

## СОЗДАНИЕ МЕТОДИКИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГИС ДЛЯ СРЕДНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗОНЫ МАНЫЧСКИХ ПРОГИБОВ И ПРИКУМСКОЙ СИСТЕМЫ ПОДНЯТИЙ

И.С. Михеенко, Л.С. Окс

Научный руководитель главный специалист А.А. Посысоев  
ООО «НК «Роснефть» - НТЦ», г. Краснодар, Россия

Поиск пропущенных залежей является актуальной задачей исследований старых нефтегазоносных районов, к которым относится и Ставропольский край. Наиболее перспективными здесь считаются работы, позволяющие выявить залежи, расположенные выше уже разрабатываемых горизонтов, освоение которых возможно, в том числе, фондом уже пробуренных скважин. Одним из объектов таких исследований стал комплекс терригенных отложений среднеюрского возраста зоны Манычских прогибов и Прикумской системы поднятий.

Вплоть до недавнего времени объем керновых исследований не позволял получить достоверной методики интерпретации для данных отложений: образцы были разрознены, вынос керна неполон, исследования проведены на разных образцах [3]. Однако в последние годы было пробурено 7 новых скважин со сравнительно высоким выносом керна и достаточно полным комплексом исследований.

Появление новых данных сделало возможным создание методики интерпретации ГИС. Основными задачами при этом стало выделение коллекторов, оценка пористости, нефтенасыщенности и проницаемости.

Выделение коллекторов в терригенном разрезе проводится по качественным признакам (приращение на микрозондах, наличие глинистой корки, аномалий ПС, приращений разноглубинных методов электрометрии и т.д.) с привлечением количественных критериев [2,3,4]. В качестве последних могут выступать проницаемость, пористость и глинистость. Первая редко используется из-за сложностей и больших погрешностей ее определения по комплексу ГИС. Для оценки граничной пористости могут использоваться разные подходы: сопоставление пористости с проницаемостью (имеет плохую корреляцию, что порождает большую неоднозначность); изучение данных об испытанных пластах (таких материалов в достаточном объеме нет); распределения характеристик коллекторов и неколлекторов, выделенных по качественным признакам (также требуют большого числа скважин с качественным комплексом исследований и могут иметь большую зону неоднозначности), и другие. На рис. 1а,б приведены сопоставления проницаемости и пористости пород с их эффективной пористостью. Образцы с динамической пористостью, близкой к нулю, выделены красным. По данным зависимостям были получены условные значения граничной пористости ( $K_{п,гр}$ ) и проницаемости ( $K_{пр,гр}$ ). Оба они имеют большой диапазон неоднозначности. Это свидетельствует о некорректности применения только количественных критериев коллектора в отсутствие комплекса для получения хороших качественных признаков. Другим граничным значением стала величина относительной глинистости  $n_{гр}$ , полученная по палетке Вендельштейна (рис. 1в). Использование комплекса из нескольких граничных значений призвано уменьшить неоднозначность при выделении коллекторов.

Для скважин с ограниченным комплексом ГИС может быть использована граничная величина двойного разностного параметра ПС ( $\Delta n_{ср} = 0,46$  д.ед.), полученная из граничных величин пористости и проницаемости по соответствующим зависимостям (рис. 2а,б).

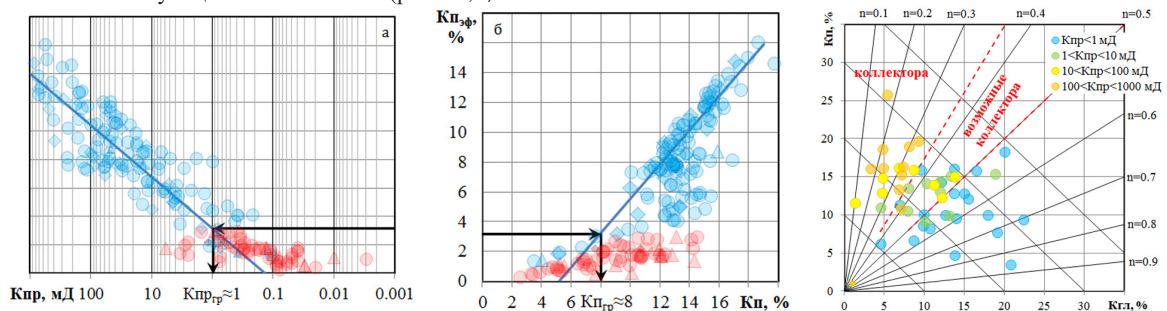


Рис. 1. Определение граничных значений проницаемости (а), пористости (б) и относительной глинистости (в)

