



А. Д. Алексеев
канд. геол.-мин. наук
ООО «Газпромнефть НТЦ»¹
ведущий эксперт
Alekseev.AIDm@gazprom-neft.ru



А. В. Давыдов
ООО «Технологический центр «Бажень»²
руководитель направления по оценке потенциала
и подсчету запасов
Davydov.AL.V@gazpromneft-ntc.ru



А. А. Касьяненко
ООО «Газпромнефть НТЦ»¹
начальник управления проектов нетрадиционных
запасов
Kasyanenko.AA@gazpromneft-ntc.ru



А. В. Олюнин
ООО «Технологический центр «Бажень»²
заместитель генерального директора - главный геолог
Olyunin.AV@gazprom-neft.ru

К вопросу выделения эффективных толщин в баженовской свите согласно положениям нового Временного методического руководства ГКЗ, вступившего в силу 01.01.2018

¹Россия, 190000, Санкт-Петербург, набережная реки Мойки, 75-79, лит. Б, этаж 4.
²Россия, 190000, Санкт-Петербург, ул. Якубовича, 24.

С 1 января 2018 г. в действие вступило новое Временное методическое руководство ГКЗ (ВМР) по подсчету запасов в баженовской свите. В 2018 г. компания «Газпром нефть» получила практический опыт по его опробованию в рамках оперативных пересчетов запасов на двух лицензионных участках. Статья посвящена наиболее острым вопросам, связанным с обоснованием эффективных толщин согласно положениям нового методического руководства, возникшим у исполнителей из различных организаций, которые работали независимо друг от друга. Авторы надеются, что данная статья окажется полезной в будущем при совершенствовании методологических подходов оценки ресурсной базы баженовской свиты

Ключевые слова: сланцевая нефть; сланцевые породы; нетрадиционные коллекторы; баженовская свита; кремнистые радиоляриты; карбонатизированные радиоляриты; глинисто-битуминозные породы; эффективная толщина; временное методическое руководство ГКЗ

В связи с ухудшением качества ресурсной базы в России и мире возрастает роль так называемых «нетрадиционных объектов», которые содержат легкие углеводороды в низкопроницаемых породах «сланцевого типа». Развитие технологий добычи «сланцевой нефти» в США показывает, что разработка подобных объектов может быть экономически рентабельной и конкурировать с добычей углеводородов на традиционных месторождениях. Российская Федерация обладает гигантским ресурсным потенциалом «сланцевой нефти», который при должном уровне развития технологий на многие десятилетия вперед может обеспечить роль энергетической сверхдержавы нашей стране. Нацеленность западных санкций на введение полного запрета на передачу технологий добычи «сланцевой нефти» обязывает развивать это направление за счет внутреннего ресурса. При этом прогресс и наращивание компетенций в области добычи «сланцевой нефти» кроме чисто научного и технологического направлений имеет методологическую составляющую, которая является не менее важной, т.к. стандартизирует комплекс необходимых исследований и подходы к оценке ресурсного потенциала «сланцевых формаций».

Вплоть до 1 января 2018 г. в РФ в области оценки ресурсного потенциала «сланцевых пород» существовал методологический вакуум. По сути, при определении эффективных толщин действовало только одно общепринятое формальное правило, которое применялось в оперативных оценках запасов отложений баженовской свиты. Оно формулировалось следующим образом: «В случае, если отложения испытаны и получен приток нефти, то эффективная нефтенасыщенная толщина принимается как 1/3 от общей в высокоомной части свиты, величина открытой пористости принимается равной 8%, нефтенасыщенности – 85%» [9]. Это правило применялось не во всех случаях. Для месторождений, где баженовская свита является основным объектом разработки, иногда использовались индивидуальные методики, которые не получили широкого универсального применения.

С 1 января 2018 г. с целью апробации сроком на 18 месяцев в действие вступило «Временное методическое руководство по подсчету запасов нефти в трещиноватых и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции» (ВМР) [1]. Это основной действующий документ, который призван регламентировать методы постановки запасов баженовской свиты на государственный баланс. Кроме чисто методологической составляющей он регулирует комплекс

исследований, которые недропользователи обязаны выполнять, а значит – определяет главный вектор изучения баженовской свиты.

В 2015 г. в ПАО «Газпром нефть» (ГПН) на расширенном научно-техническом совете Блока разведки и добычи принят методологический стандарт по оценке перспектив нефтематеринских отложений с целью нефтедобычи. Ресурсный потенциал таких объектов представлен исходным твердым органическим веществом (керогеном) и широким спектром продуктов его преобразования, к которым относятся нефть и газ, а также высокомолекулярные углеводороды (УВ) и гетероатомные соединения (тяжелые битумоиды, смолы, асфальтены и др.). Для реализации нефтедобычного потенциала на нефтематеринские отложения можно воздействовать различными способами, в том числе стимулировать методами гидравлического разрыва пласта (ГРП) или осуществлять внутрипластовый синтез УВ с помощью термических методов, поэтому в основу внутреннего регламента ГПН заложен принцип дифференцированной оценки ресурсной базы в зависимости от технологии разработки. Наибольшее внимание в нем уделено рекомендациям по изучению нефтесодержащих объектов в контексте создания в них искусственной проницаемости методами ГРП [3], которые уже доказали свою эффективность на сланцевых формациях в США.

Три года активной апробации внутреннего методического стандарта в рамках практической реализации проектов опытно-промышленных работ показали высокую эффективность разработанных подходов, что привело к значительному росту объемов эксплуатационного бурения на баженовскую свиту в периметре Компании, из-за чего в 2018 г. сразу на нескольких участках понадобилась актуализация категорий запасов в соответствии с новой классификации УВС и Временными методическими рекомендациями, вступившими в силу с 1 января 2018 г. В этой связи компания ГПН в 2018 г. провела соответствующую подготовительную работу и вынесла на рассмотрение в Государственную комиссию по запасам полезных ископаемых отчеты по оперативному пересчету запасов по двум лицензионным участкам, выполненным разными подрядными организациями. Полученный опыт лег в основу настоящей статьи.

Основные положения ВМР с целью выделения эффективной нефтенасыщенной толщины

Согласно Временному методическому руководству по подсчету запасов нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях

Компания Литотип	ОАО «Сургут- НИПИнефть» (вариант 1)	ОАО «СибурНИПИнефть» (вариант 2)	ИНГГ СО РАН	ЗАО «ММГО» им. В.А. Дуреченского»	АУ «НАЦ РН им. В.И. Шильманова»	ФГБУ «ЗапсибНИИГТ»	ЗАО «ТИНГ»
Кремнистые радиоляриты $\eta_{\text{кр}} \approx 100\%$	глинисто-керогено-кремнистые породы	радиолярит кремнистый	СИЛИЦИТЫ	радиолярит	СИЛИЦИТЫ слабоглинистые	силикат	кремнистые породы
	глинисто-керогено-кремнистые породы			алорадиоляритовые кремнистые доломиты	аргиллиты известково-кремнистые и кремнисто-известковистые		
Карбонатизированные породы $\eta_{\text{к}} \approx 50\%$	керогено-кремнисто-глинистые	радиолярит кремнисто карбонатный		алорадиоляритовые известняки	силициты глинистые и известковоглинистые		карбонатные породы
	глинисто-керогено-карбонатные породы						
	карбонатные породы		карбонаты	известняки трещинно каверзные	известняки, доломиты	карбонат	доломитовые породы
Глинисто-битуминозные породы $\eta_{\text{б}} \approx 0\%$	глинистые породы	тонколистватые глинисто-кремнистые разности	микститы	глинисто-кремнистые сильно битуминозные породы	аргиллиты кремнистые	аргиллиты битуминозные	
	керогено-глинисто-карбонатные породы	тонколистовато-чешуйчатые глинисто-кремнистые разности			мергели	карбонат глинистый	
		тонколистовато-чешуйчатые глинисто-карбонатно-кремнистые разности				глины	

Рис. 1.
Таблица классов литотипов пород баженовской свиты из ВМР [1].

баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, выделение эффективной нефтенасыщенной толщины осуществляется на основе литотипизации разреза [1]. Для практического использования рекомендуется использовать три условных класса пород:

- 1 – кремнистые радиоляриты;
- 2 – карбонатизированные радиоляриты;
- 3 – глинисто-битуминозные породы.

При этом интервалы кремнистых радиоляритов входят в эффективные толщины с коэффициентом 1; карбонатизированных радиоляритов – с коэффициентом $\frac{1}{2}$; глинисто-битуминозных пород – с коэффициентом 0, т.е. этот литотип рекомендовано относить к неколлектору.

Таким образом, в основе определения эффективной нефтенасыщенной толщины в ВМР заложен литологический критерий, а не понятие коллектора, т.е. способность породы вмещать нефть, газ или воду и отдавать их при разработке в любых, даже незначительных количествах [2]. Очевидно, что литологический состав породы и ее способность вмещать и отдавать пластовый флюид при разработке – это различные, в общем случае не связанные между собой, свойства. Легко по-

добрать примеры из краевых частей Западно-Сибирского бассейна, где из-за недостаточной зрелости органического вещества при схожем литологическом составе баженовской свиты (ее стратиграфических аналогов) полностью отсутствуют свободные углеводороды. Следовательно, литологический критерий при определении эффективной нефтенасыщенной толщины не может быть самостоятельным и нуждается в дополнениях типа: «в случае, если отложения испытаны и получен приток нефти», как это было в ранее действующем формальном правиле, используемом в оперативных оценках запасов отложений баженовской свиты.

На рис. 1 приведена таблица классов литотипов пород баженовской свиты из ВМР [1]. Нетрудно убедиться, что под каждым условным классом пород может пониматься целый набор, в том числе отличающихся по вещественному составу, пород. При этом никакие формализованные и объективные критерии разделения пород на классы в ВМР не приводятся. В таких условиях, когда общепризнанные взгляды на литологическое расчленение разреза баженовской свиты отсутствуют, а в главном регламентирующем подсчет запасов документе нет четко

сформулированных правил разделения пород на классы, каждый исполнитель получает возможность сам их формулировать. Такая высокая степень свободы имеет как положительные, так и отрицательные стороны, потому что конечный результат сильно зависит от объема фактического материала и практического опыта специалистов, которые с ними работают. В этом нетрудно убедиться, если в деталях рассмотреть предложенную ВМР классификацию.

Класс кремнистые радиоляриты согласно таблице (рис. 1) по составу представлен в основном биогенным кремнеземом, который является главным породообразующим компонентом силицитов и радиоляритов, также возможно присутствие керогена, глинистого и карбонатного цемента. То есть, в целом по набору составляющих компонентов в вещественном составе кремнистые радиоляриты мало отличаются от двух других условных классов.

