



УДК 553.94

АЛГОРИТМ ОЦЕНКИ ЗАПАСОВ ЗАЛЕЖЕЙ СЛАНЦЕВОЙ НЕФТИ ОБЪЕМНЫМ МЕТОДОМ

В.И.Петерсилье, Н.В.Комар (ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»)

Предложен алгоритм оценки запасов залежей сланцевой нефти по комплексу геолого-геофизических данных, в первую очередь данных ГТИ, ЯФМ и др. По мнению авторов статьи, целесообразно опробовать описанный алгоритм на залежах сланцевой нефти с обязательным бурением базовых скважин с широким комплексом ГТИ, ГИС, отбором и исследованием керна, опробованием пластов приборами на кабеле и в колонне. После этого возможны коррекция и уточнение методики.

Ключевые слова: сланцевая нефть; геофизические исследования; бурение базовых скважин.

В последние годы значительный интерес геологов-нефтяников прикован к проблеме поисков и разведки залежей сланцевой нефти. В первую очередь к ним относятся отложения баженовской свиты (Западная Сибирь), доманиковые отложения (Урало-Поволжье), хадумиты (Северный Кавказ) и др. Один из важнейших вопросов в этой проблеме – методика оценки запасов.

Впервые для оценки запасов залежей сланцевой нефти в ЦКЗ Мингео СССР для отложений баженовской свиты был принят подход, согласно которому за эффективные принимались 30 % общих толщин, пористость (K_n) – 8 %, а нефтенасыщенность (K_n) – 90 %. Здесь, конечно, важно значение эффективных толщин $\Sigma h_{эф}$, в наибольшей степени влияющее на величину линейных запасов по скважине.

Эта величина была определена по результатам исследования скважин методами ГИС по специальным технологиям, основными из которых были временные замеры, замеры со сменой промывочной жидкости (ПЖ), исследования по методикам «каротаж – испытание – каротаж», «каротаж – воздействие – каротаж» и др. В результате было установлено, что в среднем в 25 % общих толщин выделялись интервалы с эффектами от проведения ГИС по специальным технологиям. Однако главная проблема заключалась в том, что эти эффекты наблюдались в различных интервалах. В этих условиях нельзя было определить наиболее эффективную технологию выделения коллекторов с использованием ГИС, поэтому было принято значение $\Sigma h_{эф} = 0,25 H$.

Пористость на уровне 8 % была принята по результатам отдельных измерений K_n на керне, а $K_n = 90$ % – как нефтенасыщенность разреза, где в притоках вода не была получена. Считалось, что, если при дальнейших исследованиях методика обоснования подсчетных параметров в скважинах будет уточнена, ранее утверж-

денные запасы будут соответствующим образом скорректированы.

Указанные подсчетные параметры принимались для выделения категории C_1 вокруг скважин, где были получены притоки нефти при испытаниях в колонне, запасы категории C_2 не выделялись. Извлекаемые запасы для баженовской свиты были приняты с условным КИН = 0,25.

Казалось бы, что такое решение позволило, наконец, ставить запасы залежей нефти на Государственный баланс и разрабатывать их. Однако уже в то время, особенно сейчас, было понятно, что такой подход вряд ли можно считать обоснованным из-за существенно различного строения и притоков в разных районах распространения отложений баженовской свиты.

В настоящее время, в связи с повышенным интересом к залежам нетрадиционных коллекторов, вновь возникла необходимость разработки методики оценки их запасов. Сразу отметим, что в целом проблема освоения залежей сланцевой нефти широко обсуждается в геологической среде – опубликовано огромное число статей, проведено несколько семинаров и конференций, однако вопрос методики оценки запасов так и не решен.

Наибольший опыт освоения залежей сланцевой нефти имеют нефтяники США. При этом единственно достоверным способом оценки извлекаемых запасов нефти сланцевых коллекторов, принятым обществом инженеров по оценке запасов нефти и газа (SPEE), является способ, основанный на анализе работы продуктивных скважин и накопленной добычи по участку, разбуренному эксплуатационной сеткой [1]. Оцениваются только извлекаемые запасы.

В России для промышленной и даже опытной разработки необходима предварительная (после открытия месторождения) оценка запасов, поэтому вариант SPEE не применим.

Представляется, что сколь-нибудь надежной методики оценки запасов залежей баженовской свиты, а также подобных залежей в доманиковых, куонамских и подобных отложениях в настоящее время не существует, да и вряд ли может существовать. Это связано с принципиальным отличием модели собственно сланцевого коллектора от известных коллекторов порового, трещинно-порового и трещинного типов. Это отличие состоит в том, что сланцевый коллектор при вскрытии его в разрезе обычно коллектором не является, так как обладает практически нулевой проницаемостью.

