

Бурение скважин и разработка месторождений

низкочастотного сигнала – глубинной информации.*

Список литературы

1. Булатов А. И., Аветисов А. Г. Справочник инженера по бурению. В 2-х томах. Том 1.— М.: Недра, 1985. — 414 с.
2. Грачев Ю.В., Варламов В.Н. Автоматический контроль в скважинах при бурении и эксплуатации. – М.: Недра, 1968.-250 с.
3. Савиных Ю.А. Акустический канал связи для измерения и регулирования режимных параметров турбинного бурения. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ»; - Тюмень: ИД «Слово», 2004. – 96 с.
4. Акустика в задачах. Учеб. Руко-во.: Для вузов /А.Н. Бархатов, Н.В. Горская, А.А. Горюнов и др.; Под ред. С.Н. Гурбатова и О.В. Руденко. – М.: Наука. Физматлит, 1996. – 336 с.
5. Бунимович С.Г., Яйленко Л.П. Техника любительской однопольной радиосвязи. – М.: Издательство ДОСААФ, 1970.

Сведения об авторах

Савиных Ю.А., к.т.н., академик РАЕН, доцент, кафедра «Электроэнергетика», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел.: (3452) 41-70-22

Хмара Г.А., ассистент, кафедра «Электроэнергетика», Тюменский государственный нефтегазовый университет; тел. +7 (3452) 41-70-22

Savinykh Yu.A., Candidate of Technical Sciences, academician of Russian Academy of Natural Sciences, associate professor, Department «Electroenergetica», Tyumen State Oil and Gas University, Tyumen, phone +7 (3452) 41-70-22.

Khmara G.A., postgraduate student of Department, «Electroenergetica», Tyumen State Oil and Gas University; tel. +7 (3452) 41-70-22

УДК 553.98.048:622.276

СОЗДАНИЕ ОПТИЧЕСКОЙ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ ЗАПАСАМИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Р.Н. Бурханов, Р.Ф. Хазипов, Р.Р. Хазипов, М.Т. Ханнанов
(Альметьевский государственный нефтяной институт)

Нефтяное месторождение, коэффициент светопоглощения, обводненность продукции, сшитые полимерные системы, коэффициент вариации

Oil field, coefficient of light absorption, production water cut, cross-linked polymeric systems, coefficient of variation

Prospects of creation of optical intelligent system for control of hydrocarbon stock reserves. Burkhanov R.N., Khazipov F.R., Khazipov R.R., Khannanov M.T.

A schematic diagram of the intelligent system is proposed which is based on determination of optical properties of produced crude oil. The system includes a sampler, a measuring unit, a data recording unit, an analog-digital converter, a device for data storing and transmission, a control unit installed in the production well flow line and the information-software package. The system will permit to control crude oil reserves, to monitor a change in properties of well production and reservoir. Fig.5, ref. 4.

В зависимости от выполняемых задач, скважины оборудуются интеллектуальными системами контроля гидродинамических и геофизических характеристик эксплуатируемых пластов и мониторинга оборудования в реальном масштабе времени для эффективного управления разработкой месторождения.

* В следующей статье будут рассмотрены технические решения для реализации предложенного способа – использование помехи в качестве несущей.

При этом скважины комплектуются измерительными приборами, передающими устройствами, вычислительными системами, которые связаны электронной базой данных, конструкция которых определяется назначением интеллектуальной системы [1].

В статье обосновывается перспективность создания интеллектуальной системы, основанной на определении оптических свойств добываемой нефти в промысловых условиях, и предлагается ее принципиальная схема.

Многолетние лабораторные исследования авторов на примерах нефтяных месторождений республики Татарстан и исследования других ученых доказывают, что оптические свойства добываемой нефти хорошо коррелируются с ее физико-химическими свойствами (углеводородный состав, плотность, различные виды вязкости и поверхностного натяжения) и зависят от свойств коллекторов и сосредоточенных в них остаточных извлекаемых запасов [2]. Изменения оптических свойств добываемой нефти в процессе разработки месторождения отражают изменения свойств пористой среды. Для исследования коэффициентов светопоглощения ($K_{сп}$) проб нефти использовались фотоколориметры различных конструкций [3]. Предварительно пробы тщательно обезвоживались методом центрифугирования, а контроль качества обезвоживания осуществлялся с помощью поляризационного микроскопа. Исследовались $K_{сп}$ растворов нефти в органических растворителях (бензол, толуол, четыреххлористый углерод) не более 0,05 % концентрации в интервале длин волн 400-900 нм методом многократных минимизированных измерений. Первичная обработка лабораторных данных заключалась в построении спектральных кривых $K_{сп}$, представляющих зависимости $K_{сп}$ от длины волны монохроматического света (рис.1).

