

# ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕБИТУМОНАСЫЩЕННОСТИ ПЕСЧАНИКОВОЙ ПАЧКИ УФИМСКОГО ЯРУСА ПО ДАННЫМ ГИС В УСЛОВИЯХ ИЗМЕНЧИВОЙ МИНЕРАЛИЗАЦИИ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ

С.И. Петров<sup>1</sup>, Р.Н. Абдуллин<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Казанский федеральный университет, г. Казань, [Sergey.Petrov@ksu.ru](mailto:Sergey.Petrov@ksu.ru)

<sup>2</sup>НТУ ООО "ТНГ-Групп", г. Бугульма.

Песчаниковая пачка уфимского яруса является первоочередным объектом освоения на месторождениях природных битумов и сверхвязкой нефти в Республике Татарстан. В результате геолого-промысловых исследований структурных и поисково-разведочных скважин выяснено, что нефтебитумонасыщенные песчаники уфимского яруса характеризуются целым рядом геолого-геофизических особенностей. Пористость песчаников достигает 30% и более, глинистость изменяется от 2 до 12%. Минерализация пластовых вод колеблется от 2 до 7 г/л. Кроме того, вследствие высокой вязкости нафтидов в пластовых условиях и незначительных депрессий на пласты, создаваемых в процессе бурения, в интервалах нефтенасыщенных коллекторов не образуется глубокой зоны проникновения бурового раствора, вследствие чего необходимые параметры определяются без существенных искажений [1, 2].

Однако та особенность строения залежей, которая выражается в колебании минерализации пластовых вод в пределах одного стратиграфического комплекса, может приводить к существенным погрешностям результатов ГИС.

Погрешность величины битумосодержания пласта зависит от достоверности оценок пористости, определяемых, как правило, по геофизическим исследованиям скважин (ГИС). Неточности в определении коэффициента пористости ( $K_p$ ) и сопротивления пластовой (поровой воды в теле битумной залежи – свободной и связанной) воды ( $\rho_v$ ) ведут к получению неадекватных величин коэффициентов битумонасыщенностей коллекторов [3].

В приведённой ниже таблице приводятся результаты исследований минерализации свободной воды по данным различных авторов. Как видно из таблицы значения удельного электрического сопротивления (УЭС) свободной воды могут изменяться на порядок. Очевидно, что недоучет этого факта может негативно сказаться на результатах расчета нефтебитумосодержания по данным ГИС.

На практике статистические зависимости  $P_n=f(K_p)$  для песчаных коллекторов, получаемые по данным керна, характеризуются значительным разбросом точек (рис. 1).