Вообще говоря, коллекторские свойства радиолярита в основном обусловлены наличием реликтов раковин радиолярий (зоопланктон с опаловым скелетом). Благодаря пространству внутри и между раковинами формируется эффективная пористость. При одинаковом вещественном составе радиоляриты и силициты, представленные в основном аморфным кремнеземом, в плане коллекторских свойств могут отличаться кардинально. По сути, именно структурно-текстурные особенности контролируют коллекторские свойства этого типа пород, но никак не вещественный состав.

На рис. 2 представлены фотографии шлифов, а также литологические и фильтрационно-емкостные характеристики двух образцов из баженовской свиты Широкого Приобья: а) образец № 1 – кремнистый радиолярит; б) образец № 2 – силицит, который согласно ВМР, по-видимому, следует отнести к классу глинисто-битуминозных пород.

Нетрудно заметить, что в данном примере образец № 2 по содержанию кремнезема (SiO_2) превосходит образец № 1, а по глинистому материалу образцы практически идентичны. Имеются некоторые различия в количестве полевых шпатов (ПШ) и пирита. По содержанию $C_{\text{орг}}$ образцы отличаются более чем в два раза, при этом образец № 1 ($C_{\text{орг}} = 3,98\%$) имеет ярко выраженную апорадиоляристую структуру, а образец № 2 ($C_{\text{орг}} = 8,6\%$) представлен в основном аморфным кремнеземом.

Структурно-текстурные различия при схожем минеральном составе отражаются на коллекторских свойствах образцов, особенно на проницаемости, которая в данном примере отличается на порядок. Тем самым можно прийти

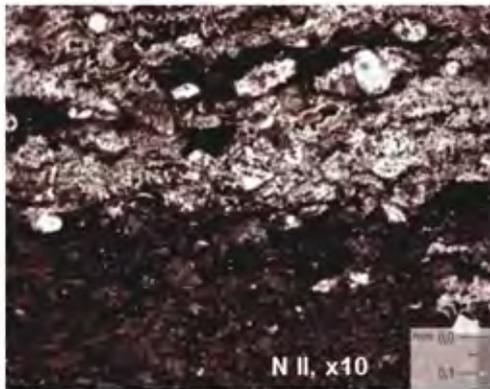
к важному выводу, что высокое содержание кремнезема, присущее кремнистым радиоляритам, не является главным условием, которое контролирует фильтрационно-емкостные свойства баженовской свиты. Не менее важными характеристиками являются содержание глинистого материала и органического вещества, а также структурно-текстурные особенности породы. Другими словами, кремнистые радиоляриты (лучшие коллекторы в баженовской свите, согласно ВМР) должны иметь апорадиоляристую структуру породы и характеризоваться пониженным содержанием или глинистого материала, или органического вещества, либо суммой обеих компонент.

Таким образом, параметры, отвечающие за суммарное содержание ОВ и глинистости, а также характеризующие структурно-текстурные особенности породы, играют ключевую роль в формировании фильтрационно-емкостных свойств радиоляритов, и могут существенно помочь при выделении коллекторов в баженовской свите согласно ВМР.

Задачи оценки количественного содержания породообразующих компонентов по данным геофизических исследований скважин (ГИС) часто сопутствуют подсчету запасов, но определение структурных особенностей масштаба радиолярита является уникальным и серьезным вызовом. Скважинные геофизические приборы пока не способны выявлять столь мелкомасштабные структурно-текстурные особенности породы, поэтому в настоящее время рассуждать о прямых методах выявления радиоляритов по данным ГИС не приходится, но обсудить косвенные основания необходимо.

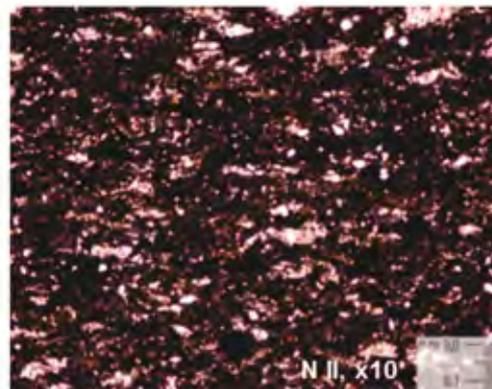
Общеизвестно, что существуют зависимости между структурными показателями материалов и их механической прочностью. Особенно пристальное внимание к изучению подобных зависимостей уделяется в строительном материаловедении при определении характеристик, влияющих, например, на прочность цементного камня. Так, при всех прочих равных условиях повышение пористости бетона приводит к уменьшению его прочности. Подобные зависимости весьма характерны и для горных пород.

Следовательно, породы, схожие по составу, но отличающиеся по структурно-текстурным особенностям, можно разделять, основываясь на косвенных характеристиках, связанных с их механической прочностью, которую можно оценить методами ГИС. В эту группу автоматически попадают хрупкие, в том числе трещиноватые породы, восприимчивые к стимуляции методами гидроразрыва пласта (ГРП), что особенно актуально для разработки баженовской свиты



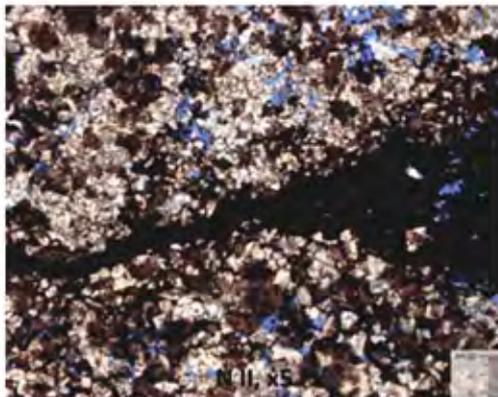
а) Образец № 1

SiO₂ = 80,5%
Гидрослюда = 3,1%
ПШ = 4,5%
Пирит = 11,8%
C_{орг} = 3,98%
Кп = 13,6%
Кпр = 1,3 мД



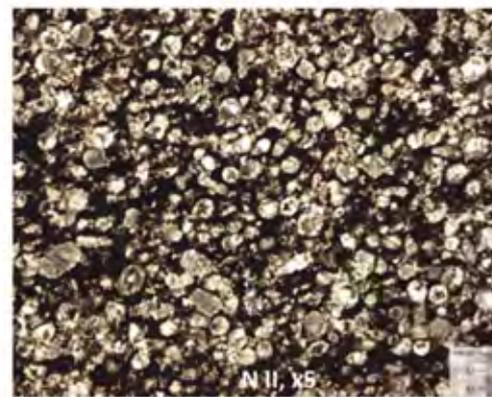
б) Образец № 2

SiO₂ = 89%
Гидрослюда = 3,4%
ПШ = 5,8%
Пирит = 1,7%
C_{орг} = 8,6%
Кп = 11,9%
Кпр = 0,1 мД



в) Образец № 3

SiO₂ = 44,7%
Кальцит = 22,2%
Доломит = 1%
Гидрослюда = 10,9%
ПШ = 9,9%
Пирит = 11%
C_{орг} = 4,58%
Кп = 16,3%
Кпр = 3,6 мД



г) Образец № 4

SiO₂ = 11%
Кальцит = 82,1%
Доломит = 5,9%
Гидрослюда = 0%
ПШ = 0%
Пирит = 0%
C_{орг} = 2,18%
Кп = 2,9%
Кпр = 0,07 мД

Рис. 2.

Литологические и фильтрационно-емкостные характеристики образцов из баженовской свиты Широного Приобья: а) кремнистый радиолярит; б) силицит (глинисто-битуминозная порода); в) карбонатизированный радиолярит-коллектор; г) карбонатизированный радиолярит-неколлектор.

с помощью горизонтальных скважин с много-стадийными ГРП.

Класс карбонатизированные радиоляриты отличается от предыдущего класса кремнистых радиоляритов типом цемента. В ВМР не указано, каково должно быть минимальное

содержание карбонатного материала для этого литотипа. При этом в обоих случаях породе присуща биоморфная апорадиоляритовая структура породы, которая методами ГИС напрямую не определяется, а может быть оценена только косвенным путем.

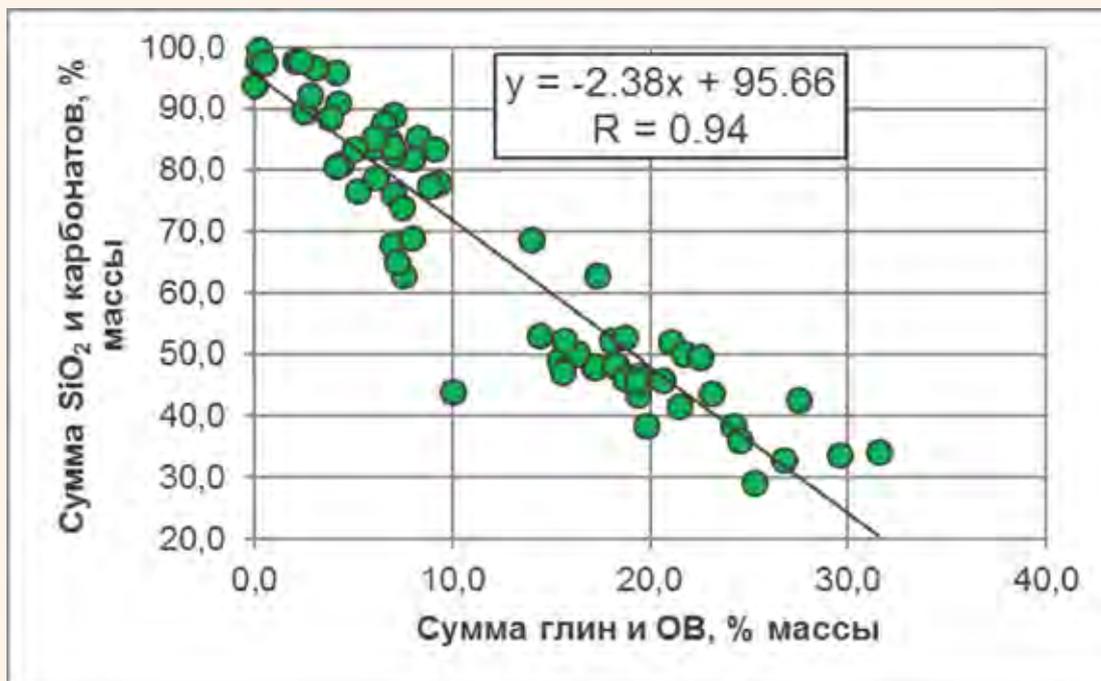


Рис. 3.
График зависимости суммарного содержания глинистого материала и ОВ от содержания основных породообразующих компонентов радиоляритов (кремнезем и карбонатные минералы) по данным РСА и пиролитических исследований керна

На **рис. 2** представлены фотографии шлифов, а также литологические и фильтрационно-емкостные характеристики двух образцов из баженовской свиты Широкого Приобья: в) образец № 3 – карбонатизированный радиолярит-коллектор, который имеет содержание кремнезема менее 50%, а глинистость более 10%; г) образец № 4 – карбонатизированный радиолярит-неколлектор, с отсутствием глини и явно выраженной апорадиоляриевой структурой.

