

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ЯДЕРНО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ КАРОТАЖА В ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИНАХ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

УДК 553.98

К.А. Машкин, ПАО НПП «ВНИИГИС», ООО НПП «ИНГЕО» (Октябрьский, РФ),
ingeo41@mail.ru

А.Г. Коротченко, ПАО НПП «ВНИИГИС», ООО НПП «ИНГЕО»

Р.Г. Гайнетдинов, ПАО НПП «ВНИИГИС», ООО НПП «ИНГЕО»

В.М. Романов, ПАО НПП «ВНИИГИС», ООО НПП «ИНГЕО»

В.Л. Глухов, ПАО НПП «ВНИИГИС», ООО НПП «ИНГЕО»

А.Ф. Камалтдинов, ПАО НПП «ВНИИГИС», ООО НПП «ИНГЕО»

П.А. Сафонов, ПАО НПП «ВНИИГИС», ООО НПП «ИНГЕО»

А.Н. Огнев, ПАО НПП «ВНИИГИС», ООО НПП «ИНГЕО»

И.Х. Шабиев, ПАО НПП «ВНИИГИС», ООО НПП «ИНГЕО»

Для изучения текущего состояния нефтегазонасыщенности пластов-коллекторов в эксплуатационных скважинах нефтегазовых месторождений Томской области в настоящее время применяются ядерно-геофизические методы (ЯГМ), включающие спектрометрический импульсный нейтронный гамма-каротаж (ИНГК-С или С/О-каротаж), двухзондовый импульсный нейтронный каротаж (2ИНГК/2ИННК) и спектрометрический гамма-каротаж (СГК). Исследования в регионе выполняются аппаратурой типа ЦСП (ЦСП-С/О-90, ЦСП-2ИНГК-43М, ЦСП-ГК-С-90). Производственное применение комплекса ЯГМ реализуется в партнерстве с ООО «Юганскнефтегазгеофизика», ООО «ПИТЦ «Геофизика». Объектами исследований являются как меловые, сравнительно простые по своему строению терригенные коллекторы, так и юрские, представленные неоднородными по литологическому составу песчаниками с наличием углеродсодержащих пород в виде углей и битумов. Комплексная интерпретация результатов ЯГМ позволяет более точно оценить эффективную пористость коллекторов с учетом их литологического состава, выделить коллекторы и определить их текущую нефтегазонасыщенность. Приводятся примеры исследований по скважинам.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ЯДЕРНО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ, СПЕКТРОМЕТРИЧЕСКИЙ ИМПУЛЬСНЫЙ НЕЙТРОННЫЙ ГАММА-КАРОТАЖ, НЕФТЕГАЗОВАЯ СКВАЖИНА, ОБСАЖЕННЫЙ СТВОЛ, НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТЬ.

В связи с длительной эксплуатацией месторождений Томской области актуальной проблемой остается повышение нефтеотдачи пластов и организация прогрессивной технологии добычи углеводородного сырья в целом. При решении этой проблемы основными задачами, решаемыми геофизическими методами, являются изучение текущего состояния продуктивных пластов

и повышение достоверности оценки их подсчетных параметров путем использования как новейших аппаратных разработок, так и методических приемов интерпретации регистрируемых параметров, содержащих обширную информацию о литологии и флюидальном составе коллекторов на момент исследования. Важными также являются поиск и определение насыщенности

пластов, пропущенных при проведении геофизических исследований в скважинах при вводе их в эксплуатацию. Наибольшей информативностью при исследовании обсаженных скважин старого фонда характеризуются методы ядерно-геофизической спектрометрии, к которым относятся спектрометрический импульсный нейтронный гамма-каротаж

Mashkin K.A., Research and Development Enterprise VNIIGIS PJSC, Research and Development Enterprise INGeo LLC (Oktyabrsky, RF), ingeo41@mail.ru

Korotchenko A.G., Research and Development Enterprise VNIIGIS PJSC, Research and Development Enterprise INGeo LLC

Gainetdinov R.G., Research and Development Enterprise VNIIGIS PJSC, Research and Development Enterprise INGeo LLC

