

УДК 550.832.543

Г.А. Калмыков¹, К.В. Коротков², Е.Н. Ямпольская³, Г.А. Акопян⁴, В.С. Белохин⁵

ОЦЕНКА ОЖИДАЕМОГО ХАРАКТЕРА ПРИТОКА ПРИ ВСКРЫТИИ ПЛАСТА АВ1 ПО ДАННЫМ КОМПЛЕКСА ГИС НА БАЗЕ С/О-КАРОТАЖА

Рассмотрена разработка технологии оценки характера притока применительно к залежи АВ1 месторождения Самотлор по данным комплекса ГИС на базе С/О-каротажа. Пласты группы АВ1 Вартовского свода представлены терригенным комплексом, в котором различают следующие литотипы: песчаники, глины и промежуточные разности. Главная особенность отложений — высокая глинистость пород и частое переслаивание основных литотипов. Корректное решение задачи оценки текущих фильтрационных свойств сложных полимиктовых коллекторов дает только комплексный подход, основанный на результатах, полученных с помощью С/О-каротажа. Приведены результаты исследования, которые соответствуют данным о разработке пласта.

Ключевые слова: С/О-каротаж, нефтенасыщенность, минеральная модель, спектрометрия, разработка, ГИС.

In article development of technology of an assessment of nature of inflow with reference to a deposit of АВ1 of a field Samotlor according to a well geophysical investigation complex on base С/О-logging is considered. Layers of АВ1 group of the Vartovsky arch are presented by a terrigenous complex in which distinguish the following litotypes: sandstones, clay and intermediate differences. The main feature of deposits — high shaliness of breeds and a frequent intercalation of the main litotypes. The correct solution of a problem of an assessment of the current filtrational properties of difficult polymict collectors gives only a comprehensive approach based on results, received with the help with С/О-logging. Results of research which correspond to data on development of a layer are given.

Key words: С/О-logging, oil content, mineral model, spectrometry, development, well geophysical investigations.

Введение. Цель работ — оценка характера притока в залежи АВ1 на месторождении Самотлор по данным комплекса углерод-кислородного каротажа (С/О-каротажа).

Разработанная технология позволяет интерпретировать стандартные методы геофизических исследований скважин (ГИС) в комплексе со спектрометрическими модификациями радиоактивного каротажа (РК) (спектрометрического гамма-каротажа и С/О-каротажа). В основе лежит методика определения минерально-компонентного состава пород, включающая компоненты твердого вещества и пористость [Калмыков, 2001]. Эта методика использует значения водородного индекса, концентрации естественных радиоактивных элементов (ЕРЭ), плотности и др.

Коэффициент текущего нефтенасыщения ($K_{н.тек}$) рассчитывается в результате обработки данных С/О-каротажа. Для определения состава притока, помимо минерально-компонентной модели и данных о текущем нефтенасыщении, используются данные об относительной фазовой проницаемости коллекторов залежи.

Методика исследований. Рассмотрим разработанную технологию применительно к пластам залежи группы АВ1 на Вартовском своде, представленным терригенным комплексом, в котором различают следующие литотипы: песчаники, глины и промежуточные разности. Отличительная особенность отложений — высокая глинистость пород, а также макро- и микропереслаивание основных литотипов.

Для определения характера притока — определена минерально-компонентная модель пласта;

— оценены фильтрационно-емкостные свойства коллекторов;

— выполнена оценка текущего флюидонасыщения;

— построена флюидальная модель порового пространства.

Эти задачи решали в программном комплексе МинАн (ООО «Декосервис»), включающем программу обработки спектрометрических данных РК New-Work и программу работы с геофизическими данными

¹ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, доцент; *e-mail:* gega64@mail.ru

² ОАО «Нижневартоннефтегеофизика», главный геолог; *e-mail:* k_korotkov@nngf.ru

³ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра сейсмологии и геоакустики, аспирант; *e-mail:* yuvchenko_lena@mail.ru

⁴ Halliburton Reservoir Evaluation Services; *e-mail:* goar.akopyan@halliburton.com

⁵ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, инженер; *e-mail:* lordbvc@mail.ru