Действительно, при испытании притока жидкости из него обычно не получают. Точно также и при исследовании керна проницаемость образцов, если они не были подвержены техногенной трещиноватости, составляет сотые доли милидаarsi и менее.

Притоки нефти из собственно сланцевых коллекторов обычно получают после гидроразрыва пласта с закреплением трещин пропантом, т.е. эти притоки связаны уже с другой, искусственно сформированной средой, свойства которой по данным исследования керна, ГИС и испытаний до гидроразрыва пласта определить нельзя.

Появившиеся в последнее время предложения по методике оценки запасов баженовской свиты связаны в первую очередь в использованием геохимических показателей, получаемых при изучении керна. Свое отношение к этим предложениям один из авторов уже высказывал [2]. Сомнения по вопросу использования геохимических показателей для оценки ресурсов и запасов нефти сформулированы в работе [3].

Еще раз подчеркнем, что надежно обоснованного способа оценки запасов объемным методом не существует. Тем не менее, как уже указывалось, необходимость его разработки существует.

Предлагаем следующий алгоритм подсчета запасов. Заранее отметим, что этот алгоритм разработан с использованием разрозненных данных из различных источников и, в случае его одобрения, должен быть уточнен путем постановки специальных целенаправленных исследований, включающих бурение базовых скважин с широким комплексом ГТИ, ГИС, отбором и исследованием керна, опробованием пластов приборами на кабеле, в открытом стволе и колонне. Алгоритм подсчета геологических запасов залежей сланцевой нефти заключается в следующем.

1. Объектами подсчета запасов в скважине являются интервалы нефтенасыщенных пород. Эти интервалы характеризуются прямыми признаками нефтеносности по данным газового каротажа, входящего в состав геолого-технологических исследований ГТИ. Газовый каротаж позволяет выделять по всему разрезу скважины интервалы, насыщенные подвижной нефтью, причем в оперативном режиме, позволяющем своевременно принимать управляющие решения по строительству скважины.

Важно отметить, что выделение нефтенасыщенных пород по газовому каротажу является прямым определением, реализуемым, что наиболее важно, в скважинных условиях.

Не менее надежно выделение нефтенасыщенных интервалов по комплексу ядерно-физических методов (ЯФМ), который обычно называется углерод-кислородным (С/О) каротажом [4]. С/О-каротаж — это одна из модификаций импульсной нейтронной гамма-спектрометрии, изучающей энергетические и временные распределения плотности потока гамма-излучения, возникающего в результате различных нейтронных реакций на ядрах породообразующих элементов.

С/О-каротаж является эффективной научной разработкой, внедренной в практику освоения нефтяных месторождений. Имея в виду проблему импортозамещения, укажем, что выполненная коллективом российских организаций (ООО «НТЦ ГеотекноКИН», ОАО «НПЦ «Тверьгеофизика», ФГУП «ВНИИА им. Н.Л.Духова», ОАО «СибНАЦ» и ОАО «Оренбургнефть») работа «Разработка и внедрение эффективного управления производством нефтегазодобычи и доразведки залежей УВ на основе данных комплекса скважинных спектрометрических ядерно-физических методов исследований» отмечена в 2013 г. премией Правительства Российской Федерации в области науки и техники.

2. В интервалах нефтенасыщенных пород, выделенных описанными методами, определяются два объекта подсчета запасов:

породы-коллекторы;

