

## НОВЫЕ МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ОЦЕНКЕ РЕСУРСОВ НЕФТИ В ОТЛОЖЕНИЯХ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

М.Б. Скворцов, В.Д. Немова, М.В. Дахнова, Е.А. Копилевич, Н.Д. Сулова,  
А.М. Кирсанов, С.В. Можегова

*Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт,  
105118, Москва, шоссе Энтузиастов, 36, Россия*

Апробированная методика подсчета запасов нефти в баженовской свите в настоящее время отсутствует, поэтому эталонов, для которых достоверно установлены начальные запасы нефти, выделить невозможно. В этой связи метод аналогий, обычно применяемый при количественной оценке перспектив нефтегазоносности, к баженовской свите применить нельзя.

На примере баженовской свиты Западной Сибири рассмотрены методические подходы к оценке ее ресурсного потенциала. Так как закономерности распределения нефти в баженовской свите определяются начальными концентрациями в породах органического вещества (ОВ) и его катагенетической зрелостью, а формирование эффективных коллекторов в породах напрямую связано с этим процессом, необходимость привлечения геохимических исследований при оценке ресурсов и запасов баженовской свиты очевидна.

Предлагаются методические подходы выделения эффективных нефтенасыщенных толщин с привлечением данных Rock-Eval и геофизических исследований скважин и выявления перспективных объектов в баженовской свите, а также принципы дифференцированной оценки ресурсов и ранжирования территории исследований по различному составу насыщающих углеводородов (УВ).

*Баженовская свита, прогноз нефтеносности, эффективная нефтенасыщенная толщина, оценка ресурсов.*

## METHODOLOGICAL APPROACHES TO ASSESSMENT OF OIL RESOURCES IN THE BAZHENOV FORMATION SEDIMENTS

M.B. Skvortsov, V.D. Nemova, M.V. Dakhnova, E.A. Kopilevich,  
N.D. Surova, A.M. Kirsanov, and S.V. Mozhegova

Today there is no verified methodology to calculate oil reserves in the Bazhenov Formation, which makes it impossible to identify any references for the initial oil reserves. Therefore, the analog approach that is usually applied for quantitative assessment of petroleum potential becomes inapplicable.

The paper considers different approaches to assessment of the petroleum potential of the Bazhenov Formation in West Siberia. Since oil distribution in the formation is determined by the initial content and catagenetic maturity of organic matter in the rock and controls the formation of an effective reservoir, it becomes apparent that estimating the oil resources and reserves requires geochemical studies.

The proposed methodological approaches consider separation of net oil pays using the Rock-Eval data, well log data, and results of oil-promising objects survey and the principles of differentiated assessment of oil resources and territory ranking by the compositions of saturating hydrocarbons.

*Bazhenov Formation, oil forecast, net oil pay, assessment of resources*

## ВВЕДЕНИЕ

Методические подходы, изложенные в данной статье, предлагается применять при оценке ресурсов УВ в баженовском горизонте в составе баженовской свиты и нижнетутлейской подсвиты. Это позднеюрские—раннемеловые (верхневолжские—валанжинские) нефтематеринские карбонатно-глинисто-кремнистые отложения, аномально обогащенные органическим веществом. Разрез баженовской свиты представлен переслаиванием карбонатно-глинисто-кремнистых пород, аномально обогащенных органическим веществом (ОВ), и плотных прослоев силицитов, известняков и доломитов с относительно пониженным содержанием ОВ [Панченко и др., 2016]

Эти породы широко распространены в пределах Западной Сибири, их продуктивность связана с отложениями с содержанием  $C_{орг}$  более 5 % и глинистостью не более 30 %.

Предлагаемые подходы не распространяются на аномальные разрезы баженовской свиты, содержащие песчано-алевритовые прослои.

## УТОЧНЕНИЕ ТЕРМИНОВ, ПРИНЯТЫХ ДЛЯ НЕТРАДИЦИОННЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ СИСТЕМ

Объемный метод широко применяется в практике подсчета запасов и ресурсов нефти. Возможно его применение и при оценке ресурсов нефти в отложениях баженовской свиты с учетом отдельных уточнений и дополнений. Так как нетрадиционная нефтегазовая система отличается от традиционной тем, что объектом изучения и промышленной оценки являются УВ, генерированные нефтематеринской свитой и сохранившиеся в этой же толще, необходимо обозначить некоторые общие термины, которые в какой-то мере отличаются от терминов, принятых для традиционных нефтегазовых систем [Прищепа, Аверьянова, 2014].

*Залежь нефти баженовской свиты* — это залежь подвижных параавтохтонных УВ, генерированных и содержащихся в проницаемых породах нефтематеринской свиты, со всех сторон ограниченных флюидоупорами.

Обычно по латерали наличие флюидоупоров контролируется процессами вторичных (постседиментационных) преобразований пород. По разрезу флюидоупоры могут быть сформированы за счет утраты проницаемости породами в диагенезе. Но чаще происходит смена литологического состава пород, связанная с условиями осадконакопления; по вертикали проницаемые породы сменяются непроницаемыми, существенно более глинистыми и относительно более углеродистыми породами.

*Свободные углеводороды* — углеводороды, генерированные нефтематеринской свитой и сохранившиеся в этой же толще.

*Подвижные углеводороды* — свободные углеводороды, не связанные с породами и керогеном сорбционными процессами.

*Геологические ресурсы нефти баженовской свиты* — суммарное количество подвижных углеводородов в жидком состоянии в емкостном пространстве пород, состоящем из трещин, каверн и пор.

*Пористость пород баженовской свиты* создавалась в результате двух процессов. Первый — постседиментационное преобразование пород — окремнение, карбонатизация, не зависит от степени катагенеза ОВ. Второй — крекинг твердого ОВ (керогена) по мере роста катагенеза с образованием жидких (нефть) и газообразных флюидов, этот процесс из-за увеличения объема ОВ сопровождается образованием «органической» пористости. Объем связанных пор в керогене, имеющий практическое значение, появляется в породах со стадии катагенеза ОВ выше МК<sub>3</sub>. Тогда пористость имеет отчетливую зависимость от содержания С<sub>орг.</sub> Это значит, что катагенные превращения органического вещества должны сформировать не только субгоризонтальную трещиноватость, а главным образом поровую емкость во всех породах баженовской свиты.

При степени катагенеза ОВ ниже МК<sub>3</sub> коллекторы формируются только за счет межкристаллических, межзерновых, межскелетных пор и трещин.

При стадии катагенеза ОВ выше МК<sub>3</sub> коллектором становится практически весь разрез баженовской свиты, за счет появления большого объема связанных пор в керогене.

Вместо понятия «пористость» для обозначения пространства в породах, заполненного либо жидким флюидом, либо газом, либо их смесью, предлагается использовать термин «емкость».

