

УДК 550.832

А. А. Бубеев, Н. Г. Лобода
ООО "Нефтегазгеофизика"
Т. В. Сопнев, И. Р. Дубницкий
ОАО "Севернефтегазпром"

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ НА РАДИОАКТИВНЫЕ МЕТОДЫ КАРОТАЖА В УСЛОВИЯХ ТУРОН-СЕНОМАНСКОГО КОМПЛЕКСА ЮЖНО-РУССКОГО ЛИЦЕНЗИОННОГО УЧАСТКА

Представлены результаты моделирования комплекса радиоактивных методов (2ННК–2ГГК-П) применительно к условиям газовых залежей турон-сеноманского комплекса Южно-Русского лицензионного участка.

Ключевые слова: каротаж, нейтронные и гамма-гамма-методы, газонасыщенность, математическое моделирование.

В последние годы совершенствование оценки коллекторов в основном определялось накоплением новой петрофизической информации, в том числе уникальной, а также внедрением в практику новых методов ГИС. В то же время имеются возможности решения этой задачи за счет повышения информативности ГИС на основе математического моделирования и решения прямых задач применительно к конкретным условиям объекта исследований. Синтез информации петрофизических исследований, результатов математического моделирования и анализа результатов измерений ГИС позволяет уточнить область применения методов ГИС, а также прогнозировать их эффективность в условиях новых и перспективных технологий проводки скважин.

Цель и подходы к моделированию

Радиоактивный каротаж является важнейшим методом для литологического расчленения разреза, выделения и оценки емкости газонасыщенных коллекторов. Особенностью методов является существенное влияние на результаты измерений состава пород. Для объекта исследований дополнительным сильным влияющим фактором является газонасыщенность при небольшом давлении газа в пластовых условиях. Оба фактора сильно влияют на показания нейтронного и гамма-гамма-плотностного каротажей, которые используются при исследовании вертикальных и горизонтальных скважин. Существующие зависимости (палетки), позволяющие оценивать по данным комплекса 2ННК–2ГГК–П пористость (k_p) и остаточную газонасыщенность (k_r), имеют универсальный характер, однако в полной мере не отражают специфику состава пород объекта исследований.

Основной задачей моделирования, поставленной в данной работе, являлось получение набора теоретических зависимостей нейтронного каротажа, позволяющих определять k_p и k_r ($k_{то}$) по данным комплекса 2ННК–2ГГК–П применительно к условиям газовых залежей туроманского комплекса Южно-Русского лицензионного участка (ЮРЛУ).

Моделируемая аппаратура. Математическое моделирование проведено для аппаратуры СРК-76 в модификациях компенсированного нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (2ННК-Т). Для 2ГГК-П расчет пористости проведен по объемной модели в рамках выбранного набора компонент и может быть использован для любой аппаратуры плотностного каротажа по формуле

$$k_p(2ГГК-П) = \frac{\rho_{ск} - \rho_{изм}}{\rho_{ск} - \rho_{пж}} \cdot 100\%, \text{ где } \rho_{ск} = 2,625 \text{ г/см}^3 - \text{плотность скелета;}$$

$\rho_{пж} = 1 \text{ г/см}^3$ – плотность промысловой жидкости; $\rho_{изм}$ – плотность породы, задаваемая в расчетах.

Подходы к моделированию. Показания аппаратуры СРК-76 в модификациях компенсированного нейтронного каротажа по тепловым нейтронам моделировались методом Монте-Карло. Математическое моделирование проводилось с помощью лицензионного пакета программ MCNP5 (Monte Carlo N-Particle Transport), адаптированного для решения данной задачи.

На рис. 1 приведена схема геометрии расчетов, использованная при моделировании показаний аппаратуры СРК-76. Геометрия задачи представляет собой систему прибор–скважина–пласт. Прибор прижат к стенке скважины. Пласт облучается нейтронами от точечного изотропного Pu-Be источника, расположенного на оси прибора. Регистрация тепловых нейтронов осуществляется на двух расстояниях от источника гелиевыми счетчиками типа СНМ (ближний или малый зонд (МЗ) и дальний или большой зонд (БЗ)). Между источником и детектором располагается фильтр из сильного рассеивателя нейтронов (стали) около источника и замедлителя нейтронов (водородсодержащего вещества) и около детекторов.