Romanov V.M., Research and Development Enterprise VNIIGIS PJSC, Research and Development Enterprise INGeo LLC

Glukhov V.L., Research and Development Enterprise VNIIGIS PJSC, Research and Development Enterprise INGeo LLC

Kamaltdinov A.F., Research and Development Enterprise VNIIGIS PJSC, Research and Development Enterprise INGeo LLC

Safonov P.A., Research and Development Enterprise VNIIGIS PJSC, Research and Development Enterprise INGeo LLC

Ognev A.N., Research and Development Enterprise VNIIGIS PJSC, Research and Development Enterprise INGeo LLC

Shabiev I.Kh., Research and Development Enterprise VNIIGIS PJSC, Research and Development Enterprise INGeo LLC

Results of The Application of Nuclear Logging Methods in Producing Wells at Oil and Gas Fields of Tomsk Oblast

Nowadays nuclear methods, including spectrometric pulsed capture gamma-ray logging, dual-spacing thermal logging and spectrometric gamma-ray logging, are used to study the current state of oil and gas saturation of reservoir beds in producing wells at oil and gas fields of Tomsk Oblast. Research in the Oblast is carried out with the use of digital transmission system equipment (TsSP-C/O-90, TsSP-2INGK-43M, TsSP-GK-C-90). The production use of the nuclear method complex is implemented in partnership with Yuganskneftegazgeofizika LLC, Perm Engineering and Technical Center LLC. The objects of research are cretaceous ones (simple structured terrigenous reservoirs) and Jurassic ones (represented by non-homogenous sand stone of lithological composition with the presence of carbon-bearing rock in the form of coal and bitumen). An integrated interpretation of the nuclear method results allows estimating the effective porosity of reservoir beds with more precision, taking into account their lithological composition, singling out reservoir beds and establishing their current oil and gas saturation. Research examples are given by wells.

KEY WORDS: NUCLEAR METHODS, SPECTROMETRIC PULSED CAPTURE GAMMA-RAY LOGGING, OIL AND GAS WELL, CASED HOLE, OIL AND GAS SATURATION.

(ИНГК-С или С/О-каротаж), импульсный нейтронный каротаж (2ИНГК/2ИННК) и спектрометрический гамма-каротаж (СГК), получившие свое развитие в конце 1990-х гг. К настоящему моменту комплекс ЯГМ прошел стадию широкого опробования в производственных условиях и подтвердил высокую информативность и эффективность исследований в любых, в том числе неоднородных, разрезах с многокомпонентной объемной и флюидальной моделями пород-коллекторов.

Производственное применение комплекса ЯГМ в Томской области с использованием аппаратуры, разработанной совместно специалистами ПАО НПП «ВНИИГИС» и ООО НПП «ИНГЕО», началось в 2009 г. на объектах ОАО «Томскнефть». Результаты исследований обсаженных скважин старого фонда в терригенных отложениях различного возраста показаны на конкретных примерах Вахского, Северного, Советского, Малореченского, Нижневартковского, Игольско-Талового месторожде-

ний, географически расположенных в северо-западной части Томской области.

С 2009 г. исследовано более 300 скважин. Анализ полученных результатов по скважинам показал, что комплекс ЯГМ, включающих С/О-каротаж, 2ИНГК и СГК, обеспечивает получение информации для построения многомерных моделей горной породы и порового пространства.

Информативность комплекса ЯГМ обеспечивается большим набором регистрируемых геофизических параметров, таких как:

- спектральные отношения С/О и Ca/Si;
- элементный состав скелета (O, Ca, Si, S, Mg, Fe, C, H);
- элементный состав флюида (O, H, C, Cl);
- массовые содержания урана (U), тория (Th) и калия (K);
- мощность экспозиционной дозы;
- общее водородсодержание горных пород;
- сечение поглощения тепловых нейтронов.

Результатом количественной интерпретации данных ЯГМ в сочетании с информацией по открытому стволу является:

- вещественный состав горных пород;
- общая и эффективная пористость коллекторов;
- коэффициент текущей нефтегазонасыщенности коллекторов;
- минерализация пластового флюида.

