

ПК) диапазоном нефтеносности. В наибольшей степени в результате карбонатизации изменилась геофизическая характеристика аргиллитов низов куломзинской свиты, отделяющих пласты Неокомского НКК от баженовской свиты. За контуром нефтегазоносности месторождения, в скв. 211 в меловых отложениях геофизические аномалии типа карбонатизации практически отсутствуют.

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ ТРАНСФОРМАЦИИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ В МАРЬЯНОВСКУЮ НА СЕВЕРО-ВОСТОКЕ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

А.Б. Шакиров

Научный руководитель доцент Г.Г. Номоконова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Статья посвящена проблеме границ Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НПП) на юго-восточном ее фланге (Томская область). Основные запасы нефти и газа сосредоточены на западе Томской области (ТО) в границах Среднеобской, Каймысовской и Васюганской нефтегазоносных областей (НГО). Отдельные месторождения углеводородов выявлены вблизи западной границы Пайдугинской НГО. На самом востоке ТО (Предьенисейская НГО) до настоящего времени не было выявлено месторождений углеводородов, что может быть связано, в том числе, со слабой геолого-геофизической изученностью этой территории.

Нефтегазовый потенциал юго-востока Западно-Сибирской НПП связан с Верхнеюрским нефтегазовым комплексом (горизонт ЮО1), региональной покрывкой и источником углеводородов которого являются породы баженовской свиты. Баженовская свита представлена глинисто-кремнисто-карбонатными породами, битуминозными, содержащими обильную морскую фауну. В восточном направлении породы баженовской свиты фациально замещаются послонно битуминозными аргиллитами марьяновской свиты – стратиграфическим аналогом баженовской. Цель исследования – оценить перспективы Верхнеюрского нефтегазового комплекса на северо-востоке Томской области с помощью интерпретации результатов ранее проведенных геофизических исследований скважин. Объективный и цифровой характер геофизической информации предполагает ее многократное использование. Задача исследования – на основе анализа геофизической информации северо-востока ТО оценить, насколько и в чем различаются геофизические характеристики пород баженовской и марьяновской свит.

Сделан анализ данных геофизических исследований 18-ти скважин северо-востока ТО. Наиболее представительными из них являются: Громовская скважина, размещенная вблизи западной границы Предьенисейской НГО; Корбыльская – в центральной части исследуемой территории; Ажарминская – на восточной границе ТО. Во всех скважинах проведен стандартный комплекс геофизических исследований (ГИС), включающий методы сопротивления КС (З) и др., гамма-каротаж ГК, нейтронный каротаж НКК, кавернометрия и др. Изучен весь доступный интервал разреза – от кузнецовской свиты и пластов ПК до коры выветривания и верхов доюрского фундамента. Для сравнения были взяты скважина 226 Крапивинского месторождения (Каймысовская НГО) и скважина 357 Киев-Еганского месторождения – вблизи западной границы Пайдугинской НГО.

Результаты исследования кратко сводятся к следующему (рис.1, 2, табл.).

Геофизические характеристики разрезов северо-востока ТО отличаются от таковых западных продуктивных районов ТО. Наиболее близкие показания методов ГИС обнаруживаются у разреза скважины Громовская, самой западной скважины северо-востока ТО. Именно в этой скважине по геофизическим данным был сделан прогноз о нефтенасыщенности пласта ЮО1-(1-2) ($K_n > 0.8$), но при испытании был получен приток пластовой воды. В остальных скважинах ни прогнозов по данным ГИС, ни притоков нефти при перфорации пластов горизонта ЮО1 получено не было.

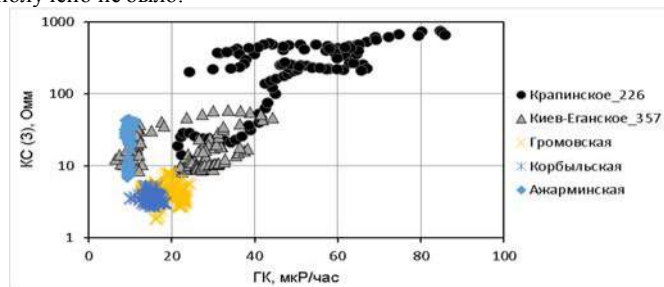


Рис. 1. Поля корреляции показаний ГК и КС (З) против пород баженовской (Крапивинское, Киев-Еганское) и марьяновской (северо-восток ТО) свит в исследованных разрезах

Самым «непохожим» интервалом разреза северо-востока ТО является верхнеюрский, в первую очередь, марьяновская свита. Кроме большей мощности отложений свиты (>37,6 м) и меньшей глубины залегания ее кровли (<2262,6 м), свидетельствующих о переходной зоне Внутренней области к Внешнему поясу Западно-Сибирской плиты (В. Конторович, 2002), марьяновская свита отличается от баженовской существенно меньшей интенсивностью аномалий методов ГИС. В первую очередь это касается базовых свойств - естественной радиоактивности ГК и электрического сопротивления КС (З), определяющих нефтематеринские свойства пород баженовской свиты [1].