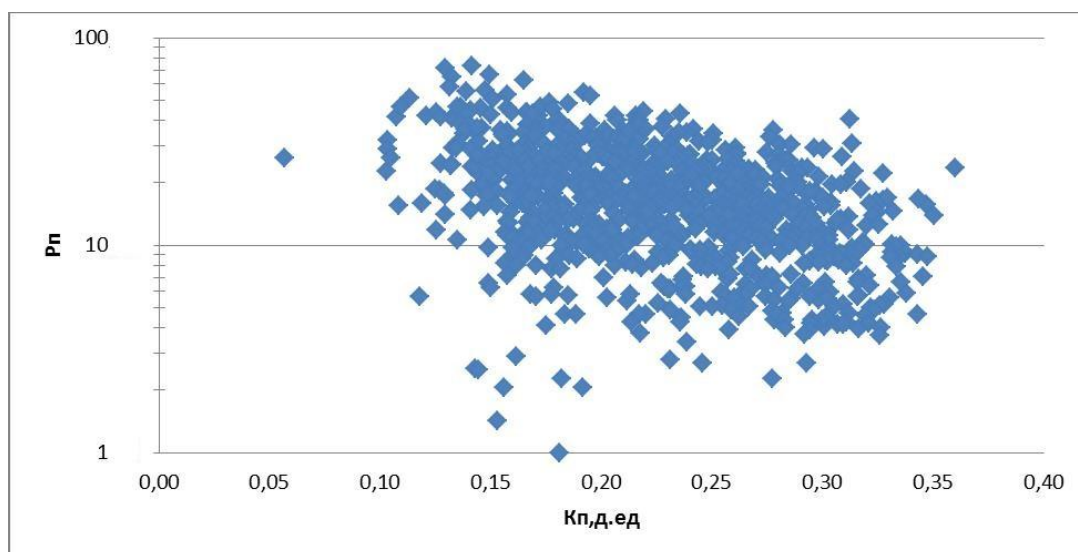


Рис. 1. Сопоставление параметра пористости с пористостью

Пределы изменения  $R_{\Pi}$  тем шире, чем большую роль в электропроводности системы играет электропроводность двойного электрического слоя (связанной воды). С ростом дисперсности породы радиус поровых каналов уменьшается. При этом происходит возрастание объема пор, занимаемых связанной водой, обладающей аномальными свойствами. Ее влияние на электропроводность системы тем выше, чем ниже минерализация свободной воды. Принимая во внимание, что удельное электрическое сопротивление свободной воды на керновых определениях пористости и параметра пористости в данных отложениях может меняться от 1,0 Ом\*м до 10 Ом\*м (табл.), получена взаимосвязь, позволяющая определять  $R_{\Pi}$  от  $K_{\Pi}$ , с учетом изменения УЭС пластовой воды:

$$\lg R_{\Pi} = -2,06 * \lg \rho_{\text{в}} * (\lg K_{\Pi} + 1,611) + 1,2776 - 0,514 * \lg K_{\Pi} \quad (1)$$

Подобное влияние минерализации пластовой воды на параметр пористости экспериментально доказал Н.С. Гудок в 1983 г. [4]. На рисунках 2 и 3 показано влияние УЭС пластовой воды на параметр пористости и параметр цементации.

Выражение (1) является наиболее важным с точки зрения определения характера насыщения, и оно однозначно свидетельствует о необходимости учета минерализации свободной воды при оценках параметра пористости, а, следовательно, при определении расчетной величины сопротивления водоносного пласта ( $R_{\Pi} * \rho_{\text{в}}$ ).

Таблица

Сведения о минерализации пластовой воды

Месторождение, площадь	№ скв.	C, г/л	УЭС, Ом*м	Источник
Ташлиярская	3	0.99	7.3	Лазарев Б.А., 1979
	7	0.91	7.8	
	11	2.59	3.0	
	14	1.23	5.8	
Мельничное	371	7.02	1.1	Кадысев Ю.П., 1981
Нижне-Кармальское	380	3.56 2.04÷7.8	2.25 3.6÷1.05	Кадысев Ю.П., 1981; Шафигов Н.Х., 1991
Южно-Ашальчинское	341	2.9	2.6	Кадысев Ю.П., 1981; Шафигов Н.Х., 1991
	344	7.4	1.0	
	370	4.68	1.7	
	367	5.2 2.9÷7.4	1.6 2.6÷1.1	
Абдрахмановская	11482	2.91	2.7	Шафигов Н.Х., 1991
	96	1.27	5.5	
	2	0.76	9.0	
	5	0.76	9.0	
Азнакаевская	23	2.41	3.1	Шафигов Н.Х., 1991
	24	2.18	3.5	
	31	1.72	4.1	
	32	1.01	7.0	
Сарабикуловская	6	3.8	2.1	Шафигов Н.Х., 1991
Муслюмовская	3	3.05	2.5	
Альметьевская	96	1.27	5.3	
Мордово-Кармальское	9	4.1	1.9	
		1.00÷3.3	7.0÷2.2	
Ташлиярская	7	0.72	9.3	

