

# **ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ**

**МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ  
«Перспективные материалы с иерархической структурой  
для новых технологий и надежных конструкций»**

**X МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ  
«Химия нефти и газа»**

Томск

Издательский Дом ТГУ

2018

1

DOI: 10.17223/9785946217408/402

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФИЛЬНОСТИ ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРА ПЕРМОКАРБОНОВОЙ ЗАЛЕЖИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ УСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

<sup>1</sup>Рожественский Е.А., <sup>1</sup>Козлов В.В., <sup>2</sup>Король И.С., <sup>1</sup>Кувшинов В.В.,  
<sup>1</sup>Перевезенцев С.А., <sup>1</sup>Алтунина Л.К., <sup>2</sup>Головко А.К.

<sup>1</sup>ФГБУН Институт химии нефти СО РАН, Томск, Россия

<sup>2</sup>ФГБУН Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Томский филиал, Томск, Россия

Пермокарбонная залежь сводово-массивного типа Усинского нефтяного месторождения расположена на северо-востоке Республики Коми. Эксплуатационно залежь разделена на три объекта (верхний, средний и нижний). Нефть пермокарбонной залежи характеризуется высокой вязкостью, плотностью и средним содержанием серы и относится к трудноизвлекаемым запасам. Среди методов увеличения нефтеотдачи на данной залежи широкое распространение получили паротепловые методы в сочетании с закачкой химических реагентов [1]. Для разработки новых, более эффективных нефтевытесняющих композиций и моделирования фильтрационных процессов в лабораторных условиях важна информация о породе-коллекторе, содержащей нефть (химический и минералогический состав, характер смачиваемости, проницаемость, пористость, нефтенасыщенность исходных образцов материнской породы).

В данной работе на примере нефтенасыщенных образцов керна скважин №5339 (средний эксплуатационный объект) и №2956 (верхний и средний эксплуатационный объект) Усинского месторождения определен элементный (минералогический) состав и характер смачиваемости поверхности породы.

В таблице 1 представлены результаты рентгенофлуоресцентного анализа кернов.

Таблица 1.

Породообразующие оксиды, определенные методом рентгенофлуоресцентного анализа.

Скв./мас. %	SiO <sub>2</sub>	TiO <sub>2</sub>	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> общ	CaO	MgO	MnO	SO <sub>3</sub>	Cr <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	BaO	NiO	V <sub>2</sub> O <sub>5</sub>
<b>2956</b>	0.98	>0.01	0.67	0.08	50.34	0.22	0.01	0.43	>0.01	0.22	>0.01	>0.01
<b>5339</b>	0.23	>0.01	0.69	0.13	50.33	0.14	0.01	0.81	0.14	0.20	>0.01	>0.01

Сопоставляя данные по основным породообразующим оксидам, следует отметить, что оба изучаемых образца достаточно близки по своему химическому составу, характерному для известняков.

Согласно результатам рентгеноструктурного анализа представленные образцы содержат CaCO<sub>3</sub> (характеристическая карта PDF 01-071-3699 базы данных PDF-2). Степень кристалличности образцов керна составила 85-90 %.

В то же время есть отличия в составе микрокомпонентов, представленные более подробно на рис. 1.

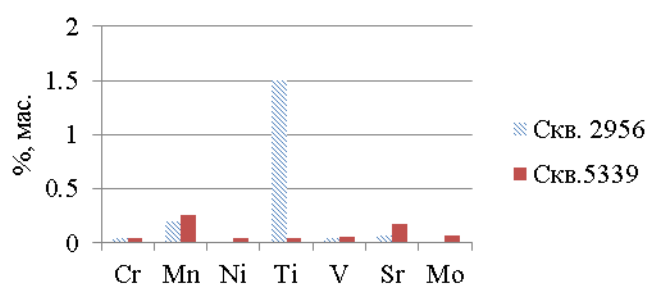


Рис. 1. Содержание микрокомпонентов в нефтенасыщенном керне, определенное методом рентгенофлуоресцентного анализа

Так образец керна скв. №2956 содержит значительное количество титана по сравнению с его содержанием в керне скважины №5339. Наличие титана в составе известняков Усинского

## Секция 10. Материалы и реагенты для повышения нефтеотдачи, транспортировки нефти и переработки углеводородного сырья

месторождения можно считать особенностью месторождений Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна. Известно, что на Ярегском месторождении разработка титановых руд ведется в промышленном масштабе.

Определение фильности образцов породы проводили двумя независимыми методами:

- метод капиллярного впитывания
- ОСТ 39-180-85. Нефть. Метод определения смачиваемости углеводородосодержащих пород [2].

Исходные образцы kernового материала предварительно экстрагировались спирт-бензольной (1:3) смесью в аппарате Сокслета в течение 30 часов. Содержание битумоидов составило 4.1 % и 5.8 % для скважин №2956 и №5339 соответственно. Угол избирательного смачивания модели пластовой воды Усинского месторождения с kernовым материалом, определенный методом капиллярного впитывания и рассчитанный по формуле Жюрена, составил 89°, смачивание нейтральное. Угол избирательного смачивания нефтью равен 0°, полностью смачивается. Оба метода дали согласованные результаты. В ходе определения смачиваемости kernового материала по ОСТу механическая прочность образцов уменьшалась и, в конечном итоге, они разрушались, что позволило получить лишь оценочные результаты.

На рис. 2 представлена фотография капли дистиллированной воды на поверхности kernа скв. №2956 после экстракции битумоидов спирт-бензольной смесью. Видно, что смачиваемость образца водой близка к нейтральной.

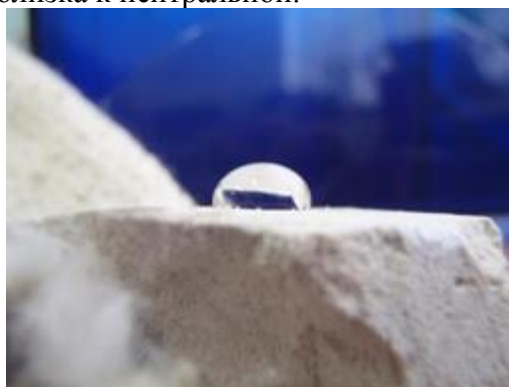


Рис. 2. Фотография капли воды на поверхности kernа скв. №2956

Работа выполнена в рамках Комплексной программы фундаментальных научных исследований СО РАН II.1, интеграционный проект № 0370-2018-0008.

### Литература

1. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России / Р.Д. Абдулмазитов, К.С. Баймухаметов, В.Д. Викторин [и др.] / под ред. В.Е. Гавуры. – Издание в 2 т. – М.:ВНИИОЭНГ, 1996. – Т. 1. – 280 с.
2. ОСТ 39-180-85. Нефть. Метод определения смачиваемости углеводородосодержащих пород