

DOI 10.25689/NP.2018.4.55-72

УДК 553.98(571.1)

**МЕТОДИЧЕСКИЕ ПРИЕМЫ ВЫДЕЛЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ
ЗОН В БАЖЕНО-АБАЛАКСКОМ КОМПЛЕКСЕ СЕВЕРО-
ДЕМЬЯНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ОСНОВЕ ДАННЫХ
КЕРНА, ГИС И СЕЙСМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ**

Боженок А.Д., Сорокина А.В., Бумагина В.А.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

**IDENTIFICATION OF POTENTIAL PAY ZONES IN
BAZHENOVSKIAN-ABALAKSKIAN SERIES OF SEVERO-
DEMYANSKOYE FIELD BASED ON CORE, WELL LOGGING AND
SEISMIC DATA**

Bozhenok A.D., Sorokina A.V., Bumagina V.A.

Tyumen Petroleum Research Center

E-mail: adbozhenok@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. С учетом комплексирования геолого-промысловых данных, керна, ГИС и сейсмических исследований представлен прогноз продуктивных зон в БАК (бажено-абалакский комплекс). Разработаны диагностические критерии выделения литотипов для разреза БАК. Выполнено вертикальное разбиение разреза баженовской свиты с учетом детального описания керна. Разработан алгоритм выделения перспективных зон продуктивного разреза БАК Северо-Демьянского месторождения.

Ключевые слова: баженовская свита, абалакская свита, теплопроводность, хрупкость, трещиноватость, органическое вещество (ОВ), породы фундамента, дебит, аномально высокое пластовое давление (АВПД), сейсмический атрибут

Abstract. Potential reservoir intervals of the Bazhenovskian-Abalaksian series have been predicted based on integrated geological, field, core analysis, well logging and seismic data. Diagnostic criteria for identification of lithotypes encountered within Bazhenovskian-Abalaksian series have been developed. The Bazhenovskian formation has been cut down into strata based on detailed core description. An algorithm for identification of pay zones in

the Bazhenovskian-Abalakskian sediments of Severo-Demyanskoye field has been worked out.

Key words: *Bazhenovskian series, Abalakskian series, thermal conductivity, brittleness, fracture network, organic matter, basement rocks, production rate, abnormally high formation pressure, seismic attribute.*

Накопленный опыт уже доказал высокую перспективность и значительный потенциал нефтеносности баженовских отложений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (ЗСНП), однако их низкая фильтрационная способность в Уватском регионе затруднила промышленное освоение запасов нефти. Наиболее актуальной задачей на текущий период является разработка подходов к выделению перспективных интервалов и локализации продуктивных зон БАК (бажено-абалакского комплекса), а также обоснование возможных технологий эффективного нефтеизвлечения. Вопросам нефтеносности баженовской свиты (БС) всегда уделялось особое внимание. Огромный вклад в изучение нефтеносности данных отложений внесен И.И. Нестеровым [7]. Выявлением критериев и прогнозом нефтеносности БС занимались М.Т. Аристаров, О.В. Барташевич и др. [6].

За время исследований были достигнуты значительные успехи в понимании процессов преобразования органической и минеральной составляющих пород БС и влиянии этих преобразований на формирование емкости пород. Здесь особо выделяются работы А.М. Брехунцова, Ф.Г. Гурари, Т.В. Дорофеевой, А.В. Дякиной, О.Г. Зарипова, М.Ю. Зубкова [4, 6, 7].

В данной работе авторами разработаны критерии выделения перспективных зон БАК. Выполнен анализ региональных предпосылок нефтеносности отложений БАК в Уватском регионе, а также изучен разрез Северо-Демьянского месторождения, включая детальное макроописание ядра четырех скважин, петрофизическую интерпретацию разреза на

основе стандартных методов ГИС и интерпретацию сейсмических исследований.

В нефтегазоносном отношении район исследований расположен в Демьянском районе Каймысовской области с высокой плотностью потенциальных запасов углеводородов. В непосредственной близости от Северо-Демьянской площади на севере и востоке находятся Верхне-Салымское, Западно-Салымское, Нижне-Кеумское, Радонежское и Кальчинское месторождения нефти. Наиболее крупные из них: Западно-Салымское – открыто в 1974 г., Верхне-Салымское – открыто в 1966 г., Кальчинское – в 1991 году. Основные перспективы нефтеносности Северо-Демьянского лицензионного участка (ЛУ) связываются с отложениями верхов тюменской свиты, а также абалакской и баженовской свитами.

Поисково-разведочные работы непосредственно на изучаемой территории были начаты в 1986 году с составления «Геологического проекта поисково-разведочного бурения на Демьянской площади (Демьянская и Северо-Демьянская структуры)», в котором на основании анализа соседних месторождений предполагалась нефтеносность разреза в широком стратиграфическом диапазоне. По результатам поисково-разведочных работ в интервале верхнеюрских отложений среднесуточный дебит по скважинам варьируется в пределах 2-8 м³/сутки.

В тектоническом отношении исследуемая территория приурочена к Северо-Демьянскому малому валу (структура II порядка), который осложнен цепочкой локальных поднятий - Гусеничное, Северо-Демьянское и Отдельное. Размеры вала составляют 40 x 10 км, амплитуда около 100 м. Северо-Демьянский вал по кровле доюрского комплекса представляет собой вытянутую в северо-восточном направлении зону чередования приподнятых блоков и выступов фундамента с относительно погруженными участками. Зона имеет форму узкой протяженной гряды длиной 40 км и шириной 5-10 км.