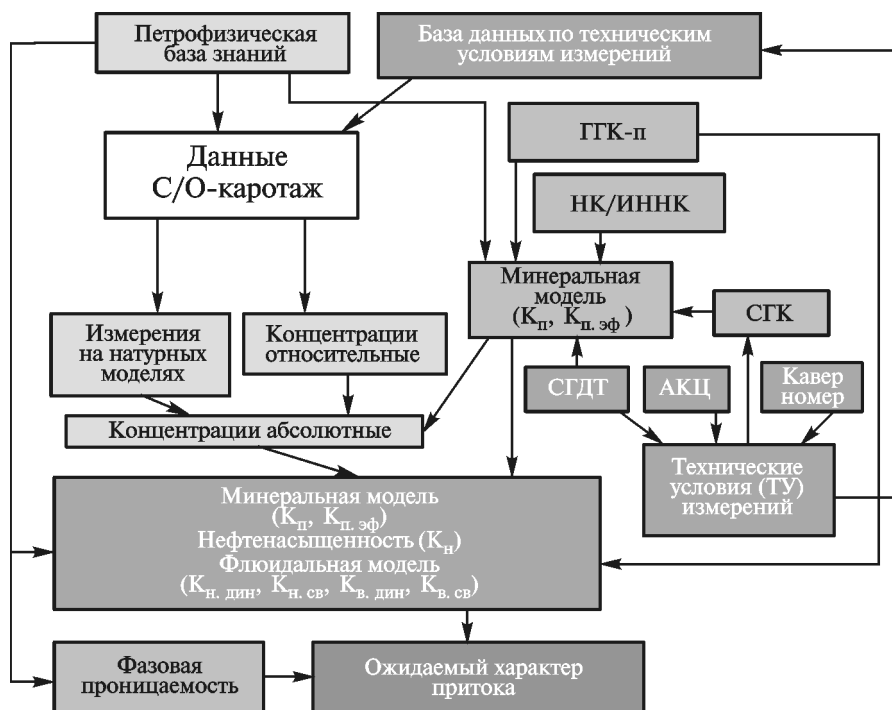


Рис. 1. Блок-схема интерпретации С/О-каротажа в комплексе ГИС

система уравнений, связывающая измеренные геофизические параметры с рассчитанными петрофизическими характеристиками отдельных компонентов пласта:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^n V_i \delta_i A_{Ki} = C_K \delta_{г.п}, \\ \sum_{i=1}^n V_i \delta_i A_{Thi} = C_{Th} \delta_{г.п}, \\ \sum_{i=1}^n V_i \delta_i = \delta_{г.п}, \\ \sum_{i=1}^n V_i \omega_i = \omega_{г.п}, \\ \sum_{i=1}^n V_i = 1, \end{cases}$$

где V_i — объемные доли i -го компонента в горной породе, C_K — массовая доля концентрации калия в породе, C_{Th} — массовая доля концентрации тория в породе, δ_i — плотность i -го компонента горной породы, $\delta_{г.п}$ — плотность горной породы, A_{Ki} — концентрация калия в i -м компоненте горной породы, A_{Thi} — концентрация тория в i -м компоненте горной породы, ω_i — водородный индекс i -го компонента, $\omega_{г.п}$ — водородный индекс горной породы.

WorkPlace. Блок-схема обработки и интерпретации представлена на рис. 1.

Для построения минерально-компонентной модели пласта АВ1 использована петрофизическая модель отложений и данные комплекса ГИС, включавшего спектрометрический гамма-каротаж (СГК) (концентрация ЕРЭ), гамма-гамма-каротаж плотностной (ГГК-п) (плотность), нейтронный каротаж (НК) (водородосодержание) [Калмыков и др., 2005].

В результате обработки первичных спектрометрических данных С/О-каротажа в программе NewWork и на базе минерально-компонентной модели рассчитан коэффициент текущего нефтенасыщения. Ожидаемый характер притока оценен с использованием коэффициента текущего нефтенасыщения и зависимости относительной фазовой проницаемости пород, построенной по данным исследований керна.

Экспериментальная часть. Для построения минерально-компонентной модели пласта АВ1 на базе кернового материала и данных ГИС составлена

теория в породе, δ_i — плотность i -го компонента горной породы, $\delta_{г.п}$ — плотность горной породы, A_{Ki} — концентрация калия в i -м компоненте горной породы, A_{Thi} — концентрация тория в i -м компоненте горной породы, ω_i — водородный индекс i -го компонента, $\omega_{г.п}$ — водородный индекс горной породы.

