

использована на стадии камеральной обработки временных сейсмических разрезов, при интерпретации акустического каротажа, при картировании продуктивных площадей.

Литература

1. Shatskaya A. A., Nemirovich-Danchenko M. M., Terre D. A. Modeling of inclined fracture network and calculation of fracture effect on seismic signal spectrum // IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science 21 (2014) 012016
2. Немирович-Данченко М.М. Возможности обнаружения множественной трещиноватости сплошной среды на основе оценки спектральной плотности энергии отраженного сигнала // Физ. мезомех. - 2013. - Т. 16. - № 1. - С. 105-110
3. Shatskaya A. A., Nemirovich-Danchenko M. M., Terre D. A. Modeling of seismic field in porous medium: Simulation study of single pore and pore ensemble effects // IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science 27 (2015) 012027
4. Немирович-Данченко М.М. Модель гипопругой хрупкой среды: применение к расчету деформирования и разрушения горных пород // Физическая мезомеханика, 1998, Том 1, №2. с. 107-114.
5. Под ред. Ч. Пейтона, Сейсмическая стратиграфия. Использование при поисках и разведке нефти и газа Ч.1., Москва, Мир, 1982, 375 с.
6. Марпл-мл. С. Л. Цифровой спектральный анализ и его приложения: Пер. с англ. – М.: Мир, 1990.- 584 с.

РЕЗУЛЬТАТЫ АНАЛИЗА ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН НА НОВО-ПОКУРСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

А.Л. Капарулин

Научный руководитель доцент Г. Г. Номоконова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ново-Покурское нефтяное месторождение – интересный объект для геофизического исследования. Оно находится в области относительно пониженной плотности углеводородных ресурсов ХМАО, занимает равноудаленное положение относительно нефтяных гигантов – Самотлор, Мамонтовско+Усть-Балыкские и Федоровское+Сургутское. Ново-Покурское месторождение является начальным элементом (северо-западным) цепочки нефтяных месторождений «Киняминское – Ачимовское – Ледяное – Олень – Озерное». Эта цепочка нефтяных месторождений, равно как и ее юго-восточное окончание в границах Томской области, контролируются линейной и концентрической аномалиями магнитного поля, источник которых находится в доюрском фундаменте (Номоконова, Расковалов, 2007).

Продуктивность Ново-Покурского месторождения связана с Верхнеюрским и Ачимовским нефтегазовыми комплексами (НГК). Разделяет пласты названных комплексов баженовская свита, битуминозные глинисто-кремнисто-карбонатные породы которой являются нефтематеринскими (А. Конторович и др., 1975) и региональной суперпокрышкой (В. Конторович, 2002): пласты Ю1-1 и Ю1-2 (васюганская свита) располагаются стратиграфически ниже, а пласты Ач (мегионская свита) – выше баженовской свиты.

Ново-Покурское месторождение находится на ранней стадии разработки, характеризуется хорошей геолого-геофизической изученностью (ОАО НГК «СЛАВНЕФТЬ», ООО НПЦ «Тюменьгеофизика» и др.). В настоящей работе излагаются результаты анализа геофизических исследований скважин (ГИС), другой геолого-геофизической информации (сейсмические разрезы, результаты испытаний пластов, петрофизическое обеспечение интерпретации ГИС). Цель исследования – найти геофизическое (и геологическое) различие в разрезах с разной продуктивностью пластов.

Анализ фондовых материалов позволяет заключить, что продуктивные пласты, относящиеся к разным нефтегазоносным комплексам, наиболее существенно различаются по следующим свойствам. Пласты горизонта Ач от пластов горизонта Ю1 отличаются: более низкими температурными градиентами – 3,15 °С/100 м в сравнении с 4,0 °С/100 м у пластов Ю1; фациальными условиями образования – подножие морского склона и зоны турбидитов у пластов Ачимовского НГК в сравнении прибрежно-морскими условиями горизонта Ю1, более низкой минерализацией пластовых вод, особенно в нефтенасыщенных пластах и др.

Что касается фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, то в среднем, при близких интервалах открытой пористости (K_n) разные продуктивные пласты месторождения существенно различаются по проницаемости ($K_{пр}$). Результаты проведенного статистического анализа петрофизических измерений показали, что наиболее проницаемыми являются пласты Ю1-1, наименее проницаемыми – ачимовские коллекторы и что основной причиной их разной проницаемости является их разная карбонатность (рис.1). Пласт Ю1-2 занимает промежуточное положение.