Согласно описанию керна Северо-Демьянского месторождения, породы фундамента сложены в основном андезит-базальтовыми порфиритами и глинисто-алеврито-песчаными отложениями с редкими прослоями излившихся вулканических пород и туфов преимущественно основного состава. Редко в описании керна встречаются граниты, глинисто-хлоритовые сланцы и габбро. В пределах месторождения по сейсмофациям департаментом геологоразведочных работ Уват выделены границы распространения пород фундамента. Данные породы обладают разной теплопроводностью (Рис. 1). Согласно гипотезе Калмыкова Г.А., деструкция керогена происходит под действием многих факторов, в частности под действием радиоактивного излучения, но наиболее важным фактором является тепловое воздействие.

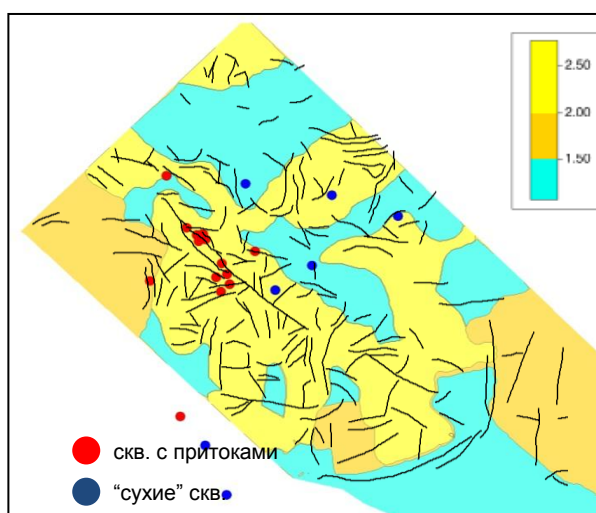


Рис. 1. Карта теплопроводности пород фундамента

Таким образом, генерация углеводородного сырья из органического вещества нефтематеринской породы происходила при определенной степени зрелости керогена, обусловленной, в первую очередь, температурным режимом территории в течение геологического времени. На протяжении миллионов лет температурный режим определялся тепловым потоком, идущим из мантии; теплопроводностью пород фундамента, зависящей от их состава; и близостью к разломам, по которым происходила тепловая конвекция [8]. Исходя из данной гипотезы,

видно, что скважины, в которых получен приток нефти из интервалов баженовской свиты, располагаются в так называемой теплой зоне (Рис. 1).

Баженовская свита богата органическим веществом по всему разрезу. Основными показателями, характеризующими способность к генерации углеводородов (УВ), является тип органического вещества, степень его преобразованности и генерационный потенциал (S2). Согласно данным геохимических исследований скважин органика на изучаемой площади сформирована из сапропелевого вещества (Тип II, рис. 2а) и характеризуется по данным пиролиза высоким генерационным потенциалом, что не противоречит данным пиролитических исследований И.В. Гончарова и др. [3], (Рис. 2б). Параметр T_{max} изменяется в пределах 430-450 °С, что свидетельствует о катагенетическом преобразовании органического вещества на уровне мезокатагенеза МК11-МК2 и соответствует началу главной зоны нефтегазообразования.

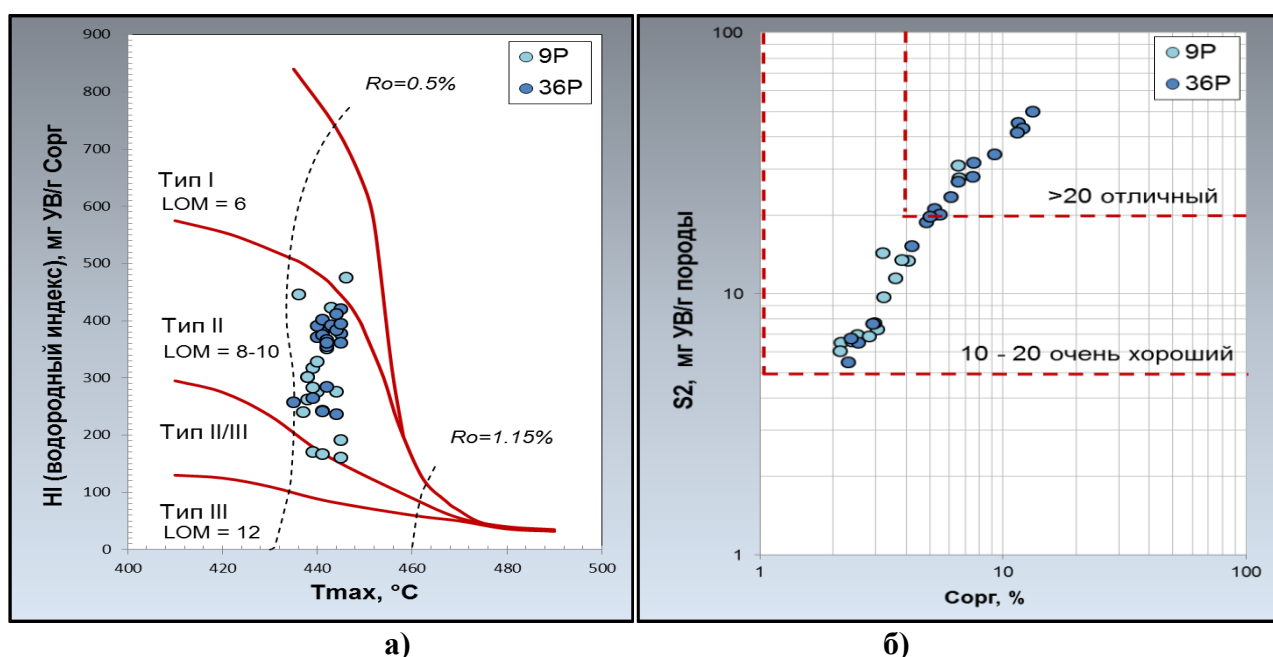


Рис. 2. Геохимическая характеристика баженовской свиты
а) диаграмма Ван-Кревелена; б) генерационный потенциал