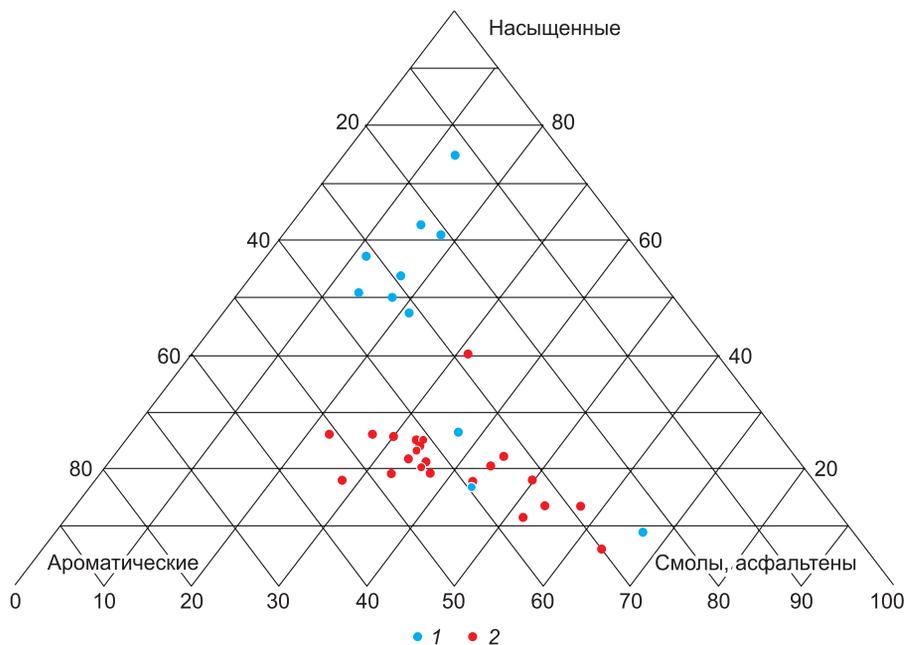
*Эффективная нефтенасыщенная толщина* в отложениях баженовской свиты — это суммарная толщина прослоев коллектора, содержащего подвижные УВ. Ввиду отсутствия пластовых вод в баженовской свите, эффективная нефтенасыщенная толщина будет совпадать с суммарной толщиной коллекторов в разрезе.

## ФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

Прежде чем перейти к определению подсчетных параметров необходимо рассмотреть вопрос — какой фазовый состав флюида свиты мы ожидаем встретить.

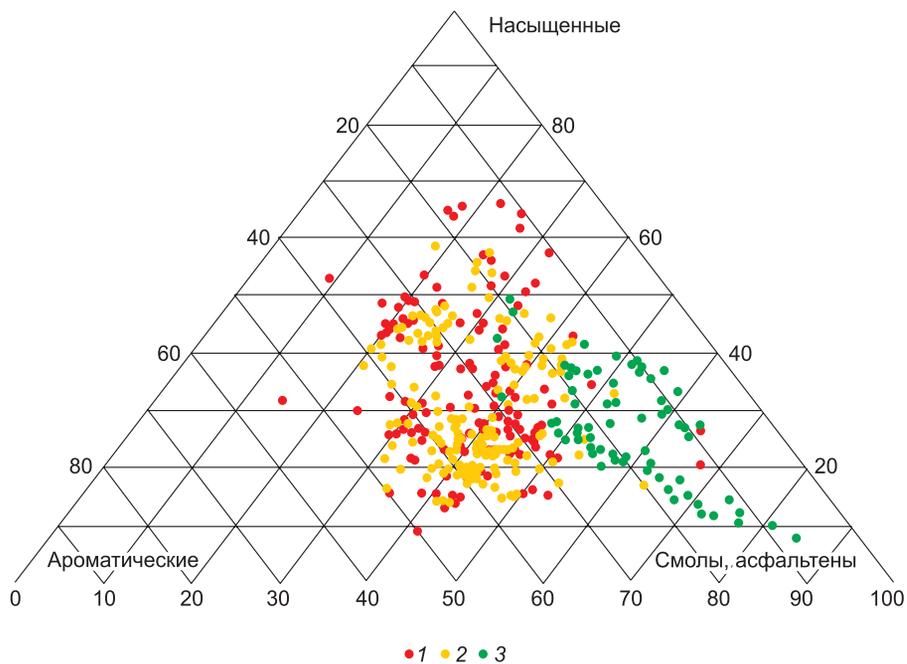
Битумоиды, отобранные в скважинах, вскрывших нефтяные залежи баженовской свиты, значительно богаче углеводородами (78—85 %), и среди них преобладают насыщенные углеводороды. Таким образом, поровое пространство пород баженовской свиты в скважинах заполнено сравнительно легкой малосмолистой нефтью. В скважинах, где получены незначительные притоки или «сухо», битумоиды значительно беднее углеводородами, отмечается повышенное содержание смол и асфальтенов (рис. 1). Это свидетельствует о том, что эти скважины вскрыли остаточные залежи, из которых большая часть нефти эмигрировала в подстилающие или перекрывающие резервуары.

При исследовании битумоидов, экстрагированных из образцов керна различного размера (рис. 2), установили, что в образцах регулярной формы (ОРД) и образцов грубого дробления (ОГД до 0.25 мм) преобладают углеводороды. В то же время из образцов мелкого дробления (ОМД меньше 0.25 мм) би-



**Рис. 1. Тригонограмма группового состава битумоидов баженовской свиты продуктивных, малодебитных и «сухих» скважин.**

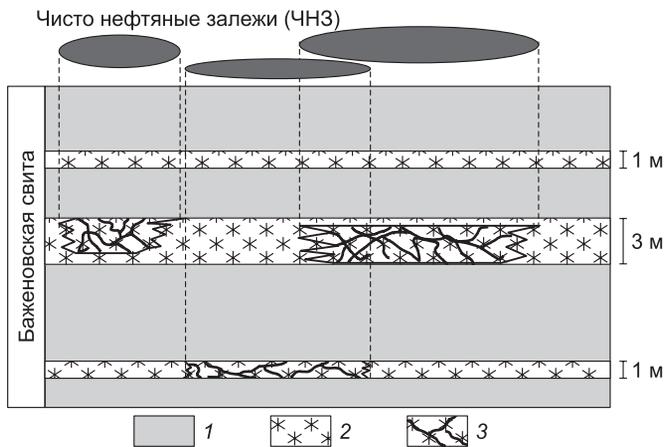
1 — продуктивные скважины, 2 — малодебитные, «сухие» скважины.



**Рис. 2. Тригонограмма группового состава битумоидов открытых пор и битумоидов закрытых пор из пород баженовской свиты.**

1, 2 — образцы ОРФ и ОГД, 3 — образцы ОМД.

тумоиды состоят на 80 % из смол и асфальтенов и представляют собой остаточные битумоиды. При исследовании образцов ОРД и ОГД мы изучаем открытые поры, а при ОМД в основном закрытые. Объем битумоидов группы ОМД от объема всех экстрактов не превышает 15 %, т. е. пористость пор этой группы не превышает 1 %, и они не играют значительной роли в общем объеме пор, и их можно не



**Рис. 3. Модель строения залежи нефти баженовской свиты.**

1 — породы, обогащенные ОВ (флюидоупоры); 2 — плотные породы (флюидоупоры); 3 — плотные породы с наличием связанного емкостного пространства (коллекторы).

учитывать. Таким образом, флюидодинамическая модель баженовской свиты представлена или легкой малосмолистой, или тяжелой смолистой «остаточной» нефтью (рис. 3). Этот вывод подтверждается результатами анализов поверхностных проб нефти.

### МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ОПРЕДЕЛЕНИЮ ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Наибольшая неопределенность при применении объемного метода для оценки ресурсов и запасов баженовской свиты характерна при определении площади нефтеносности и эффективной нефтенасыщенной толщины. Это объясняется тем, что применяемый в настоящее время комплекс исследований в скважинах не позволяет однозначно идентифицировать нефтенасыщенные интервалы, определять их толщину по данным ГИС. Традиционные методы определения петрофизических параметров пород, обычно используемые для подсчета запасов нефти, не могут быть применены для изучения всего разреза исследуемой толщи из-за разрушения образцов ряда литологических разностей при подъеме керна и при исчерпывающей экстракции образцов. Из-за слабой изученности особенностей распределения нефти в отложениях рассматриваемого типа для оценки запасов УВ в этих толщах используются временные методики и условно принимаемые расчетные параметры [Петерсилье и др., 2003; Петерсилье, Камар, 2016; Временное..., 2017; Временные..., 2017]

**Эффективная нефтенасыщенная толщина.** Для ее выделения в разрезе баженовских отложений предлагается использовать результаты исследований пород методом Rock-Eval (рис. 4).

По этим результатам можно: 1) выделить нефтенасыщенные интервалы; 2) оценить количество содержащейся в них нефти.

Нефтенасыщенные интервалы выделяются по anomalно высоким значениям ( $S_1 + S_2a$ ) (общее содержание свободных УВ) относительно концентрации  $C_{орг}$  и  $S_2$  (остаточный генерационный потенциал пород). Относительно высокое содержание свободных УВ характеризует наличие коллектора.

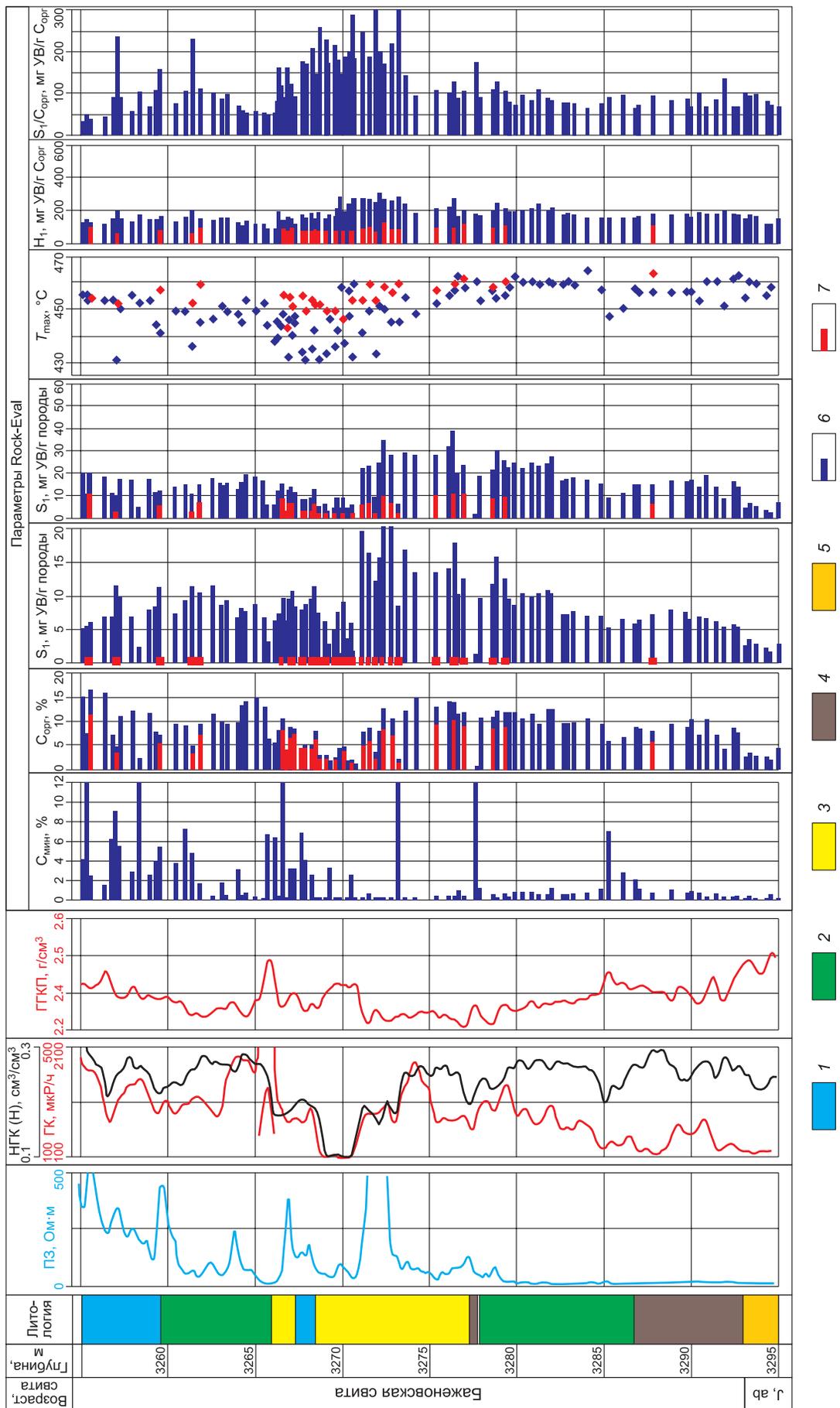
Закономерности распределения нефти в баженовской свите определяются начальными концентрациями в породах органического вещества и его катагенетической зрелостью, т. е. формирование эффективных коллекторов в породах напрямую связано с процессом катагенетического преобразования ОВ. В связи с этим необходимость привлечения геохимических исследований при оценке ресурсов и запасов баженовской свиты очевидна. Геохимические разрезы, построенные по результатам анализа пород методом Rock-Eval, позволяют четко проследить изменения по разрезу общего содержания ОВ (ТОС) и содержание его различных компонентов — свободных относительно низкомолекулярных УВ ( $S_1$ , мг УВ/г породы); свободных относительно высокомолекулярных компонентов нефти ( $S_2a$ ) и остаточного генерационного потенциала керогена ( $S_2б$ , мг УВ/г породы). Величина  $S_2a = S_2$  (до экстракции) —  $S_2б$  (после экстракции)

На связи методов ГИС с параметрами  $S_1$ ,  $S_2$  значительное влияние оказывают степень катагенеза ОВ и полимиктовый состав пород. На территориях с высокой степенью катагенетической зрелости ОВ, к которой, например, относится группа месторождений Большого Салыма, доказана практически повсеместная нефтенасыщенность разреза (высокопродуктивных скважин), в то же время на КраснOLEнинском своде, где степень катагенеза значительно ниже, продуктивны только определенные литотипы баженовской свиты.

Как было сказано выше, в породах баженовской свиты емкость коллекторов может иметь различную природу:

— «минеральную» — поры и трещины расположены между минеральными компонентами породы, в продуктивных отложениях баженовской свиты присутствуют повсеместно;

— органическую — формируется в керогене по мере развития процессов генерации УВ, ее влияние на емкостные характеристики пород увеличивается с ростом катагенеза ОВ. Исходя из этого, многообразие литотипов баженовских отложений может быть сведено к двум группам, принципиально различающимся физическими свойствами и способностью аккумулировать и отдавать подвижные УВ.



**Рис. 4. Геолого-геохимический разрез баженовской свиты по скважине Салымской площади.**

1—4 — литологические типы пород; 1 — известняки, 2 — глинисто-кремнистые, 3 — радиолариты доломитизированные, 4 — глинистые; 5, 6 — результаты исследования образцов пород; 5 — до экстракции хлороформом, 6 — после экстракции; 7 — нефтенасыщенные интервалы, выделенные по результатам Rock-Eval.

