

пород (> 30 Ом м); практически абсолютное преобладание пород с низким водородосодержанием (неглинистых пород), с высокими НКТ (> 5); более высокая радиоактивность пород в целом, более высокая радиоактивность пород с конкретными значениями НКТ, наличие группы относительно радиоактивных ($ГК > 19$ мкР/ч) пород при НКТ > 5 .

Таким образом, по результатам проведенных исследований нефтеносность баженовской свиты на Ай-Пимском месторождении не связана с тем, что разрез свиты аномальный в геологическом смысле слова, когда нефтеносность свиты обусловлена наличием линз песчаных пород-коллекторов. Аномальная геофизическая характеристика нефтеносного разреза баженовской свиты соответствует принятому термину «нефть из сланцев», наличию в разрезе свиты битуминозных карбонатных, возможно кремнисто-карбонатных пород, обрамленных аномалиями радиоактивности (битуминозности) в кровельной части свиты и аномалиями сопротивления (карбонатности, НКТ) в подошвенной. Обязательным условием нефтеносности свиты является нахождение ее под АВПД с положительными аномалиями резистивиметрии.

ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ ЗАВИСИМОСТИ КАК КВАЛИФИКАЦИОННЫЙ ПРИЗНАК КОЛЛЕКТОРОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

А.О. Расторгуева

Научный руководитель доцент Г.Г. Номоконова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Количественная интерпретация результатов геофизических исследований скважин (ГИС) основывается на зависимостях между геофизическими параметрами, измеряемыми в методах ГИС, и параметрами коллектора - пористостью, нефтегазонасыщенностью и др. Петрофизические зависимости в интегральном, количественном виде содержат информацию о литологическом составе пород пласта-коллектора (Номоконова, 2013). Они установлены практически на всех месторождениях углеводородов (УВ), находящихся на стадии разведки, а тем более разработки. Использование этого огромного массива данных для классификации коллекторов является актуальной задачей. В настоящей работе приводятся результаты решения проблемы на примере месторождений УВ юго-востока Западной Сибири (Томская область).

Первые результаты использования петрофизических уравнений для оценки литологического состава пород-коллекторов были получены по Герасимовскому нефтегазоконденсатному месторождению (Расторгуева, 2013, 2014). Месторождение многопластовое, потенциально продуктивные пласты занимают большой стратиграфический интервал – от верхней юры (горизонт Ю₁) до палеозойской коры выветривания (горизонт М). В пластах-коллекторах этого интервала относительную амплитуду самопроизвольной поляризации $aПС$ нельзя использовать для оценки пористости, поскольку коэффициент достоверности аппроксимации зависимости $Kn = a * aПС + b$ очень низкий для всех пластов-коллекторов ($< 0,019$ для Ю₁).

В то же время именно зависимость $Kn = f(aПС)$ используется для определения Kn коллекторов Ю₁ на большинстве месторождений Томской области. Расчеты удельного электрического сопротивления ($УЭС$) по уравнениям параметра пористости (Pn) и параметра насыщения показали, что пласты Ю₁ в разрезе Герасимовского месторождения при одинаковых условиях имеют самое высокое $УЭС$ (рис.1). С учетом расчета интервального времени ΔT твердой фазы (табл. 1) и свойстве аддитивности этого параметра акустического каротажа, коллектор горизонта Ю₁ Герасимовского месторождения карбонатизирован.

Статистический анализ данных $УЭС$ коллекторов горизонта Ю₁ месторождений Томской области показывает, что при принятых условиях ($K_n = 0,17$; $K_m = 0,6$; $\rho_b = 0,07$) среднее значение $УЭС$ коллектора Ю₁ равно 8,23 Ом м, а стандартное отклонение – 2,09 Ом м. Отсюда следует выделить аномальные группы месторождений с низкоомными ($УЭС < 6$ Омм) и высокоомными ($УЭС > 10$ Омм) коллекторами (рис.1). Из изученных месторождений самым низким сопротивлением обладают коллекторы Крапивинского нефтяного месторождения (5,4 Омм), а самым высоким – Герасимовского нефтегазоконденсатного месторождения.