Следующим качественным критерием нефтеносности послужило совпадение направлений главных осей складок с направлением регионального стресса (северо-запад). Замечено, что главные оси

структуры на ряде месторождений Уватского проекта, в которых получены притоки из БАК, направлены в основном северо-западном направлении. Согласно законам геомеханики, трещины, которые расположены параллельно линии главного напряжения, могут оставаться максимально раскрытыми [1]. Немаловажным фактором является наличие АВПД в разрезе БАК. В пределах Уватского проекта на качественном уровне выявлена связь наличия АВПД и притоков на месторождениях. Например, на Немчиновском месторождении при испытании объекта Ю0-1(БАК) скважины № ХП не получено притока и не зафиксировано наличие АВПД, когда на этом же ЛУ в скважине № УП получен приток нефти со среднесуточным дебитом $q=8,2 \text{ м}^3/\text{сутки}$. Замеренное пластовое давление в скважине № У, на глубине 2750 м (объект Ю0-1) составило 346,5 атм.

Таким образом, анализ региональных данных показал перспективность бажено-абалакского комплекса Уватского региона. Учитывая региональные предпосылки продуктивности отложений БАК, авторы выполнили детальный анализ отложений на территории Северо-Демьянского месторождения с целью прогноза перспективных зон. Было выполнено вертикальное разбиение разреза с учетом исследований керна по 4 скважинам.

Согласно стратиграфической схеме келловей и верхней юры Западной Сибири (Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания..., 2003 г.) изучаемое месторождение расположено во Фроловско-Тамбейском районе, где выделяются (снизу-вверх) абалакская и баженовская свиты.

Абалакская свита представлена преимущественно кремнево-глинистыми породами с локальными прослоями известняков биотурбированных, в пределах свиты пачки не выделялись (Рис. 5б).

Баженовская свита сложена преимущественно глинисто-кремневыми, глинисто-карбонатно-кремневыми породами с прослоями и

слойками радиоляритов и апорадиоляритов обогащенные органическим веществом.

Баженовский горизонт Северо-Демьянского месторождения схож с Салымским типом разреза, где отложения баженовской свиты разделены на 4 пачки (описание приводится снизу-вверх) [2].

Пачка 1 представлена преимущественно глинисто-кремнево-карбонатными породами, с карбонатным апорадиоляритовым прослоем в кровле. Встречается раковинный детрит, редко целые раковины. В подошве пачки отмечаются глинисто-кремневые породы биотурбированные. Мощность пачки составляет 15-19 м.

Пачка 2 выделяется в центральной части свиты, представлена глинисто-кремневыми породами со слойками и прослоями доломитов апорадиоляритовых и радиоляритов. Пачка характеризуется наибольшей мощностью прослоев радиоляритов и апорадиоляритов. Мощность пачки составляет до 10 м.

Пачка 3 сложена глинисто-кремнево-карбонатными породами со слойками раковин двустворок (бухий, иноцерамы), которые в подошве пачки сменяются глинисто-кремневыми породами. Отмечаются тонкие слойки (толщиной до 1 см) с интенсивным желтым свечением в УФ свете – туфы и туффиты андезит-базальтового состава (по литературным источникам). Мощность пачки составляет 9-13 м.

Пачка 4 представлена глинисто-кремнево-карбонатными породами с карбонатными конкрециями, в кровле слоя, которые постепенно переходят в кремнево-глинистые породы. Мощность пачки составляет до 12 м (Рис. 5а).

Границы выделенных пачек и отложений абалакской свиты хорошо выделяются по данным ГИС, обладая свойством коррелятивности на всей изучаемой площади.

На основе данных геофизических и керновых исследований 4-х скважин, включающих макроописание керна, изучение шлифов, результаты рентгеноструктурного анализа (РСА), было выделено 7 литотипов (Рис. 3). Названия литотипов были присвоены по преобладанию в них глинистого, кремниевого и карбонатного материала.

Выделение литотипов в разрезе скважин на основе ограниченного комплекса ГИС является сложной задачей. Для количественной характеристики литотипов и выделения их методами ГИС был использован комплексный подход, включающий:

- анализ продуктивности скважин на основе промысловых и геолого-геохимических данных;
- расчет дополнительных параметров - Сорг, индекса динамической псевдохрупкости, коэффициента глинистости;
- количественный анализ наиболее информативных методов ГИС.

В результате проведенных работ на всем фонде пробуренных скважин были сформированы следующие диагностические критерии для каждого литотипа на основе параметров ГИС: электрическое сопротивление (R_t), гамма-каротаж (ГК), двойной разностный параметр ГК (dГК), а также дополнительных параметров - содержания Сорг, индекса динамической псевдохрупкости, коэффициента глинистости (Рис. 3).

