

## Литература

1. Ezhova A.V. Pore space genesis and rock-fluid properties of Paleozoic reservoirs of Tomsk area fields // *Geologiya Nefti i Gaza*, 2007. – № 3. – P. 20 – 24.
2. Ковешников А.Е. Влияние герцинского складкообразования на сохранность палеозойских образований Западно-Сибирской геосинеклизы // *Известия Томского политехнического университета*, 2013. – Т. 323. – № 1. – С. 148 – 151.
3. Конторович В.А. Сейсмогеологические критерии нефтегазоносности зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений Западной Сибири (на примере Чузикско-Чижалпской зоны нефтегазонакопления) // *Геология и геофизика*, 2007. – Т. 48. – № 5. – С. 538 – 547.
4. Решения межведомственного совещания по рассмотрению и принятию региональной стратиграфической схемы палеозойских образований Западно-Сибирской равнины / Под ред. В.И. Краснова. – Новосибирск: Сиб. научно-исслед. инст-т Геологии, геофизики и минерал. сырья, 1999. – 80 с.

## СОСТАВ НЕФТЕЙ ПЕРМОКАРБОНОВОЙ ЗАЛЕЖИ УСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

О.С. Козырева<sup>1</sup>, Д.И. Чуйкина<sup>2</sup>Научный руководитель профессор О.В. Серебренникова<sup>1,2</sup><sup>1</sup>Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия<sup>2</sup>Институт химии нефти, г. Томск, Россия

В настоящее время большинство крупных месторождений России вступило в позднюю стадию разработки. В связи с чем, происходит вовлечение в разработку месторождений, характеризующихся сложным строением, а также высокой вязкостью добываемой нефти [1].

Примером является Усинское месторождение. Оно является самым крупным в Республике Коми, входит в Тимано-Печорскую нефтегазоносную провинцию.

Среди карбонатных пород выделяются следующие структурно-генетические типы: органогенные и органогенно-детритовые известняки; органогенно-водорослевые и водорослевые известняки; обломочные и органогенно-обломочные известняки; комковатые, сгустковые и комковато-сгустковые известняки; тонкозернистые известняки; доломиты. Разрез пермокарбонтовой залежи, кроме слоистых известняков, включает чистые известняки биогермного типа. Залежь отличается крайней степенью неоднородности, высокой прерывистостью продуктивных прослоев и расчлененностью разреза. Большой этап нефтеносности и высокие значения нефтенасыщенных толщин обусловили необходимость выделения в разрезе залежи 3 объектов разработки: I – нижний (НО), II – средний (СО) и III – верхний (ВО).

Для выявления характеристических особенностей нефтей из разных объектов были определены физико-химические свойства (вязкость и плотность); исследованы состав и содержание в добываемой нефти насыщенных и ароматических углеводородов, серу- (дибензотиофенов), кислород- (добензофуранов) и металлсодержащих органических соединений (металлопорфиринов). Состав насыщенных и ароматических УВ, дибензотиофенов и дибензофуранов исследовали методом ГХ-МС с использованием магнитного хромато-масс-спектрометра DFS фирмы Thermo Scientific и хроматографической колонки фирмы Thermo Scientific, неподвижная фаза – TR-5MS. Содержание металлопорфиринов определяли методом электронной спектроскопии. Содержание нафтеновых кислот определяли методом потенциометрического титрования.

Анализ группового состава углеводородов нефтей из скважин, эксплуатирующих один объект, показывает различие верхнего, среднего и нижнего объектов и изменение состава.

Для нефтей Усинского месторождения характерна высокая плотность и вязкость. Плотность нефтей варьирует в пределах 918,0-986,3 кг/м<sup>3</sup> (в среднем 950,5 кг/м<sup>3</sup>), вязкость – 829,52-16906,52 мПа·с, в среднем 6487,9 мПа·с. Средние значения плотности возрастают от верхнего к нижнему объекту. Не прослеживается какой-либо зависимости между плотностью и вязкостью нефти.

Тем не менее, средние значения этих показателей, рассчитанные для нефтей, добытых из отдельных объектов, показали закономерное увеличение плотности нефти вниз по стратиграфическому разрезу. Вязкость нефтей возрастает с увеличением относительного содержания в нефти цикланов и ароматических углеводородов и снижается по мере возрастания доли алканов.

Нефти характеризуются высоким содержанием нафтеновых кислот (1,13-2,13 % масс.), максимальные концентрации которых отмечены в нефтях верхнего и среднего объектов присводовой части месторождения.

Содержание металлопорфиринов в нефтях изменяется от 365 нмоль/г нефти до 548 нмоль/г (табл. 1).

По разрезу пермокарбонтовой залежи содержание металлопорфиринов меняется незакономерно, но в большинстве повышенное содержание металлопорфиринов фиксируется в нефтях, залегающих вне зоны распространения биогермных известняков.