Приведенный пример не только подтверждает ранее сделанные выводы, что один только вещественный состав не контролирует коллекторские свойства баженовской свиты, но и показывает, что радиоляриевая структура породы тоже не всегда их гарантирует. Это обстоятельство никак не противоречит заключению, что коллекторы из-за наличия пустотного пространства обладают меньшей механической прочностью, чем неколлекторы, а совокупность свойств: «признак наличия легких УВ» + «вещественный состав» + «механическая прочность» способна помочь в решении задачи выделения эффективных толщин в баженовской свите согласно ВМР [1].

Класс глинисто-битуминозных пород, судя по таблице, приводимой в ВМР (**рис. 1**), как и два предыдущих класса, в своем вещественном составе может содержать все основные породообразующие компоненты баженовской свиты. Тем не менее, его название имеет явные

указания на два преобладающих компонента: глинистый материал и битуминозное вещество, к которому относится кероген вместе с продуктами его преобразования в виде высокомолекулярных углеводородов и гетероатомных соединений (смолы, асфальтены). В отличие от двух других, в данном случае название класса определяет вещественный состав, а не структурно-текстурные особенности породы, что позволяет настраивать методику интерпретации ГИС непосредственно на определение двух главных компонент породы: глинистого материала и органического вещества.

Радиоляриты в баженовской свите характеризуются пониженным содержанием суммарного содержания глинистого материала и органического вещества, а глинисто-битуминозные породы – повышенным, поэтому указанные литотипы должны быть взаимоисключающими друг для друга по этому параметру. В подтверждение этого на **рис. 3** представлен график по данным РСА и пиролитических исследований керна, который показывает, что суммарное содержание глинистого материала и ОВ находится в устойчивой обратной зависимости от содержания основных породообразующих компонентов радиоляритов (кремнезем и карбонатные минералы).

Таким образом, можно сделать вывод, что параметр, характеризующий суммарное содер-

жание глинистого материала и органического вещества, может стать одним из основных при литологическом расчленении разреза баженовской свиты, согласно ВМР.

Определение глинистости является традиционной задачей петрофизического обоснования подсчетных параметров. Для ее решения разработано множество методов, которые применяются уже много лет. Что касается задачи определения органического вещества, то с недавнего времени, особенно у западных коллег, ее решение входит в обычную практику. На сегодняшний момент разработано и опробовано несколько эффективных методик, которые на практике рекомендовали себя, доказав свою надежность, достоверность и эффективность [10].

Таким образом, даже в продуктивных скважинах одного лишь вещественного состава недостаточно для надежного выделения литотипов-коллекторов, согласно ВМР. Необходимо привлекать результаты других исследований, прямо или косвенно характеризующих способность породы вмещать и отдавать пластовый флюид при разработке. Учитывая нетрадиционный характер продуктивных пород баженовской свиты, с целью их выделения в разрезе, стандартные прямые и косвенные качественные признаки коллектора по ГИС [2], можно дополнить иными характеристиками. Например, механической прочностью, привлечение которой в качестве косвенной характеристики структурных особенностей породы может значительно повысить достоверность выделения литотипов-коллекторов, согласно ВМР, особенно в условиях разработки баженовской свиты с помощью гидроразрыва пласта.

Главным нововведением ВМР является наличие нового метода подсчета запасов с использованием пиролитических параметров, при этом для него никак не конкретизировано понятие эффективной нефтенасыщенной толщины. В основном тексте приведена лишь итоговая формула, в которой параметр « $h_{\text{общ}}$ » расшифрован как «**мощность пласта или части пласта битуминозных пород, м**». При этом никакие практические указания по ее определению не приводятся, что осложняет применение данного метода подсчета запасов на практике.

Подходы к практическому выделению литотипов баженовской свиты согласно ВМР

Литологическая направленность ВМР определила новые требования к программе исследования керн баженовской свиты, которые ранее формировались исходя из основных рекомендаций по подсчету запасов традиционных объектов,

ориентированных на изучение фильтрационно-емкостных свойств породы, и не предполагали углубленного изучения литологии с высокой плотностью отбора образцов. Детальное изучение минерально-компонентного состава баженовской свиты, как правило, выполнялось в единичных скважинах и не преследовало целей охарактеризовать керн с плотностью 3–5 образцов на метр, которая рекомендуется для массовых исследований [2].

Весь период апробации ВМР основную массу входных данных будут обеспечивать исторические материалы скважин, где отбор и изучение керна производились задолго до их введения, поэтому было бы неправильно ожидать, что за 18 месяцев апробации ВМР можно будет сделать убедительные выводы об их эффективности. Скорее всего, понадобится продление срока действия, чтобы накопить фактический материал, отвечающий новым требованиям.

При подготовке оперативных пересчетов запасов в соответствии с новой классификации УВС и ВМР исполнители отчетов столкнулись с недостатком данных по исследованиям минерально-компонентного состава баженовской свиты. В самых изученных скважинах плотность литологических и пиролитических исследований едва достигает ~2 образца на 1 м керна. В основной массе не более 1 образца на 1 м керна, и то – такая изученность имеется на месторождениях, где ее продуктивность доказана исторически и имеется опыт промышленной эксплуатации. На других перспективных площадях ситуация с охарактеризованностью баженовской свиты вовсе намного хуже.

В таких условиях построить надежные, статистически обоснованные критерии литотипизации разреза крайне затруднительно, поэтому авторы отчетов вынуждены изыскивать менее требовательные к количеству керновых данных способы литологического разделения разреза или пытаться повысить статистическую представительность имеющего фактического материала. Среди подходов, реализованных в рамках оперативных пересчетов запасов месторождений ПАО «Газпром нефть», выделяются два основных:

– 1) – кластерный анализ массива керновых данных (рентгеноструктурного анализа и пиролита) с применением теории графов и алгоритмов построения кратчайших незамкнутых цепей с последующим решением классификационной задачи литотипизации геофизическими методами на обучающей выборке;

– 2) – через повышение статистической представительности керновых данных за счет промежуточных зависимостей типа «керна – керн»

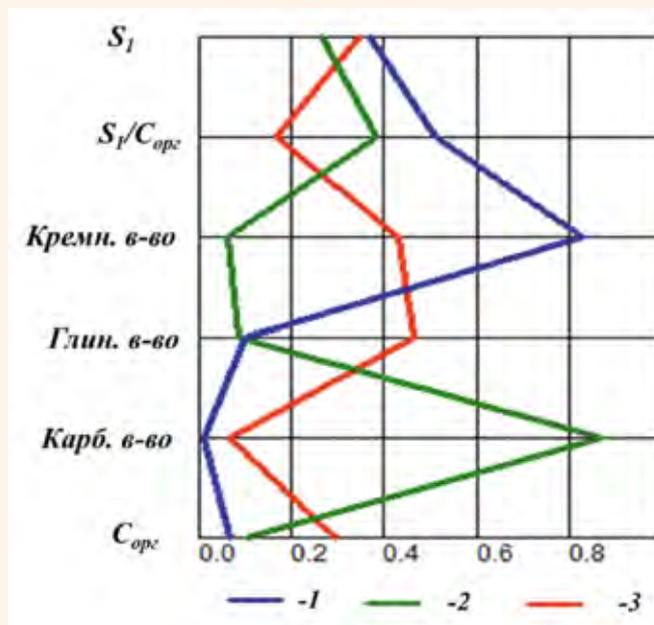


Рис. 4.
Пиктограмма распределения компонентного состава и пиролитических параметров кластеров – литологических типов: 1 – слабоглинистый кремнезем, соответствует литотипу 1 по ВМР; 2 – карбонатная порода с минимальным содержанием кремнистой и глинистой компоненты, соответствует литотипу 2 по ВМР; 3 – глинисто-кремнистая порода, соответствует литотипу 3 по ВМР

и выявления петрофизических связей для основных породообразующих компонентов каждого условного класса, рекомендуемого для выделения в рамках подсчета запасов.

Для удобства подход 1) далее по тексту будет называться «методом кластерного анализа», а 2) – «методом петрофизических связей».

Метод кластерного анализа

Первый метод использовали сами авторы ВМР из НАЦ РН им. В.И. Шпильмана. Он реализован в духе современных трендов на цифровизацию процессов обработки массивов данных и применения методов машинного обучения. На первом этапе на основе имеющихся керновых данных по компонентному составу породы осуществляется поиск решения задачи кластеризации, ориентированной на выделение классов пород согласно ВМР. На втором – решение классификационной задачи литотификации геофизическими методами на основе определения компонентного состава на обучающей выборке сопоставления «кern – ГИС».

В конкретном случае месторождения ГПН кластерный анализ массива данных рентгеноструктурного анализа (РСА) и пиролитических исследований выполнен итерационным способом с применением теории графов и алгорит-

мов построения кратчайших незамкнутых цепей. Всего было проанализировано более 20 вариантов кластеризации, по которым последовательно, учитывая информативность параметров выделялось от 3 до 5 эмерджентных кластеров (литотипов), характеризующихся различными уникальными сочетаниями компонентов. Вся совокупность исследованных образцов различного компонентного состава и пиролитических параметров в результате применения классификаторов дифференцирована в соответствии с ВМР на три кластера, соответствующих литотипам согласно ВМР (рис. 4).

Решение классификационной задачи литотификации выполнено с использованием обучающей выборки «кern – ГИС», содержащей послонные значения показаний геофизических исследований скважин (бокового, гамма, нейтронного, акустического и гамма-гамма плотностного методов) и поточечные керновые данные (глинистость, кремнистое вещество, карбонатность, содержание ОВ). Идентификация литотипов осуществлялась по совокупности распределений параметров ГИС.

Подход, реализованный НАЦ РН им. В.И. Шпильмана при разделении на литологические типы, можно отнести к классу методов, которые менее требовательны к количеству керновых данных и позволяют решать подобные задачи в условиях низкой изученности баженовской свиты, характерной для большинства перспективных площадей. В этом его неоспоримое преимущество, но и существенное ограничение. При своей кажущейся прогрессивности сегодня никто не сможет дать гарантий, что результат может быть воспроизведен другим коллективом исполнителей с использованием иного подобного программного обеспечения в условиях, дополненных (либо измененных) массивов исходных данных. Отсутствие формализованного описания алгоритма для идентификации литотипов не позволяет в оперативном порядке проводить интерпретацию новых скважин силами сторонних подрядных компаний. По своей сути, кластерный анализ и машинное обучение – это «черный ящик», который для всех должен быть либо единым (т.е. стандартизованным регулирующим органом, например, ГКЗ), либо полностью открытым для воспроизведения на доступных программных платформах. В противном случае решение задачи выделения эффективных толщин останется, как и ранее, только в авторском варианте, и цель введения ВМР, призванного стандартизовать подходы к оценке ресурсного потенциала баженовской свиты, не будет достигнута.