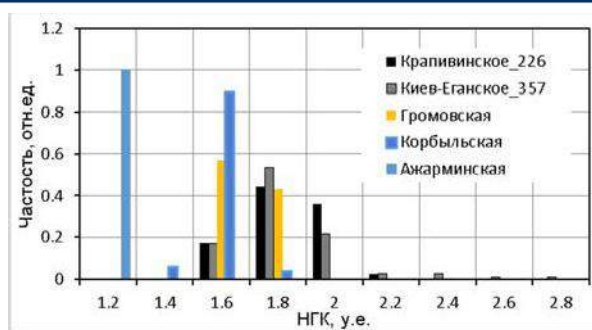


Рис. 2. Гистограммы распределения показаний НГК против пород баженовской (Крапивинское, Киев-Еганское) и марьяновской (северо-восток ТО) свит в исследованных разрезах.

Как следует из результатов статистической обработки данных ГИС, геофизические параметры пород баженовской-марьяновской свиты закономерно изменяются с запада на восток, в порядке расположения скважин: Крапивинское_226 – Киев-Еганское_357 – Громовская – Корбыльская – Ажарминская. От Крапивинского нефтяного месторождения, одного из самых крупных в ТО, до (практически, не оцененного) ее северо-востока последовательно уменьшаются: показания ГК, КС (рис.1) и НГК (рис.2), а также коррелируемость между геофизическими параметрами, что для пар «НГК-КС» и «НГК-ГК» можно видеть из данных таблицы. Наиболее высокие коэффициенты надежности линейной аппроксимации (R^2) характерны для связей «ГК-НГК». Для скважин Крапивинского и Киев-Еганского месторождений, в меньшей мере для Громовской характерны раздвоение точек корреляции «КС-ГК» (рис. 1) и смещение аномалий ГК относительно аномалии КС к кровле свиты, что указывает на сложность аномалеобразующих процессов в породах баженовской свиты.

Таблица

Уравнение связи показаний НГК с КС (3) и ГК и коэффициент достоверности линейной аппроксимации R^2 баженовской и марьяновской свит изученных разрезов

Крапивинское_226	Киев-Еганское_357	Громовская	Корбыльская	Ажарминская
Бажендовская свита		Марьяновская свита		
$НГК = 0,0005КС + 1,6061$ $R^2 = 0,3513$	$НГК = 0,0042КС + 1,6849$ $R^2 = 0,0815$	$НГК = 0,0128КС + 1,5394$ $R^2 = 0,0638$	$НГК = 0,0134КС + 1,4608$ $R^2 = 0,0159$	$НГК = -0,0001КС + 1,0852$ $R^2 = 0,0065$
$НГК = 0,0078ГК + 1,3618$ $R^2 = 0,6049$	$НГК = -0,0067ГК + 1,9286$ $R^2 = 0,1022$	$НГК = 0,0072ГК + 1,4566$ $R^2 = 0,127$	$НГК = 0,0115ГК + 1,3354$ $R^2 = 0,103$	$НГК = 0,0088ГК + 0,9973$ $R^2 = 0,081$

Интерпретируя изменения показаний методов ГИС, взаимоотношения между геофизическими параметрами, можно заключить, что в направлении на восток Томской области в породах баженовской-марьяновской свиты происходит: уменьшение нефтенасыщенности пород и содержания керогена, содержания урана, карбонатизации пород свиты; увеличивается кавернозность стенок скважин, доля глинистых минералов в составе пород. Уже в Корбыльской скважине марьяновская свита выделяется в данных ГИС как типичные аргиллиты и принципиально не отличается от подстилающих ее отложений георгиевской свиты. Поскольку перечисленные геофизические параметры характеризуют нефтематеринские свойства пород баженовской свиты [1], то их уменьшение в восточном направлении соответствует понижению нефтегенерирующего потенциала пород и перспектив нефтеносности Верхнеюрского НГК. Так как геофизические признаки баженовской свиты частично присутствуют в разрезе скважины Громовская, то возможно обнаружение залежей углеводородов в верхнеюрском разрезе лишь в самой западной части Предьенисейской НГО северо-востока Томской области.

Единая направленность изменения геофизических параметров с перекрытием (рис.1,2, табл.) создает эффект единого геологического процесса трансформации баженовской свиты в марьяновскую с потерей нефтегенерирующего потенциала пород. Некоторая геофизическая обособленность в этом ряду разреза скважины Ажарминская указывает на ее более песчаный состав, что дает основание отнести марьяновскую свиту как переходную к максимоярской свите.

Литература

1. Баженовская свита – геофизическая аномалия //Г.Г. Номоконова, А.Ю. Колмаков, А.О. Расторгуева, И.В. Парубенко //Нетрадиционные ресурсы углеводородов: распространение, генезис, прогнозы, перспективы развития. Материалы Всероссийской конференции с международным участием 12-14 ноября 2013 г. М.: ГЕОС, 2013. – С. 183-188.