Группа пород	Литотип	Минеральная часть C <sub>орг</sub>	Глинистые минералы, %		Кремнезем, %				Карбонатные минералы, %													
			0 25 50 75				0 25 50 75				кальцит биогенный				кальцит вторичный				доломит вторичный			
			0 25 50 75				0 25 50 75				0 25 50 75				0 25 50 75				0 25 50 75			
1-я группа	Силициты глинистые высокоуглеродистые с двусторонними	более 10 %	[0-25]				[0-50]				[0-25]				[0-25]				[0-25]			
	Силициты глинисто-карбонатные высокоуглеродистые с кокколитофоритами		[0-25]				[0-50]				[0-25]				[0-25]				[0-25]			
	Силициты малоглинистые углеродистые	до 10 %	[0-25]				[0-50]				[0-25]				[0-25]				[0-25]			
2-я группа	Радиоляриты	до 5 %	[0-25]				[0-50]				[0-25]				[0-25]				[0-25]			
	Вторичные доломиты, развитые по радиоляритам		[0-25]				[0-50]				[0-25]				[0-25]				[0-25]			
	Вторичные известняки, развитые по радиоляритам		[0-25]				[0-50]				[0-25]				[0-25]				[0-25]			
	Известняки пелоидно-интракласовые		[0-25]				[0-50]				[0-25]				[0-25]				[0-25]			

Рис. 5. Схема литологической типизации отложений баженовской свиты (высокоуглеродистой области).

1-я группа — тонкослоистые высокоуглеродистые, наиболее глинистые породы.

2-я группа — более плотные, хрупкие, слоистые или массивные породы, относительно менее обогащенные глинистыми минералами и C<sub>орг</sub>.

На территории с высокой степенью катагенетической зрелости ОВ в эффективные нефтенасыщенные толщины включаются породы с доказанной насыщенностью свободными УВ (т. е. породы, в которых  $(S_1 + S_{2a})/TOC > 100$  мг УВ/ г ТОС или  $S_1/S_2 C > 0.2$  и др). Эффективная органическая емкость может присутствовать в любых литотипах, эффективная минеральная — только в литотипах 2-й группы.

В зонах с более низкой катагенетической зрелостью ОВ, определение эффективных нефтенасыщенных толщин сводится к выделению в разрезе склонных к хрупким деформациям литотипов и определению среди них нефтенасыщенных (рис. 5).

Удельное электрическое сопротивление пласта зависит от литологии разреза, пористости, занятой флюидом, и насыщения. Отсутствие других флюидов, кроме S<sub>1</sub> и S<sub>2a</sub>, в баженовской свите позволяет проводить прогноз величины S<sub>1</sub> + S<sub>2a</sub> для каждого литотипа с помощью фокусированных методов сопротивления по ГИС

$$S_1 + S_{2a} — функция — V породы \cdot (K_{п\text{дин}} + K_{но}).$$

Это параметр, пропорциональный общей пористости, а значит, характеризует как подвижный УВ (K<sub>пдин</sub>), так и неподвижный УВ (K<sub>но</sub>) и лучше всего выражается через сопротивление (рис. 6).

Связь между содержанием керогена и радиоактивностью можно прогнозировать через спектральную (а в некоторых областях и через интегральную — в зависимости от концентрации глинистого вещества) характеристику гамма-каротажа.

В связи с этим использовалась интегральная функция ГК, входящая в стандартный комплекс и прописанная практически во всех скважинах (рис. 7).

Нефть, генерируемая керогеном, не вся является подвижной, так как часть ее удерживается сорбционными процессами керогена и вмещающих его пород.

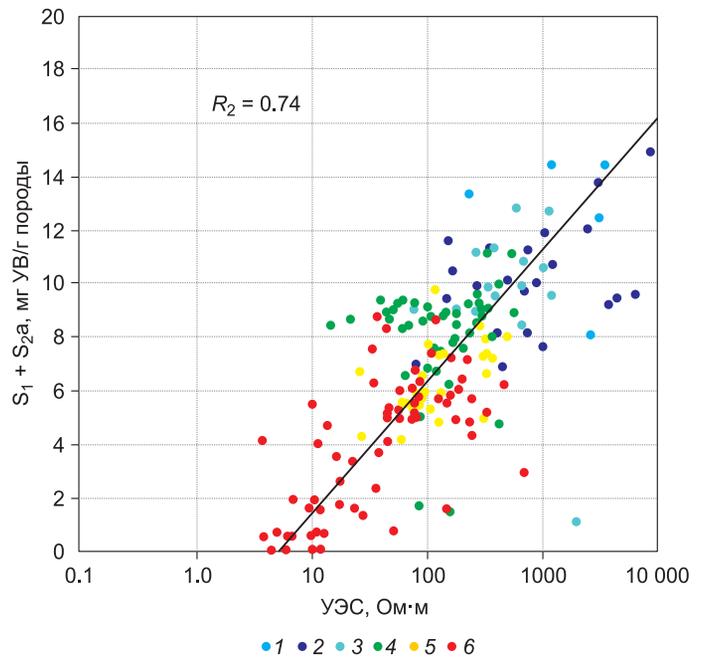
Таким образом, для выделения коллекторов мало получить параметр S<sub>1</sub> больше 0, надо учесть остаточное насыщение, т.е. получить S<sub>1</sub>гран. Для его определения использовалось соотношение S<sub>1</sub>/S<sub>2</sub> к C<sub>орг</sub> больше 0.2 (рис. 8).

На рис. 9 приведены примеры выделения эффективных нефтенасыщенных толщин по данным ГИС.

**Площадь нефтеносности.** Для картирования перспективных залежей нефти была использована технология комплексного спектрально-скоростного прогнозирования (КССП). Технология КССП разработана на базе спектрально-временного анализа (СВАН) и псевдоакустического преобразования сейсмической записи с целью прогнозирования типов геологического разреза и ФЕС коллекторов (коэффициентов пористости и проницаемости, эффективных толщин, удельной емкости, гидропроводности) с построением карт и кубов. Физическая основа технологии КССП заключается в том, что в соответствии с классической теорией распространения упругих колебаний, при изменении упругих свойств среды,

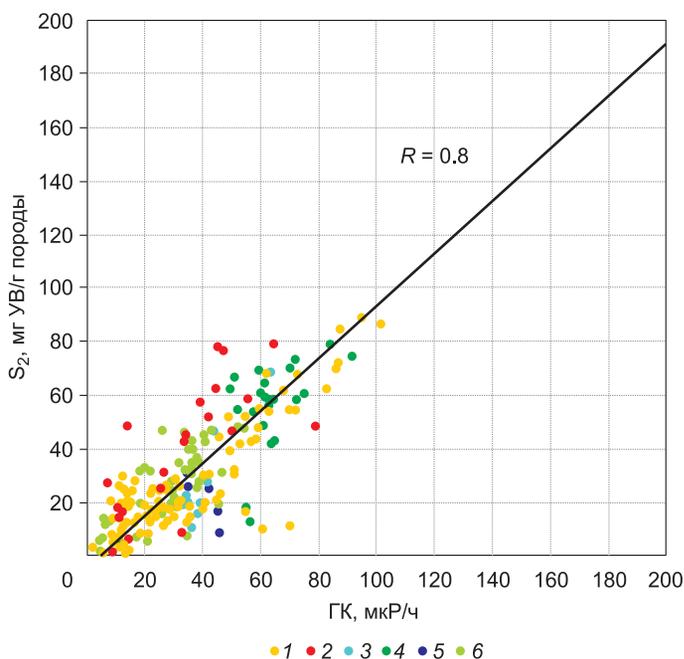
**Рис. 6. Пример связи геохимического параметра  $S_1 + S_2$  и удельного электрического сопротивления (УЭС) по ГИС в интервале баженовской свиты по скважинам Большого Салыма (высокая степень катагенетической зрелости ОВ).**

1 — глинисто-карбонатно-кремнистые породы, с высоким керогеном; 2 — тонкое переслаивание карбонатно-кремнистых пород и известняков; 3 — керогеново-глинисто-кремнистые породы с двустворками; 4 — радиоляриты, доломиты и известняки; 5 — образцы из нелитотипизированных скважин с высоким дебитом; 6 — образцы из нелитотипизированных скважин с низким дебитом.  $R_2$  — коэффициент корреляции.