Для анализа данных геофизических исследований были выбраны три скважины, отличающиеся разной продуктивностью пластов. В скважине 50 (номера скважин – условные), находящейся на западном фланге месторождения, все три пласта являются водонасыщенными. Скважина 25 вскрыла пласт Ю1-1 с довольно высоким притоком нефти (43,8 м³/сут) и пласт Ю1-2 с меньшим (на порядок) нефтяным притоком. В скважине 45 продуктивным является ачимовский пласт (5,8 м³/сут), при испытании пласта Ю1-1 получена вода с нефтью. Данные ГИС верхнеюрской части разреза названных скважин приведены на рис. 2. Результаты анализа этих материалов кратко сводятся к следующему.

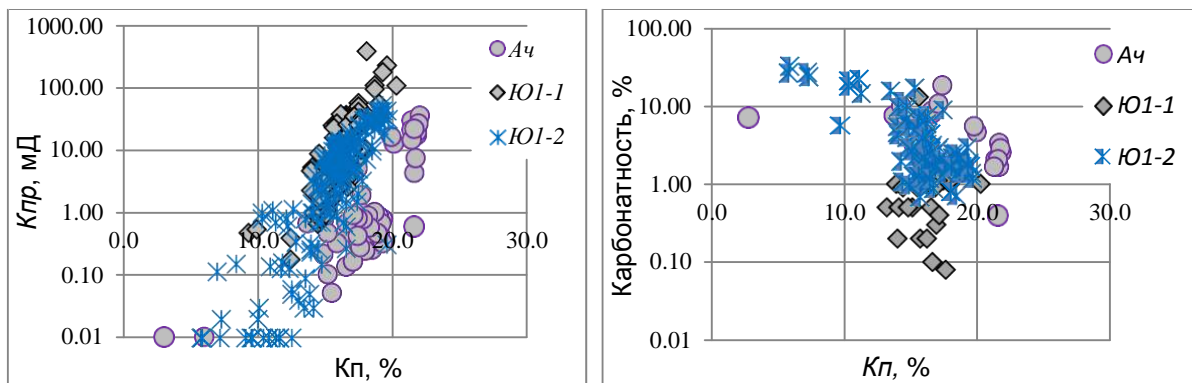


Рис.1. Корреляционные связи в системе «Кп_Кпр_карбонатность» коллекторов пластов Верхнеюрского (Ю1-1, Ю1-2) и Ачимовского (Ач) НГК Ново-Покурского нефтяного месторождения

Пласт Ю1-1 в разрезах скважин выделяется как коллектор: глубокие отрицательные аномалии метода самопроизвольной поляризации (ПС) и естественной радиоактивности (ГК), повышение показаний нейтронного каротажа (НКТ) и методов сопротивления (ПЗ), понижение электропроводности (ИК) в зависимости от характера насыщения (рис.2). Георгиевская свита в классическом виде отображается в данных ГИС только в непродуктивной скважине (отрицательная аномалия НКТ и положительная ИК). Баженовская свита в изученных разрезах фиксируется интенсивной комплексной геофизической аномалией: высокой радиоактивностью, низкой электропроводностью, отличными от вмещающих пород показаниями нейтронного каротажа.