Группа месторождений с низкоомными коллекторами горизонта Ю₁ - это исключительно нефтяные месторождения с основным и единственным продуктивным горизонтом Ю₁, залегающим под региональной покрывкой – баженовской свитой. Месторождения размещены в западном обрамлении Нюрольской мегавпадины.

Был сделан анализ петрофизических параметров пласта Ю₁³ (основной объект разработки) по разрезам 29 скважин Крапивинского месторождения. Исследованы коэффициенты пористости Kn и проницаемости $Knр$, электрический параметр пористости Pn , относительные амплитуды ПС ($aПС$) и показаний гамма-каротажа $aГК$. Были определены медианные значения названных параметров, линейные зависимости между ними. Если значения параметра не распределены по нормальному закону ($Knр$, Pn), использовались их логарифмы. Линейный тип зависимости удобен в связи с простотой и очевидностью интерпретации коэффициентов уравнения: a – чувствительность функции к изменению аргумента (курсив в табл. 2); b – значение функции при нулевом аргументе. Результаты анализа приведены в табл.2 и на рис.2 и кратко сводятся к следующему.

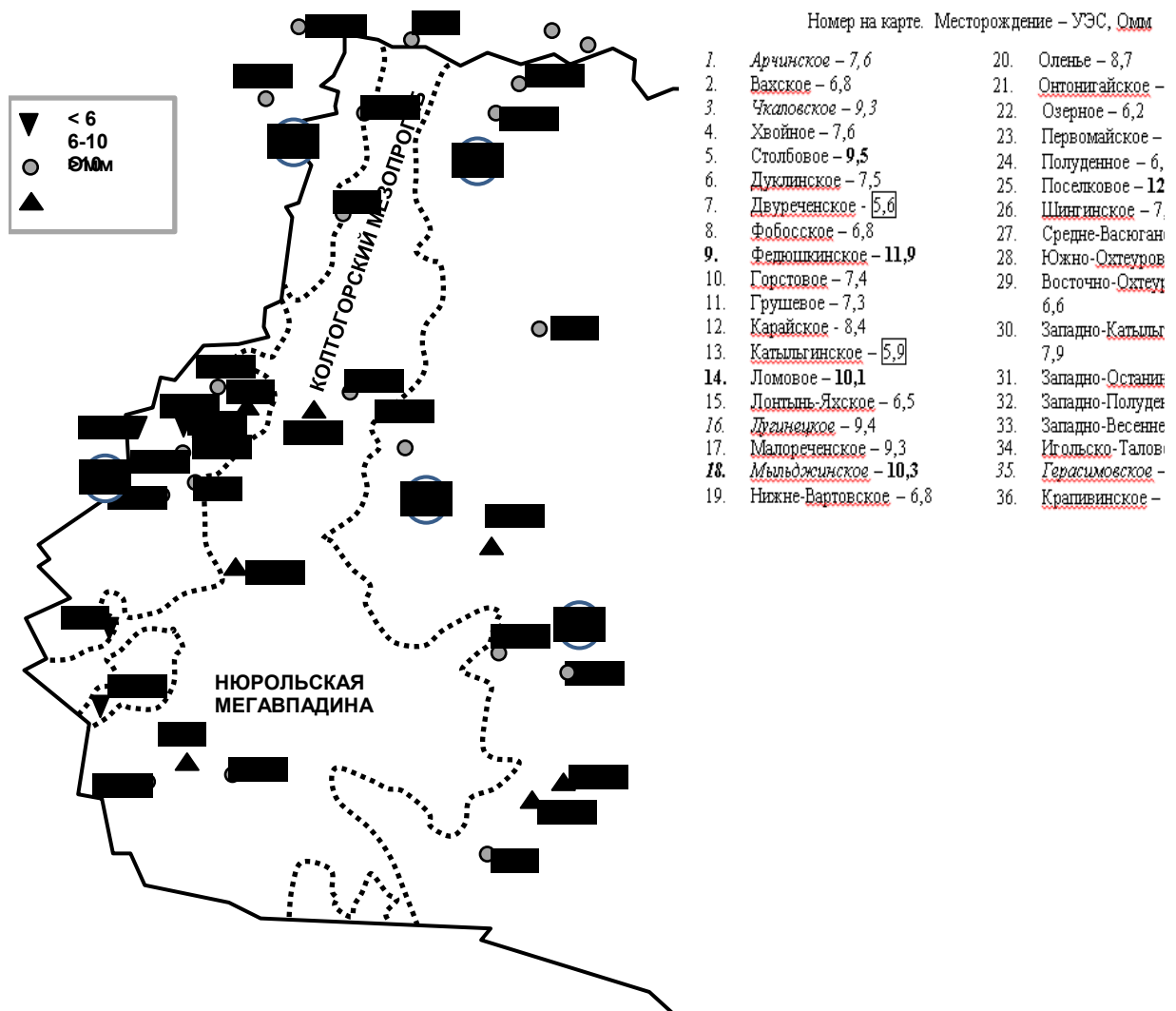


Рис.1. Карта нефтяных и нефтегазоконденсатных (курсив) месторождений Томской области с разными удельными электрическими сопротивлениями (УЭС) коллекторов горизонта Ю1. Рассчитаны при условии: $K_n=0,17$; $K_p=0,6$; $\rho_0=0,07$.
 Своды: Нижневартовский (1), Александровский (2), Каймырский (4), мегавалы: Среднеvasюганский (3), Пудинский (5)

Таблица 1
 Прогноз литологического состава коллектора по уравнению $K_p=f(\Delta T)$ (акустический каротаж)