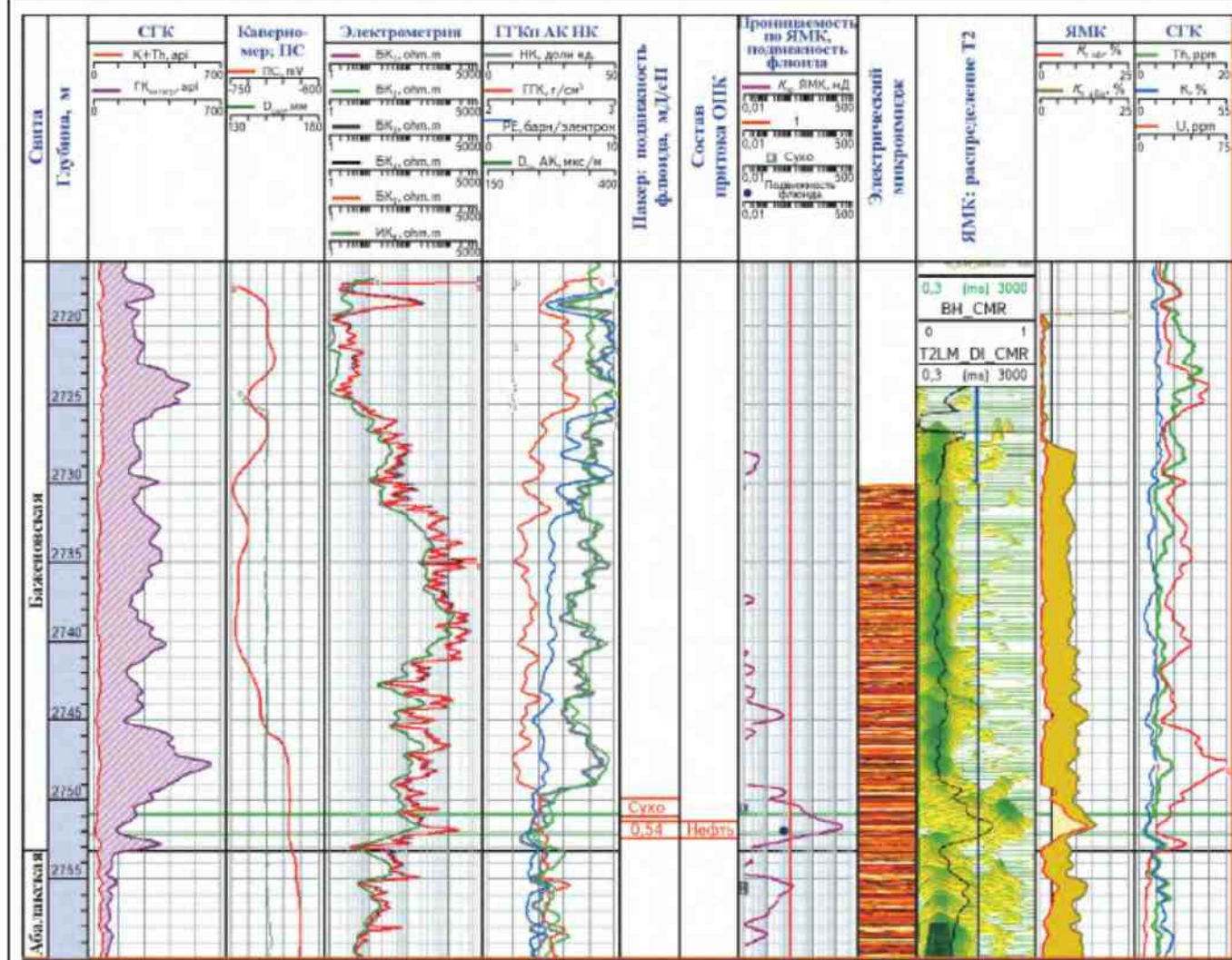
интервалы нефтенасыщенных пород собственно сланцевого типа (без прямых признаков коллектора).

3. Породы-коллекторы — это проницаемые интервалы разреза, отбиваемые по прямым качественным признакам, основными из которых являются сужение диаметра скважины, закономерное приращение на диаграммах разноглубинных методов электрического каротажа, наличие «свободного флюида» на диаграммах ядерно-магнитного каротажа (ЯМК) и др.

В качестве примеров приведем представленный специалистами ОАО «ЛУКОЙЛ» планшет с выделением по ЯМК такого коллектора толщиной 1,4 м в подошве отложений баженовской свиты на Средне-Назымском месторождении с последующим получением притока опробователем RFT (рис. 1), а также в отложениях доманиковых пород Урало-Поволжья (рис. 2). Здесь интервал пород-коллекторов, представленный доломитизированным известняком, выделяется по наличию глинистой корки в интервале глубин 2882,2-2886,4 м и закономерному приращению на кривых БК-МБК. Из интервала получен приток нефти дебитом 9 м³/сут.

В обоих примерах в интервале развития сланцевых пород по прямым качественным признакам выделяются традиционные коллекторы порового типа, проницае-

Рис. 1. ВЫДЕЛЕНИЕ КОЛЛЕКТОРА В ПОДОШВЕ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ



мость которых подтверждается прямыми опробованиями МДТ и в колонне.

Следует отметить, что в разрезах баженовской свиты Западной Сибири и доманиковых отложениях Волго-Урала интервалы традиционных коллекторов выделяются в отдельных скважинах и их доля в разрезе невелика. Фильтрационно-емкостные свойства таких интервалов низкие.