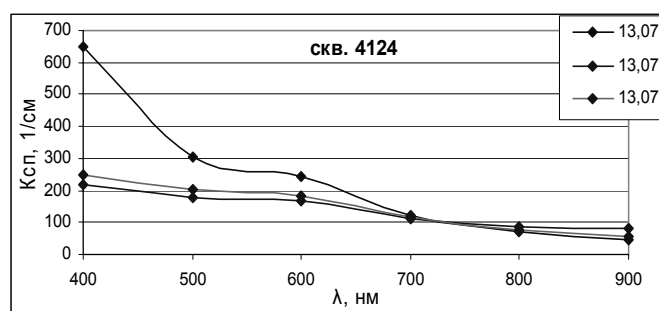


Рис. 1. Спектральные кривые $K_{сп}$

Статистическая обработка лабораторных данных заключалась в расчетах средне-квадратических значений, дисперсии и коэффициентов вариации $K_{сп}$ [4]. К примеру, коэффициент вариации $K_{сп}$ рассчитывался по формуле

$$V\sigma = \frac{\sigma K_{сп}}{\bar{K}_{сп}} \cdot 100, \quad (1)$$

где $V\sigma$ – коэффициент вариации $K_{сп}$, %; $\sigma K_{сп}$ – дисперсия $K_{сп}$, см^{-1} ; $\bar{K}_{сп}$ – средне-квадратическое значение $K_{сп}$, см^{-1} .

При комплексной интерпретации лабораторных и геолого-промысловых данных авторами статьи выявлена зависимость параметра $V\sigma$ (при длине волны 500 нм) от накопленной добычи нефти (для тульских отложений Архангельского месторождения республики Татарстан) в виде линейной регрессии с точностью аппроксимации 0,6433 (рис.2):

$$V\sigma = -0,0003 \cdot \sum Q_n + 55,639. \quad (2)$$

Установлено также, что на элементах месторождения, включающих нагнетательные и реагирующие добывающие скважины, точность аппроксимации значительно выше и изменялась от 0,85 до 1. Для каждого из элементов определяли величины предельной накопленной добычи, с учетом полученных зависимостей подсчитали остаточные извлекаемые запасы, составившие 281254 т. Параметр $V\sigma$ характеризует степень неоднородности добываемой нефти по $K_{сп}$. Пониженные значения $V\sigma$ могут указывать на значительные изменения состава добываемой нефти при длительной разработке пластов, например, увеличение в ней доли смол и асфальтенов, вследствие чего нефть становится более однородной по $K_{сп}$.

Емкостно-фильтрационные свойства коллекторов в процессе их разработки также претерпевают изменения, что отражается в изменении оптических свойств добываемой из них нефти. Наиболее сильно меняется при этом проницаемость коллекторов. Приводятся зависимости $V\sigma$ и $\sigma K_{сп}$ нефти от параметра $A_{гк}$, который определялся по показаниям диаграмм гамма-каротажа скважин, используемых для определения коэффициентов глинистости и оценки коэффициентов общей пористости и проницаемости коллекторов (рис.3). Более высокие значения $A_{гк}$ характерны для коллекторов с большей глинистостью и общей пористостью при их меньшей проницаемости. Выявленные зависимости имеют вид линейной регрессии с достаточно высокой точностью аппроксимации данных R^2 . Пониженные значения $V\sigma$ и $\sigma K_{сп}$, а значит и меньшая неоднородность добываемой нефти по $K_{сп}$, характерны для коллекторов с повышенной глинистостью, общей пористостью и с пониженной проницаемостью.