В программах обработки С/О-каротажа реализованы как алгоритмы расчета спектральных отношений, так и алгоритмы разложения на элементные составляющие регистрируемых спектров гамма-излучения неупругого рассеяния (ГИНР) и гамма-излучения радиационного захвата (ГИРЗ). Эти алгоритмы базируются на результатах измерений в моделях пластов в метрологическом центре ПАО «НПП «ВНИИГИС». Коэффициент текущей нефтенасыщенности рассчитывается исходя из уравнений, связывающих спектральные отношения С/О и Ca/Si (из спектров ГИРЗ или ГИНР

в зависимости от условий измерений) и величину общей пористости. При этом выделяется доля нефти в поровом пространстве. Расчеты коэффициента текущей газонасыщенности основываются на результатах обработки метода 2ИНГК, направленной на определение общего водородсодержания горных пород и сечения поглощения тепловых нейтронов. При этом используются расчеты, отражающие изменения общего водородсодержания, определяемого в условиях обсаженной скважины по 2ИНГК, на фоне общего водородсодержания, определяемого в условиях открытого ствола по методам НГК/ННК, которые связаны с присутствием газа в поровом пространстве. Также используются уравнения, представляющие измеренное сечение поглощения как сумму сечений поглощения компонент обсаженно-флюидальной модели с весовыми коэффициентами объема содержания этих компонент в поровом пространстве.

Обработка данных SGK обеспечивает получение массовых содержаний урана, тория и калия и мощности экспозиционной дозы (МЭД). Превышение величины МЭД по SGK над величиной МЭД по ГК в открытом стволе связывается с наличием радиогеохимических аномалий (РГХА) по стволу скважины. С этими же аномалиями связывается превышение содержания урана, которое, в том числе, наблюдается при наличии битумов.

На интерпретационных планшетах наносятся кривые каротажа открытого ствола (при их наличии), данные обработки комплекса методов С/О-каротажа, 2ИНГК, SGK. Также наносятся данные построенной объемно-флюидальной модели и расчетные параметры коэффициента текущего нефтегазонасыщения на фоне начального нефтегазонасыщения (при наличии) выделенных пластов-коллекторов. Объемно-флюидальная модель стро-

ится по материалам каротажа открытого ствола с привлечением данных по элементному составу, рассчитанных в результате обработки спектров С/О-каротажа. В случае отсутствия материалов по открытому стволу объемно-флюидальная модель и границы выделенных пластов-коллекторов строятся по данным проводимого комплекса ЯГМ.

По результатам интерпретации составляется заключение о текущем нефтегазонасыщении, наличии и характере обводнения коллекторов в разрезах любой сложности литологического состава горных пород и неоднородной минерализации пластовых флюидов. Полученная информация в целом может быть использована для решения как промысловых задач для конкретных объектов исследования, так и геологоразведочных задач по текущему состоянию залежи.

Рассматриваемый комплекс ЯГМ обладает широкой информативностью, однако в зависимости от программы исследований и конкретных геолого-технических условий, в частности скважин малого диаметра (боковых стволов с колонной диаметром 102 мм), могут выполняться отдельные методы этого комплекса. Так, при использовании аппаратуры ЦСП-3ИНГК-76 одновременно регистрируются параметры 2ИНГК, спектры ГИРЗ, SGK и нейтронной активации (НАК), позволяющие оценить нейтронные характеристики (тау, сигма), содержание основных породообразующих химических элементов, содержание кислорода в горной породе и флюиде, предоставляя возможность решать задачу определения насыщенности пластов-коллекторов там, где проведение С/О-каротажа пока технически невозможно. При этом оценка нефтенасыщенности выполняется по данным содержания кислорода в поровом пространстве из результатов каротажа НАК.