4. Вторым объектом подсчета запасов являются интервалы нефтенасыщенных пород без прямых признаков коллектора. Эти интервалы собственно сланцевых пород характеризуются признаками нефтеносности по данным ГТИ (газовый каротаж). При опробовании такие интервалы обычно сухие, однако они дают притоки при применении более эффективных способов вскрытия – гидроразрыва пласта, тепловых методов и т.п.

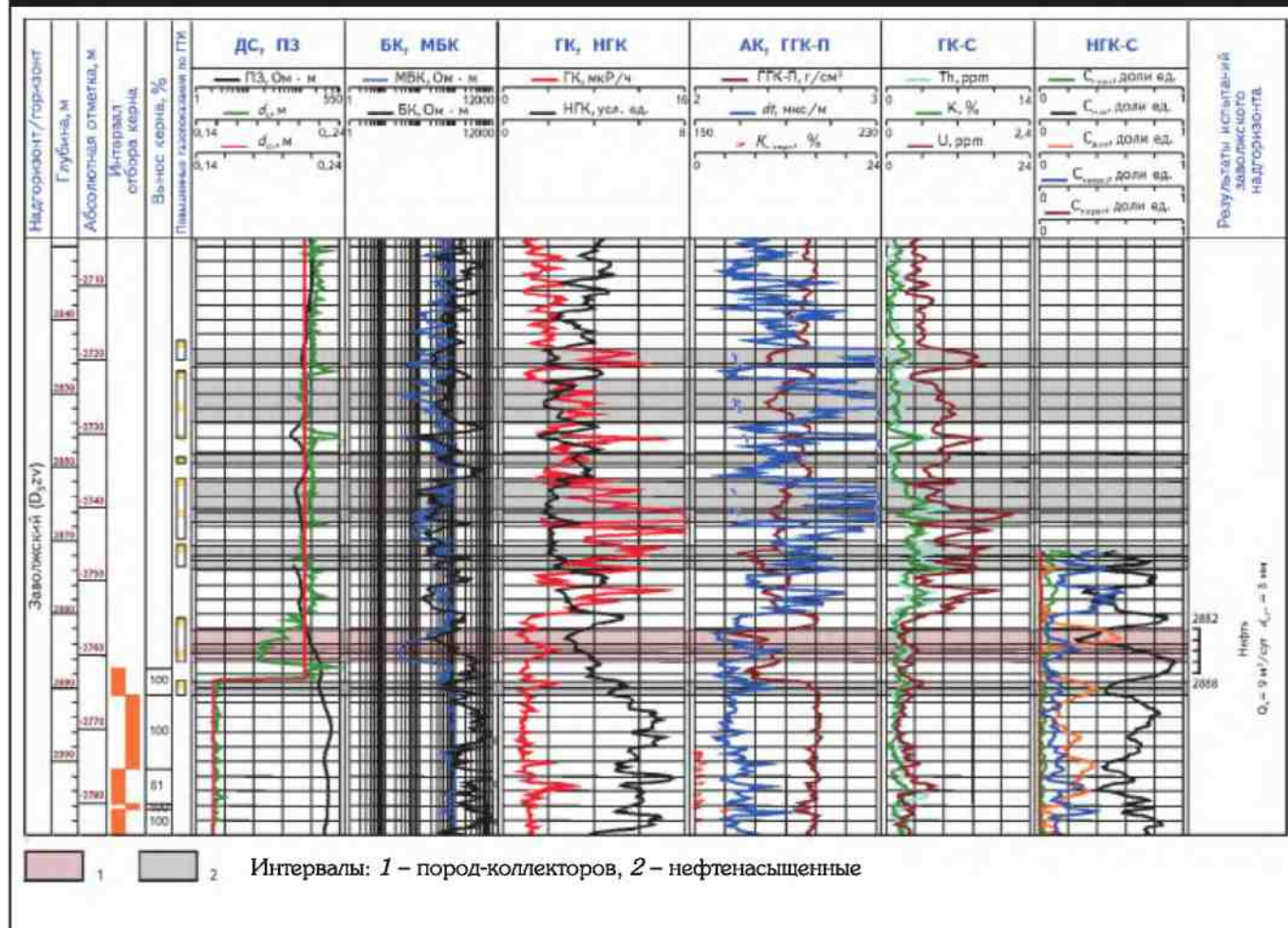
По данным ГТИ интервалы нефтенасыщенных пород выделяются по газовой аномалии, обусловленной

поступлением газа за счет разбуривания продуктивного нефтяного объекта, значение которой превышает уровень фоновой газонасыщенности не менее чем в 2 раза [5]. Интервалы нефтенасыщенных пород в отложениях заволжского надгоризонта прибортовой зоны Муханово-Ероховского прогиба Камско-Кинельской системы дислокаций выделены по данным ГТИ (см. рис. 2). На рис. 3 приведен планшет газового каротажа по этой же скважине.

