

МЕТОД КОНТРОЛЯ ЗА РАЗРАБОТКОЙ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРИ ВНУТРИПЛАСТОВОЙ ВОДОИЗОЛЯЦИИ

Раупов И.Р.

научный руководитель д-р техн. наук, профессор Кондрашева Н.К.

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»

Нефтеносные пласты Акташской площади Ново-Елховского месторождения в разрезе представлены терригенными отложениями кыновского и пашийского горизонтов девона. Главными особенностями геологического строения объекта являются его многопластовость (в разрезе выделяются до 6 продуктивных пластов), высокая послонная и зональная неоднородность, прерывистость в распространении коллекторов (табл.1), что приводит к неодинаковой степени охвата продуктивных пластов влиянием закачки, в конечном итоге к различной интенсивности выработки этих пластов, созданием застойных, тупиковых нефтяных зон и небольших линз [2].

Таблица 1. Характеристики продуктивных горизонтов верхнего девона Акташской площади Ново-Елховского месторождения по результатам интерпретации ГИС

№ п/п	Горизонт	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м		Коэф-т песчанистости, д.ед.		Коэф-т расчлененности, д.ед.		Коэф-т проницаемости, 10^{-3} мкм ²		Коэф-т пористости, д.ед.	
		Мин. зн-е	Макс. зн-е	Мин. зн-е	Макс. зн-е	Мин. зн-е	Макс. зн-е	Мин. зн-е	Макс. зн-е	Мин. зн-е	Макс. зн-е
1	Кыновский	0,8	8,6	0,07	0,32	1	2	17	7008	0,131	0,26
2	Пашийский	0,8	29,4	0,28	0,59	1	8	13	4844	0,116	0,289

Неоднородность и расчлененность эксплуатационного объекта обуславливают разноскоростную выработку пластов. В результате воспроизведения истории разработки девонских отложений Акташской площади Ново-Елховского месторождения с использованием геолого-гидродинамического моделирования была получена карта остаточных запасов (рис.1), на которой красным цветом обозначены участки с наибольшими текущими остаточными запасами нефти, более темными – с наименьшими запасами. При этом значения остаточных запасов варьируют в пределах от 0 до 7265 тыс. м³ [4]. Значительное изменение текущих остаточных запасов нефти по всей площади месторождения обуславливается разноскоростной выработкой пластов из-за неоднородности и расчлененности эксплуатационного объекта.

При отсутствии системы контроля это может привести к существенному уменьшению нефтеизвлечения. Поэтому на эксплуатационном объекте необходимо совершенствовать организацию системы контроля за разработкой нефтяного месторождения, основной задачей которого является определение продвижения контуров нефтеносности и закачиваемой воды, подъема ВНК, состояния заводнения пластов и их выработки [2].

Контроль за разработкой нефтяных месторождений на современном этапе проводится геофизическими, гидродинамическими и геохимическими лабораторными методами. К геохимическим лабораторным методам относятся оптические

исследования, наиболее чутко реагирующие на изменение химического состава нефти [5].