В ближайшем будущем эта задача будет решаться с применением инновационной аппаратуры малого диаметра ЦСП-2ИМКС-73, объединяющей все перечисленные методы комплекса ЯГМ. НИОКР по разработке нового прибора ведутся с конца 2015 г. при финансовой поддержке ФГБУ «Фонд содействия развитию малых форм предприятий в научно-технической сфере» («Фонд содействия инновациям»). Методическое и программное обеспечение обработки и интерпретации материалов, регистрируемых новой аппаратурой, базируется на существующем программно-методическом обеспечении комплекса ЯГМ, однако оно значительно расширено в связи с новыми возможностями разработанной аппаратуры.

В частности, наличие двух зондов в данной аппаратуре дает возможность исследования и учета скважинной составляющей разреза, что позволяет частично снять многие существующие ограничения комплекса ЯГМ. При использовании эффективных детекторов, обладающих высокой температуростойкостью и быстрой реакцией, получают более разрешенные спектры ГИРП и ГИРЗ. Применение генераторов нейтронов с перестраиваемой частотой позволяет значительно снизить наложение спектров. Все эти преимущества повышают эффективность проводимых исследований и достоверность получаемых результатов по оценке геолого-геофизических параметров изучаемых пластов.

В целом на месторождениях Томской области в скважинах старого фонда в терригенных коллекторах меловых отложений рассматриваемый комплекс методов работает достаточно надежно с использованием традиционных ядерно-геофизических технологий. Методика количественных расчетов упрощается при наличии в интервале исследований первоначально водонасыщен-

ных пластов в качестве опорных, что позволяет реализовать традиционную, хорошо себя зарекомендовавшую методику интерпретации. На рис. 1 показан интерпретационный планшет по результатам обработки данных каротажа комплекса ЯГМ в интервале пласта ПК_{13в}. Интерпретационные планшеты создаются в системе «Прайм». Планшет состоит из 12 треков:

- 1-й – трек глубины в метрах;
- 2-й – данные стратиграфии по разрезу скважины;
- 3-й – кривые каротажа открытого ствола: гамма-каротажа – ГК (GR), нейтрон-нейтронного каротажа – ННК (NPHI), собственной поляризации – ПС (SP) и интегральная кривая SGK (RSGR), зарегистрированная прибором ЦСП-ГК-С-90, совмещенная с кривой ГК в целях выявления РГХА;
- 4-й – кривые каротажа сопротивления по открытому стволу: бокового каротажа (LLD), индукционного каротажа (ILD) и каротажа сопротивлений потенциал-зондом (PZ);
- 5-й – данные С/О-каротажа, зарегистрированные прибором ЦСП-С/О-90. Представлены кривые содержания основных химических элементов, содержащихся в скелете пород и во флюиде, дифференцирующие разрез: кальция (Ca), кремния (Si), хлора (Cl), углерода (C). Кривые совмещены для наглядности дифференциации разреза скважины и выделения эффектов нефтенасыщенности. Также в этом треке нанесены совмещенные кривые спектральных отношений: С/О и Ca/Si;
- 6-й – кривые содержания естественных радиоактивных элементов – урана (U), тория (Th) и калия (K), полученные при обработке данных SGK, зарегистрированных прибором ЦСП-ГК-С-90;
- 7–9-й – колонки выделенных коллекторов, характера начального насыщения коллекторов по данным каротажа открытого ствола и текущего насыщения по данным комплекса ЯГМ;