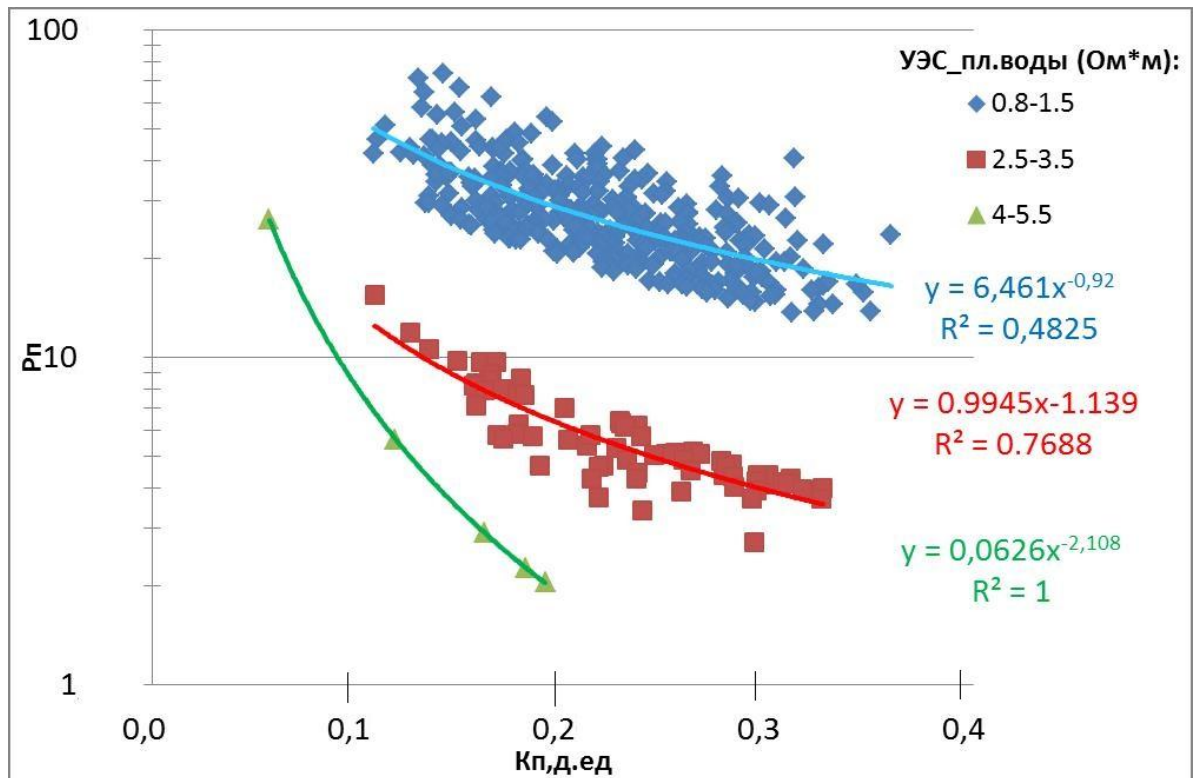


Рис. 2. Взаимосвязь параметра пористости ( $P_p$ ) от коэффициента пористости ( $K_p$ ) с учетом УЭС пластовой воды