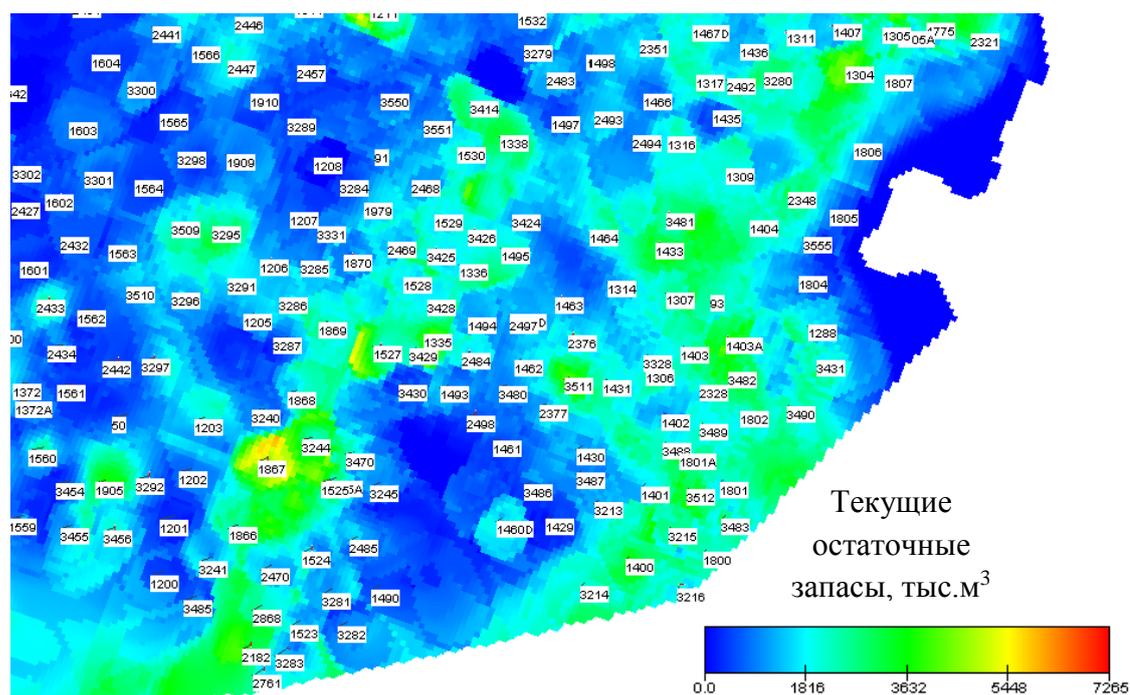


Рисунок 1. Выкопировка из карты текущих остаточных запасов нефти девонских отложений Акташской площади Ново-Елховского месторождения

Авторами проведены многочисленные лабораторные исследования оптической плотности D проб нефти Ново-Елховского месторождения с использованием однолучевого спектрофотометра Unicо 2100. Пробы нефти обезвоживались с помощью хлористого кальция CaCl_2 термостатированием в условиях длительного воздействия (до 48 часов) тепловых волн ($t=60-65^\circ\text{C}$).

Исследования коэффициента поглощения света нефти ε нефтяной дисперсной системой (НДС) выполнены с добавлением органического растворителя – 4-хлористого углерода CCl_4 (ГОСТ 20288-74) для растворения органических соединений (АСПО, частицы асфальтенов).

Коэффициент поглощения света рассчитывали по формуле (1):

$$\varepsilon = \frac{D}{0,4343 \cdot C \cdot l}, \quad (1)$$

где D – оптическая плотность раствора,

0,4343 – коэффициент, появляющийся при переходе из логарифмической формы записи закона Бугера - Ламберта – Бэра к десятичным логарифмам $\log(e)=0,4343$.

По результатам проведенных лабораторных исследований оптических свойств нефти установлены зависимости степенного характера между коэффициентами поглощения света нефти и промышленными данными (дебитом нефти и обводненностью) до и после проведения внутрислоистой водоизоляции (ВВ). Как видно из рис. 2 (слева), можно разделить технологии внутрислоистой водоизоляции на 2 группы: 1-ая группа – те технологии ВВ, с увеличением дебита нефти для которых уменьшается коэффициент поглощения света нефти, что объясняет подключение тупиковых или застойных зон в разработку месторождения с более легкой нефтью, т.е. с меньшим содержанием асфальтенов и смол; 2-ая группа – технологии ВВ, для которых с увеличением дебита увеличивается ε , что скорее всего свидетельствует об доотмыве пленочной нефти с высоким содержанием асфальтенов и смол без подключения новых участков, запечатанных нефтью.