обусловленном непостоянством литофациальной и гранулометрической характеристик разреза, параметров ФЕС и наличием флюида, изменяется форма импульса волны и скорость его распространения [Сулова и др., 2016].

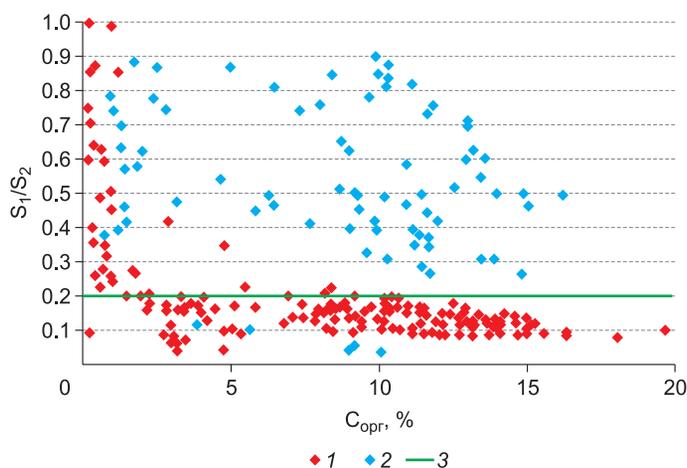
Наиболее полное отображение изменения формы импульса достигается при его двумерном спектральном разложении по оси частот и времен (СВАН). Энергетические спектры результата спектрально-временного анализа — СВАН-колонки — характеризуются количественными спектрально-временными атрибутами (СВА), представляющими собой отношение энергии высоких частот и больших времен к энергии низких частот и малых времен, а также произведение удельной спектральной плотности спектров на средневзвешенные и максимальные частоты и времена. Таким образом, количественная спектрально-временная и псевдоакустическая параметризации волнового поля на временных разрезах и кубах позволяет получить 7 соответствующих атрибутов — 6 спектрально-временных (3 по оси частот и точно такие же 3 по оси времен) и 1 псевдоакустический (скорость). Эти 7 сейсмических атрибутов сертифицируются по максимальному значению коэффициента взаимной корреляции (КВК) с типами геологического разреза и параметрами ФЕС коллекторов в эталонных скважинах. Сертифицированные атрибуты определяются по всем сейсмическим трассам с построением карт и кубов атрибутов, которые комплексно интерпретируются с использованием современных математических средств — искусственных нейронных сетей и статистических, спектрально-корреляционных алгоритмов.



В качестве эталона использованы значения дебитов в скважинах. Всего использовано 50 тыс. км сейсмических региональных профилей, а для сертификации — выбора наиболее оптимальных для данных сейсмогеологических условий атрибутов — были взяты скважины, наиболее близко расположенные к профилям, расстояние не превышало 10 км.

**Рис. 7. Пример связи геохимического параметра  $S_2$  и естественной радиоактивности по ГИС в интервале баженовской свиты по скважинам Большого Салыма (высокая степень катагенетической зрелости ОВ).**

1 — образцы из нелитотипизированных скважин с высоким дебитом; 2 — глинисто-карбонатно-кремнистые породы, пиритизированные, с высоким содержанием керогена; 3 — керогеново-глинисто-кремнистые породы с двустворками; 4 — радиоляриты; 5 — переслаивание глинисто-кремнистых пород с радиоляритами; 6 — карбонатные породы: доломиты и известняки.



**Рис. 8. Графическое определение граничного значения параметра  $S_1$  по результатам испытаний и данных Rock-Eval.**

1 — образцы, отобранные из «сухих» скважин; 2 — образцы, отобранные из приточных скважин; 3 — линия граничного соотношения  $S_1/S_2$ .

Из представительной выборки часть скважин отнесена к I типу разреза, дебит которых был больше  $100 \text{ м}^3/\text{сут}$ , к II типу отнесены скважины с дебитом в интервале от 15 до  $100 \text{ м}^3/\text{сут}$ , III тип разреза, дебит которых не превышает  $15 \text{ м}^3/\text{сут}$ , и IV тип — «сухие» скважины. Как было показано ранее,

углеводородный состав битумоидов в различных частях провинции отличается друг от друга. Так, например, при одних и тех же содержаниях  $C_{\text{орг}}$  количество свободных УВ различается в несколько раз. При этом для участков, где преобладают повышенные значения  $S_1$  характерно преобладание насыщенных углеводородов, а с более низкими показателями нафтеново-ароматические. Из этого можно сделать предположение, что состав битумоидов является одним из критериев потенциальной продуктивности баженовской свиты (рис. 10).

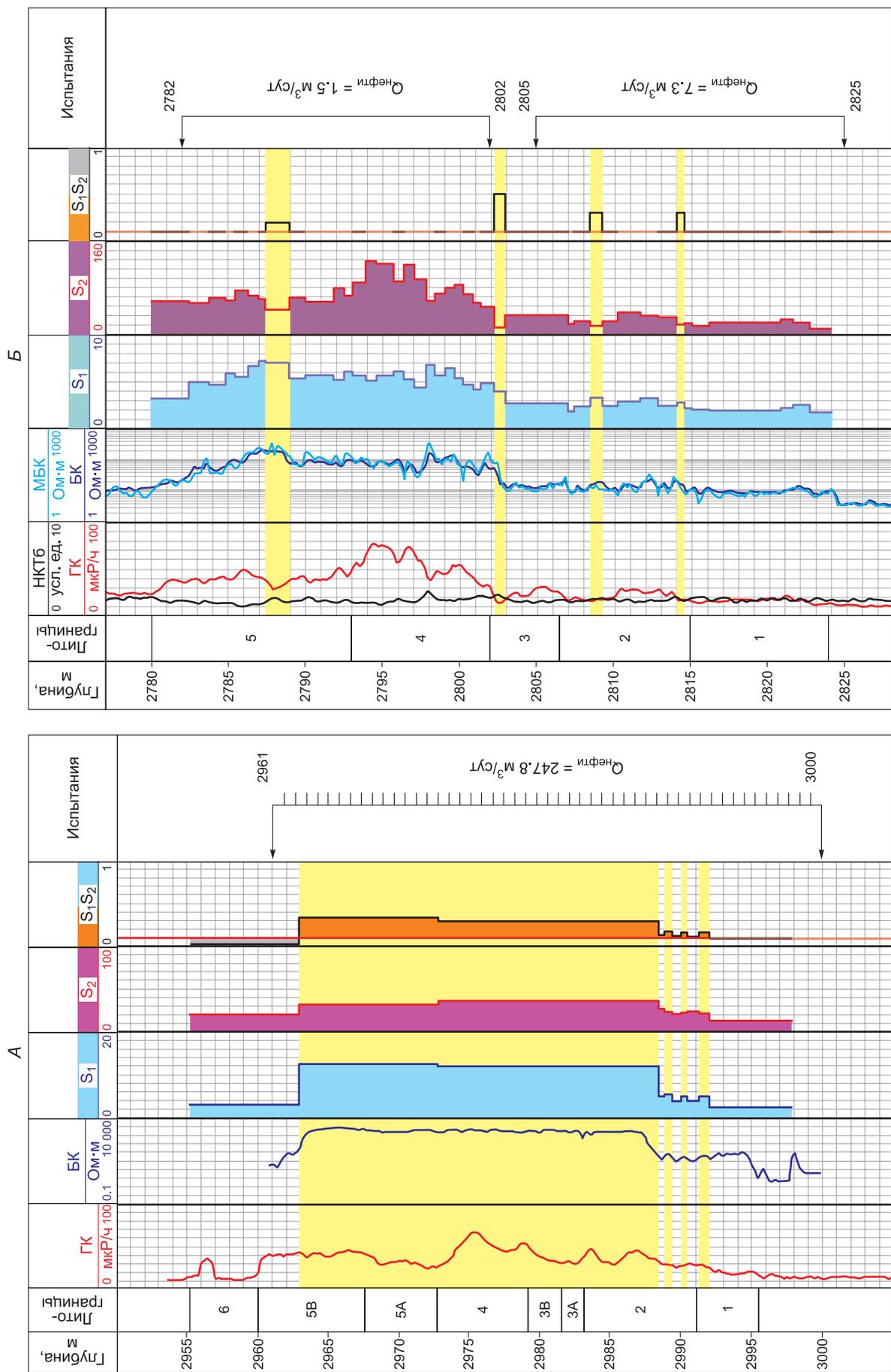
Исходя из этого, типы разреза с потенциальными дебитами от 15 до  $100 \text{ т}/\text{сут}$  и более были отнесены к перспективным участкам, содержащим легкую малосмолистую нефть. А тип разреза с дебитом до  $15 \text{ т}/\text{сут}$  — к участкам, содержащим малоподвижную, смолистую нефть (мальты).