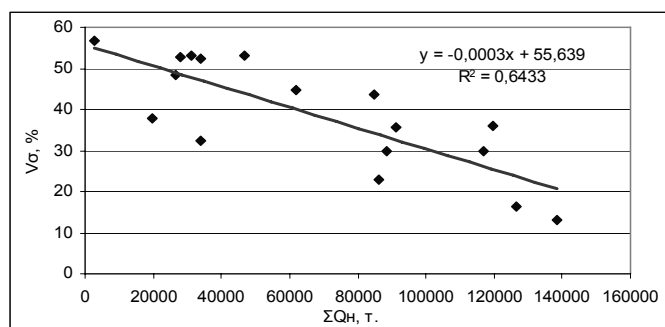
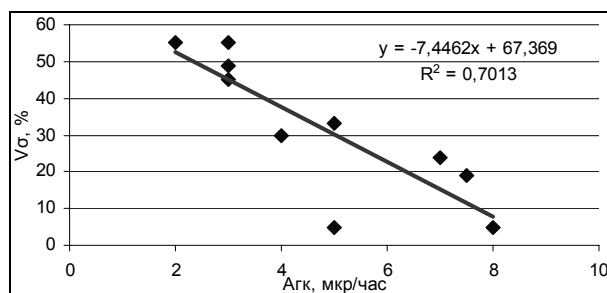


Рис. 2. Влияние накопленной добычи на $V\sigma$ добываемой нефти



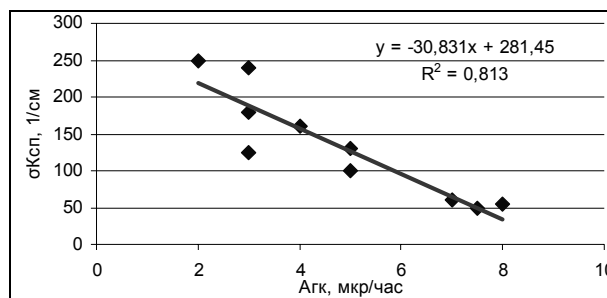


Рис. 3. Зависимости V_u и $u_{Ксп}$ нефти от величины $A_{гк}$

Таким образом, изменение оптических свойств нефти в процессе разработки можно использовать для определения текущих свойств коллекторов разрабатываемого месторождения.

Применимость оптического метода для оценки эффективности геолого-технических мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов можно показать на примере закачки сшитых полимерных систем (СПС) в тульские отложения Архангельского месторождения. Назначение СПС – блокировать обводнившиеся интервалы и участки разрабатываемого пласта и как следствие включить в разработку не дренируемые участки и прослои, уменьшив обводненность продукции скважин. Изменение свойств нефти после закачки СПС может свидетельствовать о вовлечении в разработку низкопроницаемых прослоев. При этом уменьшению обводненности продукции скважин после закачки СПС соответствует увеличение параметра коэффициента вариации $K_{сп} \Delta V\sigma$ добываемой нефти, а увеличению обводненности продукции, что также может иметь место, снижение $\Delta V\sigma$ нефти (рис.4). Параметр $\Delta V\sigma$ нефти вычислялся по формуле

$$\Delta V\sigma = V\sigma - V\sigma^*, \quad (3)$$

где $V\sigma$ – коэффициент вариации $K_{сп}$ нефти до закачки СПС; $V\sigma^*$ – коэффициент вариации $K_{сп}$ нефти после закачки СПС.

Изменение обводненности продукции скважин после закачки СПС вычислялось по формуле

$$\Delta B = B - B^*, \quad (4)$$

где B – обводненность продукции до закачки СПС; B^* – обводненность продукции после закачки СПС.

Зависимость $\Delta V\sigma$ нефти от изменения обводненности продукции скважин после закачки СПС имеет вид линейной регрессии с коэффициентом корреляции 0,664.