Скважина 50

Скважина 25

Скважина 45

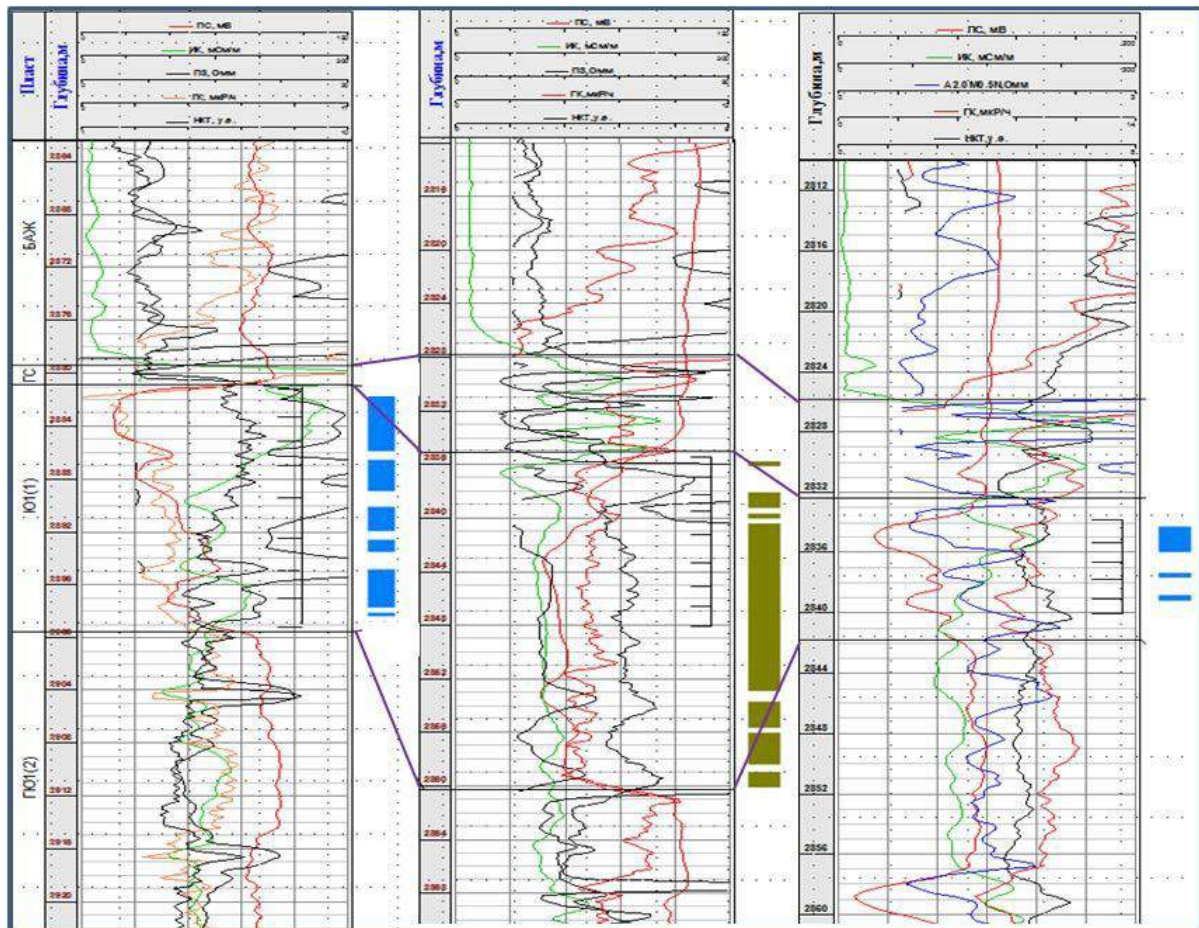


Рис. 2. Результаты геофизических исследований верхнеюрского разреза в скважинах с разной продуктивностью пласта Ю1-1 Ново-Покурского нефтяного месторождения

Характерной особенностью разрезов Ново-Покурского месторождения является закономерное, зависящее от продуктивности разреза проявление карбонатизации пород. Карбонатизированные интервалы разреза уверенно выделяются в показаниях ГИС: отрицательные аномалии ГК и ИК, положительные НКТ и ПЗ.

Карбонатизация пород проявляется как послонная, например, в кровельной части пласта Ю1-1 скв. 25, так и захватывающая значительные интервалы разреза, например породы баженовской свиты в скважине 45 (рис.2). Выявлены следующие закономерности проявления по геофизическим данным процесса карбонатизации пород Ново-Покурского нефтяного месторождения.

Карбонатизация пласта Ю1-2, как правило, выше, чем пласта Ю1-1.

Максимальная карбонатизация аргиллитов георгиевской свиты, отделяющей горизонт Ю1 от нефтематеринских пород баженовской свиты, имеет место в скв. 25 с продуктивным пластом Ю1-1. В непродуктивной скважине 50 георгиевская свита, судя по данным ГИС, представлена чистыми некарбонатизированными аргиллитами.