Пример выделения нефтенасыщенных интервалов по данным С/О-каротажа в отложениях баженовской свиты приведен на рис. 4.

5. Выделяемые по данным ГТИ или С/О-каротажа нефтенасыщенные интервалы сланцевого типа коллекторами не являются, однако при применении эффективных технологий вскрытия (гидроразрыва пласта, термического воздействия и т.п.) дают притоки и становятся объектами подсчета запасов. На рис. 5 приведен

Рис. 2. ВЫДЕЛЕНИЕ ТРАДИЦИОННОГО КОЛЛЕКТОРА ПО ПРЯМЫМ ПРИЗНАКАМ И НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ ИНТЕРВАЛОВ ПО ДАННЫМ ГТИ



пример выделения нефтенасыщенных интервалов. Здесь при испытании выделенного по ГТИ интервала нефтенасыщенных пород притока не было получено, однако после гидроразрыва пласта был получен приток нефти дебитом 17 м³/сут.

6. Пористость выделенных интервалов традиционных коллекторов определяется известными способами по данным одного или нескольких методов ГИС. Пористость нефтенасыщенных интервалов собственно сланцевых пород в наилучшей степени определяется по данным ЯФМ (ГК-С, ИНГК-С). Петрофизической основой для определения K_p этими методами являются данные петрофизических исследований, рентгеноструктурного анализа керна, промысловой геохимии (определение параметров S_1 , S_2 , содержание керогена и др.).

7. Определение пористости по керну рекомендуется выполнять после экстракции образцов органическими растворителями в течение 48 ч, не затрагивая тяжелые УВ в пустотном пространстве пород.

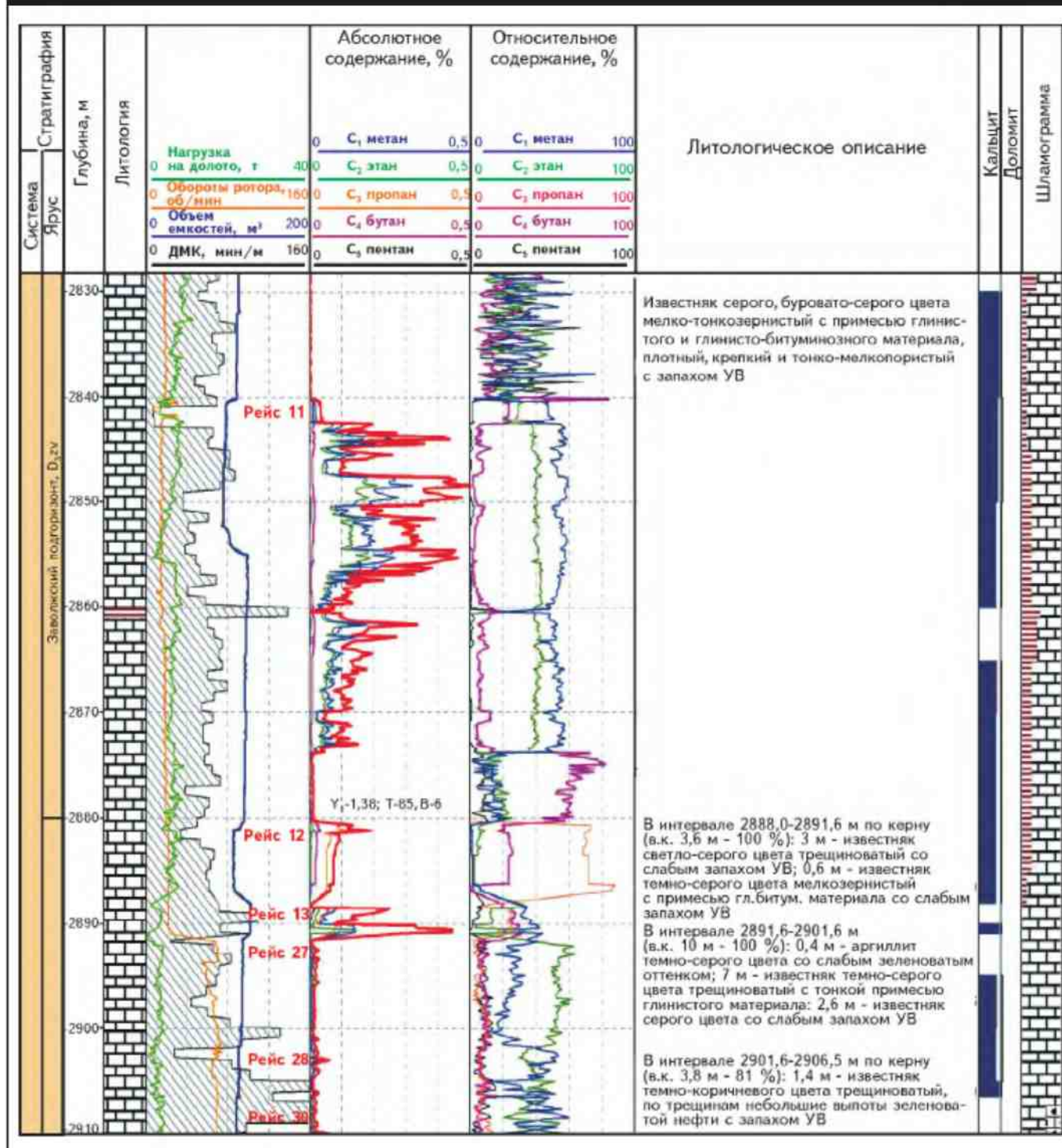
8. Коэффициент нефтенасыщенности (K_n) нефтенасыщенных интервалов сланцевых отложений условно принимается за 0,9.