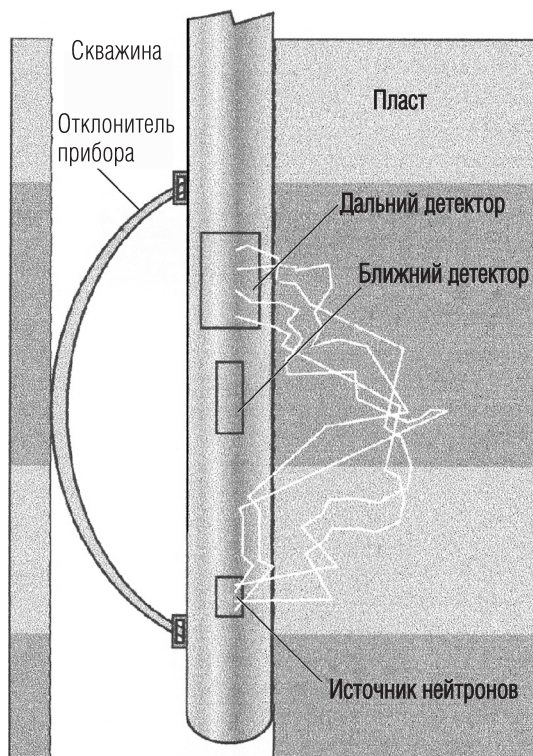


Рис. 1. Типичная схема измерений прибора СРК-76 с зондом 2ННК-Т

При распространении нейтронов учитывалось упругое и неупругое рассеяние, радиационный захват нейтронов. Для моделирования рассеяния медленных нейтронов на атомах водорода использовалась $s(a, b)$ -обработка, позволяющая учитывать эффекты химической связи в молекуле воды и тепловое движение атомов.

Соответствие принятой математической модели нейтронного каротажа было подтверждено результатами сопоставления расчетных данных и измерений на натурных моделях пластов в метрологическом центре г. Раменское.

Результаты математического моделирования использовались для расчета пористости по отношению показаний зондов $k_n(2ННК-Т)$. Значение $k_n(2ННК-Т)$ определялось по палетке для известняка, представленного чистым кальцитом с плотностью $2,71 \text{ г/см}^3$, поры которого заполнены пресной водой с плотностью $1,00 \text{ г/см}^3$, глинистая корка отсутствует, прибор лежит на стенке скважины, температура окружающей среды 20°C , давление $0,1 \text{ МПа}$.

Расчеты были выполнены для скважины диаметром 216 мм . Минерализация промывочной жидкости в скважине 0 г/л NaCl , плотность $1,00 \text{ г/см}^3$.

Модель породы и ее параметры

При выборе параметров моделей породы учитывались петрофизические характеристики турон-сеноманских отложений и необходимость построения “завершенных” палеток. Поэтому круг моделируемых ситуаций был расширен по сравнению со встречающимися на объекте исследований.

Объемные компоненты. Принято, что порода включает минеральный скелет, глину и поровую емкость: $k_n + k_{гп} + k_{ск} = 1$; коэффициент пористости варьирует от 0 до 50% с шагом 5%; при расчетах коэффициент глинистости $k_{гп}$ принят равным 0; 0,1; 0,2; 0,4; 0,5.

Выбор такого набора значений глинистости, в том числе больших значений, связан с тем, что в разрезе турона развиты как комплексы с рассеянным типом глинистости, так и тонкослоистые пачки со слоистой глинистостью. По известным исследованиям (И. В. Головацкая и др.) рассеянная глинистость преобладает в породах до содержания глины 13%, слоистая преобладает при содержании глины более 30%, в интервале 13–30% могут отмечаться как рассеянная, так и слоистая

глинистость. Выбранные значения параметра $k_{\text{гл}}$ охватывают весь возможный диапазон изменения глинистости.

Процентное содержание скелета оценивается из объемной модели:
 $k_{\text{ск}} = 1 - k_{\text{п}} - k_{\text{гл}}, k_{\text{ск}} \geq 0$.

Компонентный состав. Пористость заполняет вода и газ, $k_{\text{г}} + k_{\text{в}} = 1$. При моделировании значения $k_{\text{г}}$ для завершенности палеток принимались равными 0; 0,20; 0,40; 0,60; 0,80; 1,00, значения $k_{\text{в}} = 1 - k_{\text{г}}$. Расчетная плотность газа CH_4 в термобарических условиях турон-сеноманских отложений принята равной 0,08 г/см³.

Скелет. При моделировании принято, что скелет породы соответствует аркозам, состоит из кварца и полевого шпата в равных объемах: $k_{\text{кв}} + k_{\text{пш}} = 1$; $k_{\text{кв}} = k_{\text{пш}} = 0,5$.