Так как подобное различие связано в первую очередь со степенью катагенеза, был проведен анализ термобарических условий с целью выявления перспективных зон. Проведенный анализ подтвердил выделенные перспективные зоны.

Для каждой из сейсмических трасс рассчитывался весь набор атрибутов КССП, с перебором настраиваемых параметров, таких как ширина применяемого фильтра ( $F$ ) для получения СВАН-колонки и уровень отсечки спектра ( $L$ ). Таким образом, для каждого атрибута рассчитывались наборы значений с параметрами изменения ширины фильтра в пределах от 30 до 80 Гц и уровня отсечки нормированного спектра от 0.1 до 0.3. Для каждого типа скважин были рассчитаны все варианты атрибутов, и затем проведена сертификация. Критерием выбора атрибута для последующей комплексной интерпретации было максимальное различие средних значений ( $\Delta$ ) внутри типа в отношении к среднеквадратическому разбросу внутри типа ( $\sigma$ ), т. е.  $\Delta/\sigma$ . Результаты сертификации СВА представлены в графическом виде (см. рис. 8). Для разделения I и II типов геологического разреза были выбраны атрибуты в частотной области СВА3 ( $F = 30$ ;  $L = 0.3$ ) и СВА4 ( $F = 50$ ;  $L = 0.3$ ) во временной. В среднем с доверительной вероятностью  $P = 0.86$  данные атрибуты позволяют отличить I тип разреза от II (промежуточного по дебитам) в спектрально-временном пространстве атрибутов, что потенциально обеспечивает высокий уровень достоверности последующих результатов после комплексной интерпретации алгоритмами спектрально-корреляционного анализа (программный комплекс COSCAD 3Dt). Аналогичным образом для разделения II и III типов разреза выбран атрибут СВА3 ( $F = 50$ ;  $L = 0.1$ ), где разница средних значений атрибутов  $\Delta = 247$ , а средний разброс внутри II и III типов составил  $\sigma = 191$ . В данном случае доверительная вероятность разделения типов равна 0.80. И для оставшейся комбинации отличить III и IV типы разреза позволил СВА2 ( $F = 30$ ;  $L = 0.1$ ), но с малой доверительной вероятностью  $P = 0.5$ , что предлагается использовать в качестве зоны неопределенности, где с равной долей вероятности могут быть отложения потенциально с дебитом до  $15 \text{ м}^3/\text{сут}$  или «сухие».

Таким образом, выбраны четыре спектрально-временных атрибута КССП, которые достаточно убедительно позволяют отличать типы разреза между собой со средней доверительной вероятностью  $P = 0.84$ . Следующим этапом технологии КССП является статистический спектрально-корреляционный анализ атрибутов с последующей интерпретацией и построением карты типов разреза, основанной на разделении типов по дебитам в скважинах, который осуществлен в программном комплексе COSCAD 3Dt. Результативная карта получена с помощью алгоритма  $k$ -средних, по А.В. Петрову, с метрикой, по Махаланобису, и последующим применением энтропийной фильтрации

На представленной результативной карте (см. рис. 9, Б) хорошо выделяются такие известные месторождения, как Салымское и Приразломное, которые попадают в зоны преимущественно I и II типов. Помимо уже выявленных, обозначены 9 новых перспективных высокодебитных зон, сконцентрирован-



**Рис. 9. Пример выделения эффективных нефтенасыщенных толщин по данным ГИС в скважине с высоким дебитом (А) и с низким дебитом (Б).**

Желтым цветом показан интервал коллектора.

Рис. 10. Начало.

КССП:  
 спектрально-временные атрибуты:

СВА2 ( $F = 30; L = 0.1$ )

СВА3 ( $F = 30; L = 0.3$ )

СВА3 ( $F = 50; L = 0.1$ )