9. Как отмечалось, наибольшей проблемой при оценке запасов сланцевых коллекторов объемным методом является определение коэффициента извлечения нефти. По данным американских разработчиков, в сланцевых коллекторах он варьирует от 2 до 8 % [1]. Понятно, что в условиях изменения КИНа, а значит и запасов нефти какой-либо залежи в 4 раза без четкого представления о причинах такой изменчивости, говорить о большой достоверности полученных оценок извлекаемых запасов не приходится. Для продолжения работ по освоению залежей сланцевой нефти предлагается принять КИН на уровне 3 %.

10. В разрезе конкретных скважин категории запасов определяются следующим образом:

при наличии прямых качественных признаков коллектора при получении притока (МДТ, КИИ при локализации притока или в колонне) во всех выделенных ин-

Рис. 3. ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ ИНТЕРВАЛОВ ПО ДАННЫМ ГТИ



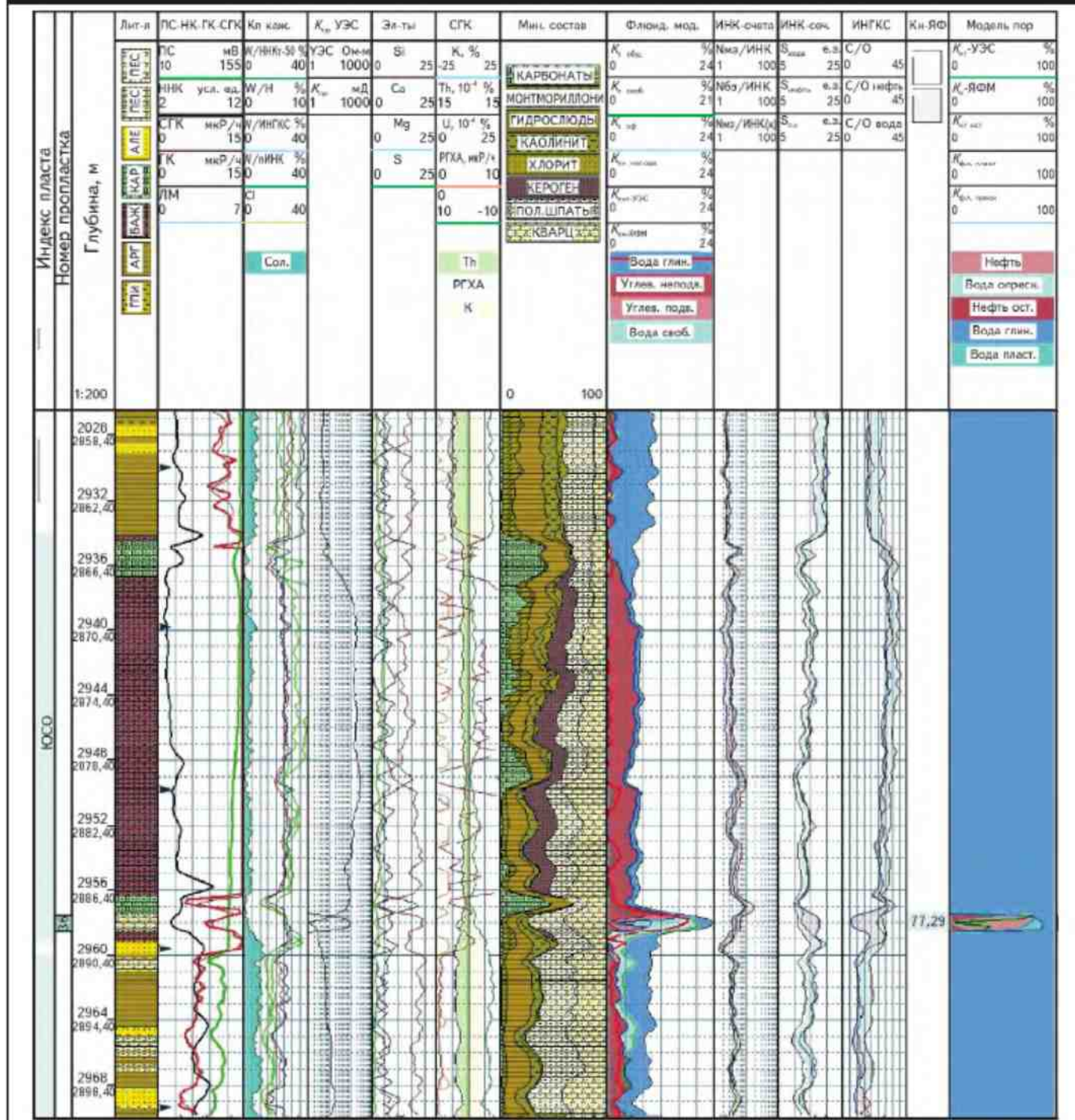
тервалах выделяются запасы категории C₁; при отсутствии опробования или неполучении притока – категории C₂;