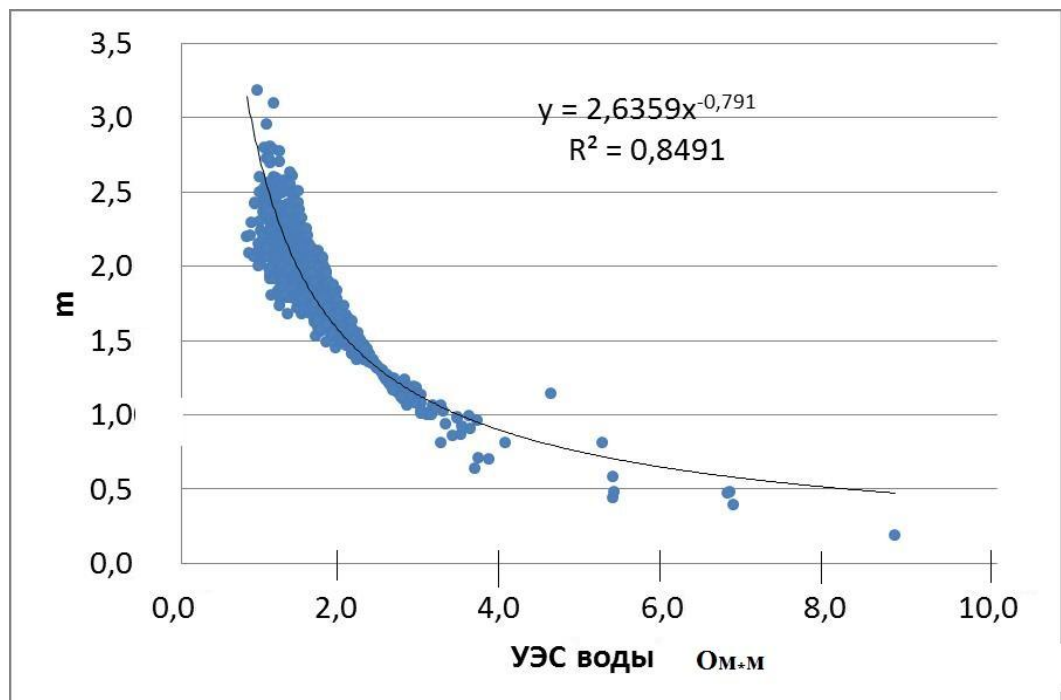


Рис. 3. Взаимосвязь параметра цементации  $m$  от изменения УЭС свободной воды

За рубежом для оценки УЭС пластовой воды используется палетка Пикетта. В основе ее реализован алгоритм Арчи. Для оценки сопротивления пластовой воды необходима пористость и УЭС пласта. Против водоносного пласта снимаются показания электрметрии и рассчитывается пористость. При пористости, равной 100%, по палетке оцениваются значения УЭС пластовой воды.

На рисунке 4 представлена оценка УЭС пластовой воды по скв. 433 с использованием палетки Пикетта. По данным ГИС удельное сопротивление пластовой воды составило 3,9 Ом\*м.

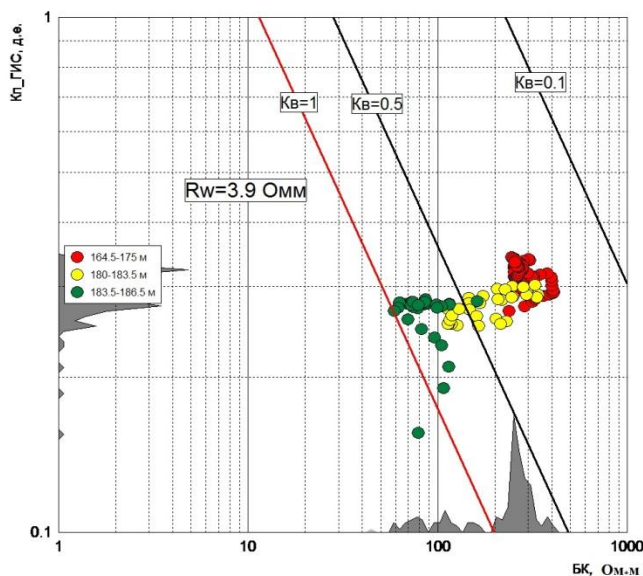


Рис.4 Пример определения УЭС воды ( $R_w$ ) по палетке Пикетта

При оценке  $K_b$  использовалась эта величина (рис. 5). При сравнении результатов стандартной интерпретации, при которой значение УЭС составляло 2,0 Ом\*м, наблюдается завышение величин  $K_b$  над полученной по палетке Пикетта ( $УЭС_{св}=3,9$  Ом\*м). Причем  $K_b$  (2,0 Ом\*м) совпал с  $(1 - K_{об})$  (кern), а  $K_b$  (3,9 Ом\*м) – с  $K_b$  (кern). В данном случае недоучет истинной величины УЭС воды привел к завышенным оценкам  $K_b$  по стандартной интерпретации.