На основании хромато-масс-спектрометрического исследования установлено, что в составе углеводородов всех исследованных нефтей присутствуют алканы состава C<sub>12</sub>-C<sub>26</sub>; цикланы, представленные би- (сесквитерпаны) три- (трициклические терпаны), тетра- (стераны и секогопаны) и пентациклическими (гопаны) структурами; моно- (триметилалкилбензолы), би- (нафталины) и трициклические (флуорантены и фенантрены) ароматические углеводороды. Идентифицированы также нафтеноароматические соединения – моно- и триароматические стераны. Дибензотиофены (соединения, содержащие в молекуле серу) и дибензофураны (кислородсодержащие соединения) включают незамещенные и метилзамещенные структуры.

Таблица 1

*Физико-химические характеристики нефти Усинского месторождения*

№ скв.	Вязкость динамическая, мПа·с	Плотность кг/м <sup>3</sup>	Содержание нафтеновых кислот, % масс.		Содержание порфиринов, нмоль/г		
			COOH-гр.	Кислоты	Ni-P	VO-P	Ni-P+VO-P
2762 верх.	8499.88	943.9	0.31	2.07	111	363	474
3028 верх.	2001.19	946.6	0.17	1.13	105	284	389
1031 сред.	3342.68	973.6	0.32	2.13	109	312	421
7159 сред.	4297.02	960.0	0.20	1.33	107	258	365
574 ниж.	6922.57	950.0	0.31	2.07	104	380	484
7166 ниж.	5694.53	963.0	0.25	1.67	130	418	548

Условные обозначения: Ni-p – никелевые комплексы порфиринов, VO-p – ванадиевые комплексы порфиринов  
Содержание всех этих соединений в нефтях приведено в табл. 2.

Таблица 2

*Состав углеводородов, серу- и кислородсодержащих соединений нефтей*

Номер скважины	2762	3028	1031	7159	574	7166
Объект	Верхний		Средний		Нижний	
Класс соединений	Содержание, % отн.					
Алканы	28.44	44.42	18.73	19.02	8.35	23.49
Гопаны	7.61	2.43	4.93	3.65	5.29	3.57
Стераны	3.06	0.96	2.18	1.66	2.54	1.50
Секогопаны	1.23	0.44	0.88	0.75	0.98	0.58
Сесквитерпаны	8.80	1.42	7.06	2.40	2.61	2.19
Трициклические терпаны	3.44	1.58	3.11	2.59	3.56	2.64
Нафталины	16.15	20.81	25.96	28.26	28.93	27.18
Фенантрены	15.91	14.11	21.40	20.26	25.68	20.32
Флуорены	7.72	3.77	4.91	5.84	6.67	5.13
Алкилбензолы	3.71	4.09	5.90	5.37	6.55	5.86
Дибензотиофены	2.69	1.73	4.01	4.74	2.50	2.04
Дибензофураны	0.59	0.32	0.45	0.09	0.42	0.45
Триароматические стераны	0.33	0.10	0.21	0.18	0.23	0.16
Моноароматические стераны	0.31	0.12	0.24	0.21	0.30	0.17

Максимальная доля приходится на содержание ароматических углеводородов. Разброс значений не так велик: 3,71-28,93 % отн., в среднем 13,8 % отн. Цикланы присутствуют в изученных нефтях в довольно близких концентрациях (0,44-8,8 % отн., в среднем 2,85 % отн.). В несколько большей степени меняется концентрация дибензотиофенов – от 1,73 % отн. до 4,74 % отн., в среднем 2,95 % отн. и дибензофуранов – 0,09-0,59 % отн., в среднем 0,38 % отн. Причем, максимальные концентрации дибензотиофенов отмечены в нефтях среднего объекта и в нефти из скважины, совместно эксплуатирующей средний и нижний объекты. Это указывает на возможность использования этого показателя для распознавания нефтей среднего объекта.

Среди нафтеновых структур в большинстве нефтей доминируют бициклические структуры (сесквитерпаны). Особенно велико их относительное содержание в нефтях нижнего объекта. Высокое содержание гопанов (петациклических цикланов) зафиксировано в двух нефтях верхнего объекта и одной – среднего. Каких-либо закономерностей изменения состава цикланов по площади месторождения не отмечено.

Сопоставление величин вязкости нефтей и относительного содержания отдельных классов идентифицированных соединений показывает, что вязкость нефтей Усинского месторождения определяется, в основном, содержанием в их смеси ароматических углеводородов и цикланов. От содержания других индивидуальных классов углеводородов вязкость не зависит. Это согласуется с физико-химическими свойствами индивидуальных углеводородов, среди которых максимальной вязкостью характеризуются циклановые и ароматические структуры.