в интервалах с повышенной нефтенасыщенностью при наличии притока (МДТ, КИИ или в колонне при локализации притока) выделяются запасы категории C₁ в

интервале опробования; при отсутствии опробования или притока – категории C₂.

11. Граница категории C₁ по площади выделяется в соответствии с действующими нормативными документами.

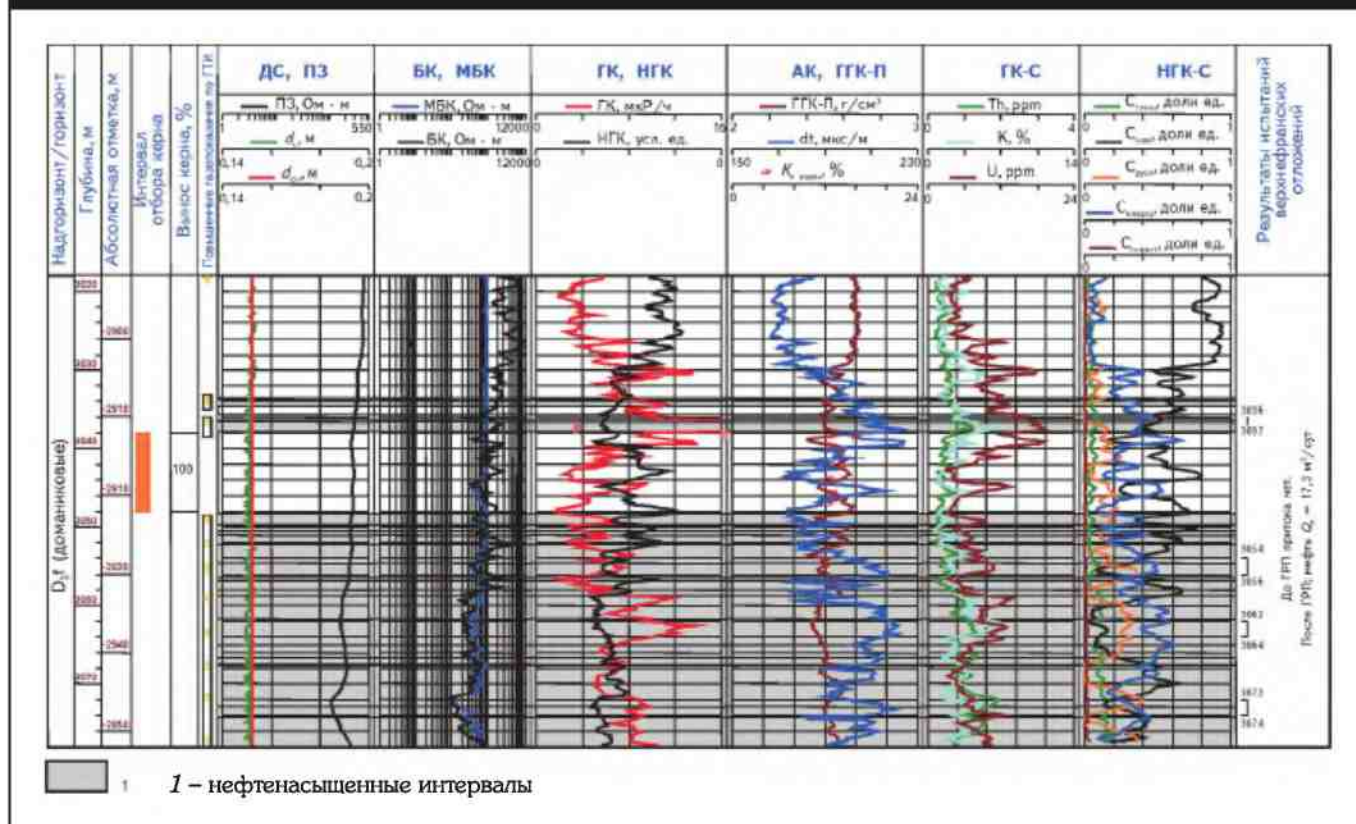
Рис. 4. ВЫДЕЛЕНИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ИНТЕРВАЛОВ ПО С/О-КАРОТАЖУ