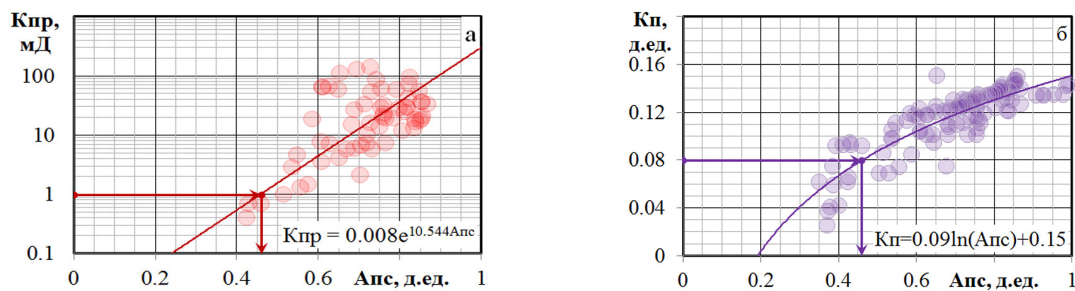


Рис. 2. Сопоставления проницаемости (а) и пористости (б) с Апс

Оценка пористости проводилась как по современным методам (АК, НК, ГГКп) с поправкой за глинистость, так и по зависимости  $K_p = f(A_{пг})$  в тех скважинах, где комплекс ГИС был ограничен (рис. 2а).

Оценка нефтенасыщенности проводилась двумя способами: по зависимостям Арчи-Дахнова  $P = f(K_p)$  и  $P_H = f(K_v)$  (рис. 3а,б) для скважин с хорошим комплексом электрометрии и по J-функции. Последняя была построена с дифференциацией по относительной глинистости для использования в скважинах с достаточным объемом исследований и для определения уровня свободной воды (рис. 3в) и с разделением по  $A_{пг}$  для работы с ограниченным комплексом ГИС (рис. 3г).