В правых частях уравнений стоят измеренные величины, а в левых представлены величины, полученные при исследованиях керна. Отметим, что концентрация урана в данном случае не участвует в системе уравнений, так как для пласта АВ1 она не коррелирует ни с одним из компонентов горной породы. Последнее уравнение системы — уравнение материального баланса. Таким образом, минеральная модель состоит из 5 компонентов.

Изучение минерального состава на образцах керна показало, что в отложениях пласта АВ1 присутствуют шесть породообразующих минералов, три из которых (каолинит, хлорит и смешанослойные образования) относятся к глинистым, а три (кварц, микроклин и альбит (полево шпат)) — к составу скелета породы.

Так как пласт АВ1 приурочен к терригенным отложениям, то модели построены отдельно для двух литотипов — неколлекторов (глины) и коллекторов (песчаники), для чего из всего измеренного объема керна были сформированы выборки, соответствующие коллекторам и неколлекторам.

Разбивка на два литотипа (коллектор и неколлектор) осуществ-

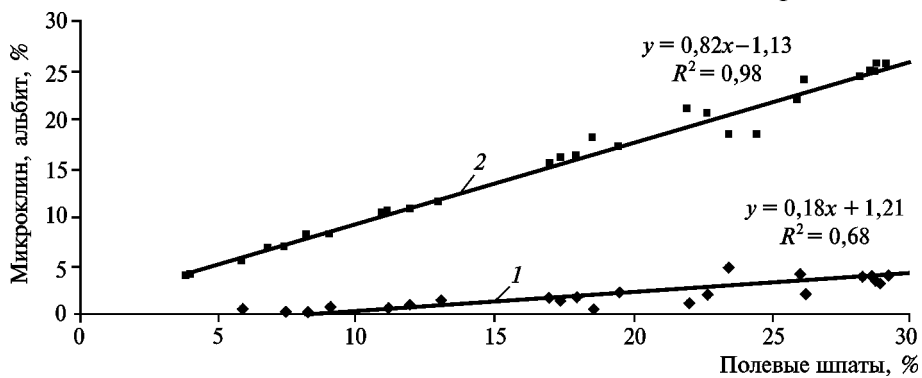


Рис. 2. Соотношение микроклина (1) и альбита (2) в породах пласта АВ1

влялась по макроописанию и петрофизическим характеристикам пород. Помимо величины массовой и объемной глинистости ($C_{гл}$ и $K_{гл}$) учитывались значения абсолютной проницаемости ($K_{пр}$), пористости (K_p) и остаточной водонасыщенности ($K_{о.в}$). Из выборки исключены образцы, содержащие значимое количество карбонатов.

Так как комплекс ГИС не позволяет решать задачу с большим числом составляющих минерально-компонентной модели пласта, то была проведена процедура объединения минералов в макрокомпоненты, для чего рассчитаны коэффициенты парной корреляции значений концентрации минералов.

В результате минералы объединены в следующие макрокомпоненты [Ревва, 2006]:

«кварц», «полевые шпаты» (альбит + микроклин), «глина 1» (каолинит + хлорит), «глина 2» (сумма смешанослойных образований). Кварц выделен в качестве основного компонента терригенных пород, так как характеризуется отсутствием радиоактивности и низким водородным индексом. Альбит и микроклин объединены в одну группу, так как обладают похожими физическими свойствами (рис. 2). Каолинит и хлорит хорошо коррелируют между собой (рис. 3), обладают близкими значениями водородного индекса, что послужило причиной выделения этих минералов в отдельный компонент породы «глина 1».

Так как в иллите и смешанослойных образованиях количество химически связанной воды примерно одинаково и они имеют близкие концентрации радиоактивных элементов, то их можно объединить в один макрокомпонент «глина 2». Пятый макрокомпонент в модели терригенной породы — поровое пространство. На рис. 4 представлена объемная модель для пласта АВ1.