12. Граница категории C₂ выделяется в контурах развития сланцевых пород. Если лицензионный участок целиком лежит в этих контурах, то категория C₂ выделяется на всем лицензионном участке. Этот вопрос представляется весьма важным, особенно для недропользователя, который опасается, что, согласно действующему законодательству, после окончания работ по по-

исковой лицензии он обязан сдать государству ту часть лицензионного участка, где по результатам геолого-разведочных работ запасы УВ не выявлены. И кроме того, наличие запасов только вокруг поисковых скважин ограничивает возможности недропользователя для кредитования весьма затратных работ по освоению залежей сланцевой нефти. В границах категории C₂ эф-

Рис. 5. ВЫДЕЛЕНИЕ НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ ИНТЕРВАЛОВ ПО ГТИ И ГИС



фективные толщины вычисляются по доле к общей толщине, определенной в скважинах, пористость и нефтенасыщенность – как среднее по скважинам.

Представляется целесообразным опробовать описанный алгоритм на залежах сланцевой нефти с обязательным бурением базовых скважин с широким комплексом ГТИ, ГИС, отбором и исследованием керна, опробованием пластов приборами на кабеле и в колонне. После этого возможны коррекция и уточнение методики.

Литература

1. **Guidelines** For The Practical Evaluation of Undeveloped Reserves In Resource Plays. – Society of Petroleum Evaluation Engineers, December 2010; May 2011.

2. **Петерсилье В.И.** Об оценке запасов залежей сланцевой нефти / В.И.Петерсилье // Геология нефти и газа. – 2015. – № 6.

3. **Гутман И.В.** Контрольные функции объемного метода при оценке ресурсов углеводородов с применением лабораторных геохимических измерений / И.С.Гутман, Г.Н.Потемкин, И.Ю.Балабан и др. // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 9.

4. **Методические** рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / Под ред. В.И.Петерсилье, В.И.Пороскуна, Г.Г.Яценко. – Москва-Тверь: Изд-во ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003.

5. **Лукьянов Э.И.** Интерпретация данных ГТИ / Э.И.Лукьянов. – Новосибирск: Издательский Дом «Историческое наследие Сибири», 2011.

© В.И.Петерсилье, 2016

Виктор Иосифович Петерсилье,
руководитель НАЦ,
доктор геолого-минералогических наук,
vipetersilie@vfil.ru;

Наталья Владимировна Комар,
старший научный сотрудник,
komar@vniigni.ru.

THE ALGORITHM FOR SHALE OIL RESERVES ASSESSMENT WITH VOLUMETRIC METHODS

Petersilie V.I., Komar N.V. (FGBU "All-Russian Research Geological Oil Institute")

The paper suggests the algorithm for shale oil deposits' reserves assessment using the complex of geological-geophysical data including primarily geotechnical survey data, nuclear logging data etc. The authors believe the algorithm should be tested on shale oil deposits with base wells drilling and extensive complex of geotechnical survey, well logging, core samples collection and analysis and formation testing with the help of wireline services and casing. Afterwards the method could be improved and detailed.

Key words: shale oil; geophysical research; base wells drilling.