

$$K_n = -26,97 + 0,178\Delta T - 0,335ГК, \quad (1)$$

где ГК – показания гамма-каротажа в мкР/ч.

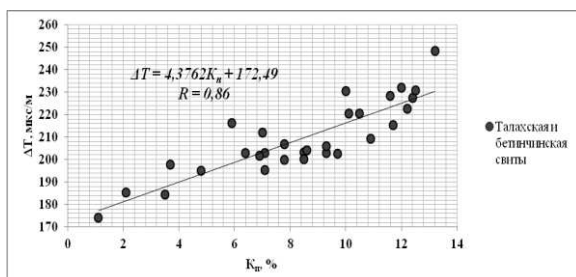


Рис. 3. Петроакустическая модель пористости для терригенных пород разреза скв. Чайкинская-367

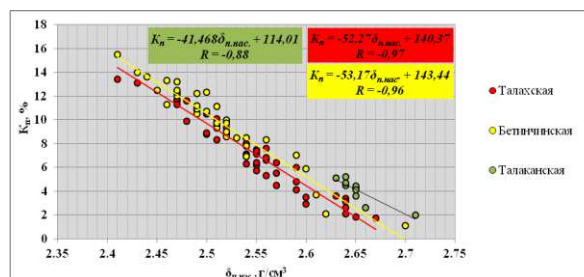


Рис. 4. Зависимость пористости от плотности для терригенных пород разреза скв. Чайкинская-367

Чтобы оценить возможность прогнозирования пористости по плотностному гамма-гамма-каротажу (ГГК-п), была проанализирована зависимость пористости от объемной плотности для пород разных свит (рис. 4). Из рисунка видно, что талаканская свита самая плотная и имеет низкую пористость. Кумулятивные кривые гранулометрического состава пород свидетельствуют о том, что талаканская свита существенно отличается по грансоставу.

У пород талаканской свиты содержание мелкоалевритовой и глинистой фракций достигает 61 % (по данным описательной статистики). У талахской и бетичинской свит преобладающие гравелитовая и крупнопесчаная фракции образовали прочный скелет, который препятствовал интенсивному уплотнению твердой фазы и уменьшению объема их пустотного пространства под действием вышележащих толщ в течение геологического времени, а отложения талаканской свиты уплотнялись как глинистые породы. Сравнивая бетичинскую и талахскую свиты, видим, что породы последней более плотные, поскольку подверглись вторичным преобразованиям: карбонатизации, ангидритизации и регенерации кварца. Такой полиминеральный цемент упрочнил скелет, но уменьшил пористость пород талахской свиты.

По результатам петрофизических исследований к практическому использованию при интерпретации материалов геофизических исследований скважин предлагаются основные модели для определения плотности и пористости пород по данным плотностного гамма-гамма-каротажа и нефтегазонасыщенности по традиционному способу с использованием зависимостей $P_n = f(K_n)$ и $K_v = f(P_n)$.

Литература

1. Мигурский А.В., Старосельцев В.С., Мельников Н.В. и др. Опыт изучения Чайкинского поднятия – крупного объекта нефтегазопосковок работ на Сибирской платформе // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2010. – № 4. – С. 14–25.

ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ ГОРИЗОНТА Ю₁ КРАПИВИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Д.Р. Шайхиев¹

Научный руководитель профессор Л.Я. Ерофеев²

¹ОАО «ТомскНИПИнефть», г.Томск, Россия

²Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Крапивинское нефтяное месторождение расположено в юго-восточной части Западно-Сибирского нефтегазонасного бассейна (Томская область). Промышленная нефтеносность связана с Верхнеюрским нефтегазовым комплексом (НГК) – горизонтом Ю₁, который является наиболее продуктивным на юго-востоке Западной Сибири. Верхнюю часть юрского разреза слагают битуминозные карбонатно-глинисто-кремнистые образования баженовской свиты и глинистые породы георгиевской свиты, служащие региональной покрывкой Верхнеюрского НГК. Горизонт Ю₁ локализован в верхней части васюганской свиты и представлен кварцевыми и кварцево-полевошпатовыми песчаниками и алевролитами пластов Ю1-2 и Ю1-3.

Пласт Ю1-3 является наиболее продуктивным пластом и основным объектом разработки Крапивинского месторождения. Особенности пласта Ю1-3: локальное развитие нефтяных залежей в пределах регионально распространенного коллектора, резкая пространственная неоднородность фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллектора, особенно проницаемости, которая наиболее ярко выражена на севере месторождения [1, 2]. Данная неоднородность отчетливо прослеживается в разрезе скважин (рис.), где наблюдается появление так называемых «суперколлекторов» – пластов с аномально высокой проницаемостью.

По комплексу литолого-физических параметров в пласте выделяются три пачки, чаще не разделенные непроницаемыми прослоями, поэтому пласт остается единой гидродинамической системой. С учетом наличия

суперколлекторов и резкого отличия по проницаемости пачки Ю1-3а от остальных пачек, в составе пласта выделены четыре типа коллектора (табл. 1), первый и второй – в составе пачки Ю1-3а.