Для оценки содержания **органического углерода (Сорг)** с помощью методов ГИС использовалась методика **Q.R. Passey** [12]. Суть методики заключается в нормализации показаний методов пористости (акустического, нейтронного, плотностного каротажей) и сопротивления пород. Перемасштабирование кривых выполняется таким образом, что их совпадение наблюдается в интервалах пород с различной пористостью, но с низким содержанием ОВ, в то время как превышение кривой сопротивления над нормализованной кривой пористости отмечается в интервале нефтегазоматеринских пород. Это приращение

характеризует параметр $\Delta \log R$, который рассчитывается следующим образом:

$$\Delta \log R_{DT} = \log \frac{\rho_{\Pi}}{\rho_{ГЛ}} + 0.02(\Delta T - \Delta T_{ГЛ})$$

Содержание органического углерода пропорционально относительному приращению $\Delta \log R$ и определяется выражением:

$$\text{Cорг} = \Delta \log R_{DT} * 10^{(2.297 - 0.1688 * \text{LOM})}$$

Свита	Пачка	Условное обозначение	Литотип	Признак по ГИС						Продуктивность литотипа
				ГК, мкр/ч	dГК	RT, Ом	BRIT, %	Cорг, %	Кгл, д.е.	
баженовская	4		Кремнево – глинистые породы	40 - 60	0,8 – 1	400 - 600	< 20	< 5	0.10 -0.13	не продуктивный
			Глинисто – кремнево - карбонатные породы	30 – 40	0,7 – 0,8	20-50*	<50	<5	0.15 -0.18	не продуктивный
	3		Глинисто – кремнево - карбонатные породы	30 – 40	0,7 – 0,8	600 – 900*	30-40	7 – 15	0.10 -0.13	продуктивный
			Глинисто – кремневые породы (высокорadioактивные)	50 – 100	0,8 - 1	300 -1000	30 – 45	10 –15 и >	< 0.10	продуктивный
	2		Глинисто – кремневые породы	20 – 35	0,5 – 0,8	50 – 300	40 - 70	6-10	0.10-0.14	продуктивный
	1		Карбонатно - глинисто - кремневые породы	12 – 15	0.02-0.08	< 10	10	< 2	> 15	не продуктивный
			Глинисто – кремнево - карбонатные породы	12 – 15	0.02-0.08	< 10	< 10	< 2	> 15	не продуктивный
абалакская	переходная зона		Карбонатные породы: известняки, доломиты	стандартные критерии ГИС для выделения плотных прослоев						не продуктивный
	-		Кремнево – глинистые карбонатизированные породы	40 - 60	0,8 – 1	400 - 600	< 20	< 5	0.10 -0.13	не продуктивный
			Глина	стандартные критерии ГИС для выделения глин						не продуктивный

Рис. 3. Диагностические критерии выделения литотипов

Следующим диагностическим критерием являлся **показатель динамического индекса псевдохрупкости**. Хрупкость – способность горных пород разрушаться под действием приложенного напряжения. В хрупких породах развита природная система микротрещин, что делает их основным объектом для поисков и разработки нетрадиционных

коллекторов. В настоящей работе определение индекса псевдохрупкости было выполнено двумя способами. В некоторых скважинах, где был прописан специальный комплекс методов ГИС, использовалась методика Rickman R. [13]:

$$BRIT = 100 * \left(w * \left(\frac{PR_{\max} - PR}{PR_{\max} - PR_{\min}} \right) + (1 - w) * \left(\frac{E - E_{\min}}{E_{\max} - E_{\min}} \right) \right)$$

где PR – кривая коэффициента Пуассона; PR_{max}, PR_{min} – мин. и макс. значения коэф. Пуассона; E – кривая модуля Юнга; E_{min}, E_{max} – минимальные и максимальные значения модуля Юнга; w – весовой коэффициент (0,5).

А чтобы рассчитать псевдохрупкость на остальном фонде скважин была найдена связь псевдохрупкости (BRIT) от интервального времени пробега продольной волны. В скважинах с отсутствием записи акустического каротажа, в первую очередь, рассчитывалась синтетическая кривая АК (акустического каротажа), а затем псевдохрупкость. Полученные уравнения использовались в расчете псевдохрупкости с учетом деления разреза на пачки для баженовской свиты:

$$\text{Пачка 1} \quad BRIT_{\text{ sint}} = 0,280 * AK - 22,08$$

$$\text{Пачка 2} \quad BRIT_{\text{ sint}} = 0,289 * AK - 46,24$$

$$\text{Пачка 3} \quad BRIT_{\text{ sint}} = 0,285 * AK - 69,67$$

$$\text{Пачка 4} \quad BRIT_{\text{ sint}} = 0,290 * AK - 86,91$$

А для абалакской свиты использовалась следующая зависимость:

$$BRIT_{\text{ sint}} = 0,0018 * AK^2 - 1,71 * AK + 405,42$$

Для расчета коэффициента глинистости были использованы данные рентгеноструктурного анализа. Оценка содержания глинистого вещества в скважинах, не охарактеризованных керновыми исследованиями, выполнялась по взаимосвязи величин К_{гл} и dГК (Рис. 4). Расчет К_{гл} проводился с учетом деления на группы пород по преобладанию того или иного вещества:

тип 1: породы с преимущественным содержанием глинистого вещества (4 и 1 пачки):

$$K_{г\text{л}} = + 0,179 * dГК^2 - 0,302 * dГК + 0,182$$

тип 2: породы с преимущественным содержанием кремнистого вещества (3 и 2 пачки):

$$K_{г\text{л}} = + 0,172 * dГК^2 - 0,325 * dГК + 0,280$$

Стоит отметить, что пересчет показаний ГК в относительные амплитуды был выполнен с использованием разных минимальных и максимальных показаний опорных пластов для каждой выделенной пачки, что позволило минимизировать погрешность расчета dГК в условиях сильно выраженной изменчивости кривой ГК в разрезе баженовской свиты. Эта методика была предложена рядом авторов и нашла успешное применение в данной работе [10]. При сопоставлении данных керна и результатов по ГИС расхождение связано с недостатком и качеством исходных данных.