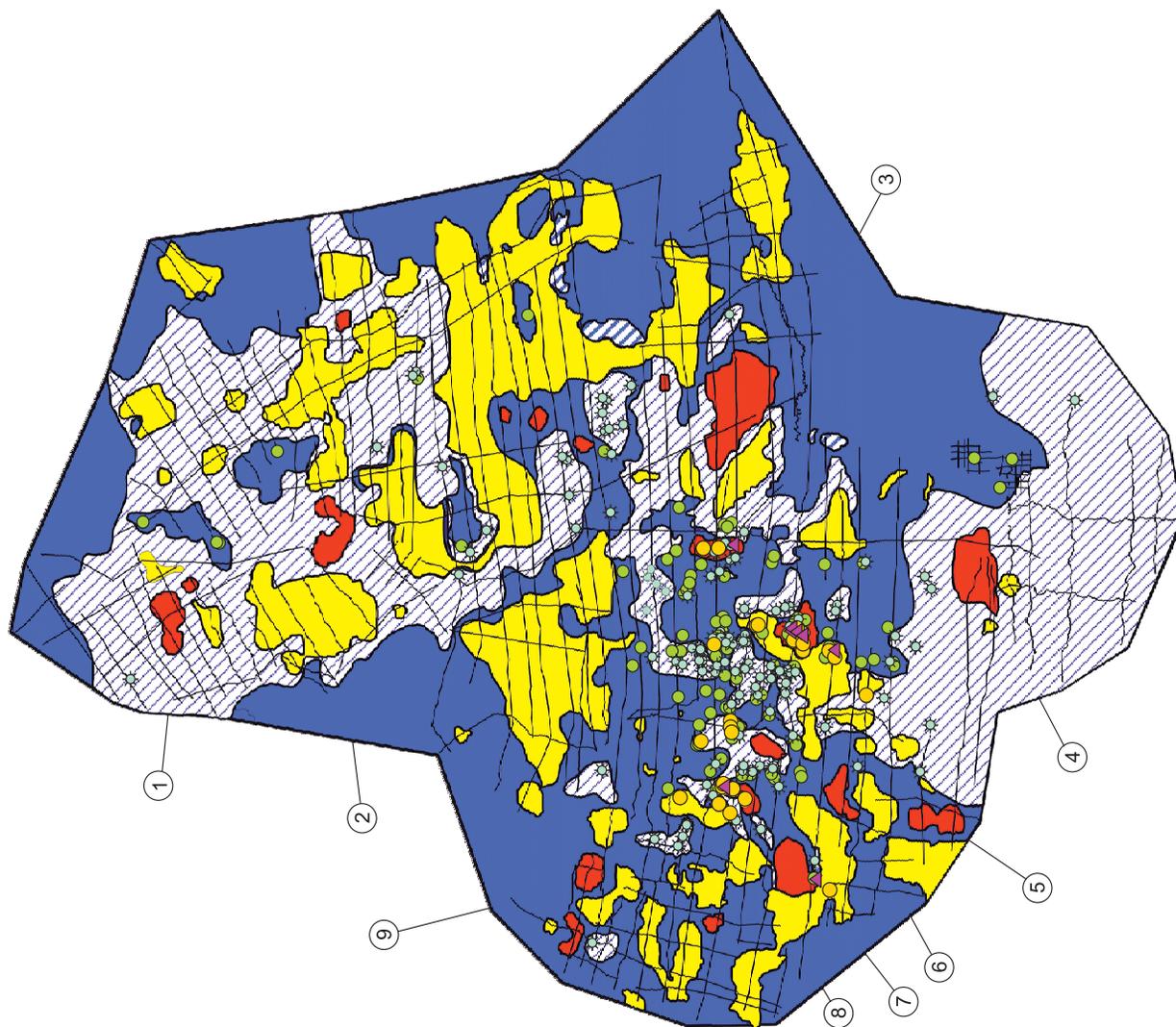
СВА4 ( $F = 50; L = 0.3$ )

Комплексная интерпретация  
 алгоритм  $k$ -средних,  
 по А.В. Петрову,  
 метрика, по Махаланобису,  
 энтропийная фильтрация

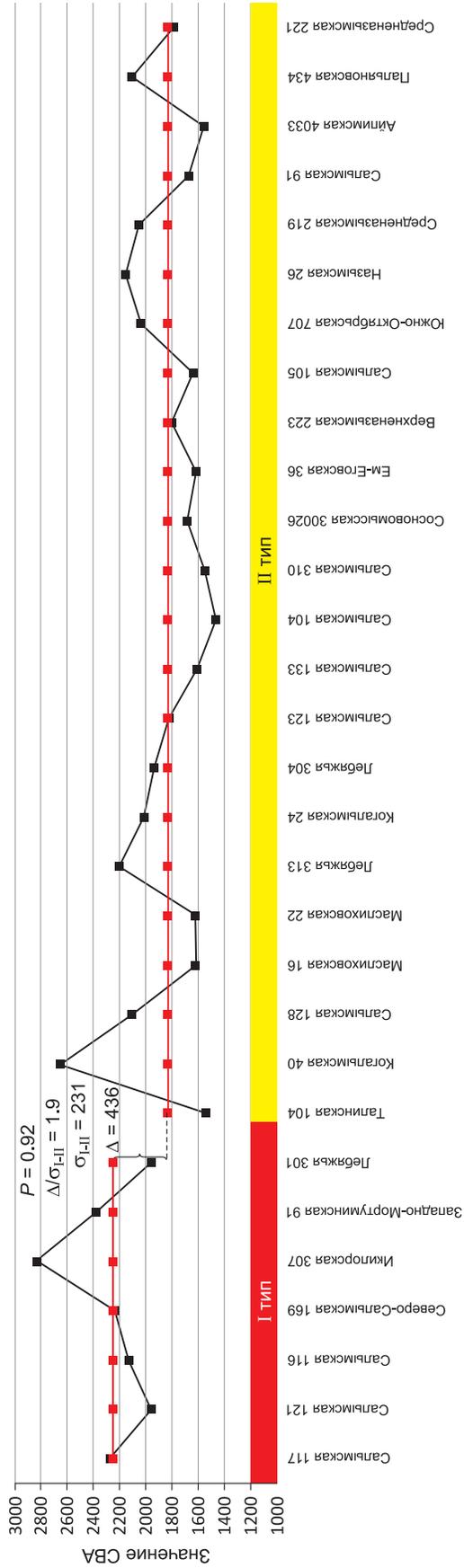
- преимущественно I тип разреза с дебитом  $Q > 100 \text{ м}^3/\text{сут}$
- преимущественно II тип разреза с дебитом  $Q = 15\text{--}100 \text{ м}^3/\text{сут}$
- преимущественно III тип разреза с дебитом  $Q = 1\text{--}15 \text{ м}^3/\text{сут}$
- преимущественно IV тип разреза с дебитом  $Q = 0 \text{ м}^3/\text{сут}$   
 (зона неопределенности)

① перспективные высокодебитные зоны

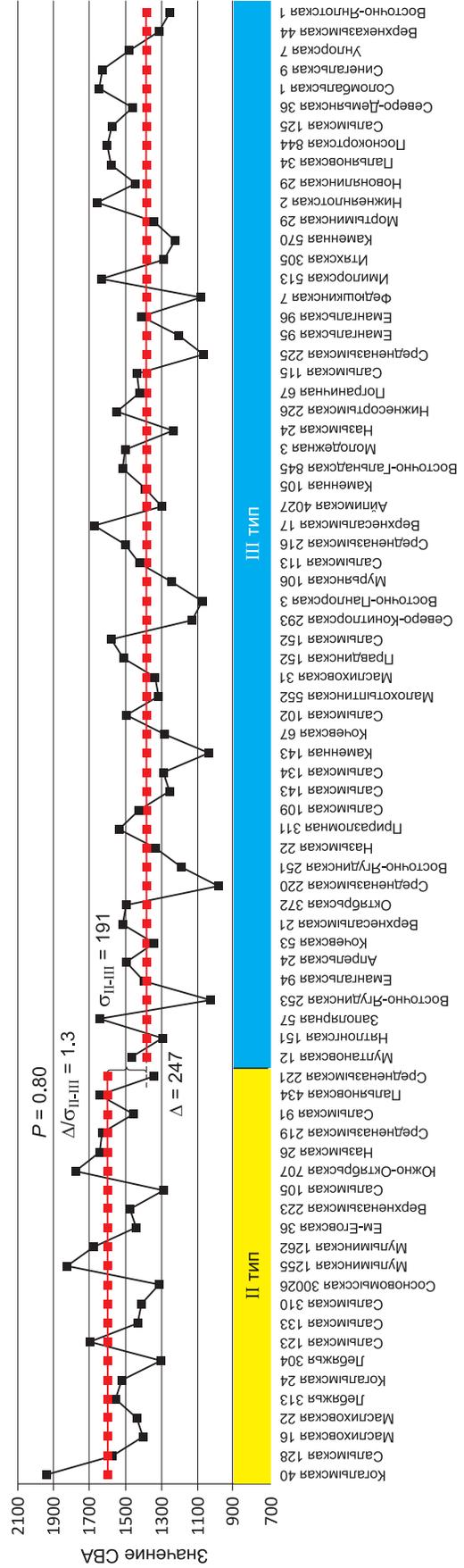
- скважины I типа
- скважины II типа
- скважины III типа
- скважины IV типа