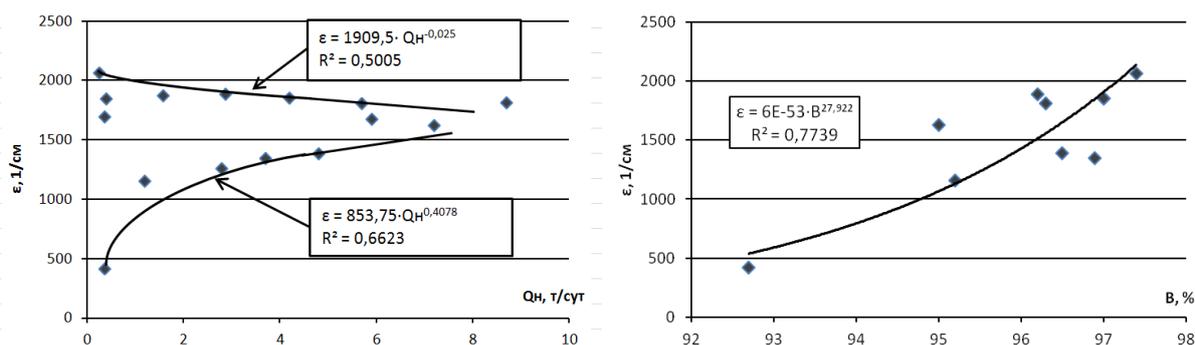


Рисунок 2. Корреляционные зависимости дебита нефти, обводненности и коэффициента поглощения света нефти

В ходе исследований оптической плотности D проб нефти обнаружено anomальное поведение коэффициента поглощения света нефти в ультрафиолетовой части спектра: абсорбция света достигает максимума при длине волны $\lambda=340$ нм. Например, после закачки микрогелевых полимерных систем с ПАВ [7] на скважине №3321 пик коэффициента поглощения света нефти увеличился с $14083,8 \text{ см}^{-1}$ до 21695 см^{-1} (при концентрации растворенного вещества $c=0,0101\%$) (рис. 3).

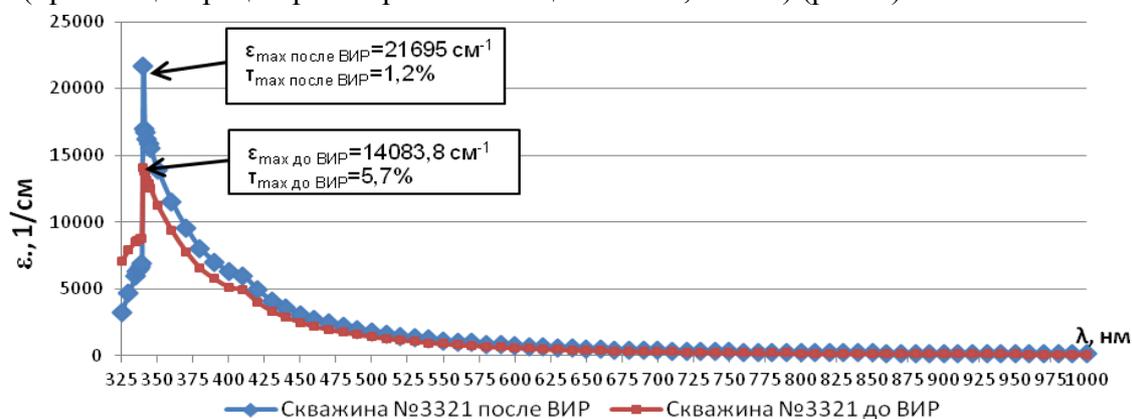


Рисунок 3. Спектральные кривые пробы нефти скв. №3321 до и после внутрислоевого водоизоляции

Полученные на рентгеновском аппарате для спектрального анализа амплитудные спектры химических элементов, содержащихся в подготовленной пробе и золе нефти, свидетельствуют о содержании металлопорфиринов в исследуемых пробах (табл.2).

Таблица 2. Содержание в % химических элементов в пробе и золе нефти скважины № 3321

№ п/п	Название пробы нефти	Условие проведения ВВ	Содержание элементов в %								
			Al	P	S	Ca	V	Fe	Ni	Zn	Ru
1	нефть скв. №3321	до	0,75	0,76 9	93,4 94	1,30 9	0,94 9	0,03 57	0,28	0,00 59	2,4 07
		после	0,69 2	0,74 1	93,1	1,28 9	0,94 1	0,04 42	0,26 4	0,00 44	2,9 25
2	зола нефти скв. №3321	до	0,62 3	0,50 2	88,5 45	0,79 7	6,03 8	0,11 5	2,14 7	0,04 33	1,1 9
		после	0,66	0,47 8	90,0 59	0,70 4	5,24 4	0,07 23	1,88 9	0,02 31	0,8 7