Месторождение, горизонт	УЭС, Омм	Уравнение $K_p=f(\Delta T)$	ΔT твердой фазы (мс/м)	Литологический состав (процент примеси)
Герасимовское, Ю1	12,8	$K_p=0,235\Delta T-39,4$	167,7	Карбонатизированный песчаник (карбонатов 31%)
Крапивинское, Ю1	5,4	$K_p=0,2\Delta T-35$	175	Слабоглинистый песчаник (глины 3,7%)

Среди исследованных разрезов выделяется группа из 4-х скважин, отличающихся аномальными значениями (минимальными, максимальными) изученных параметров, коэффициентов в петрофизических уравнениях и всегда самыми высокими значениями коэффициентами аппроксимации (R^2). Наиболее ярким представителем этой группы является разрез 208 (табл. 2). Поскольку аномальная группа отличается высокими значениями проницаемости и низкими сопротивлениями, о чем можно судить по P_n , петрофизическая характеристика пласта Ю₁³ скважины 208 является индикаторной для разрезов как с улучшенными фильтрационными свойствами пластов, так и с низкоомными коллекторами.

Таблица 2

Различия медианных значений петрофизических параметров и петрофизических уравнений в разрезах пласта Ю1-3 Крапивинского нефтяного месторождения

Разрез	Кпр Kn	Δа Pn	Уравнения связи и коэффициент достоверности линейной аппроксимации (R ²)				
			Кп-аПС	Кп-аГК	аГК-аПС	lgКпр-Kn	lgPп-Kn
208	74.3 16.3	-0.01 19.1	y=15.64x+4.62 R ² =0.718	y=9.41x+10.38 R ² =0.687	y=1.44x-0.45 R ² =0.780	y=0.301x-3.52 R ² =0.910	y=-0.044x+2.016 R ² =0.978
227	0.72 12.55	-0.345 35	y=6.34x+8.52 R ² =0.306	y=5.14x+7.23 R ² =0.082	y=0.14x+0.82 R ² =0.049	y=0.213x-2.94 R ² =0.687	y=-0.057x+2.256 R ² =0.602
462	7.89 16.1	+0.165 25.9	y=5.81x+10.97 R ² =0.178	y=5.62x+12.02 R ² =0.109	y=0.43x+0.30 R ² =0.290	y=0.281x-3.64 R ² =0.832	y=-0.043x+2.08 R ² =0.378