Поровое пространство представлено связанной водой, подвижной водой, подвижной нефтью и остаточной нефтью. Для определения фильтрационных свойств коллекторов получены связи между значениями абсолютной ($K_{пр} = f(K_{п.эф})$) и фазовой ($K_{пр.н.в} = f(K_v)$) проницаемости для воды и нефти [Элланский, 2001].

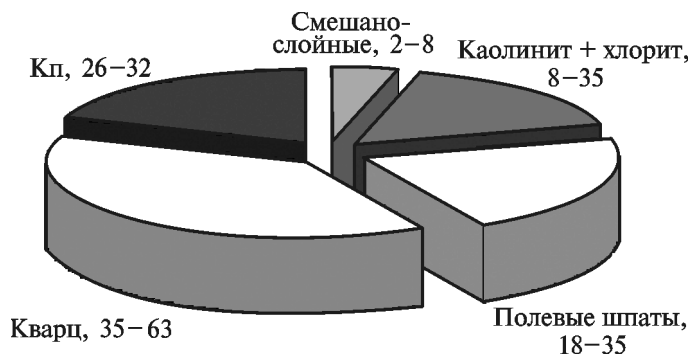


Рис. 4. Процентное содержание макрокомпонентов в пласте АВ1

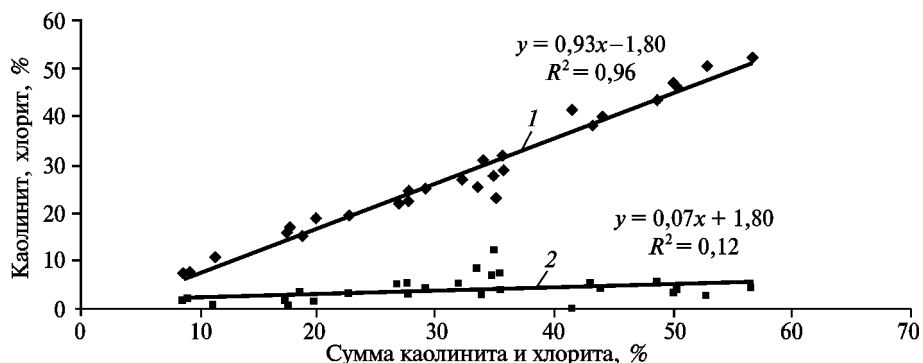


Рис. 3. Соотношение каолинита (1) и хлорита (2) в породах пласта АВ1

Коэффициент абсолютной проницаемости описывает фильтрацию однородной жидкости или газа. В рассматриваемом нами случае по результатам испытания скважин через коллекторы пластов АВ1 фильтруется двухфазная жидкость (нефть + вода). Поэтому для оценки насыщенности пород-коллекторов мы дополнительно определяли относительную фазовую проницаемость. Зависимость относительной фазовой проницаемости по нефти и воде от $K_{в.о}$ (рис. 5) позволяет перейти к дальнейшему определению характера притока.

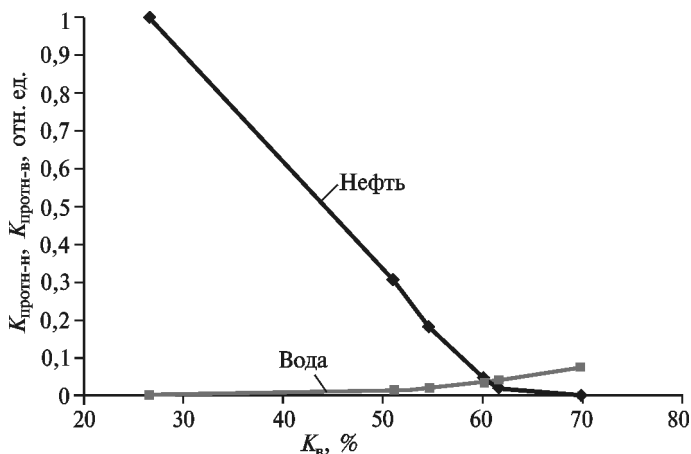


Рис. 5. Зависимость относительной фазовой проницаемости по воде ($K_{пр.отн.в}$) и нефти ($K_{пр.отн.н}$) от коэффициента водонасыщения

Для оценки характера притока построены связи $K_{п}$ и K_v согласно рекомендациям работы [Петерсилье и др., 2003]. Анализ накопленных данных о значениях фазовой относительной проницаемости показал, что коэффициент для определения критических значений относительной водонасыщенности ($K_{в.отн.пред}$) для терригенных коллекторов пласта АВ1 составляет 0,3, а для критических значений относительной водонасыщенности над уровнем водонефтяного контакта ($K_{в.отн.внк}$) он равен 0,5.