Баженовская свита в разрезе с продуктивным Ачимовским НГК (скв. 45) отличается: аномально высокими показателями НГК и ГК при аномально низкой электропроводности пород. Такие особенности нельзя объяснить только карбонатизацией пород свиты - при этом процессе радиоактивность пород уменьшается. Скорее всего, если этот процесс и развивался, то по высокорadioактивным породам, то есть содержащим повышенное количество керогена. Аномально низкая электропроводность пород свиты может указывать также на их нефтенасыщенность.

В разрезах с нефтеносным Ачимовским НГК, в том числе в разрезе скв. 45, аномальной геофизической неоднородностью характеризуются нижние части мегионской свиты в интервале от кровли баженовской до пластов Ач. По совокупности геофизических признаков – это интервал карбонатизированных пород. В непродуктивных разрезах выше баженовской свиты развиты однородные отложения с геофизической характеристикой аргиллитов.

Таким образом, по результатам исследований продуктивность пластов на Ново-Покурском месторождении зависит от их расположения относительно нефтематеринских пород баженовской свиты, а также от того, на какой интервал разреза приходится развитие карбонатизации пород, ухудшающей изоляционные свойства аргиллитов, отделяющих баженовскую свиту от пластов-коллекторов.

КОМПЛЕКСНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КОЛЛЕКТОРОВ ДОЮРСКОГО ОСНОВАНИЯ СОЛОНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ) ПО ДАННЫМ ГИС

Н.К. Каюров

Научный руководитель заведующий лабораторией В.Н. Глинских
Институт нефтегазовой геологии и геофизики Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН), г. Новосибирск, Россия

Одними из наиболее слабоизученных отложений в пределах Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна являются отложения доюрского фундамента и коры выветривания. Они же, одновременно, являются сложными в изучении из-за сложного геологического строения и гидродинамических условий. Промышленная нефтегазоносность этих отложений доказана в разных регионах Западной Сибири. Солоновское месторождение является одним из типичных месторождений на юго-востоке нефтегазоносного бассейна, где открыт ряд залежей нефти, газа и газоконденсата в отложениях палеозоя [3,4].

Неотъемлемой частью исследований является интерпретация данных геофизических исследований скважин (ГИС), позволяющая получать информацию о составе, строении и насыщении сложностроенных коллекторов. Для изучения такого типа коллекторов, встречающихся в палеозойских отложениях юго-востока Западной Сибири, необходим комплексный подход к интерпретации данных ГИС с привлечением данных геолого-технологических исследований и газового каротажа (ГТИ), а также результатов испытаний пластов (ИП) и лабораторных исследований керны и др.

Для определения литологической характеристики палеозойских отложений применялся расширенный комплекс данных ГИС, включающий данные методов радиоактивного (ГК, НГК), электрического (БК, БКЗ), индукционного (ИК), акустического (АК), плотностного (ГТКп) каротажа, кавернометрии (КВ). Совместный анализ этих данных позволяет выделить в разрезе основные встречающиеся литотипы и восстановить объемную литологическую модель изучаемых отложений. Петрофизический анализ проводился с помощью совместного анализа результатов интерпретации данных акустического, нейтронного и плотностного каротажа, с учетом влияния объемной доли глинистого материала и профиля скважины. Для определения насыщения использованы данные электрического, плотностного, нейтронного каротажа, а также данные газового каротажа и результатов испытания пластов. Тип коллектора определен с использованием коэффициента сжимаемости порового пространства [1,2].

Литологические и петрофизические модели по данным ГИС увязывались с данными исследований керны. Из-за развитой трещиноватости, вынос керны редко достигал 50% и, в основном, представлен плотными непроницаемыми разностями. Это влияет на оценку петрофизических свойств по керновым данным, особенно когда коллектор представлен трещиноватыми разностями. Верифицировать результаты возможно только по части минимальных значений пористости и проницаемости для межзерновых коллекторов.

Палеозойские отложения Солоновского месторождения представлены преимущественно карбонатными, терригенно-карбонатными и метаморфизованными терригенными породами девона (рис. 1). Наиболее развитые в разрезе палеозоя карбонатные разности представлены плотными известняками, часто доломитизированными, редко доломитами. Терригенные разности представлены метаморфизованными аргиллитами до глинистых сланцев, часто трещиноватыми. Встречаются и прослойки хрупкого глинистого известняка.