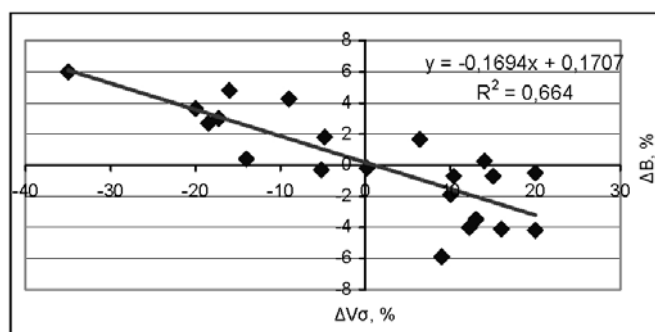


Рис. 4. Влияние обводненности продукции на оптические свойства добываемой нефти

Приведенные примеры указывают на высокую точность аппроксимации оптических свойств добываемой нефти с показателями разработки и свойствами коллекторов, подтверждая перспективность разработки оптических интеллектуальных систем для управления запасами и свойствами коллектора. Предлагаемая принципиальная схема интеллектуальной системы (рис.5) предусматривает возможность автоматизированной регистрации оптических параметров добываемой нефти в заданном интервале длин волн и автоматизированную аппроксимацию этих параметров с геолого-промысловыми данными для расчета запасов и свойств коллекторов или обводненности продукции в промысловых условиях. Устройство состоит из 6 основных блоков. Это приемный, фотометрический и выкидной блоки, аналогово-цифровой преобразователь (АЦП), блок хранения и передачи данных, блок термостатирования. Согласно схеме продукция из скважины поступает в выкидную линию 1, оттуда по специальному отводу 2 через поглотитель воды 3 в измерительный фотометрический блок 4. Исследованию оптических свойств нефти предшествует тщательное ее обезвоживание, поскольку даже незначительное содержание воды способно исказить измерения. С этой целью необходима разработка поглотителей воды, которые могут представлять стационарные или съемные устройства в виде гидрофобных мембран или адсорбентов воды. Необходимость незначительного количества обезвоженной нефти, поскольку для определения Ксп по методу минимизированных измерений требуется менее грамма нефти, делает эту задачу вполне реализуемой. Фотометрический блок должен включать источник светового излучения 4,1, свет которого проходит через монохроматор 4,2 для получения светового луча заданной длины волны. Исследуемая нефть поступает в прободержатель 4,3 переменного сечения. Монохроматический свет, проходя через нефть, частично отражается и частично поглощается. Интенсивность прошедшего светового луча замеряется фотометрическим сенсором 4,4. Спектр используемого электромагнитного излучения имеет принципиальное значение. В лабораторных условиях исследуются растворы нефти в органических растворителях. Нефти с низкой плотностью обычно отличаются высокими значениями коэффициентов прозрачности и поэтому их можно исследовать без разбавления органическими растворителями в спектральном диапазоне 400-900 нм. Нефти с высокой плотностью и вязкостью необходимо исследовать в ближней инфракрасной зоне и инфракрасной зоне. Оптимальным является наличие источника в широком диапазоне электромагнитного излучения и автоматизированный выбор системой наиболее подходящего для исследуемой нефти спектрального диапазона. Принципиальным является также наличие прободержателя переменного сечения (при лабораторных измерениях соответствует ширине кюветы, в которой исследуется раствор) поскольку толщина слоя исследуемой нефти влияет на точность определения оптических свойств. Блок для термостатирования необходим для поддержания стандартной температуры измерений или определения текущей температуры исследуемой нефти с целью вычисления поправок на влияние температуры. Создание устройств с автоматическим определением и изменением сечения прободержателя, наиболее подходящим для определения Ксп исследуемой нефти, было бы наиболее оптимальным. Перспективным является также разработка устройств исследования потока, в том числе водонефтяного, их применение на месторождениях с низким содержанием воды в добываемой продукции.

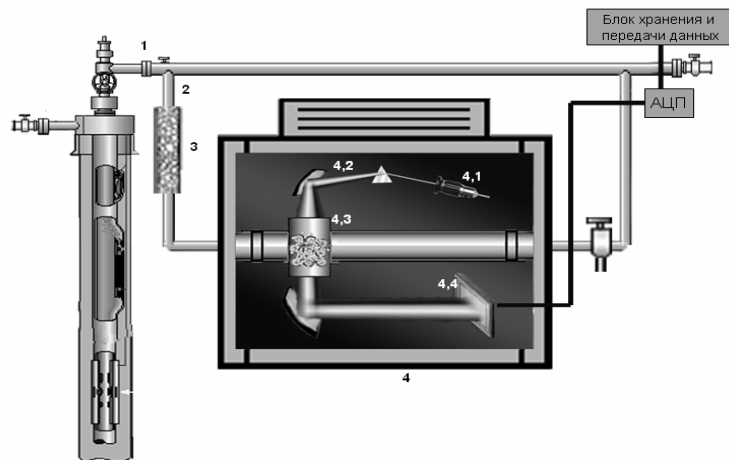


Рис. 5. Принципиальная схема оптической системы

Для контроля измерений предусмотрен кран 5, для периодического отбора проб нефти с целью проведения контрольных лабораторных исследований ее оптических свойств. Назначение АЦП-перевод аналоговых результатов измерений свойств добываемой нефти в цифровой вид для длительного хранения и передачи проводными или беспроводными методами в электронную базу данных, содержащую постоянно обновляющиеся сведения по показателям работы скважин и другие показатели разработки месторождения. Программное обеспечение устройства должно обеспечивать выбор наиболее оптимального спектра электромагнитного излучения, сечения прободержателя и автоматизированную аппроксимацию измеренных свойств нефти в выбранном спектральном диапазоне с показателями работы скважин.