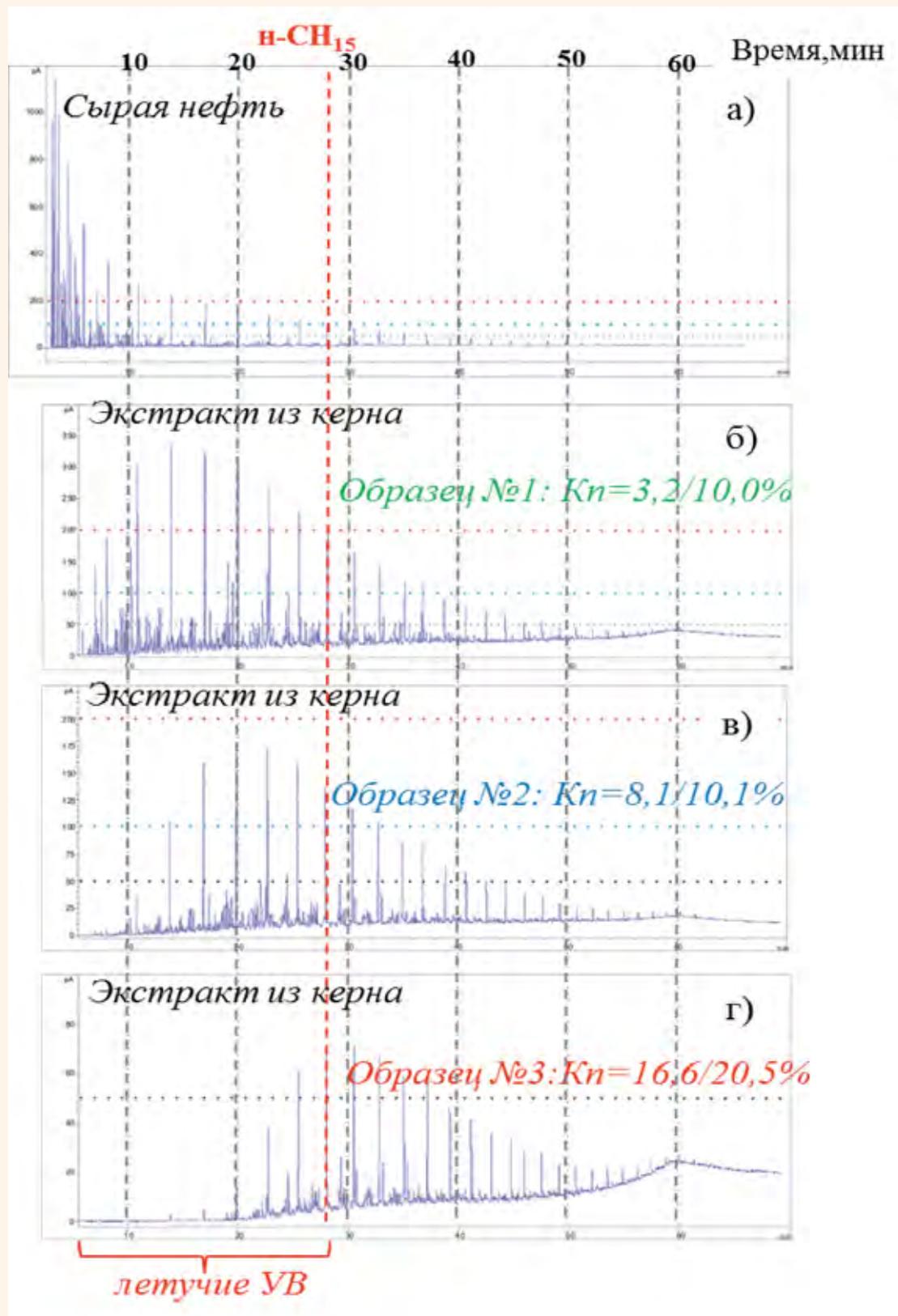


Рис. 5. Сравнение хроматограмм нефти и хлороформных экстрактов образцов керна из баженовской свиты при различной пористости образцов до/после их экстракции органическими растворителями

Для задачи кластеризации кроме метода решения не менее важен набор входных параметров, с использованием которых ее планируется решать. Ранее уже было указано, что коллекторские свойства радиоларита во многом определяются структурными и текстурными особенностями породы, поэтому результат определения эффективных толщин, основанный на решении задачи кластеризации по вещественному составу породы, должен верифицироваться с использованием какого-либо параметра, непосредственно отражающего ее способность вмещать и отдавать флюид при разработке. Важно знать, что применение для этой цели данных пиролитических исследований имеет специфические особенности и существенные ограничения.

В примере, приведенном на **рис. 4**, используется пиролитический параметр S_1 , который характеризует содержание жидких УВ нефтяного ряда ($C_8+...C_{15}+...$) и других нефтеподобных соединений, выделяющихся из породы при ее нагреве до 300 °С [4]. По сути, этот параметр отражает сохраненную нефтенасыщенность керна, на которую оказывают влияние множество факторов. К ним можно отнести ФЕС породы, летучесть пластовых УВ, скорость дегазации керна при подъеме, сроки и условия его хранения, а также многое другое.

Несмотря на сверхнизкую проницаемость пород «сланцевого типа», сам факт наличия потерь пластового флюида из керна очевиден и не требует доказательств. В противном случае колонка выбуренной породы сохраняла бы пластовое давление, и на поверхности взрывалась от огромного перепада давлений в несколько сотен атмосфер, обусловленного разницей пластового и атмосферного давлений. Так как взрыва при извлечении керна не происходит, значит, он как минимум, теряет газ, т.е. дегазируется. То, что с газом улетучивается часть жидких нефтеподобных углеводородов, показано многими зарубежными и отечественными исследователями [6].

На **рис. 5** приведен один из примеров, свидетельствующий о факте наличия связи между пористостью керна и потерями летучих компонент пластовых УВ. На нем представлено сравнение хроматограмм нефти (**рис. 5а**) и хлороформных экстрактов образцов керна из баженовской свиты при различной пористости образцов (**рис. 5б, 5в, 5г**). Керна отобран по изолированной технологии и перед исследованиями несколько месяцев хранился в кернаохранилище в обычных картонных коробках.

Из сравнения хроматограмм (**рис. 5**) видно, что состав экстрактов по наличию жидких фракций УВ сильно различается и зависит от порис-

тости образцов. Образец № 3 с наилучшими коллекторскими свойствами потерял практически все летучие углеводороды, входящие в пик S_1 (**рис. 5г**). В образце № 2 со средней пористостью нефтеподобные УВ сохранились лишь частично (**рис. 5в**). В образце № 1 с худшими коллекторскими свойствами (**рис. 5б**) сохранились даже самые легкие нефтяные фракции, связанные с растворенным газом, который бы во время длительного хранения при наличии хоть сколько-нибудь значимого сообщения с атмосферой обязательно бы улетучился.

Таким образом, можно сделать вывод, что использование пиролитического параметра S_1 при выделении эффективных толщин и оценки ресурсной базы без анализа величины возможных потерь из керна летучих фракций пластовых УВ влечет значительные погрешности. Факт наличия и их количество можно достаточно легко контролировать измерениями пористости образцов газовольюметрическим способом до экстракции. Эти исследования должны входить в обязательный лабораторный комплекс для баженовской свиты и иных продуктивных пород «сланцевого типа». При этом их не стоит значительно разносить во времени с определением пиролитических характеристик из-за вероятного влияния временного фактора на сохранность пластового флюида в керне.

По причине наличия потерь пластового флюида, которые зависят от ФЕС керна, технологий его отбора и условий хранения, оценка запасов с использованием пиролитических параметров может иметь большие погрешности. В этом смысле введение только одной поправки за дегазацию, о которой идет речь в ВМР, явно недостаточно.

Другая важнейшая особенность, которую необходимо учитывать при анализе минерально-компонентного состава пород, обогащенных органическим веществом, обусловлена спецификой методов лабораторного изучения керна. Дело в том, что для проведения рентгеноструктурного (РСА) и рентгенофлуоресцентного (РФА) анализов из навески породы удаляется органическое вещество путем горячей экстракции в спиртобензольной смеси. То есть, в изучении вещественного состава керна этими методами принимают участие только минеральные компоненты породы, а сам результат приводится к 100% без учета наличия твердого органического вещества (ТОВ), состоящего из керогена и твердых продуктов его преобразования (смола, асфальтены), которыми изобилует баженовская свита.

Для построения согласованной минерально-компонентной модели данные РСА необходимо заново нормировать. Это осуществляется путем

умножения на нормировочный коэффициент, который зависит от величины $C_{орг}$. В данном случае формула примет вид:

$$w'_i = (100 - C_{орг}^i) / 100 \cdot w_i \quad (1),$$

здесь w'_i , w_i – массовое содержание i -го компонента породы в процентах по данным РСА после перенормировки и до нее, соответственно; $C_{орг}^i$ – содержание ОВ в массовых процентах в i -м образце породы.

После перенормировки для каждого i -го образца сумма массовых долей всех компонент (минеральных и органических) должна составить 100%:

$$100 = C_{орг}^i + \sum_{(j=1)}^n w'_j \quad (2)$$

Выражение (2) является условием согласованности минерально-органической модели в массовых процентах. При этом необходимо понимать, что в данном случае не учитываются сохраненная водонасыщенность и потери пластовых УВ из керна. На результат выделения литологических классов согласно ВМР эти компоненты породы влияния не оказывают.

В привычных песчано-глинистых разрезах основные породобразующие минералы имеют близкие значения плотности, поэтому их массовые и объемные соотношения приблизительно равны. По этой причине при построении объемных литологических моделей в типичных разрезах обычно не применяют процедур перехода от массовых единиц, в которых выдаются результаты лабораторных исследований керна, к объемным.

В составе баженовской свите присутствуют минеральные и органические компоненты, плотность которых различается в разы. Так, например, плотность пирита ~ 5 г/см³, а плотность твердого органического вещества ~ 1 г/см³. Это значит, что при одной и той же массе пирит занимает в ~ 5 раз меньший объем, чем органическое вещество. При низкой плотности и относительно высоком содержании органическая составляющая пород баженовской свиты значительным образом влияет на объемные соотношения между всеми породобразующими компонентами. Для более корректной идентификации литотипов необходимо задействовать объемные соотношения между породобразующими компонентами, а не массовые, что значительно усложняет процедуру подготовки входных данных для кластерного анализа.

Метод выявления петрофизических связей

Второй подход по выделению эффективных толщин на основе условных классов пород баженовской свиты, рекомендованных для выделения ВМР, реализовали специалисты Научно-технического центра ГПН – авторы настоящей статьи. Данная работа посвящена оперативному пересчету запасов другого лицензионного участка согласно новым требованиям ГКЗ, поэтому положения внутреннего стандарта Компании при работе задействованы лишь опосредованно. На участке пробурена только одна скважина, в ней отобран керн и выполнен расширенный комплекс ГИС.