Отметим, что привлечение результатов о текущем насыщении, полученных при обработке данных С/О-каротажа, а также данных об относительной фазовой проницаемости для нефти и воды и критических значениях $K_{в.отн.пред}$ и $K_{в.отн.внк}$, полученных на керновом материале, позволило определить характер

оценку характера притока только по одному методу С/О-каротажа, поэтому потребовались дополнительные исследования. Были привлечены данные об относительной фазовой проницаемости коллекторов, выявленные в результате петрофизических исследований керна, что позволило получить предельные значения насыщенности коллекторов.

Заключение. Для обоснования методики определения текущего насыщения выбраны скважины, в которых помимо стандартного каротажа и специальных методов ГИС (С/О-каротаж + СГК) проводились испытания изучаемых пластов. Значения расчетных и полученных относительных дебитов хорошо согласуются между собой.

Так как пласты АВ1 находятся на стадии разработки, определение характера притока имеет важное значение. Нами предложена методика оценки характера притока, которая подтверждена результатами

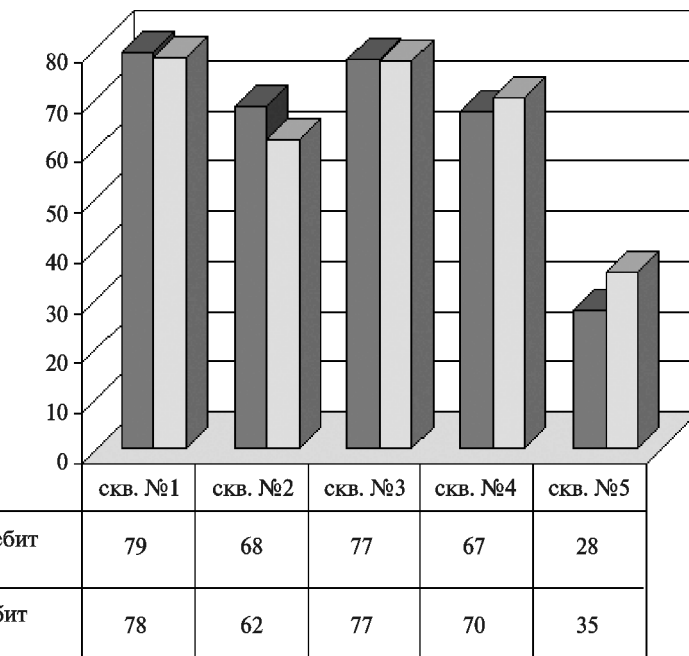


Рис. 7. Сопоставление данных обводненности продукции при эксплуатации скважин и рассчитанных по данным комплекса ГИС

испытаний пластов и, следовательно, может быть использована в дальнейшем.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Калмыков Г.А. Методика определения минерально-компонентного состава терригенных пород в разрезах нефтегазовых скважин по данным комплекса ГИС, включающего спектрометрический ГК: Автореф. канд. дисс. М., 2001.
 Калмыков Г.А., Коротков К.В., Теленков В.М., Ревва М.Ю. Применение комплекса радиоактивных методов исследований скважин для оценки емкостных свойств терригенных коллекторов Западной Сибири (на примере пласта ПК19) // Геология нефти и газа. 2005. № 1. С. 36–44.
 Петерсилье В.И., Пороскуна В.И., Яценко Г.Г. Методические рекомендации по подсчету запасов нефти и газа

объемным методом. М.; Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверь-геофизика», 2003. С. 4–11.
 Ревва М.Ю. Технология оценки фильтрационно-емкостных свойств терригенных коллекторов по комплексу радиоактивных методов с включением спектрометрического гамма-каротажа (на примере месторождений Вартовского свода): Автореф. канд. дисс. М., 2006.
 Эланский М.М. Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин. М., 2001.

Поступила в редакцию
02.12.2012