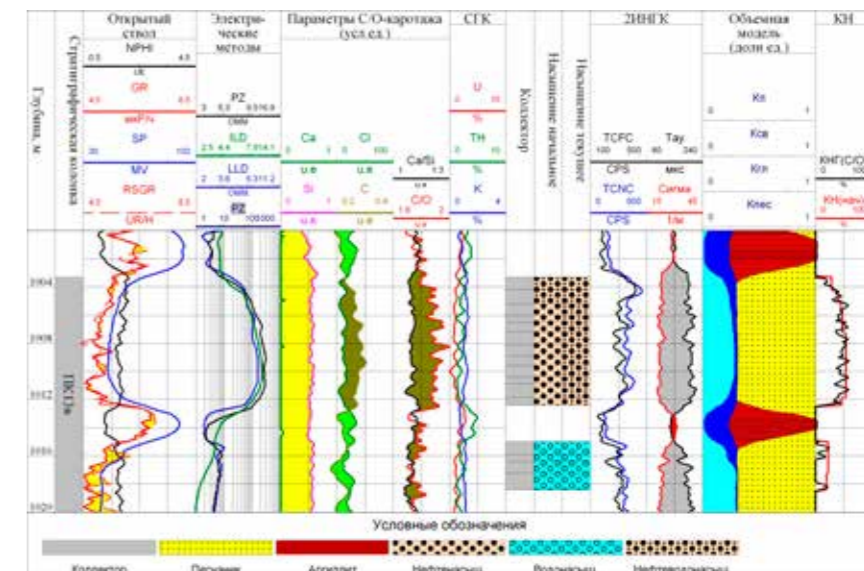


Рис. 1. Определение текущей нефтенасыщенности в пласте ПК_{13в}

- 10-й – результаты обработки данных 2ИНГК, зарегистрированных прибором ЦСП-2ИНГК-43М. Кривые интегралов по большому (дальнему от генератора нейтронов) зонду – TCFC, TCNC, тау (среднее время жизни тепловых нейтронов в разрезе) и сигма (среднее сечение поглощения тепловых нейтронов), которые совмещены для наглядности дифференциации разреза, вскрытого скважиной;
 - 11-й – объемно-флюидальная модель разреза, построенная с помощью программы OPTCOM на основе комплексных данных каротажа открытого ствола и С/О-каротажа. K_n – коэффициент эффективной пористости, K_{cv} – коэффициент общей пористости, $K_{гн}$ – объемное содержание глин, $K_{пес}$ – объемное содержание кварцевого песчаника;
 - 12-й – кривая коэффициента текущей нефтенасыщенности $KN_{(C/O)}$ на фоне начальной нефтенасыщенности $KN_{(нач)}$. Расчет этих данных проводится в рамках песчано-глинистой модели породы.
- На рис. 2–5 построение и условные обозначения интерпретационных планшетов в целом аналогичны представленному на рис. 1, за исключением некоторых деталей. Так, из рис. 1 видно, что

характер насыщения на момент бурения скважины практически подтверждается данными каротажа комплексом ЯГМ. Нижние коллекторы перед пластом глины – водонасыщенные, верхние – нефтенасыщенные с небольшим обводнением.

На рис. 2 представлены результаты исследований в меловых отложениях пластов Б₉. На данном планшете в объемно-флюидальную модель введена компонента карбонатного включения, которая отбивается по соотношению содержания кальция и кремния, а также по интегральным данным 2ИНГК. Здесь по материалам каротажа открытого ствола начальная нефтенасыщенность имела место в верхних коллекторах, однако водоненасыщенный раздел (ВНР) не отбивался, так как в нижней части пласта Б₉₍₁₎ и в кровле пласта Б₉₍₂₊₃₎ были выделены коллекторы, насыщение которых характеризовалось как «неясно» (т. е. по каротажу сопротивлений они могли быть и нефтенасыщенными). По результатам проведенного комплекса ЯГМ эти коллекторы характеризуются как водонасыщенные, и граница раздела отбивается в верхней части пласта Б₉₍₁₎.