Глина. Минеральный состав глин принят по данным обобщения результатов полуколичественного рентгеноструктурного анализа по скважинам ЮРЛУ. Отмечается достаточно четкая зависимость усложнения минерального состава глин при увеличении глинистости и увеличении дисперсности в ряду песчаник–алевролит. В наиболее чистых высокопористых песчаниках и песках пласта ПК₁ преобладает каолинит, с увеличением глинистости его доля снижается за счет увеличения содержания хлорита и гидрослюда и, в меньшей степени, смектитов. В алевролитах содержание каолинита снижается до фоновых значений. Отмеченные закономерности позволяют выделить три базовых состава минералогии глин, отраженных в таблице и принятых при моделировании нейтронного каротажа.

Глинистые минералы имеют различное соотношение элементов, в частности магния (Mg) и железа (Fe). Геохимических данных о конкретных модификациях глинистых минералов не имелось, и моделирование проведено для “легких” Mg-глин. В то же время по косвенным признакам можно предполагать присутствие в изучаемых отложениях и “тяжелых”, железистых глин. Влияние элементного состава глин на показания нейтронного каротажа исследовано отдельно путем замены Mg-модификаций хлорита и гидрослюда на Fe-модификации.

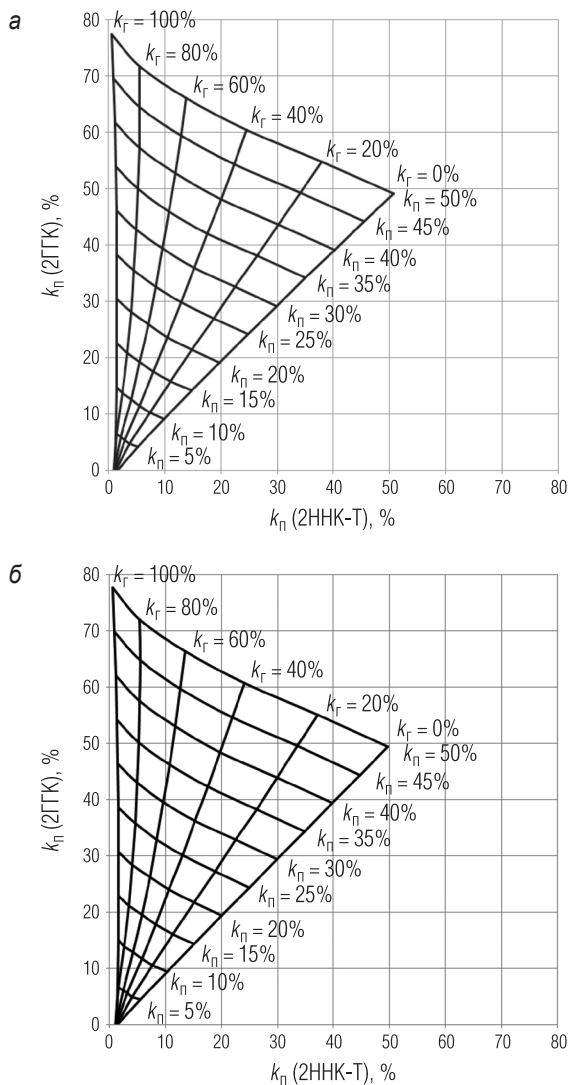
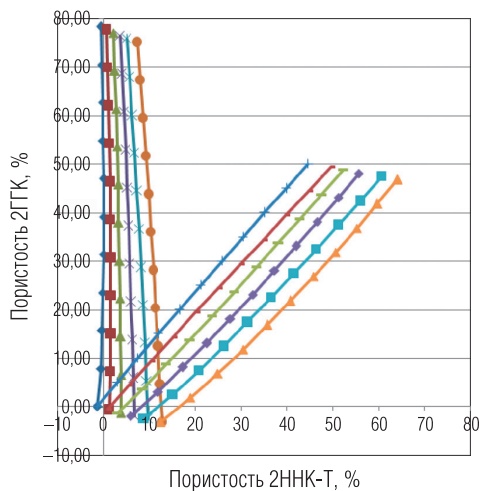
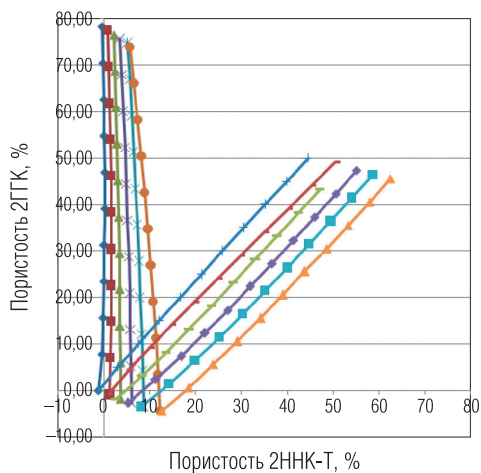