Оба оперативных пересчета запасов проводились практически параллельно, поэтому основная часть работы проведена до того, как НАЦ РН им. В.И. Шпильмана представил свои результаты, следовательно, можно считать, что авторские коллективы работали абсолютно независимо. Подсчет запасов выполнен в традиционном ключе на основе петрофизических зависимостей, построенных на данных лабораторных исследований керна и имеющегося комплекса ГИС. Из-за того, что вещественный состав породы и ее способность вмещать и отдавать флюид при разработке в общем случае не являются тождественными свойствами, пришлось разрабатывать дополнительные критерии, которые бы повышали достоверность определения эффективных толщин. Сам по себе подход очень трудоемкий, требует длительной кропотливой работы с фактическим материалом, и по объективным причинам, связанным с низкой изученностью керна, содержит в себе некоторые допущения. По мнению авторов, он полностью отвечает положениям ВМР, и имеет гораздо более высокую достоверность при определении эффективных толщин, чем метод кластерного анализа. В основе его лежат петрофизические зависимости и граничные отсечки, он не требует специального программного обеспечения, легко воспроизводим, и поэтому может использоваться как при оценке ресурсной базы, так и в оперативной интерпретации при обосновании интервалов перфорации с целью дальнейшего освоения с применением методов гидроразрыва пласта.

Ранее, при описании основных положений ВМР по литотипизации разреза баженовской свиты с целью выделения эффективных нефтенасыщенных толщин, сделан вывод, что наиболее информативным параметром является суммарное количество глинистого материала и органического вещества (ОВ) в породе, его формулу можно записать следующим образом:

Ранее, при описании основных положений ВМР по литотипизации разреза баженовской свиты с целью выделения эффективных нефтенасыщенных толщин, сделан вывод, что наиболее информативным параметром является суммарное количество глинистого материала и органического вещества (ОВ) в породе, его формулу можно записать следующим образом:

$$\sum_{ГЛ.ОВ} = \eta_v + V_{Сорг} \quad (3),$$

где η_v – объемная глинистость; $V_{\text{соорг}}$ – объемное содержание органического вещества.

Для определения слагаемых параметра $\Sigma_{\text{гл. ов}}$ на основе фактических данных необходимо получить связи типа «кern – ГИС». В виду недостаточной плотности лабораторных анализов керна, которая в данном случае составила 1,8 обр. для определений вещественного состава, и менее 1 обр. на метр вынесенного керна для пиролитических исследований, на первом этапе пришлось изыскивать способы повышения статистической представительности керновых данных. В качестве выхода из этой ситуации задействованы промежуточные зависимости типа «кern – kern» между искомыми параметрами и данными по керну с более высокой плотностью изученности.

Самой высокой плотностью исследований керна характеризуются профильные замеры естественной радиоактивности на гамма-спектрометрической установке, которая отдельно измеряет вклады урана, тория и калия. Разрешающая способность профилометрии керна обычно не менее 10 измерений на 1 м керна. Если с использованием профилометрии получить устойчивые статистически обоснованные зависимости типа «кern – kern», то тем самым можно значительно увеличить количество данных для построения зависимостей типа «кern – ГИС», и поднять плотность изученности керна искомыми величинами до разрешающей способности профилометрии.

На **рис. 6а, 6б** представлены графики зависимостей типа «кern – kern» для улучшения статистической представительности имеющихся замеров массовой глинистости по данным РСА и повышения охарактеризованности керна по этому параметру. Для этого реализована следующая цепочка зависимостей типа «кern – kern»:

содержание калия (К) по результатам профилометрии керна ($N > 300$) $\rightarrow K_2O$ по данным РФА ($N = 69$) \rightarrow Массовая глинистость по данным РСА ($N = 69$),

где N – число керновых замеров данного параметра.

Выбор данных гамма-спектрометрии для построения корреляционных зависимостей не является случайным. Согласно результатам РСА в разрезе баженовской свиты изучаемой площади в основном преобладают минералы группы кремнезема, содержание которых в чистых радиоларитах достигает 100% массы образца. Максимальная глинистость не превышает 27% массы образца. Результаты РСА глинистой фракции показывают, что в ней преобладают гидрослюды

(~53,8%) и монтмориллонит-гидрослюдистые смешанослойные образования (~43,8%), хлорит и каолинит имеют подчиненное значение (1,4% и 0,9%, соответственно). Химическая формула гидрослюды имеет вид $K_2O \cdot 3Al_2O_3 \cdot 6SiO_2 \cdot 2H_2O$ [2], в виду ее преобладания в составе глинистой фракции и инертности основного породообразующего компонента к калию следует ожидать корреляцию оксида калия (K_2O) с массовой глинистостью.

Результаты РФА содержат также определение массового содержания оксида алюминия Al_2O_3 , и можно было бы искать корреляцию массовой глинистости с ним, но оксид калия удобен тем, что содержание калия определяется в результате спектрометрии естественного гамма-излучения, которая производится как в скважине методами каротажа, так и по керну профильными замерами, а прямых измерений количества алюминия обычно не делают.

Корреляционной зависимости $C_{\text{орг}}$ с содержанием урана с приемлемым коэффициентом корреляции получить не удалось, поэтому пришлось изыскивать иные пути повышения статистической представительности и плотности изученности для лабораторных определений органического вещества.

На кернах изучаемой площади выполнена масс-спектрометрия с индуктивно-связанной плазмой (ICP). Результаты этих исследований представляют собой замеры массовых концентраций десятков химических микроэлементов, содержащихся в породе. Они проведены с высокой плотностью на тех же самых образцах, что и пиролитические исследования, поэтому могут быть задействованы для повышения статистической представительности данных по содержанию органического вещества.

Общеизвестно, что ванадий и никель тесно связаны с органическим веществом, из которого образовалась нефть; их концентрации, как показывают исследования, зависят от типа ОВ, возраста и его состава, изменяются при вторичных процессах нефтеобразования — катагенезе, биодеградации и миграции. То есть, ванадий и никель являются важными генетическими метками при решении геолого-генетических проблем нефтяной геологии [7]. В этой связи имеющуюся выборку определения количества органического вещества можно дополнить данными, полученными из физически и химически обусловленных связей типа «кern – kern», – ОВ с содержащимися в нем микроэлементами.

На **рис. 6в** представлен график зависимости содержания $C_{\text{орг}}$ от ванадия (V), определенного в результате масс-спектрометрии керна с индуктивно-связанной плазмой (ICP), а на **рис. 6г** –

аналогичный график по никелю (Ni). В качестве уравнения регрессии использован логарифмический тренд, который лучше, чем линейная зависимость описывает близкие к нулю значения содержания $C_{орг}$. Корреляция $C_{орг}$ от ванадия характеризуется более высоким коэффициентом корреляции, чем $C_{орг}$ от никеля, и была в дальнейшем задействована в работе. Ее использование позволило повысить охарактеризованность ядра определениями органического вещества с менее чем 1 обр. до ~2 обр. на один погонный метр ядра.

При построении связей «ядро – ГИС» для глинистости и органического вещества выбраны типы зависимостей, которые часто применяются на практике и в своей основе имеют непосредственные физические предпосылки для определения этих параметров. Так, в качестве исходного геофизического параметра для глинистости принято водородосодержание скорректированное за вклад органического вещества, а в качестве метода определения количества органического вещества взята хорошо зарекомендовавшая себя методика Пасси [10], широко используемая за рубежом.

Для расчета поправки в водородосодержание за вклад ОВ необходимо от массового содержания, которое определяют в лаборатории, перейти к объемному. Это требует знания «минерально-органической» плотности образца и плотности содержащегося в нем ОВ. Нужно обратить внимание, что в ВМР при описании метода подсчета запасов с использованием пиролитических параметров не указан вид плотности, которую следует подставлять в основную формулу подсчета запасов. Часто используют объемную плотность образца, но это не всегда корректно. В условиях наличия потерь пластовых УВ из ядра возникнет погрешность, которая будет достигать максимальных величин в наилучших коллекторах, что может значительно сказаться на достоверности оценки запасов. Правильнее использовать плотность скелета породы, которая определяется при измерении пористости неэкстрагированных образцов газоволюметрическим методом.

Касательно величин плотности органического вещества можно заключить, что в виду объективных трудностей, связанных с его извлечением из породы, за всю историю изучения баженовской свиты проведены лишь единичные определения этого параметра. В литературе описан опыт ЗапСибНИГНИ, в рамках которого Ф.Я. Боркун и Н.П. Григорьева провели исследование ядра скв. 192 Салымского месторождения с целью определения плотности ОВ баженовской свиты [5]. По двум образцам

в керосине измерены плотности ОВ, которые составили 1,12 г/см³ и 1,14 г/см³ (среднее значение – 1,13 г/см³). Для извлечения органического вещества ядро обрабатывалось только плавиковой кислотой, в результате чего могли образоваться соединения фтора – фториды, которые не удалялись. По этой причине получаемые величины плотности ОВ могут оказаться несколько искаженными. Современные методики извлечения ОВ из ядра состоят из целого набора процедур, которые предполагают удаление промежуточных соединений с целью получения ОВ без минеральных примесей и продуктов взаимодействия породообразующих компонентов с химическими реагентами.

Очевидно, что на плотность ОВ влияют его степень зрелости и тип, которые ввиду обширности бассейна седиментации баженовской свиты могут варьироваться по площади. К сожалению, на ядровом материале рассматриваемого лицензионного участка определения плотности ОВ не проведены, поэтому пришлось в расчетах оперировать к литературным данным. В итоге плотность ОВ принята 1,13 г/см³, как средняя величина по двум образцам из литературных данных [5].

Еще менее изучено водородосодержание органического вещества, которое так же зависит от степени зрелости и типа ОВ, содержащегося в породе. Эту величину пришлось подбирать из условия согласованности водородосодержания по данным нейтронного каротажа с объемной моделью, восстановленной из ядровых данных. Величина 0,85 оказалась наиболее подходящим значением для изучаемой площади.

Среди способов определения количества ОВ по данным ГИС наибольшее распространение в мире получила методика Пасси (1990 г.) [10]. В ее основе лежит расчет трех параметров: $\lg(R/R_{baseline})$, $\Delta T - \Delta T_{baseline}$, LOM. $R_{baseline}$, $\Delta T_{baseline}$ – это удельное электрическое сопротивление (УЭС) и интервальное время пробега упругой волны в опорном пласте (вмещающих глинах), соответственно; LOM – «level of organic maturity» (уровень зрелости ОВ, который рассчитывается по палеткам). Формулы расчета по методике Пасси имеют вид:

$$\Delta \log R = \lg(R/R_{baseline}) + a \cdot (\Delta T - \Delta T_{baseline}) \quad (4),$$

$$TOC = (\Delta \log R) \cdot 10^{2.297 - 0.1688 \cdot LOM} \quad (5),$$

где $a = 0,02$, TOC – «total organic carbon» (содержание органического вещества).