Разница I и II типов разреза по СВАЗ (30; 03)



Разница II и III типов разреза по СВАЗ (50; 01)



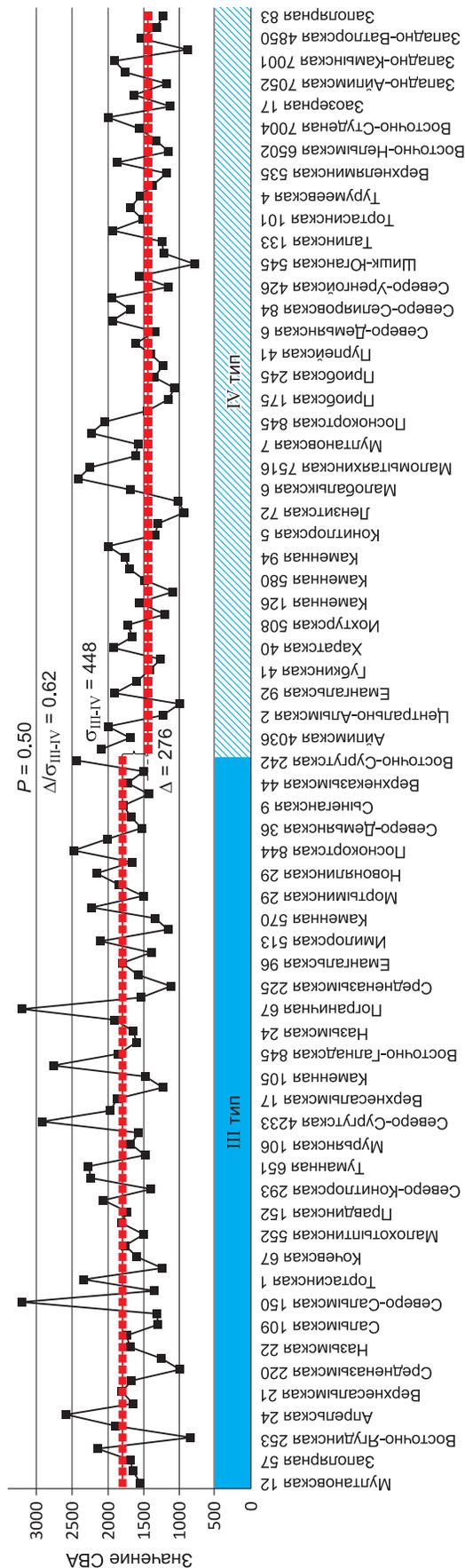


Рис. 10. Результативная карта КССП.

ных на севере, юге, западе и в центре региона, которые представляют собой первоочередные объекты для детальных сейсморазведочных работ МОГТ 3D и бурения.

В дальнейшем прогнозная карта перспективных зон, построенная с использованием технологии КССП, была ограничена распространением содержания  $C_{орг}$  больше 5 %, зоны отсутствия коллекторов скорректированы с учетом проинтерпретированных скважин. Затем в скорректированных границах построена карта эффективных толщин отдельно по каждой зоне флюидосодержания.

**Пористость.** Так как в настоящий момент надежной методики определения пористости нет, в расчетах ее величина принята в соответствии с распределением пористости по керну в образцах с  $C_{орг}$  больше 5 %. Среднее значение для подвижной нефти составляет 8.8 %. Пористость для малоподвижной нефти принята 4 %.

**Нефтенасыщенность.** Из-за широкого распространения явления гидрофобизации в баженовской свите, объем, занимаемый водой (физически и химически связанной), очень мал и не был достоверно замерен ни одним из научно-производственных коллективов. Поэтому величину  $K_{во}$  для коллекторов с минералогической емкостью рекомендуется принять за 5 %, соответственно, величину  $K_n$  — за 0.95.

**Плотность нефти и пересчетный коэффициент** приняты для участков легкой подвижной нефти 0.81 и 0.8 соответственно, для участков, содержащих «остаточные» запасы, — 0.88 и 0.89 соответственно.

Величина КИН для участков, содержащих подвижные низкомолекулярные УВ, принята 0.15, для участков с малоподвижными — 0.1.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведенного расчета геологические локализованные подвижные ресурсы составили 35.8 млрд т, извлекаемые 5.4 млрд т, геологические ресурсы участков с малоподвижной нефтью — 42.3 млрд т, извлекаемые 4.2 млрд т. Суммарно соответственно геологические — 78.1 млрд т, извлекаемые — 9.6 млрд т.

Установлены связи между содержанием свободных УВ (параметр  $S_1'$ ) и сопротивлением пласта, остаточного генерационного потенциала керогена (параметр  $S_2'$ ) с ГК, что позволяет выделять эффективные нефтенасыщенные толщины по ГИС. Показана возможность картирования перспективных залежей по сейсмике.

Предложенные методологические подходы по определению подсчетных параметров могут быть положены в основу методики подсчета запасов в отложениях баженовской свиты и оценке ресурсного потенциала доманиковых отложений.

## ЛИТЕРАТУРА

**Временное** методическое руководство по подсчету запасов нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазовой провинции // Недропользование XXI век, 2017, № 4, с. 68—101.

**Временные** методические рекомендации по подсчету запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях // Недропользование XXI век, 2017, № 4, с. 102—115.

**Немова В.Д., Асташкин Д.А., Гаврилов С.С.** Методические наработки в области комплексных литолого-петрофизических исследований керн отложений баженовской свиты // Геология нефти и газа, 2013, № 2, с. 38—46.

**Панченко И.В., Немова В.Д., Смирнова М.Е., Ильина М.В., Барабошкин Е.Ю., Ильин В.С.** Стратификация и детальная корреляция баженовского горизонта в центральной части Западной Сибири по данным литолого-палеонтологического изучения и ГИС // Геология нефти и газа, 2016, № 6, с. 22—34.

**Петерсилье В.И., Комар Н.В.** Алгоритм оценки запасов залежей сланцевой нефти объемным методом // Геология нефти и газа, 2016, № 5, с. 95—101.

**Петерсилье В.И., Пороскун В.И., Яценко Г.Г.** Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. М., Тверь, ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003, 261 с.

**Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю.** Понятийная база и терминология углеводородов сланцевых толщ и низкопроницаемых коллекторов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2014, № 6, с. 4—15.

**Прищепа О.М., Суханов А.А., Макарова И.Р.** Методика определения зрелости сапропелевого органического вещества в доманикитах и оценки их углеводородных ресурсов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2015, № 7, с. 4—9.

**Скворцов М.Б., Дахнова М.В., Можегова С.В., Кирсанов А.М., Комков И.К., Пайзанская И.Л.** Роль геохимических методов в прогнозе нефтеносности и оценке ресурсного потенциала черносланцевых толщ (на примере баженовской свиты) // Геология и геофизика, 2017, т. 58 (3—4), с. 495—503.

**Сулова Н.Д., Скворцов М.Б., Кузнецов Г.В., Копилевич Е.А.** Возможности прогнозирования продуктивных зон баженовской свиты по анализу спектрально-временных атрибутов // Геофизика, 2016, № 1, с. 81—90.

*Рекомендована к печати 1 марта 2018 г.  
А.Э. Конторовичем*

*Поступила в редакцию 7 августа 2017 г.,  
после доработки — 8 февраля 2018 г.*