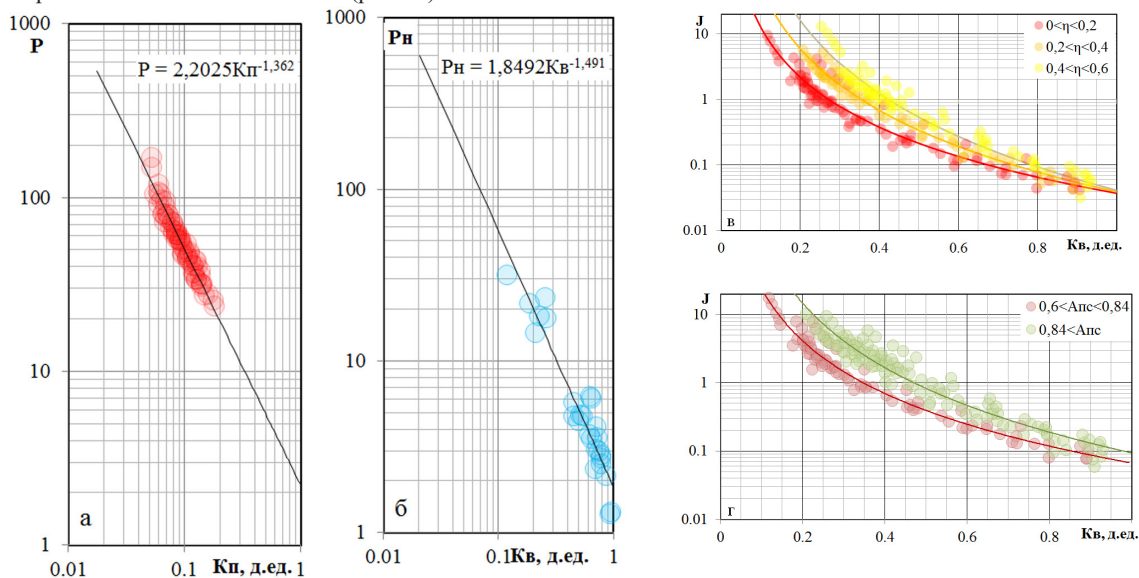


Рис. 3. Зависимости для оценки нефтенасыщенности: а) параметр пористости от пористости; б) параметр насыщения от водонасыщенности; в) зависимость J-функции от водонасыщенности с градацией по относительной глинистости; г) зависимость J-функции от водонасыщенности с градацией по  $A_{пг}$

Для расчетов насыщенности по J-функции необходимо иметь методику оценки проницаемости. Эта задача считается одной из самых неоднозначных при создании методик интерпретации ГИС. Существует два основных подхода к ее решению: построение статистических зависимостей проницаемости от одного или нескольких параметров и использование теоретических зависимостей [2,4]. В данном случае ни один из них в чистом виде не давал удовлетворительных результатов, и было принято решение использовать теоретическую форму зависимости, предложенную в работе [4], с привлечением корректирующих коэффициентов, полученных на фактическом материале [1] (рис. 4). Сопоставление расчетных и измеренных величин показало правомерность такого подхода.

Предложенный алгоритм может быть использован для скважин с полным и стандартным комплексом ГИС. В тех же случаях, когда объем исследований ограничен, предлагается использовать статистическую зависимость  $K_{пр} = f(A_{пг})$ , полученную на скважинах с выносом зерна более 75% (см.рис. 2а).

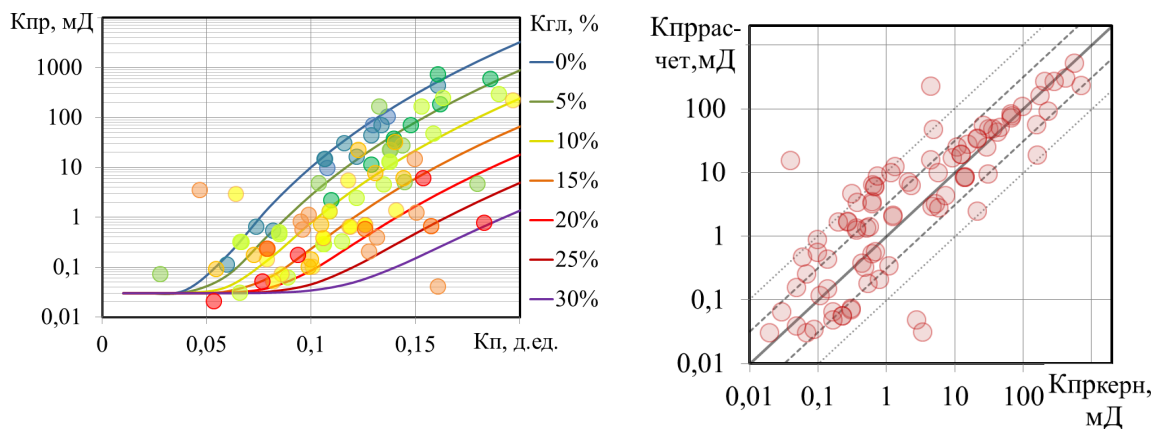


Рис. 4. Зависимость проницаемости от пористости и глинистости

Таким образом, в данной работе предложена методика интерпретации данных ГИС для среднеюрских отложений зоны Маньчжских прогибов и Прикумской системы поднятий, применимая как в скважинах с полным комплексом методов (СТК, ГК, НГК, АК, ГГКп, БК, ИК, БКЗ), так и при ограниченном комплексе исследований. Ее использование позволит провести оценку основных свойств изучаемых залежей как по разрезу отдельных новых скважин, так и по площади (за счет использования материалов старого разведочного и эксплуатационного фонда). При этом стоит иметь в виду различную разрешающую способность современных методов пористости и кривой ПС, а также различную достоверность результатов, получаемых при использовании полного и ограниченного комплексов ГИС. Материалы новых скважин рекомендуется использовать для детальных геологических и гидродинамических построений, а результаты исследований старого фонда – для оценки средних значений и распределения параметров по площади.