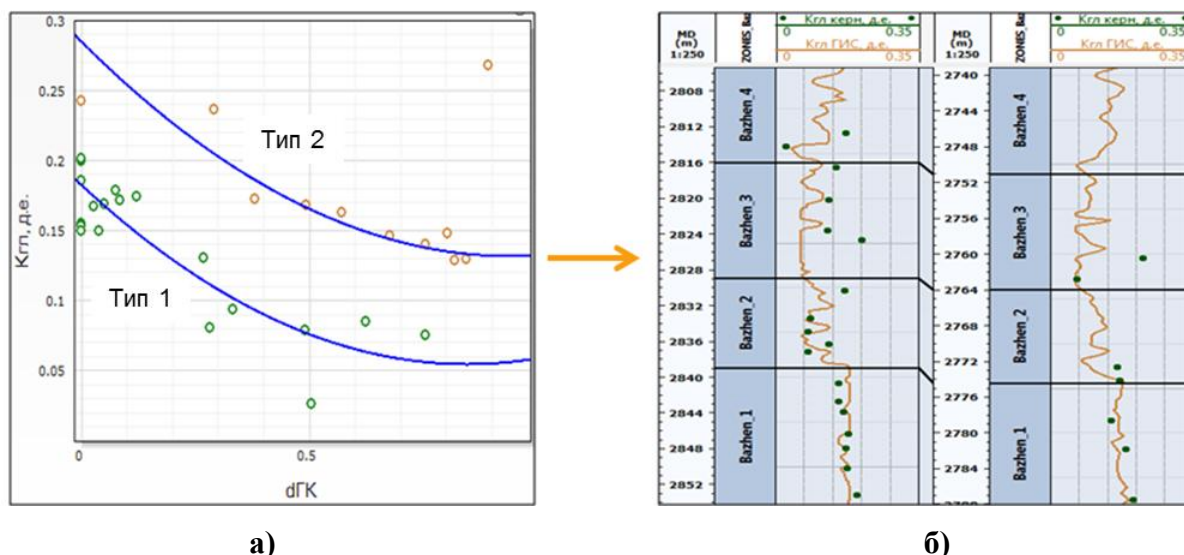
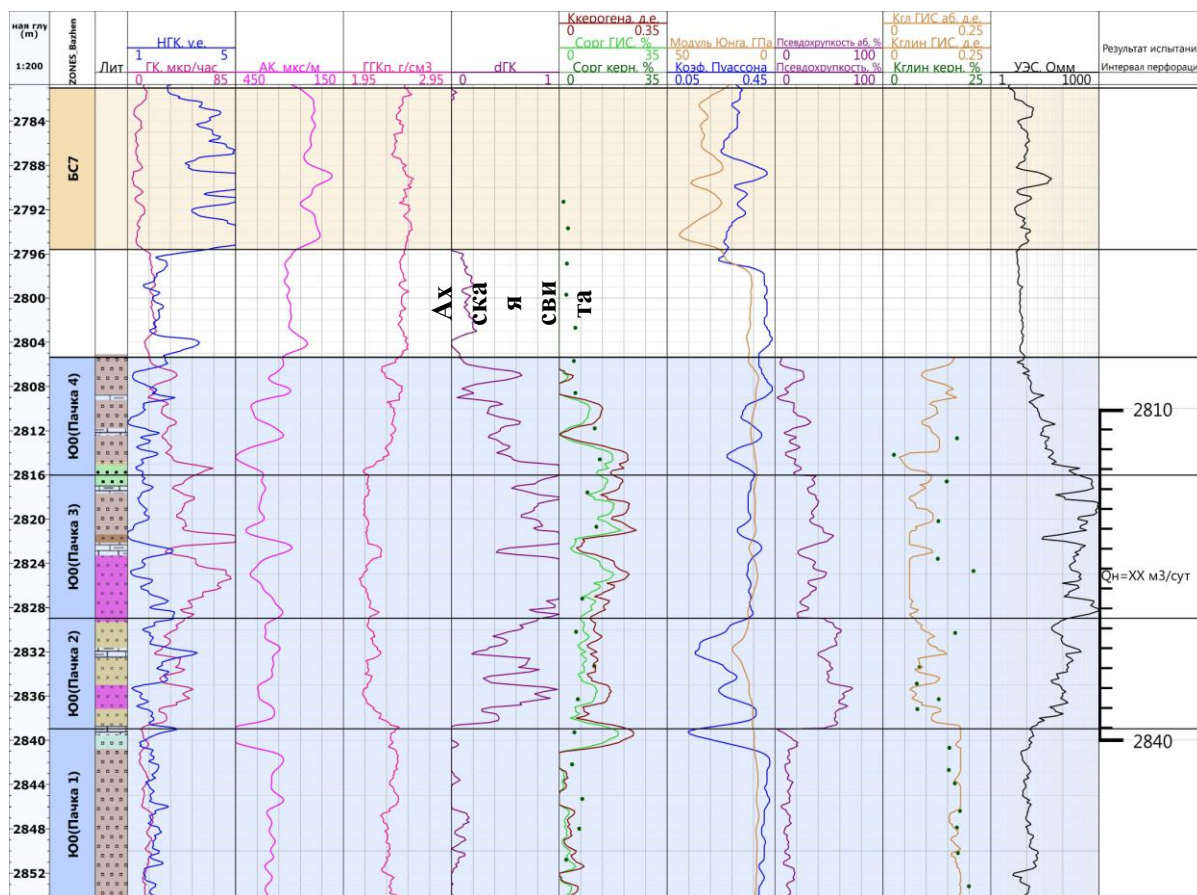