Значительно более сложные проблемы приходится решать при

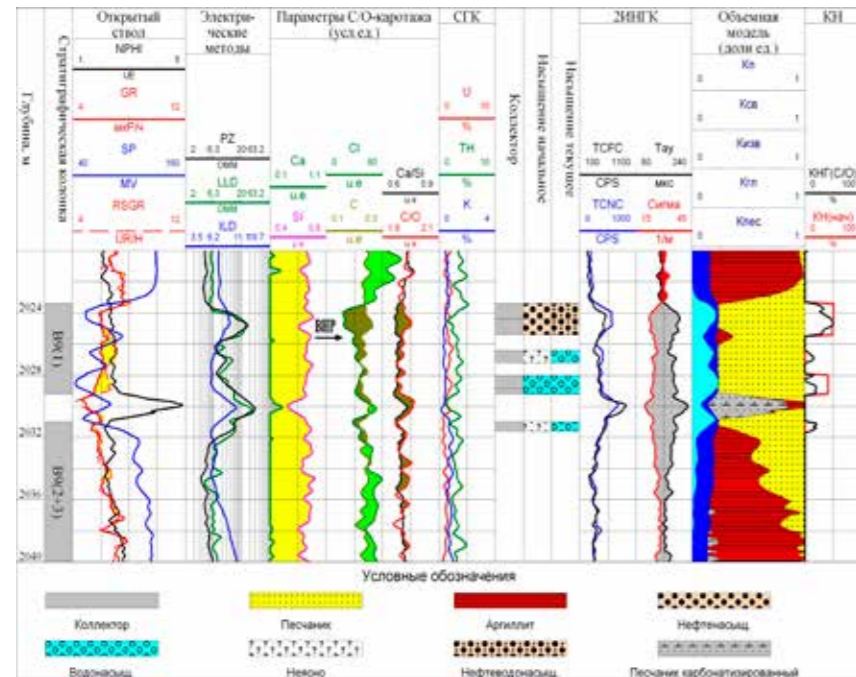


Рис. 2. Определение текущей нефтенасыщенности пласта B₃

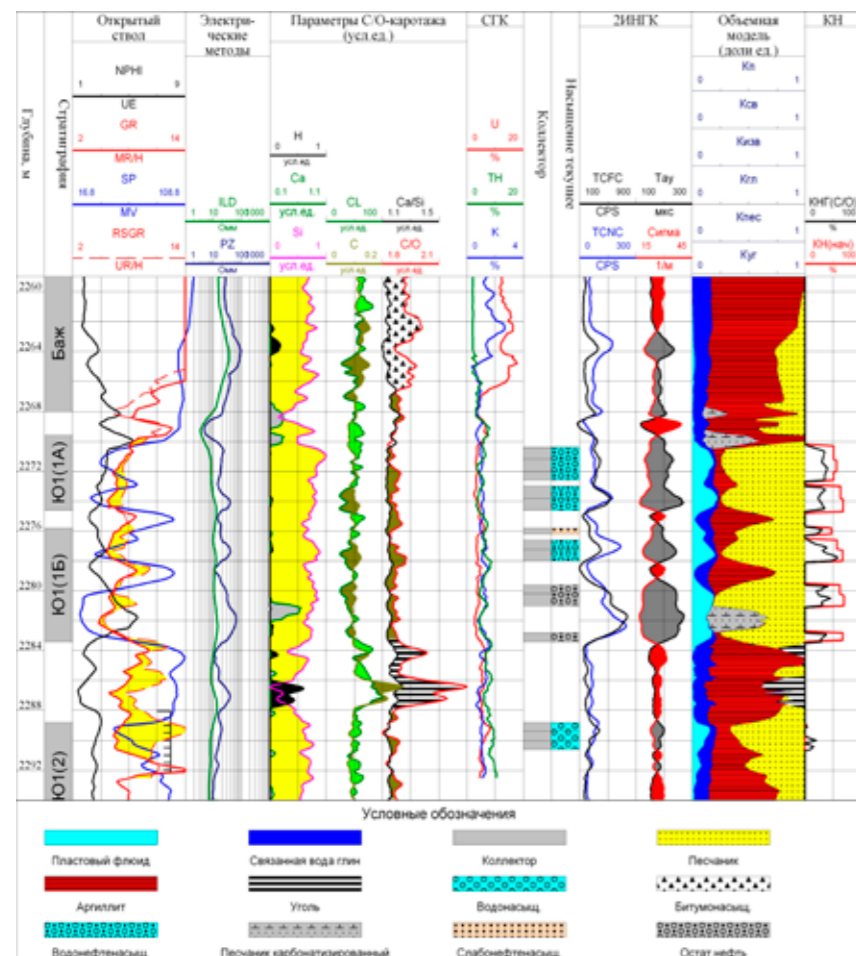


Рис. 3. Определение текущей нефтенасыщенности в юрских отложениях на фоне углестности и битумов

исследовании коллекторов юрских отложений, представленных неоднородными по литологическому составу песчаниками с наличием углеродсодержащих пород в виде углей и битумов. Кроме того, в этих пластах, как правило, отсутствуют первоначально водонасыщенные коллекторы, что значительно усложняет методику количественных расчетов. В таких разрезах в алгоритмы интерпретации включаются данные о содержании различных химических элементов, в том числе естественных радиоактивных, и при количественных расчетах насыщенности используются литологические факторы, а в качестве опорных пластов – глинистые пласты.