Вывод

Дополняя существующие интеллектуальные системы, представленное устройство может значительно улучшить управление разработкой нефтяного месторождения, в том числе в режиме реального времени получать достоверные сведения о запасах и контролировать изменение свойств коллектора и флюидов в процессе разработки месторождения.

Список литературы

1. Жильцов В.В., Дударев А.В., Демидов В.П. и др. Решение и развитие интеллектуальной технологии мониторинга и управления механизированным фондом скважин // Нефтяное хозяйство. – 2006. – №10. – С.128-130.
2. Бурханов Р.Н. Анализ геолого-геофизических факторов, влияющих на оптические свойства природных битумов и высоковязких нефтей // Материалы научной сессии ученых по итогам 2007 года. – Альметьевск: АГНИ, 2008. – С.20-23.
3. Девликамов В.В., Мархасин И.Л., Бабалян Г.А. Оптические методы контроля за разработкой нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1970. – С.21-29.
4. Шмойлова Р.А. Теория статистики. – М.: Финансы и статистика, 2002. – С.513-517.

Сведения об авторах

Бурханов Р.Н., к.г.-м.н., доцент, заведующий кафедрой «Геология», Альметьевский государственный нефтяной институт, тел.: (8553) 31-00-68

Хазипов Р.Ф., аспирант, Альметьевский государственный нефтяной институт, тел.: (8553) 31-00-68

Хазипов Р.Р., аспирант, Альметьевский государственный нефтяной институт, тел.:

(8553) 31-00-68

Ханнанов М.Т., к.г.-м.н., доцент, Альметьевский государственный нефтяной институт, главный геолог НГДУ «Ямашнефть», тел.: (8553) 31-00-68

Burkhanov R.N., Candidate of Geological-Mineralogical Sciences, professor associate, Head of Department «Geology», Almetievsk State Oil Institute, phone: (8553) 31-00-68

Khazipov R.N., postgraduate student, Almetievsk State Oil Institute, phone: (8553) 31-00-68

Khazipov R.R., postgraduate student, Almetievsk State Oil Institute, phone: (8553) 31-00-68

Khannanov M.T., Candidate of Geological-Mineralogical Sciences, professor associate, Almetievsk State Oil Institute, Chief geologist of NGDU «Yamashneft», phone: (8553) 31-00-68

УДК 622.279.7

**СПЕЦИФИКА КАПИТАЛЬНЫХ РЕМОНТОВ СКВАЖИН
НА ЗАВЕРШАЮЩЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Д.А. Кряквин
(ООО «ТюменьНИИгазпрогаз»)

Капитальный ремонт скважин, завершающая стадия разработки месторождения, специфика

Well-workover operations, final stage of fields development, specific features

Specific features of well-workover operations at the final stage of the fields development.
Kryakvin D.A.

On the example of the gas field Medvezhie located in the North of West Siberia the specific features of well-workover operations at the final stage of oil and gas fields development are discussed. Some criteria of choosing wells to be repaired are proposed. The most optimal methods of well-workover operations at the final stage of the fields development are recommended. Fig.2, ref.4.

В настоящее время большинство месторождений нефти и газа Западной Сибири вступили в завершающую стадию разработки, которая характеризуется низкими пластовыми давлениями, высокой степенью обводненности и разрушением призабойной зоны пласта (ПЗП). Для сохранения проектных уровней добычи нефти и газа необходимо на должном уровне поддерживать техническое состояние эксплуатационного фонда скважин при своевременном и качественном проведении капитального ремонта скважин (КРС).

Рассмотрим это положение на примере Медвежьего месторождения, одного из наиболее проблемных месторождений природного газа Севера Западной Сибири. На месторождении в бездействии находится около 6 % эксплуатационного фонда скважин.

Основные причины ремонта скважин Медвежьего месторождения связаны с их обводнением вследствие подъема газовой воды (ГВК) выше интервала перфорации или конусным подтягиванием пластовых вод и поступлением пластовой воды в скважину по цементному камню, а также с разрушением ПЗП, выносом песка в скважину и образованием песчаных пробок, перекрывающих интервал перфорации, иногда более чем на 50 %.

Поэтому основным видом ремонтных работ на Медвежьем месторождении в последние годы были изоляция притока пластовых вод и крепление ПЗП с помощью передвижных подъемных агрегатов (ППА), а также освоение скважин после завершения ремонта с помощью колтюбинговых установок (рис. 1) [1].