Параметр, связанный с интервальным временем пробега упругой волны может быть за-

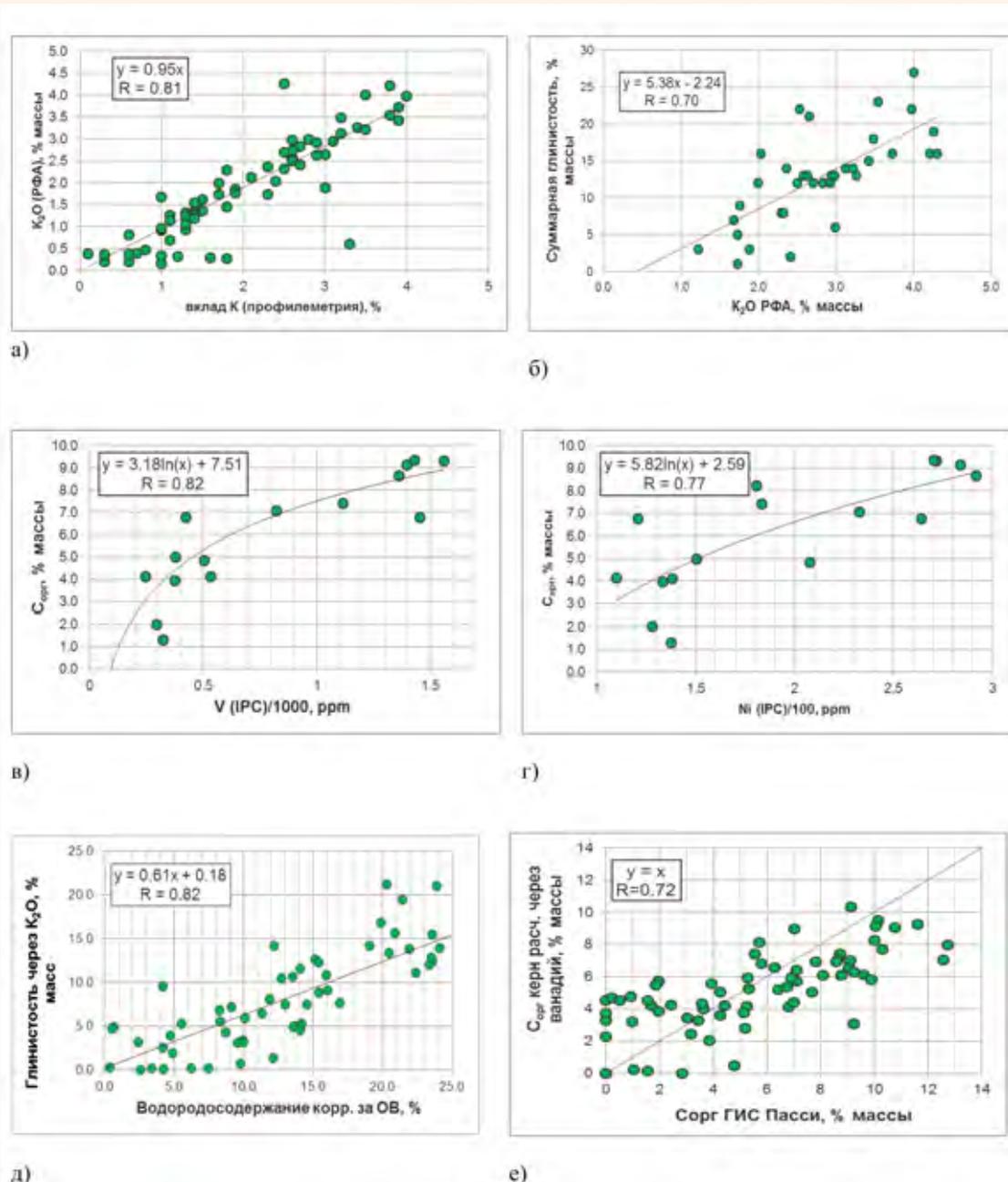


Рис. 6.

Графики зависимостей: а) содержание калия (K) по результатам профилометрии зерна и оксида калия (K_2O) по данным РФА; б) K_2O по данным РФА и массовой глинистости по данным РСА; в) содержания $C_{орз}$ от ванадия (V), определенного в результате масс-спектрометрии зерна с индуктивно-связанной плазмой (ICP); г) содержания $C_{орз}$ от никеля (Ni), определенного в результате масс-спектрометрии зерна с индуктивно-связанной плазмой (ICP); д) массовой глинистости от водородосодержания, скорректированного за вклад ОВ; е) сопоставление величин $C_{орз}$ рассчитанных по ГИС со значениями по керну из расширенной выборки

менен на аналогичный по данным нейтронного ($W-W_{baseline}$, $a = 4$) или плотностного ($DEN-DEN_{baseline}$, $a = -2,5$) каротажей, но с другими коэффициентами. В формулах (4) и (5) присутствуют эмпирические коэффициенты, которые для баженовской свиты необходимо обосновать, что было сделано.

На рис. 6 представлены графики зависимости типа «ГИС – керн» для определений массовой глинистости (рис. 6д) и $C_{орз}$ (рис. 6е), построенные с использованием данных, статистическая представительность которых увеличена за счет промежуточных зависимостей типа «керн – керн». Указанные зависимости являются

Минерал	Гидрослюда	ССО		Хлорит	Каолинит
Ср. сод.	53,8	43,8		1,4	0,9
Плотность	2,9	М-2,4	ГС-2,9	2,72	2,62
Вклад	1,56	1,18		0,04	0,02
Плотность глин. Цемент		2,80			

Рис. 7.

Расчет плотности глинистой примеси в баженовской свите.

устойчивыми и характеризуются достаточно высокими коэффициентами корреляции.

Для определения основного интерпретационного параметра $\Sigma_{гл.ов}$, характеризующего суммарное объемное содержание глинистости и ОВ необходимо осуществить переход от массовых концентраций этих компонентов к их объемному содержанию. Формально можно оперировать массовым содержанием породообразующих веществ, но так делать некорректно, как минимум по двум причинам. Первая связана с тем, что геофизические методы исследований скважин типичного комплекса реагируют именно на объемные содержания породообразующих компонент, а не на массовые. Вторая обусловлена широким диапазоном вариации плотности компонент, слагающих породы баженовской свиты, которая может различаться в разы. Как показывают расчеты, плотность глинистого материала баженовской свиты в пределах изучаемой территории составляет $\sim 2,8 \text{ г/см}^3$, а плотность ОВ $\sim 1,13 \text{ г/см}^3$, т.е. массовые и объемные концентрации этих компонентов отличаются почти в 2,5 раза, поэтому для корректных определений по ГИС это обстоятельство необходимо учитывать.

В случае глинистого материала переход от массовых единиц измерений к объемным, тоже вызывает определенные сложности. Это обусловлено тем, что в баженовской свите имеется еще один породообразующий компонент, характеристики которого не найти ни в одном справочнике. Речь идет о смешаннослойных образованиях, из которых почти наполовину состоят глинистые примеси баженовской свиты.

Ранее упоминалось, что в глинистом материале баженовской свиты на изучаемой площади преобладают гидрослюды и монтмориллонит-гидрослюдистые смешаннослойные образования (ССО), хлорит и каолинит имеют подчиненное значение. В литературных источниках приводится информация, что в зоне среднего катагенеза (подстадия МК₂ мезокатагенеза), которая соответствует баженовской свите монтмориллонит-гидрослюдистые смешаннослойные образования содержат не более 40% разбухающих слоев (т.е. монтмориллонита) [8]. На самом деле смешаннослойные образования устроены гораздо сложнее и в своем составе, как правило,

имеют не менее трех глинистых пакетов, но в виду отсутствия дополнительной информации для практического использования сделано предположение, что ССО состоят на 40% из монтмориллонита и на 60% из гидрослюды. Исходя из данных РСА и данного предположения, можно рассчитать плотность глиной примеси.

На рис. 7 представлен расчет плотности глинистой примеси.

Общая формула перехода от массовых единиц измерения к объемным имеет вид:

$$V_i = C_i \cdot \delta_{мо} / \delta_p$$

здесь V_i – объемная концентрация i -го компонента породы; C_i – массовая концентрация i -го компонента породы; $\delta_{мо} / \delta_i$ – коэффициент перехода от массового содержания к объемному (отношение «минерально-органической» плотности образца к плотности i -го компонента породы). По этой формуле осуществляет переход от массовой глинистости по данным РСА к объемной, а также от $C_{орг}$ по данным пиролитических исследований к объемному содержанию ОВ. После чего простым суммированием определяется основной интерпретационный параметр $\Sigma_{гл.ов}$.

Для выделения пород-коллекторов, согласно ВМР, одного лишь литологического критерия недостаточно. Даже в разрезе с доказанной продуктивностью баженовской свиты способность отдавать флюид при разработке во многом обусловлена структурно-текстурными особенностями породы и ее естественной трещиноватостью. В качестве дополнительной косвенной характеристики структурных особенностей породы и ее восприимчивости к стимуляции методами ГРП в мире широко используется хрупкость, которая вычисляется по данным расширенного комплекса ГИС. Для расчета этого параметра в ВМР приводится следующий алгоритм [1]:

$$Хрупкость = \frac{YM_Хрупкость + PR_Хрупкость}{2} \quad (6),$$

где

$$YM_Хрупкость = \frac{YM_s - YM_{min}}{YM_{max} - YM_{min}} * 100\%$$

$$PR_Хрупкость = \frac{PR_s - PR_{max}}{PR_{min} - PR_{max}} * 100\%$$

здесь

YM_s – рассчитанное значение модуля Юнга;

YM_{min} – минимальное значение модуля Юнга в пределах рассматриваемого интервала;

YM_{max} – максимальное значение модуля Юнга в пределах рассматриваемого интервала;

PR_s – рассчитанное значение коэффициента Пуассона;

PR_{min} – минимальное значение коэффициента Пуассона в пределах рассматриваемого интервала;

PR_{max} – максимальное значение коэффициента Пуассона в пределах рассматриваемого интервала.

Хрупкие породы лишь в незначительном количестве содержат пластичные компоненты, к которым относятся глинистые примеси, ОВ и различные твердые новообразованные битумоиды (смолы, асфальтены и др.), поэтому в общем случае следует ожидать взаимную обратную корреляцию между хрупкостью и пластичными компонентами породы. При этом даже интервалы с естественной трещиноватостью не должны ее испортить, т.к. трещины, прежде всего, возникают в менее глинистых и битуминозных породах

В подтверждение того, что хрупкость является информативным интерпретационным параметром, тесно связанным с литологическим составом породы и ее пористостью, на **рис. 8а** приведен график ее зависимости с параметром $\Sigma_{гл.ов}$, который характеризует суммарное содержание глин и органического вещества в объеме породы. Зависимость носит обратный билогарифмический характер и характеризуется высоким коэффициентом корреляции:

$$lg(\text{Хрупкость}) = -1,4 * lg(\Sigma_{гл.ов}) + 3,48 \quad R = 0,88(7).$$

Факт наличия устойчивой корреляции между этими параметрами указывает на неслучайный характер этой связи и свидетельствует в пользу того, что параметр хрупкости по своей информативности не уступает параметру $\Sigma_{гл.ов}$, характеризующему суммарное содержание глин и органического вещества в объеме породы, использованному для выделения классов согласно ВМР. По сути это означает, что результат трудоемкой и кропотливой процедуры можно заменить гораздо более простым расчетом.