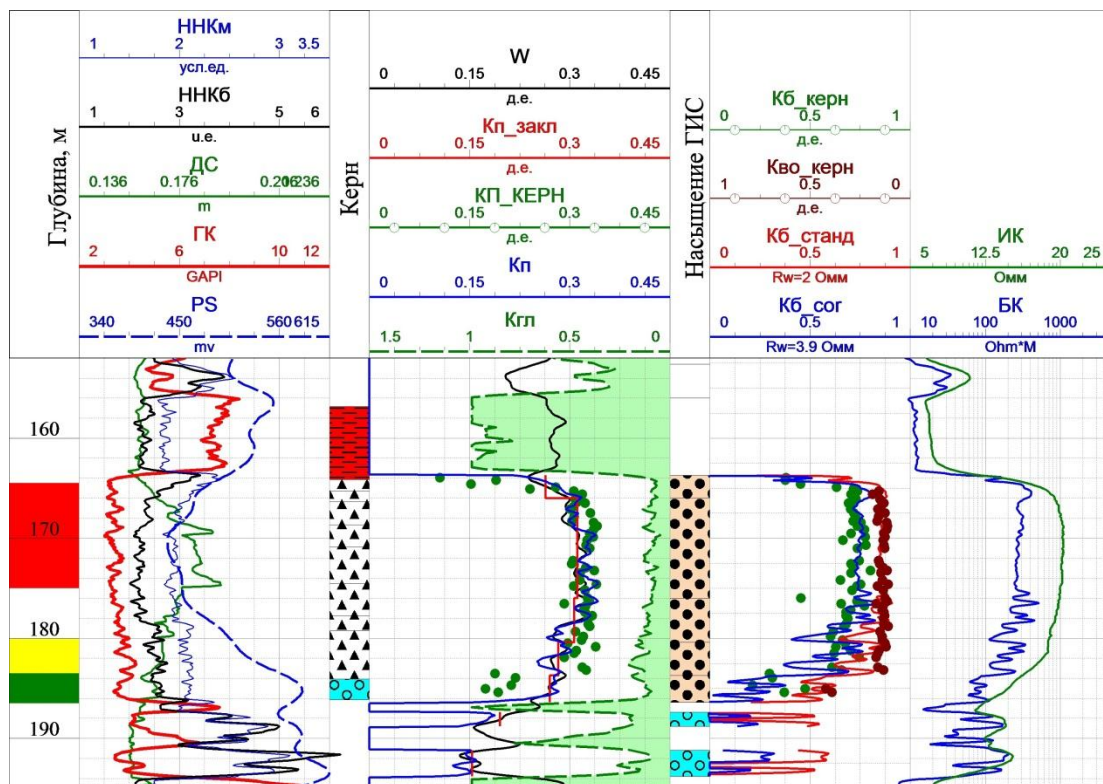


Рис. 5. Сопоставление  $K_b$ , определенных по стандартной технологии интерпретации ГИС и по палетке Пикетта с лабораторными результатами исследований керн (скв. 433, Большекаменское поднятие)

Выше изложенное позволяет сделать следующие выводы:

- минерализация свободной воды в шешминском горизонте меняется в достаточно широком диапазоне (см. таблицу);

- недоучет степени минерализации поровой воды существенно искажает результаты стандартной интерпретации ГИС по определению битумосодержания.

Для учета изменчивости минерализации пластовых вод необходимо:

- организовать отбор проб пластовой воды по специальной, целенаправленной сетке опорных скважин с целью определения как тренда изменения УЭС пластовой воды, так и аномальных зон по ее минерализации на территории распространения нефтебитумоносных залежей;

- использовать палетку Пикетта (ее, кстати, активно применяет компания Шлюмберже) для предварительной оценки УЭС пластовой воды.

### Литература

1. *Хисамов Р.С., Боровский М.Я., Гатиятуллин Н.С.* Геофизические методы поисков и разведки месторождений природных битумов в Республике Татарстан. - Казань: Изд-во «ФЭН» Академии наук РТ, 2007. – 247 с.
2. *Хисамов Р.С., Султанов А.С., Абдулмазитов Р.Г., Зарипов А.Т.* Геологические и технологические особенности залежей высоковязких и сверхвязких нефтей. – Казань: Изд-во «ФЭН» Академии наук РТ, 2010. – 335 с.
3. *Петров С.И., Успенский Б.В., Абдуллин Р.Н.* Оценка битумонасыщенности коллекторов пермской системы современными методами ГИС // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазоносные системы осадочных бассейнов. – М.: ГЕОС, 2005. – С. 357–359.
4. *Гудок Н.С.* О влиянии минерализации на относительное сопротивление глинистых пород // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1983. - №1. С. 9-11.