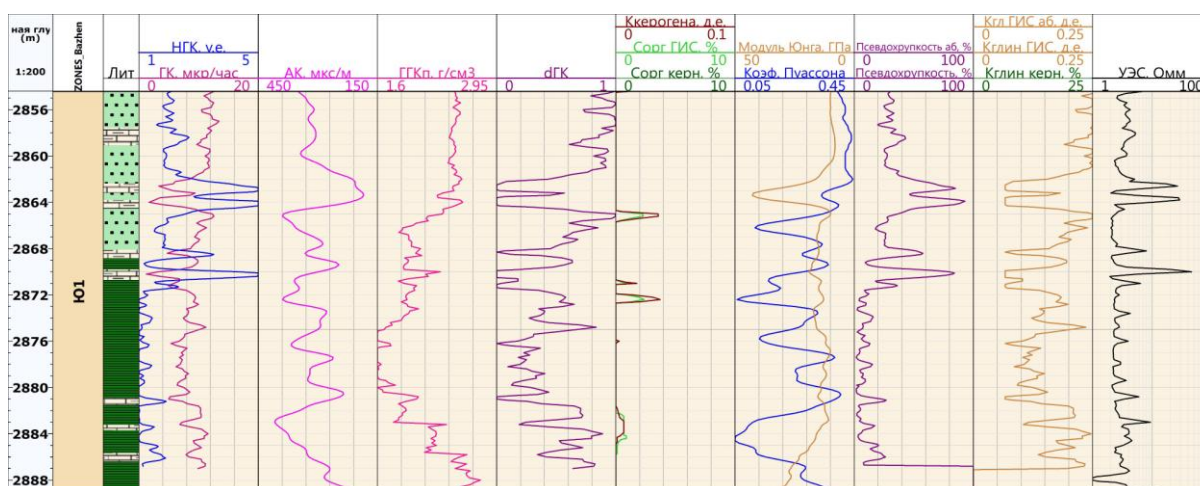
Рис. 4. Оценка объемного содержания глинистого материала: а) уравнение для расчета $K_{г\text{л}} = f(dГК)$; б) результат сопоставления $K_{г\text{лин}}$ Керн-ГИС

Итак, проанализировав основные показатели продуктивности Сорг, индекс динамической псевдохрупкости и коэффициент глинистости, авторы определили перспективные интервалы в баженовской свите на количественном уровне. Интервалы, которые потенциально могут

содержать в себе флюид, представленны преимущественно глинисто-кремнево-карбонатными породами, а так же глинисто-кремниевыми породами, характеризующимися показателями Сорг больше 5 % при индексе динамической псевдохрупкости более 20 % (Рис. 5а и 5б).



а)



б)

Рис. 5. Промыслово-геофизическая характеристика: а) баженовской свиты
б) абалакской свиты (условные обозначения литотипов, см. рис. 3)

Комплексный анализ данных показал, что наиболее перспективными интервалами в разрезе скважин являются вторая и третья пачки. По результатам анализа геомеханических показателей, полученных по 4 скважинам со специальным комплексом ГИС, породы третьей пачки относятся к интервалу повышенной пластичности с повышенным содержанием керогена. Значения Модуля Юнга не достигают 10-12 ГПа, коэффициент Пуассона при этом $\sim 0,3$ отн. ед. Породы второй пачки относятся к интервалу повышенной хрупкости. Значения Модуля Юнга - 12-23 ГПа и коэффициента Пуассона 0,2 – 0,25 отн. ед. Здесь можно ожидать интенсивного растрескивания и закрепления трещин при ГРП.

Таким образом, в результате интерпретации материалов ГИС и керна в разрезе всех скважин были выделены наиболее перспективные интервалы БАК, которые в дальнейшем были использованы для площадного прогноза продуктивных участков.

Методические приемы выделения перспективных зон в межскважинном пространстве по данным сейсмических исследований включали следующие этапы:

- анализ данных: оценка значимости связей параметра Сорг со значениями сейсмического атрибута рассматриваемого горизонта и продуктивностью скважин;
- расчет карт прогнозных параметров по выявленным зависимостям (карта Сорг и карта продуктивности);
- сопоставление карты продуктивности с основными критериями формирования нетрадиционных коллекторов в БАК, а именно: температурой пласта, толщиной глинистой покрышки и параметром индекса динамической псевдохрупкости.