Таким образом, хрупкость может выступить еще одним достаточно надежным интерпретационным параметром, который можно использовать при литологическом расчленении баженновской свиты на условные классы пород.

На **рис. 8а** цветовая заливка точек соответствует величине пористости. Стоит обратить внимание, что при $\Sigma_{гл.ов} \approx 25\%$ точки резко меняют цвет, что соответствует скачкообразному уменьшению пористости. При этом наиболее вероятная величина хрупкости составляет 35%, и попадает в диапазон 35–45%, который указан в ВМР в качестве характерного для этой величины [1]. Из **рис. 8а** следует, что каждому значению хрупкости соответствует некий диапазон значений $\Sigma_{гл.ов}$. Так, при хрупкости в 35% $\Sigma_{гл.ов}$ может принимать значения из диапазона от 16% до 35%, а при хрупкости в 45% – от 13% до 28%. Следовательно, возможны неопределенности при выделении эффективных толщин с использованием этих параметров, величину которых необходимо оценивать.

Для обоснования граничного значения хрупкости в ВМР рекомендуется использовать статистические критерии при сопоставлении с результатами испытаний [1]. На **рис. 8б** представлен петрофизический планшет, на котором изображена кривая хрупкости (В), рассчитанная по формуле (6) вместе с методами ГИС, регистрирующими прямые признаки коллектора (проникновение фильтрата бурового раствора (ФБР) в пласт во время бурения и технологической жидкости при ГРП). Кроме этого на нем представлен параметр $\Sigma_{гл.ов}$, который характеризует суммарное содержание глин и органического вещества в объеме породы. На треках с хрупкостью (В) и $\Sigma_{гл.ов}$ имеется цветовая раскраска, соответствующая диапазону возможных граничных значений.

Из **рис. 8б** видно, что при $VI^p > 45\%$ в коллекторы попадут интервалы, мощность которых значительно меньше, чем общая толщина пропластков с прямыми признаками проникновения ФБР и жидкости ГРП в пласт. При $VI^p < 35\%$ в коллекторы попадут прослои из кровельной и подошвенной части баженновской свиты, которые даже при очень больших давлениях, создаваемых при ГРП, не принимают закачку, о чем свидетельствуют данные фоновой термометрии (ТМФ), проведенной после ГРП. Значения из диапазона $35\% < VI^p < 45\%$ дают эффективную мощность, несколько меньше, чем суммарная толщина пропластков с прямыми признаками проникновения ФБР и жидкости ГРП в пласт. Таким образом, наилучшее соответствие достигается при значении $VI^p = 35\%$, которое для данного случая принято в качестве граничной величины для хрупкости.

Заключительным этапом в выделении эффективных толщин, согласно ВМР, с помощью метода выявления петрофизических связей яв-

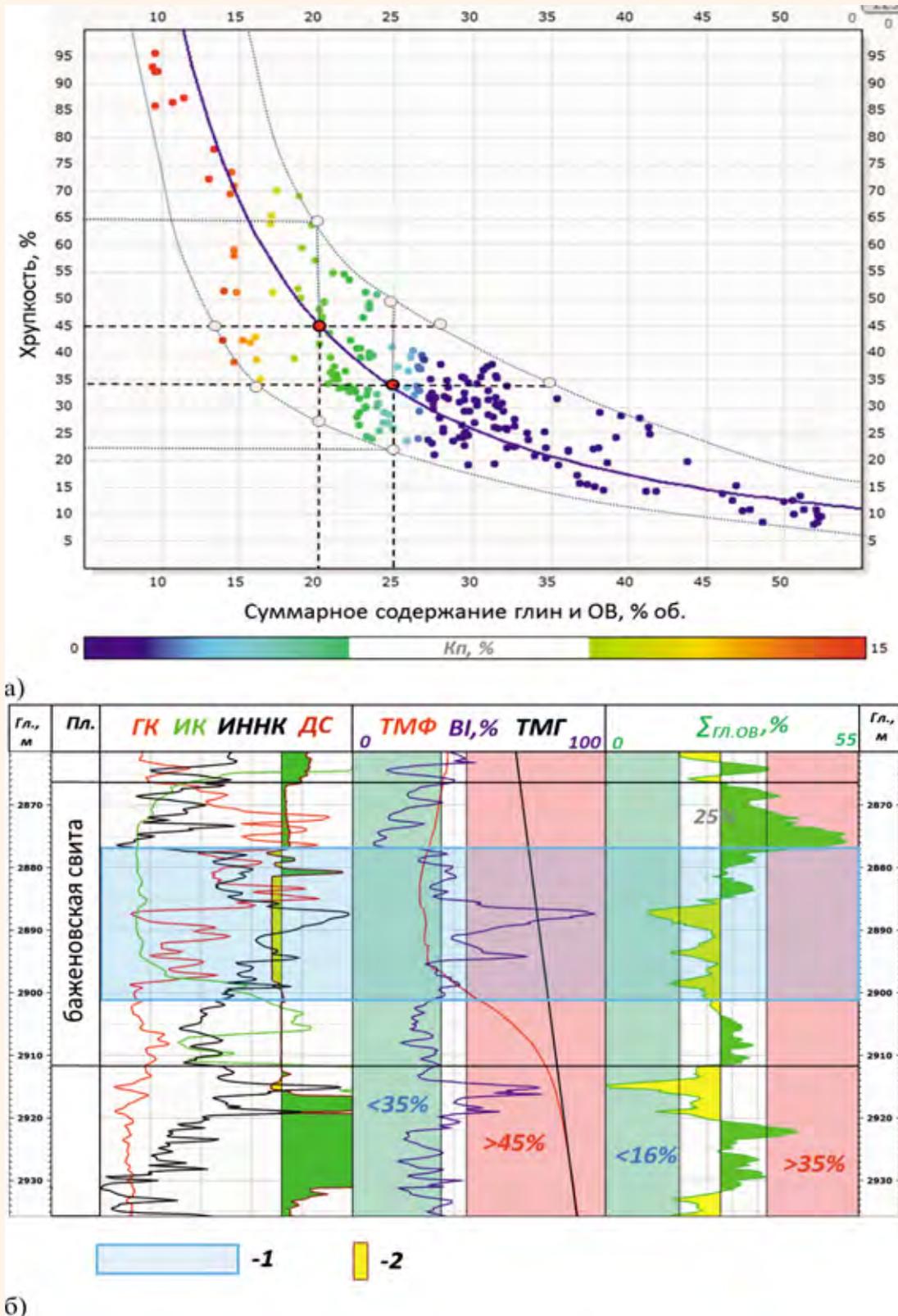


Рис. 8. График зависимости хрупкости и суммарного содержания объемной глинистости и органического вещества (а); петрофизический планшет для обоснования величины граничной хрупкости (б): 1 – интервал аномалии охлаждения по данным фоновой термометрии после ГРП; 2 – интервалы проникновения ФБР по данным кавернометрии

ляется разделение радиоляритов на кремнистые и карбонатизированные. Возможности ГИС для количественного решения этой задачи сильно ограничены. На качественном уровне можно использовать палетки, кросс-плотный анализ или специальные виды каротажа, которые позволяют определить элементы в составе породы. При этом конечный результат будет зависеть от выбранного способа решения и задействованных методов ГИС, точнее, от их физических основ, погрешности и вертикальной разрешающей способности, поэтому методика разделения радиоляритов на кремнистые и карбонатизированные тоже нуждается в стандартизации. В данной работе принято решение использовать кросс-плот «водородосодержание скорректированное за содержание ОВ и пористость – ГКп».

Выводы

С 01.01.2018 г. с целью апробации сроком на 18 месяцев в действие вступило «Временное методическое руководство по подсчету запасов нефти в трещиноватых и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции» (Шпильман А.В. и др., Москва, 2017) (ВМР) [1]. Это основной действующий документ, который призван регламентировать методы постановки запасов баженовской свиты на государственный баланс. Его главной особенностью, отличающей от действующего отраслевого регламента по подсчету запасов объемным методом [2], является определение эффективной нефтенасыщенной толщины через литологический состав породы, при этом интервалы кремнистых радиоляритов входят в эффективные толщины с коэффициентом 1, карбонатизированных радиоляритов с $-\frac{1}{2}$, а глинисто-битуминозные породы отнесены к неколлекторам.

Очевидно, что литологический состав породы и ее способность вмещать и отдавать пластовый флюид при разработке – это различные, в общем случае не связанные между собой, свойства. В нефтегазоматеринских формациях, к которым относится баженовская свита, во время процесса нефтегазообразования в очагах генерации возникают столь высокие давления, которые создают условия для первичной миграции вне зависимости от фильтрационно-емкостных свойств пород, которые их слагают. То есть, в подобных геологических объектах для формирования залежей УВ даже полное отсутствие проницаемости не является препятствием. В этом коренное отличие залежей УВ в нефтегазоматеринских породах от традиционных, которые формируются только в проницаемых породах. По-видимому, отсутствие однозначной

связи между проницаемостью породы и ее продуктивностью вынудило авторов ВМР принять литологический критерий в качестве основного для определения эффективных толщин.

Выделение эффективных толщин через литологический состав породы, особенно в условиях нефтегазоматеринских пород, обогащенных органическим веществом и продуктами его преобразования, является весьма трудоемкой процедурой и требует учета множества нюансов, обусловленных особенностями лабораторного исследования керна и методов ГИС. Между тем, как показано выше, литологический состав и структурно-текстурные особенности породы можно оценивать более простыми косвенными методами, например, через хрупкость. Конечно же, хрупкость будучи механической характеристикой не является признаком наличия подвижного пластового флюида, поэтому для определения нефтесодержащих интервалов необходимо привлекать другие прямые и/или косвенные методы. Например, традиционные прямые признаки коллектора по ГИС, опробования в перфорированной колонне и результаты газового каротажа при бурении. Одним из самых эффективных методов ГИС для выделения продуктивных пород в подобных разрезах является ядерно-магнитный каротаж (ЯМК). Это единственный метод геофизических исследований, с помощью которого можно выявлять подвижный флюид вне зависимости от его связанности. Благодаря этому свойству ЯМК в нефтегазоматеринских отложениях можно определять наличие подвижных УВ в практически непроницаемых породах. Критерии подвижного флюида по ЯМК могут дополнить традиционные прямые признаки коллектора по ГИС.