Рентгенофлуоресцентный анализ образцов нефти в чистом виде и ее золы, полученной после сжигания нефти в электрической муфельной печи SNOL 7,2/1300 L по стандартной методике ГОСТ 28583-90 (ИСО 6245-82) «Определение содержания

золе» [3], заключался в следующем. Исследуемые образцы нефти, установленные в пробозагрузочное устройство, в рабочем положении облучаются рентгеновской трубкой. В результате взаимодействия рентгеновского излучения с веществом в исследуемом образце нефти возникает вторичное флуоресцентное излучение, в спектре которого присутствуют характеристические линии тех элементов, которые входят в состав образца нефти. Наличие в спектре линий данного элемента свидетельствует о присутствии его в образце нефти, а интенсивность этих линий позволяет судить о концентрации элементов.

На рис.4 схематично изображена рентгенооптическая схема спектрометра, поясняющая его работу. Первичное излучение рентгеновской трубки 2 возбуждает в исследуемом образце 1 флуоресцентное излучение, которое через входную щель 3 попадает на фокусирующий кристалл-анализатор 4, выделяющий из спектра образца характеристическую линию, соответствующую условиям отражения по закону Вульфа-Брэгга (2):

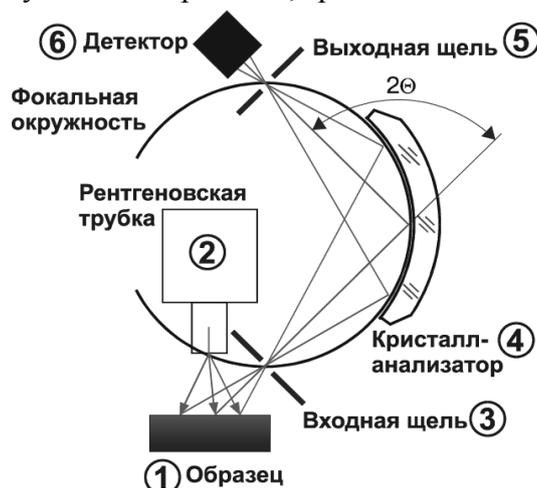
$$n \cdot \lambda = 2 \cdot d \cdot \sin \theta, \quad (2)$$

где n - порядок отражения ($n = 1, 2, \dots$);

λ - длина волны падающего излучения, А;

d - межплоскостное расстояние кристалл-анализатора, А;

θ - угол падения излучения на кристалл, град.



1 – исследуемый образец; 2 - рентгеновская трубка; 3 - входная щель; 4 - кристалл-анализатор; 5 - приемная (выходная) щель; 6 - блок детектирования;

Рисунок 4. Принципиальная рентгенооптическая схема

Выделенное излучение кристалл-анализатор 4 фокусирует в приемную щель 5 блока детектирования 6, сигнал с которого поступает на вход усилителя-дискриминатора, затем на вход счетного устройства. Число импульсов, зарегистрированное за установленное время экспозиции пропорционально содержанию соответствующего химического элемента в образце, и, в зависимости от конкретной аналитической задачи, может быть пересчитано по различным методикам в процент концентрации или массовую долю элемента в образце.

Принцип работы фиксированных каналов, построенных по энергодисперсионной схеме, основан на свойстве пропорционального детектора получать амплитуду импульса аналитического сигнала пропорциональной энергии регистрируемых рентгеновских квантов. Кванты характеристического излучения атомов разных химических элементов имеют различную энергию, следовательно, электрический сигнал с детектора, зарегистрировавшего тот или иной квант, будет иметь разную амплитуду, и амплитудный спектр позволит судить об элементном составе пробы (рис.5) [1,8].