#### Литература

1. Окс Л.С. Подход к получению зависимостей проницаемости от пористости и глинистости терригенных отложений // Петрофизическое моделирование осадочных пород: V Балтийская школа-семинар (BalticPetroModel 2016): Сборник тезисов. – Петергоф, 2016. – С. 29-32.
2. Петерсилье В.И., Пороскун В.И., Яценко Г.Г. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. – Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003.
3. Чумичева А.А., Харченко С.И. Разработка единой методики оценки емкостных свойств пластов месторождений Восточного Ставрополя // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2014. – №. 2. – С. 56-59.
4. Эланский М.М., Еникеев Б.Н. Использование многомерных связей в нефтегазовой геологии. – М.: Недра, 1991.

### ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ДАННЫХ ВЫСОКОЧАСТОТНОГО ИНДУКЦИОННОГО КАРОТАЖА В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ НАКЛОННО-ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

**И. А. Москаев**

**Научный руководитель заведующий лабораторией В.Н. Глинских  
Новосибирский национальный исследовательский государственный университет,  
г. Новосибирск, Россия**

При наклонно-направленном бурении скважин, количество которых в последнее десятилетие значительно увеличивается, необходима высокоточная проводка протяженного субгоризонтального ствола в продуктивной части разрабатываемого коллектора. Геонавигация траектории скважины в допустимом коридоре состоит в определении положения ствола относительно границ вскрываемого коллектора с вмещающими породами и, как правило, выполняется ведущими зарубежными компаниями с использованием высокотехнологичных телеметрических систем для каротажа в процессе бурения [1].

В настоящее время разрабатывается отечественная телеметрическая система для каротажа в процессе бурения [2-5]. Этот комплекс включает в себя методы высокочастотного индукционного каротажа, гамма-каротажа, нейтронного и гамма-гамма плотностного каротажей, инклинометрии. Высокочастотный индукционный каротаж в процессе бурения (ВИК-ПБ) предназначен для оперативного определения удельного электрического сопротивления (УЭС) пластов, пересекаемых скважиной, и расстояний до их геоэлектрических границ. Аппаратура ВИК-ПБ основана на широко известном методе ВИКИЗ [6]. В ВИК-ПБ регистрируются разность фаз и отношение амплитуд наведенной э.д.с. между приёмными катушками, а также выполняется их трансформация в кажущееся УЭС.

Целью представленной работы является развитие методического обеспечения обработки и интерпретации данных высокочастотного индукционного каротажа в процессе бурения для решения задач геонавигации наклонно-горизонтальных скважин. Решаемые задачи включают математическое моделирование сигналов ВИК-ПБ в слоисто-однородных геоэлектрических моделях сред и их сравнительный анализ в типичных геоэлектрических моделях терригенных флюидонасыщенных пластов-коллекторов при различных траекториях скважины.

Базовой моделью для изучения поведения сигналов прибора ВИК-ПБ и изучения возможностей определения геоэлектрических параметров среды при численной инверсии данных является горизонтально-слоистая модель с учётом наклона зонда относительно горизонтальных границ пластов. Выбор одномерной горизонтально-слоистой модели обусловлен медленным изменением свойств среды в латеральном направлении – на интервалах от нескольких единиц до десятков метров электрофизические свойства пластов меняются слабо, границы искривлены незначительно. Модель включает в себя произвольное число слоев, разделенных плоскопараллельными горизонтальными границами, каждый из которых характеризуется своим значением УЭС.

Выполнено математическое моделирование сигналов ВИК-ПБ (разности фаз, отношений амплитуд и кажущихся УЭС) прибора ВИК-ПБ в двух- и трехслойных горизонтально-слоистых моделях сред с прямолинейной и со сложной траекториями скважины. Исследованы основные особенности поведения сигналов ВИК-ПБ в типичных геоэлектрических моделях терригенных флюидонасыщенных пластов-коллекторов при различных траекториях скважины. Двухслойная модель описывает случай нефтенасыщенного песчаника,