Важно понимать, что новый отраслевой регламент, к которому вне сомнений следует отнести ВМР, кроме описаний методик подсчета запасов регулирует комплекс исследований, которые недропользователи обязаны выполнять, а значит, на годы вперед определяет главный вектор изучения баженовской свиты. Сейчас этот вектор литологический. Между тем, наиболее важными характеристиками для разработки баженовской свиты методами гидравлического разрыва пласта являются объем подвижного флюида, который потенциально способен перемещаться в условиях естественной и наведенной ГРП проницаемости, а также восприимчивость пород, вскрытых скважиной, к данному виду стимуляции. По этой причине одно из главных направлений внутреннего методического регламента ГПН по оценке перспектив нефтегазоматеринских пород как раз и сфокусировано на изучении этих двух важнейших свойств. С це-

лью их определения в обязательный комплекс ГИС скважин на баженовскую свиту в нем рекомендовано включение широкополосного акустического и плотного методов, необходимых для расчета хрупкости, а также ЯМК для оценки объемов подвижной нефти. Соответствующим образом модифицирована программа исследования керна. Она расширена определениями пористости по газу до экстракции образцов, которые должны выпиливаться «на сухую», и пиролитическими исследованиями для выделения объемов параавтохтонных УВ. Эти две величины в сумме с соответствующими поправками позволяют прямыми методами определить объем подвижного флюида в керне [3].

Другим нововведением ВМР является наличие нового метода подсчета запасов с использованием пиролитических параметров, при этом для него никак не конкретизировано понятие эффективной нефтенасыщенной толщины. В основном тексте ВМР параметр « $h_{\text{общ}}$ » расшифрован как «**мощность пласта или части пласта битуминозных пород, м**». По опыту первых подсчетов запасов, выполняемых разными авторскими коллективами, из-за этого уже возникли противоречия. Логично было бы брать пиролитические параметры по тем же самым интервалам, что и в объемном методе, или как минимум, проводить дифференцированный подсчет по коллектору (радиоляриты) и неколлектору (глинисто-битуминозные породы). В противном случае добиться схожих величин запасов по объемному методу и методу с использованием пиролитических параметров, как того требуют ВМР, не получится.

Для метода подсчета запасов с использованием пиролитических параметров есть еще

очень важное обстоятельство – наличие потерь пластового флюида, которые зависят от фильтрационно-емкостных свойств керна, технологий его отбора и условий хранения. В этом смысле введение только одной рекомендованной ВМР поправки за дегазацию явно недостаточно [1].

Кроме вышеуказанного нужно учитывать то, в что зрелых нефтематеринских породах кроме легких УВ имеется кероген, нереализовавший свой генерационный потенциал и тяжелые продукты его трансформации, которые течь в условиях разработки методом ГРП не способны. Эти компоненты нефтематеринской породы с точки зрения добычи играют двоякую роль. С одной стороны, они представляют собой ресурс для производства синтетической нефти – с другой обладают свойством удерживать на своей поверхности и внутри себя (сорбировать) легкие УВ. Для добычи сорбированной легкой нефти и синтеза новой из керогена можно использовать тепловые методы воздействия на пласт, которые уже применяются в нашей стране. Компания РИТЭК, входящая в группу компаний ЛУКОЙЛ, уже реализует опытно-промышленный проект по термогазовому воздействию на баженовскую свиту на Средне-Назымском месторождении, поэтому ВМР устарели еще до своего введения, т.к. никак не учитывают потенциал пиролиза керогена.

Таким образом, следует признать, что Временное методическое руководство [1] нуждается в доработке, тем не менее, сам факт его введения является важнейшим шагом на пути создания надежной методологической основы для оценки ресурсного потенциала баженовской свиты. ☐

Литература

1. Временное методическое руководство по подсчету запасов нефти в трещиноватых и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Недропользование XXI век. 2017. № 4. С. 70–100.
2. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / Под ред. В.И. Петерилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика». 2003.
3. Алексеев А.Д., Антоненко А.А., Жуков В.В., Стрижнев К.В. Дифференцированный подход к оценке ресурсной базы нефтематеринских отложений. Российская нефтегазовая конференция и выставка SPE (24–26 октября 2016, Москва). Доступно на: <https://www.onepetro.org/search?q=SPE-182074-RU> (обращение 06.06.2019).
4. Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. Геология и геохимия нефти и газа. М.: МГУ. 2012. 430 с.
5. Боркун Ф.Я., Федотова К.В. Взаимосвязь термобарических условий залегания критериев нефтегазоносности пород баженовско-абалакского (верхнеюрского) комплекса Западной Сибири // Георесурсы. 2015. № 1. С. 20–24.
6. Дахнова М.В., Можегова С.В., Назарова Е.С. Методы органической геохимии в связи с изучением проблемы нефтегазоносности доманикитно-доманикоидных толщ // Геология нефти и газа. 2013. Спецвыпуск. С. 108–113.
7. Гилинская Л.Г. Спектры ЭПР комплексов V(IV) и структура нефтяных порфиринов // Журнал структурной химии. 2008. Т. 49. № 2. С. 259–268.
8. Котельников Д.Д., Конохов А.И. Глинистые минералы осадочных пород. М.: Недра. 1986. С. 238.
9. Кузьмин Ю.А., Судат Н.В. Особенности геологического строения, оценки и учета в госбалансе запасов углеводородов в отложениях баженовской свиты месторождений Ханты-Мансийского автономного округа – Югры // Вестник недропользователя ХМАО. 2011. № 24.

10. Passey Q. R., Creaney S., Kulla J. B., Morettiand F. J., Stroud J. D. A Practical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs/ AAPG Bulletin. V. 74. P 1777-1794. 1990.

UDC 550.8.05

A.D. Alekseev, PhD, leading expert, OOO Gazpromneft NTC¹, Alekseev.AIDm@gazprom-neft.ru
A.V. Davydov, Head of Capacity Assessment and Reserve Calculation, Technological Center Bazhen LLC², Davydov.ALV@gazpromneft-ntc.ru
A.A. Kasyanenko, Head of Unconventional Reserves Projects, OOO Gazpromneft NTC¹, Kasyanenko.AA@gazpromneft-ntc.ru
A.V. Olyunin, Deputy General Director – Chief Geologist, Technological Center Bazhen LLC², Olyunin.AV@gazprom-neft.ru

¹Floor 4, lit. B, 75–79 Naberezhnaya Moika, St. Petersburg, 190000, Russia.

²24 Yakubovich sgr., St. Petersburg, 190000, Russia.

More on determination of net thickness in the Bazhenov formations according to the new Provisional Guidance by SRC with effect from January 1, 2018

Abstract. New SRC Provisional Guidance on reserves assessment in the Bazhenov Fm has come into effect on January 1, 2018. In 2018, the Gazprom Neft Company has got a practical experience in its testing in the course of current reserves re-estimation in two license areas. This paper is focused on the most pressing issues related to the substantiation of net thicknesses in accordance with the provisions of the new Guidance, which the specialists from various organizations faced working independently of each other. The authors believe, that the paper will prove useful in the future when improving methodological approaches to the Bazhenov resource base assessment.

Keywords: shale oil; shales; unconventional reservoirs; Bazhenov Formation; siliceous radiolarite; carbonated radiolarite; argillaceous-bituminous rocks; net thickness; Provisional Guidance

References

1. *Vremennoe metodicheskoe rukovodstvo po podschetu zapasov nefiti v treshhinovatykh i treshhinno-porovykh kolektorakh v otlozheniyakh bazhenovskoy tolshhi Zapadno-Sibirskoy neftegazonosnoy provincii* [Interim methodological guidelines for the calculation of oil reserves in fractured and fractured porous reservoirs in sediments of the Bazhenov stratum of the West Siberian petroleum province]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use XXI century], 2017, no. 4, pp.70–100.
2. *Metodicheskie rekomendatsii po podschetu geologicheskikh zapasov nefiti i gaza obshchimi metodami* [Guidelines for calculating the geological reserves of oil and gas by the volumetric method]. By edited V.I. Petersil'e, V.I. Poroskun, G.G. Jacenko. Moscow-Tver, VNIGNI, NPC «Tvergeofizika» Publ., 2003.
3. Alekseev A.D., Antonenko A.A., Zhukov V.V., Strizhnev K.V. *Differencirovannyi podhod k ocenke resursnoy bazy neftematerinskih otlozhenij. Rossijskaja neftegazovaja konferencija i vystavka SPE (24–26 oktjabrja 2016, Moskva)* [Differentiated approach to assessing the resource base of oil source sediments. SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition (October 24–26, 2016, Moscow)]. Available at: <https://www.onepetro.org/search?q=SPE-182074-RU> (accessed 6 June 2019).
4. Bazhenova O.K., Burlin Ju.K., Sokolov B.A., Hain V.E. *Geologija i geohimija nefiti i gaza* [Geology and geochemistry of oil and gas]. Moscow, MGU Pubk., 2012, 430 p.
5. Borkun F.Ja., Fedotova K.V. *Vzaimosvjaz' termobaricheskikh uslovij zaleganiya kriteriev neftegazonosnosti porod bazhenovsko-abalaskogo (verhnejurskogo) kompleksa Zapadnoj Sibiri* [Interrelation of thermobaric conditions for the occurrence of petroleum criteria for rocks of the Bazhenov-Abalaki (Upper Jurassic) complex of Western Siberia]. *Georesursy* [Georesources], 2015, no. 1, pp. 20–24.
6. Dahnova M.V., Mozhegova S.V., Nazarova E.S. *Metody organicheskoj geohimii v svjazi s izucheniem problemy neftegazonosnosti domanikitno-domanikoidnykh tolshh* [Methods of organic geochemistry in connection with the study of the problem of petroleum potential domanikitno-domanikoidnykh strata]. *Geologija nefiti i gaza* [Geology of oil and gas], 2013, special issue, pp. 108–113.
7. Gilinskaja L.G. *Spektry JePR kompleksov V(IV) i struktura neftijnykh porfirinov* [EPR spectra of V (IV) complexes and the structure of oil porphyrins]. *Zhurnal strukturnoj himii* [Journal of Structural Chemistry], 2008, vol. 49, no. 2, pp. 259–268.
8. Kotelnikov D.D., Konjuhov A.I. *Glinistyje mineraly osadochnykh porod* [Clay minerals of sedimentary rocks]. Moscow, Nedra Publ., 1986, pp. 238.
9. Kuz'min Ju.A., Sudat N.V. *Osobennosti geologicheskogo stroenija, ocnki i ucheta v gosbalanse zapasov uglevodorodov v otlozheniyakh bazhenovskoj svity mestorozhdenij Hanty-Mansijskogo avtonomnogo okruga – Jugry* [Features of the geological structure, assessment and accounting in the state balance of hydrocarbon reserves in the sediments of the Bazhenov formation of the deposits of the Khanty-Mansi Autonomous Okrug- Ugra]. *Vestnik nedropol'zovatelja HMAO* [Bulletin of subsoil user KhMAO], 2011, no. 24.
10. Passey Q. R., Creaney S., Kulla J. B., Morettiand F. J., Stroud J. D. A Practical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs/ AAPG Bulletin. V. 74. P 1777-1794. 1990.