Пример определения текущей нефтенасыщенности коллекторов в юрских отложениях приведен на рис. 3. На данном планшете в объемно-флюидальную модель введены как карбонатные включения, так и угли, которые отбиваются по данным C/O-каротажа (содержание кальция, углерода и водорода). Пласт Ю₀(Баж) представлен битумонасыщенными глинами. Битумы отбиваются как по отношению C/O (также и по содержанию углерода, который на планшете на фоне хлора не так заметен), так и по данным СГК (содержание урана). В пластах Ю₁ коллекторы характеризуются как полностью обводненные в процессе эксплуатации в интервале перфорации. Здесь же имеет место значительная РГХА, выделенная по данным СГК. Вышележащие коллекторы также частично обводнены и характеризуются как водонефтенасыщенные или с остаточной нефтью.

На рис. 4 представлен интерпретационный планшет, подготовленный по результатам проведения комплекса ЯГМ в меловых отложениях пласта А₅. Верхние коллекторы характеризуются как газонасыщенные, далее отмечается переход к нефтегазонасыщенности. В нижней части планшета (под глинистым пластом)

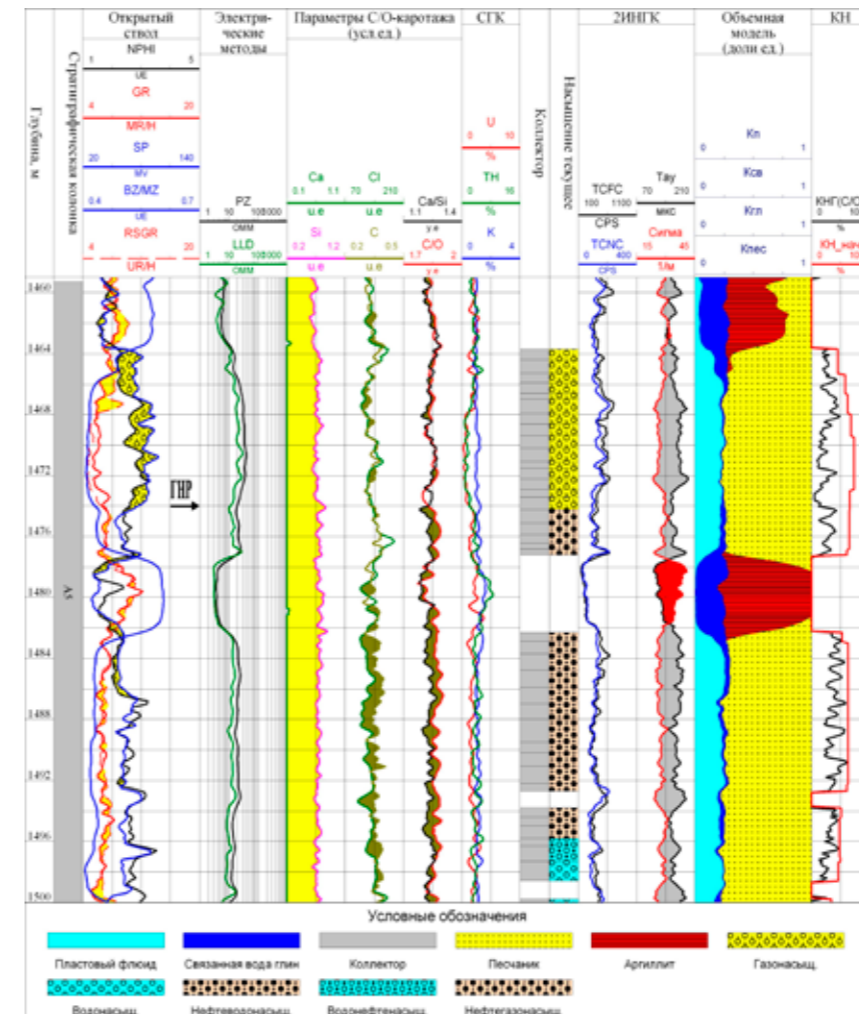


Рис. 4. Определение газонефтяного контакта в пласте А₅

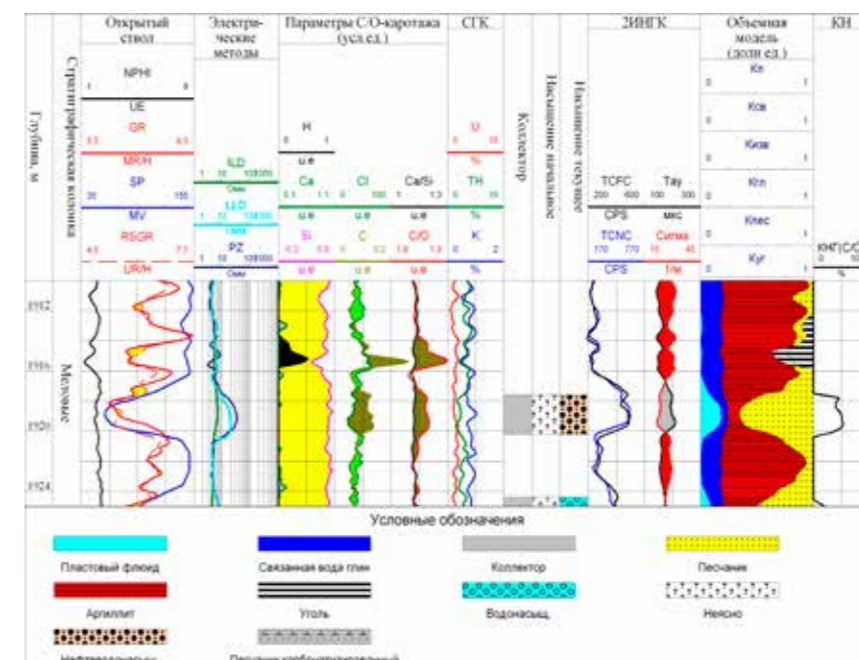


Рис. 5. Выделение пропущенного нефтенасыщенного коллектора