В результате проведенного анализа данных были найдены следующие устойчивые зависимости между содержанием Сорг и

значениями акустического импеданса, а также продуктивностью скважин (Рис. 6):

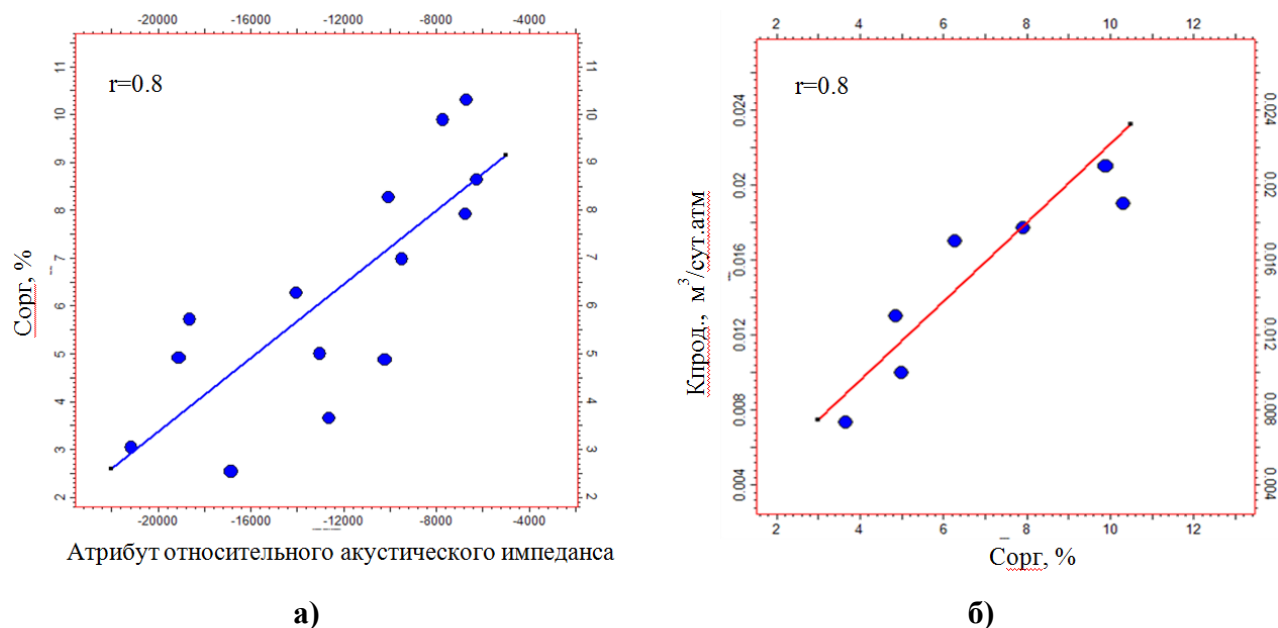


Рис. 6. Статистические зависимости:

- а) зависимость $S_{орг}, \%$ от атрибута относительного акустического импеданса**
- б) коэффициент продуктивности, $м^3/сут.атм$ от $S_{орг}, \%$**

На основе выявленных эмпирических зависимостей были получены карты прогнозных параметров $S_{орг}$ и коэффициента продуктивности (Рис. 7). Далее полученные карты путем суперпозиции совмещались с картами пластовой температуры пласта, картой толщины глинистой покрышки, картой средних значений показателя псевдохрупкости, которые построены по скважинным данным методом интерполяции. По продуктивным скважинам Северо-Демьянского ЛУ и месторождений Центрального Увата установлено, что минимальная температура пласта не должна быть менее $91^{\circ}C$, толщина глинистого экрана с вышележащими отложениями должна быть более 5 м, а параметр среднего значения псевдохрупкости должен быть не менее 20 %. В результате были получены итоговые карты перспективных зон БАК. Расчеты были выполнены отдельно для пласта Ю₀ и Ю₁. В качестве примера на рис. 7 приводятся прогнозные карты для пласта Ю₀.

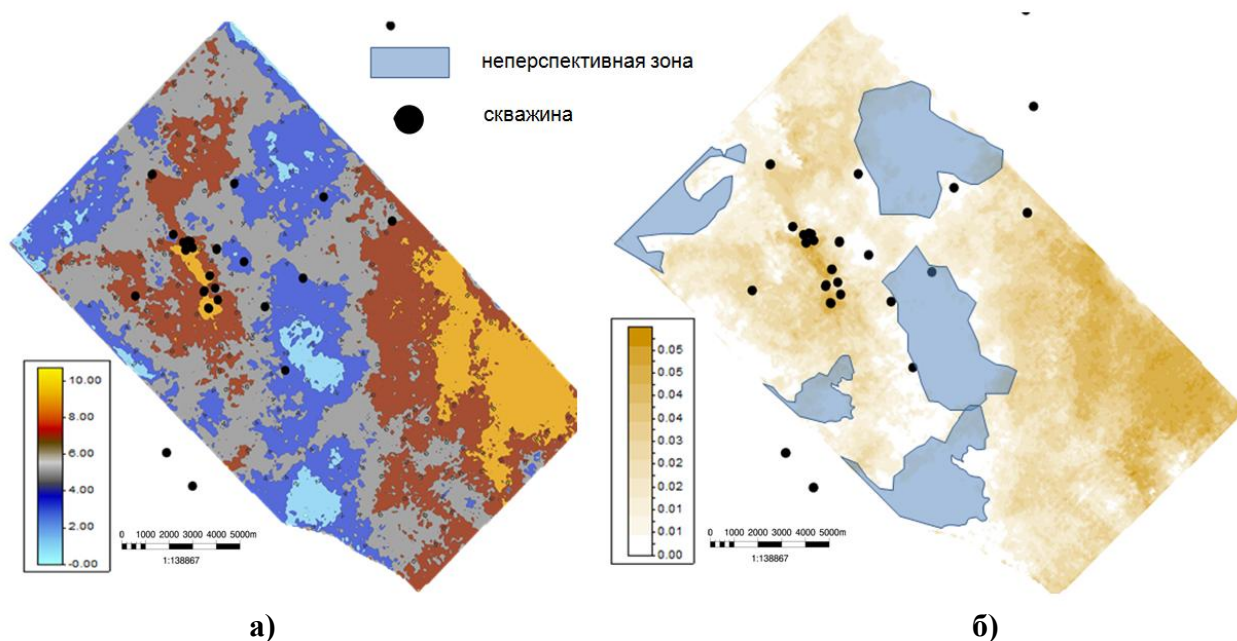


Рис.7. Прогнозные карты:

а) прогнозная карта Сорг ;

б) прогнозная карта продуктивности

Выводы:

1. В результате выполненных работ была уточнена корреляция БАК с учетом макроописания керна по 4 скважинам, выделено 5 пачек. Выделенные пачки выдержаны на всей площади Северо-Демьянского ЛУ.
2. При совместном анализе керн-ГИС в породах БАК выделено семь литотипов. Потенциально продуктивными могут быть породы, которые содержат в себе максимальные мощности радиоляритов и раковины двустворок (преимущественно отложения 2 и 3 пачки).
3. Наиболее продуктивные скважины приурочены к зонам развития андезит-базальтовых порфиров и гранитов с хорошей теплопроводностью (1,5-2,1 Вт/м*К), характеризующихся активным проявлением дизъюнктивной тектоники.
4. Выделены перспективные зоны БАК на Северо-Демьянском месторождении. Наиболее перспективные области приурочены к зоне структурного поднятия, где отмечается повышенная температура

пласта, наличие мощной глинистой покрышки над баженовской свитой, а также повышенное содержание Сорг.

5. На данной площади впервые предложены алгоритмы выделения продуктивных интервалов в БАК с учетом комплексов данных исследований керна, ГИС, геохимических и геомеханических параметров.
6. Выделенные критерии рекомендуется апробировать на соседних месторождениях.

Список литературы

1. Баклашов И.В., Борисов В.Н., Картозия Б.А., Шашенко А.Н. Геомеханика // Москва, 2004
2. Брадучан Ю.В., Гулари Ф.Г., Захаров В.А. и др. Баженовский горизонт Западной Сибири (стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеность) // Новосибирск, 1986
3. Гончаров И.В. Комплексные геохимические исследования керна скважин и проб нефтей на лицензионных участках уватского проекта и прилегающих территорий // № ЛИ4581 / ТННЦ-6801/14 от 09.06.2014
4. Гулари Ф.Г. Глинистые битуминозные толщи - новый тип коллекторов нефти и газа // Коллекторы и флюидоупоры. Новосибирск: Наука, Сибирское отделение, 1983
5. Данько Д.А. Методика выявления перспективных объектов в баженовской свите на основе комплексирования геомеханических, геохимических и геофизических параметров // статья из журнала Геофизика 2015, ст. 38-47.
6. Дорофеева Т.В., Аристаров М.Г., Блинчикова Е.Ю., Ковалевский М.О., Лебедева Г.В., Рогозина Е.А. Локальный прогноз залежей нефти баженовской свиты. Москва, «Недра», 1992
7. Зарипов О.Г., Нестеров И.И. Закономерности размещения коллекторов в глинистых отложениях баженовской свиты и ее возрастных аналогов в Западной Сибири // Советская геология. 1977-№ 3, с.19-25
8. Калмыков Г.А. Строение баженовского нефтегазоносного комплекса как основа прогноза дифференцированной нефтепродуктивности // Диссертация на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук. Москва, 2016
9. Куляпин П.С. Разработка интерпретационной и петроупругой моделей пород-коллекторов многокомпонентного состава и сложной структуры емкостного пространства // Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. Москва, 2016

10. Себродольская М.А., Костерина В.А., Золоева Г.М. Определение содержания керогена в коллекторах баженовской свиты по данным гамма - метода с учетом циклов осадконакопления // статья из журнала Геофизика 2014, ст. 46-52
11. Issler D.R., Hu K., Bloch J.D., Katsube T.J. Organic carbon content determined from well logs: examples from Cretaceous sediments of Western Canada // Geological survey of Canada. 2002. Open File 4362
12. Passey Q., Crecmey S., Kulla J.B., Moretti F.J., Stroud J.D. A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs // AAPG Bulletin 1990. V. 74. №17. P. 1777-1794
13. Rickman R., Mullen M., Petre E., Grieser B., Kundert D. A practical use of shale petrophysics for simulation design optimization: All shale plays are not clones of the Barnett Shale // Proceedings of the Annual Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers. 2008. 115-258

Сведения об авторах

Боженок Ангелина Дмитриевна, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
г. Тюмень, Российская Федерация
E-mail: adbozhenok@tnnc.rosneft.ru

Сорокина Анна Викторовна, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень,
Российская Федерация
E-mail: avsorokina@tnnc.rosneft.ru

Бумагина Варвара Андреевна, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень,
Российская Федерация
E-mail: vabumagina@tnnc.rosneft.ru

Authors

Bozhenok A.D., Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russian Federation
E-mail: adbozhenok@tnnc.rosneft.ru

Sorokina A.V., Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russian Federation
E-mail: avsorokina@tnnc.rosneft.ru

Bumagina V.A., Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russian Federation
E-mail: vabumagina@tnnc.rosneft.ru

Боженок Ангелина Дмитриевна
625002, Российская Федерация
г. Тюмень, ул. Осипенко 79/1
Тел.: 8 (3452) 52 90 90 доб.6536
E-mail: adbozhenok@tnnc.rosneft.ru