Рис. 2. Пример палеток НК–ГГК–П: **а** – песчаник глинистый, $k_{гн} = 10\%$; **б** – алевролит, $k_{гн} = 10\%$

а



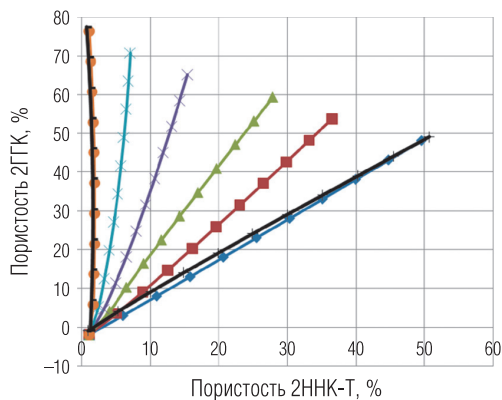
б



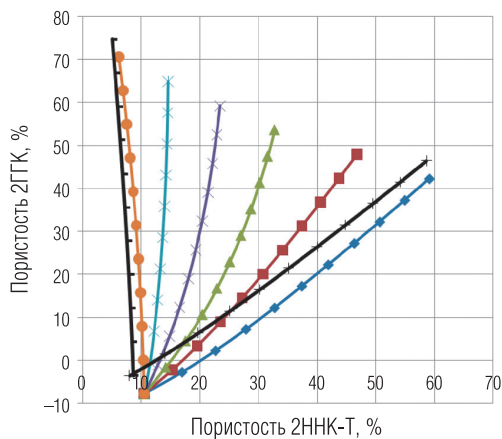
Глинистость–газонасыщенный: — 0%; — 10%; — 20%; — 30%; — 40%; — 50%
 Глинистость–водонасыщенный: — 0%; — 10%; — 20%; — 30%; — 40%; — 50%

Рис. 3. Пределные ветви палеток по газонасыщенности ($k_r = 0$; 100%) при различной глинистости: а – песчаник глинистый (сеноман); б – алевролит (турон)

а



б



Газонасыщенность: — 0%; — 20%; — 40%; — 60%; — 80%; — 100%

Туран без железа: — водонасыщенный; — газонасыщенный

Рис. 4. Влияние железа в составе глин на изменение расчетной пористости. Туран (Fe): а – глинистость 10%; б – глинистость 40%

Основные результаты моделирования для комплекса 2ННК–2ГГК–П

По результатам моделирования были получены палетки, которые соответствуют реальному составу пород туран-сеноманских отложе-

ний и помимо определения k_{Π} и $k_{\Gamma O}$ могут использоваться для выделения газонасыщенных коллекторов и контроля качества материалов.

Палетки сгруппированы в три группы по составу глин (табл.). Внутри каждой группы палетки имеют шифр $k_{\Gamma Л}$. Две последние палетки отражают присутствие Fe-модификации хлорита и гидрослюда в алевролитах турона. Пример палеток приведен на рис. 2.

Таблица

Минеральный состав глин для моделирования

Литология	Каолинит	Иллит (гидрослюда)	Хлорит	Смектит
Алевролит глинистый (турон)	10	40	35	8 монтмориллонит 7 гидрослюда
Песчаник глинистый (сеноман)	35	30	20	8 монтмориллонит 7 гидрослюда
Песчаник чистый (сеноман)	85	7	8	0

На рис. 3 приведено совмещение палеток по трем группам по крайним ветвям (доля газа 100% и 0%).

На рис. 4 показана степень влияния элементного состава глин (изменение Mg-модификаций хлорита и гидрослюда на Fe-модификации) на показания нейтронного каротажа.

Выводы

Приведенные результаты моделирования, наряду с существующим петрофизическим обеспечением, позволяют расширить возможности определения параметров разреза газовых залежей турона и сеномана ЮРЛУ.

По результатам моделирования установлена достаточная чувствительность ГГК–НК к присутствию газа в зоне исследования методов как для разреза турона, так и для сеномана.

Получены палетки и зависимости для определения пористости и газонасыщенности для отложений турона и сеномана ЮРЛУ.

Рецензент доктор техн. наук Э. Г. Урманов