Анализ полученных данных позволяет сделать выводы о том, что различие в составе нефтей отдельных объектов фиксируется по составу углеводородов и серу-содержащих соединений. А также при переходе от сводовой части залежи к периферии.

Для нефтей верхнего объекта характерно повышенное содержание алканов и низкое, по сравнению с нефтями среднего и нижнего объектов, содержание ароматических углеводородов. Особенно это заметно в нефтях из присводовой части залежи.

Нефти среднего объекта отличаются высоким относительным содержанием триароматических углеводородов. Как и в случае нефтей верхнего объекта, от крыльев к присводовой части наблюдается увеличение относительного содержания в нефти алкановых структур.

#### Литература

1. Якуцени В.П., Петрова Ю.Э., Суханов А.А. Динамика доли относительного содержания трудноизвлекаемых запасов нефти в общем балансе // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2007. – С. 1 – 11.
2. Красноярова Н.А. Распределение вязких и парафинистых нефтей по площади и разрезу отложений юго-востока Западной Сибири / Н.А. Красноярова, И.Г. Яценко, О.В. Серебряникова // Известия Томского политехнического университета, 2015. – Т. 326. – № 2. – С. 70 – 79.

### ГЕОХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ НЕФТИ И ГАЗА. ПИРОЛИЗ

**М.С. Костина**

Научный руководитель старший преподаватель Е.А. Кузнецова  
**Пермский государственный национальный исследовательский университет,  
 г. Пермь, Россия**

Геохимическими поисками называют прямой метод обнаружения нефтяных скоплений, основанный на предположении, что часть углеводородов мигрирует из нефтяных и газовых скоплений на поверхность непосредственно над природным резервуаром. Методика поисков заключается в отборе образцов с определенной глубины по сетке и анализе углеводородов или других веществ, на которые может влиять присутствие углеводородов. Этот метод предназначен для установления невидимых нефтегазопроявлений, являющихся, например, результатом диффузии углеводородов к поверхности [4].

Выделяют две большие группы геохимических поисков: поверхностные и глубинные.

Поверхностные поиски в основном представлены геохимической съемкой. Наиболее часто используемые из методов геохимической съемки, это:

- геохимическая съемка по приземному воздуху;
- геохимическая съемка по свободному газу поверхностных отложений;
- геохимическая съемка по почвам, илам, грунтам и горным породам, выходящим на поверхность (проводится изучение состава газов, находящихся в них, с помощью хроматографического анализа);
- геохимическая съемка по шламу и керну неглубоких скважин (отбор образцов/проб шлама и керна и извлечение из них газа);
- геохимическая съемка по поверхностным водотокам (применяется реже других);
- геохимическая съемка по растительному покрову.

Применение поверхностных геохимических поисков, вероятно, будет наиболее полезным при выявлении источников нефтегазопроявлений, связанных с разломами, трещинами, несогласиями, соляными и глиняными диапирами и магматическими интрузиями.

К глубинным поискам относятся такие методы как: газовый каротаж, анализ керна и шлама, поиск по пластовым водам, электронный парамагнитный спиновой резонанс, элементный анализ, определение по цвету керогена, отражательная способность витринита и пиролиз. Последний метод является одним из самых информативных. Рассмотрим его подробно.

Пиролитический метод – это термический метод, подразумевающий высокие температуры нагрева органического вещества. В отличие от трудоемких и дорогостоящих методов выделения концентратов пиролитический метод дает возможность получить информацию о нефтематеринской породе без длительной обработки керна и шлама.

Дж. Эспиталье был разработан стандартный пиролитический метод, в котором используется специальное пиролитическое устройство Rock-Eval. В результате пиролиза получается кривая (рис.), на которой выделяются пики  $S_0$ ,  $S_1$ ,  $S_2$ ,  $S_3$ , соответствующие основным группам компонентов.

Данные показатели можно идентифицировать следующим образом:  $S_0$  – содержание в породе углеводородного ряда  $C_1+C_7$  (кг/т) (т.е. продуктов, выделяющихся при невысокой температуре (90 °C) в течение 2 мин, главным образом углеводородных газов);  $S_1$  – содержание в породе жидких углеводородов нефтяного ряда  $C_8+ \dots +C_{15}+ \dots$  (углеводородов и нефтеподобных соединений, улетучивающихся до 280–300 °C);  $S_2$  – углеводороды и родственные им компоненты, генерированные при более высоких температурах (более 500 °C). Этот пик сопоставляется с количеством углеводородов (кг/т или мг/т породы), которые могут образовываться при полной реализации нефтематеринского потенциала содержащегося в породе органического вещества;  $S_3$  – выход  $CO_2$ , полученного в результате пиролиза органического вещества. Температура  $T_{max}$  соответствует максимуму выхода продуктов углеводородного типа, полученных в результате крекинга.