светопоглощения нефти в процессе добычи нефти из мощных трещиноватых коллекторов / Л. А. Соколов. – Нефтепромысловое дело, ВНИИОЭНГ. – 1974. – № 8. – С. 9–11.

13. Соколов Л. А. Применение коэффициента светопоглощения нефти для контроля за процессом смешивающегося вытеснения / Л. А. Соколов, Л. Н. Чижова, Р. Н. Багов // Нефтепромысловое дело, ВНИИОЭНГ. – 1974. – № 11. – С. 2–4.

14. Фаниев Р. Д. Обоснование методов интенсификации разработки нефтяных месторождений / Р. Д. Фаниев, В. П. Онитриенко, Г. К. Кляровский. – Москва : Недра, 1971. – 148 с.

15. Чоловский И. П. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов / И. П. Чоловский, М. М. Иванова, И. С. Гутман и др. – Москва : Нефть и газ, 2002. – 399 с.

References

1. Bulatov M. I., Kalinkin I. P. Prakticheskoe rukovodstvo po fotokolorimetricheskim i spektrofotometricheskim metodam analiza [Practical Guide to photocolorimetry and spectrophotometric methods of analysis]. Leningrad, «Khimiya», 1976, 376 p.

2. Burkina N. P., Grigoreva K. M. Etalonnyy metod dlya opredeleniya koeffitsienta svetopoglashcheniya neftey s bolshim soderzhaniem veshchestv [The reference method for the determination of the coefficient svetopoglascheniya oils with a high content of compounds]. Neftepromyslovoe delo, VNIIOENG [Petroleum Engineering, VNIIOENG], 1974, no. 10, pp. 1–3.

3. Burkhanov R. N., Maksyutin A. V., Khannanov M. T. Primenenie kart gorizontalnogo sreza dlya geologicheskogo izucheniya nizhne-kamennougolnykh prirodnykh rezervuarov Cheremshano-Yamashinskoy zony neftegazonakopleniya [Application of horizontal slice maps for geological study of the Lower Carboniferous reservoirs of natural Cheremshano-Yamashinskoy regional oil]. Yuzhno-Rossiyskiy vestnik geologii, geografii i globalnoy energii [South Russian Journal of Geology, Geography and a global energy], 2005, no. 3, pp. 28–33.

4. Burkhanov R. N., Maksyutin A. V., Khannanov M. T. Kompleksnoe primenenie kart gorizontalnogo sreza i opti-cheskogo metoda dlya izucheniya gidrodinamicheskoy svyazannosti kollektorov Tyugeev-skogo mestorozhdeniya nefti [Combining maps and

horizontal slice of the optical method for the study of hydrodynamic connectivity collectors Tyugeev oilfield]. Uchenye zapiski AGNI [Scientists have notes AGNI], 2006, Vol. 4, pp. 11–17.

5. Burkhanov R. N., Valiullin I. V., Ismagilov O. Z., Gaynetdinov R. F. Primenenie opticheskogo metoda v geologo-promyslovykh tselyakh (na primere Yelginskogo mestorozhdeniya nefti) [Application of optical methods in geological and field Tse-models (for example Elginskogo Oil Field)]. Izvestiya VUZov, neft i gaz, 2006, no. 1, pp. 16–23.

6. Gimatutdinov Sh. K., Shirkovskiy A. I. Fizika neftyanogo i gazovogo plasta [Physics of oil and gas reservoir]. Moscow, Nedra, 1982, 311 p.

7. Devlikamov V. V., Markhasin I. L., Babalyan G. A. Opticheskie metody kontrolya za razrabotkoy neftyanykh me-storozhdeniy [Optical methods of monitoring the development of oil deposits is less]. Moscow, Nedra, 1970, 160 p.

8. Ibatullin R. R., Ibragimov N. G., Takhautdinov Sh. F., Khisamov R. S. Uvelichenie nefteotdachi na pozdney stadii razrabotki mestorozhdeniy. Teoriya. Metody. Praktika [Increase oil recovery at late stages of deposits is less. Theory. Methods. Practice]. Moscow, Nedra-Biznestsentr, 2004, 292 p.

9. Konoplev Yu. V., Kuznetsov G. S., Lentev G. I. Geofizicheskie metody kontrolya razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy [Geophysical methods of monitoring the development of oil deposits is less]. Moscow, Nedra, 1986, 221 p.

10. Lysenko V. D. Innovatsionnaya razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy [Innovative development of oil fields]. Moscow, Nedra-Biznestsentr, 2000, 516 p.

11. Lysenko V. D., Grayfer V. I. Razrabotka maloproduktivnykh neftyanykh mestorozhdeniy [Development of low-yield oil fields]. Moscow, Nedra, 2001, 564 p.

12. Sokolov L. A. Ispolzovanie krivykh svetopogloshcheniya nefti v protsesse do-bychi nefti iz moshchnykh treshchinovatykh kollektorov [Using light absorption curves of oil in the process of oil production from fractured reservoirs powerful]. Neftepromyslovoe delo, VNIIOENG [Petroleum Engineering, VNIIOENG], 1974, no. 8, pp. 9–11.

13. Sokolov L. A., Chizhova L. N., Bagov R. N. Primenenie koeffitsienta svetopogloshcheniya nefti dlya kontrolya za protsessom smeshivayushchegosya vytesneniya [Application of the coefficient of light absorption of oil for monitoring the process of miscible displacement]. Neftepromyslovoe delo, VNIIOENG [Petroleum Engineering, VNIIOENG], 1974, no. 11, pp. 2–4.

14. Faniev R. D., Onitrienko V. P., Klyarovskiy G. K. Obosnovanie metodov intensifikatsii razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy [Justification methods for intensifying the development of oil fields]. Moscow, Nedra, 1971, 148 p.

15. Cholovskiy I. P., Ivanova M. M., Gutman I. S. Neftegazopromyslovaya geologiya i gidrogeologiya zalezhey uglevodorodov [Gas geology and hydrogeology hydrocarbon]. Moscow, Neft i gaz, 2002, 399 p.

ГЕОХИМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ ПОЛИСУЛЬФАНОВ

Ахмедова Ю.И., ассистент

Астраханский государственный университет
414000, Российская Федерация, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1
E-mail: geologi2007@yandex.ru

При небольших изменениях термобарических параметров полисульфаны способны трансформироваться. В результате подобных геохимических процессов могут формироваться новые соединения, влияющие на фракционный и групповой состав углеводородных систем, на процессы переработки сырья, а также на компонентоотдачу, ассортимент и качество товарной продукции. В настоящее время