выделяются нефтеводонасыщенные коллекторы с постепенным переходом в водонефтенасыщенные и водонасыщенные. Определение характера насыщения реализуется при комплексном анализе данных C/O-каротажа и ЗИНГК. Газонасыщенные пласты, как правило, характеризуются пониженным водородсодержанием, повышенными значениями тау и снижением эффектов C/O-каротажа. Коэффициент газонасыщенности рассчитывался по данным сигма-измеренного и сигма-компонент объемно-флюидальной модели.

Важной функцией рассматриваемого комплекса ЯГМ является выделение и определение насыщенности коллекторов, пропущенных при интерпретации данных каротажа открытого ствола при вводе скважины в эксплуатацию. Пример выделения пропущенных объектов на фоне повышенной углестости приведен на рис. 5. По данным индукционного каротажа (ILD) выделенный коллектор мог быть охарактеризован как водонасыщенный и не внесен в базу данных. Данные каротажа комплексом ядерных методов характеризуют коллектор как нефтеводонасыщенный с довольно высоким коэффициентом нефтенасыщенности – КН_(C/O). Кроме того, выше отмечается углестость как по углероду, так и по водороду.

В целом использование комплекса ЯГМ в эксплуатационных скважинах на месторождениях Томской области для исследования разрезов различных типов позволяет получать информацию как для детального описания вещественного состава горных пород, так и для определения насыщения пластов-коллекторов. Модернизация комплекса с использованием опыта проведенных исследований направлена на дальнейшее улучшение технологичности проводимых работ и повышение их результативности и информативности. ■