Петрофизика пласта Ю1-3 разреза 208 (высокопроницаемые коллекторы) отличается от остальных по всем изученным параметрам. Наиболее значимые из них:

высокая взаимосвязанность петрофизических параметров (по R²) и чувствительность их к изменению пористости коллекторов (по коэффициенту «а» в уравнениях), что является показателем надежности оценки пористости, проницаемости и нефтенасыщенности по петрофизическим уравнениям;

большая информативность коэффициентов и R² уравнений, связывающих Kn с параметрами аПС и аГК, в сравнении с Kпр и Pн;

уникальная информативность в задаче выделения разрезов типа 208 петрофизического уравнения, связывающего определяемые по данным ГИС параметры аПС и аГК между собой, которая может быть реализована в едином параметре «Δа» - медианом (или среднем) значении разности аПС-аГК (рис.2).

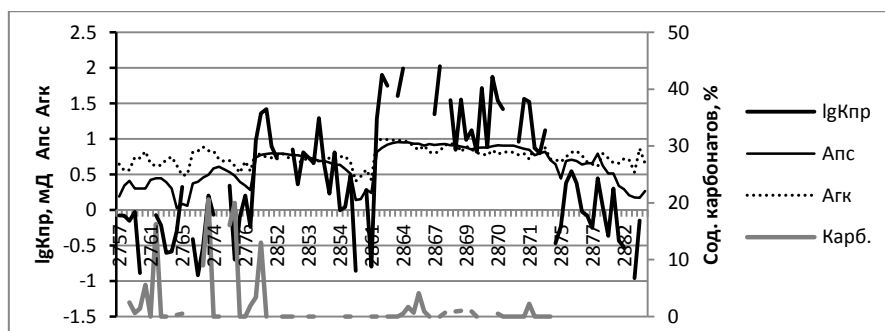


Рис. 2. Схождение нормированных показаний ПС и ГК в интервале повышенной проницаемости пласта Ю1-3 Крапивинского месторождения (разрез с Δа=-0,08)

Высокопроницаемые разрезы и интервалы разрезов пластов, по крайней мере, в пределах Крапивинского месторождения, отличаются близкими к нулю значениями параметра «Δа», что можно определить непосредственно по данным геофизических исследований скважин, без привлечения петрофизических данных. Интервалы коллекторов с положительными значениями Δа являются более глинистыми, с отрицательными значениями этого параметра – более карбонатизированы.

ВОЗДЕЙСТВИЕ ИЗМЕНЕНИЙ НЕКОТОРЫХ КОСМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НА ИЗМЕНЕНИЕ УРОВНЯ КАСПИЙСКОГО МОРЯ

Хассан Махмуд Гомаа

Научный руководитель профессор Ю.В. Ваньшин

Саратовский государственный университет, г. Саратов, Россия.

Изменение климата имеет большое влияние на изменения глобального уровня морей. Солнечная активность также может играть определенную роль в изменении уровня моря. В статье предпринята попытка рассмотреть эффект солнечной активности и глобального потепления на изменение уровня Каспийского моря.

Каспийское море имеет самую большую площадь водной поверхности среди внутренних водоёмов, и составляет 75% объёма от всех солёных озёр Мира [5]. В настоящее время его уровень на 27 м ниже уровня Мирового океана [1]. Каспийское море окружено территориями Российской Федерации, Азербайджана, Ирана, Туркмении и Казахстана, расположено между 36°- 47° с. ш. и 47°- 54 ° в. д. в полузасушливом регионе [4]. Каспий традиционно разделен на три части, определенные морфометрическими параметрами и гидрологическим режимом - северный, средний, и южный. Северная часть моря имеет среднюю глубину 5 метров и содержит около 1% суммарного объёма воды. Средний Каспий относительно глубок – в среднем 190 м и содержит одну треть объёма воды. Глубокая, южная часть содержит две трети объёма воды, приблизительно 78,289 км³, и достигает максимальной глубины 1024 м. [6].