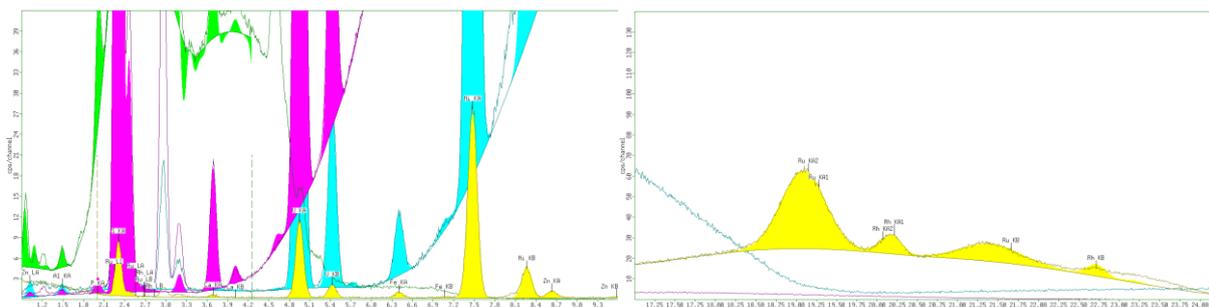


Рисунок 5. Характеристические линии золы нефти скв. № 3321 до ВВ

Результаты лабораторных исследований оптических свойств нефти и анализ промысловых данных (дебит нефти, обводненность) до и после проведения внутрипластовой водоизоляции позволили установить наиболее эффективную технологию – закачку щелочно-полимерной композиции на основе гидроксида натрия и полимера (эфиров целлюлозы, полиакриламида и полиоксиэтилена) [6]. Рентгенофлуоресцентный анализ нефти в чистом виде и ее золы показал, что в нефти девонских отложений Акташской площади Ново-Елховского месторождения содержится микроэлемент платиновой группы Ru (рутений), относящийся к ультраредким. Нефть нефтематеринских толщ сапропелевого типа характеризуется значительно большими концентрациями V и Ni и соотношениями $V/Ni > 1$ (в условиях Ново-Елховского месторождения $V/Ni > 2,81$ до ВВ, $V/Ni > 2,78$ после ВВ), чем нефти гумусового и сапропелевого-гумусового типа, отличающиеся тем, что $V/Ni < 1$ [9].

Список используемой литературы

1. Аппараты рентгеновские для спектрального анализа Спектроскан Макс –G, -GF1E, -GF2E. Паспорт РА7.000.000 ПС. – Санкт-Петербург: ООО «НПО «СПЕКТРОН», 2012. – 38 с.
2. Геологический отчет нефтегазодобывающего управления «Елховнефть» за 2010 год. Геологический отдел, технологический отдел разработки нефтяных и газовых месторождений НГДУ «Елховнефть». НГДУ «Елховнефть», 2010. – С. 59-129.
3. ГОСТ 28583-90 (ИСО 6245-82) «Определение содержания золы».
4. Раупов И.Р. Дипломный проект «Анализ и рекомендации по совершенствованию разработки объектов девона Акташской площади Ново-Елховского месторождения с использованием геолого-гидродинамического моделирования». Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2013. – С. 63-66.
5. Раупов И.Р., Бурханов Р.Н., Кондрашева Н.К. // Оптический метод контроля разработки месторождений углеводородов. Актуальные проблемы науки и техники. Сборник научных трудов VI Международной научно-практической конференции молодых ученых. – Уфа: Нефтегазовое дело, 2013. – С. 41-43.
6. РД 153-39.0-576-08 «Инструкция по технологии повышения выработки пластов с использованием модифицированных щелочно-полимерных композиций (технология ЩПК-М)» – Бугульма: ТатНИПИнефть, 2008. - 36 с.
7. РД 153-39.0-737-11 «Инструкция по технологии увеличения нефтеизвлечения из пластов путем закачки микрогелевых полимерных систем с ПАВ (технология МГС-КПС)» – Бугульма: ТатНИПИнефть, 2011. - 42 с.
8. Спектрометр РСФА Epsilon 3. Руководство пользователя. – Алмело, Нидерланды: PANalytical B.V., 2011. – 79 с.
9. Хаджиев С.Н., Шпирт М.Я. // Микроэлементы в нефтях и продуктах их переработки. Ин-т нефтехимического синтеза им. А.В. Топчиева РАН. – М.: Наука, 2012. – С. 3-76.