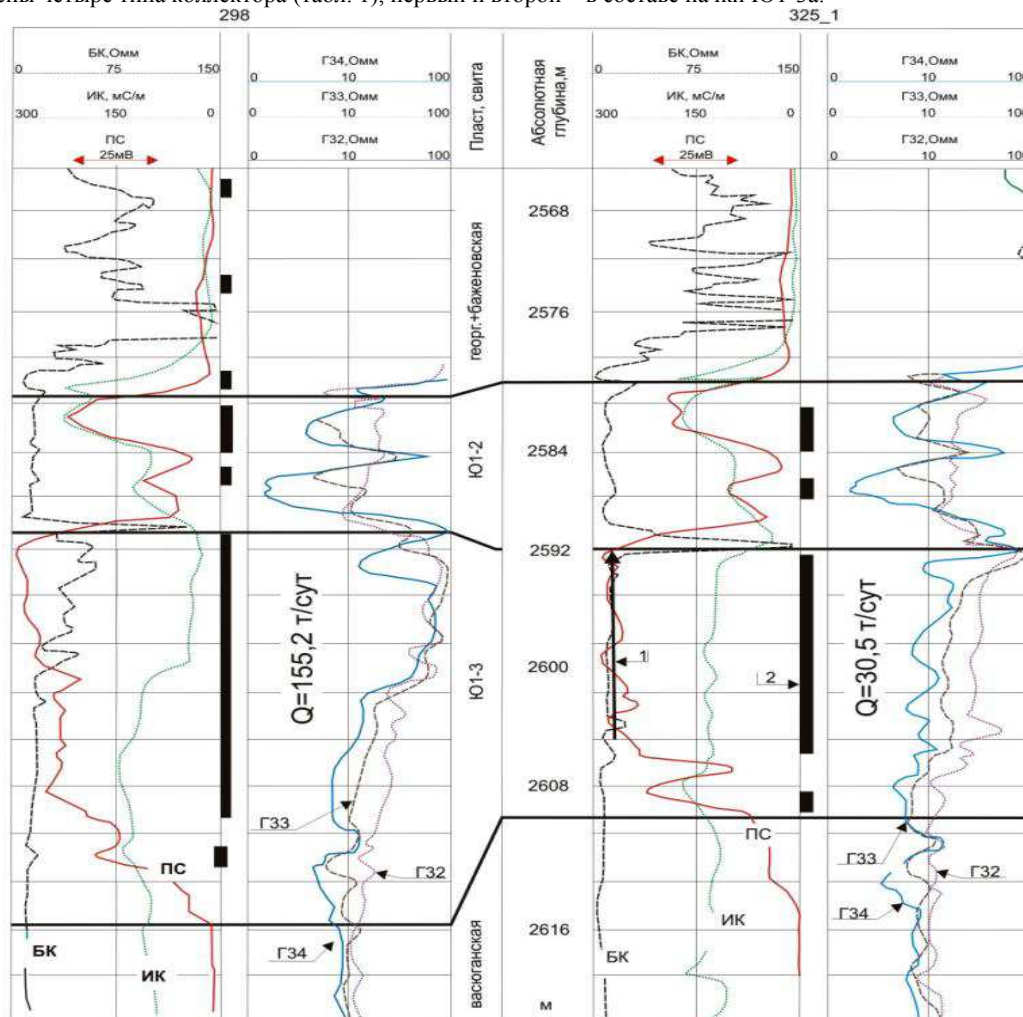


Рис. Результаты геофизических исследований двух разрезов Крапивинского месторождения с разным притоком нефти (Q) из пласта Ю1-3: 1) интервалы перфорации; 2) интервалы нефтенасыщенности пластов по данным ГИС

Отражение пластов горизонта Ю₁ и типов коллекторов пласта Ю1-3 в результатах ГИС можно видеть на геолого-геофизических разрезах скважин 298 и 325_1 (рис.), где приведены диаграммы показаний электрических методов: самопроизвольной поляризации (ПС), бокового (БК) и индукционного (ИК) каротажа и разноглубинных градиент-зондов (ГЗ) метода сопротивления. По средним значениям ФЭС коллекторов пласт Ю1-3 в кровельной части разреза 298 содержит коллектор I типа ($K_n=21,3\%$, $K_{пр}=1681\text{мД}$), а разреза 325 – коллектор II типа ($K_n=18,9\%$, $K_{пр}=203,6\text{мД}$). По результатам интерпретации данных ГИС в разрезе 298 пласт является более нефтенасыщенным ($K_n=84\%$) и имеет большую мощность, чем в сравниваемом разрезе ($K_n=62\%$). При вторичном вскрытии пластов получен приток безводной нефти, в 5 раз больший из скважины с коллектором II типа.

Литолого-стратиграфический разрез в показаниях методов ГИС исследуемых скважин отражается стандартно. Покрышка Верхнеюрского НГК отличается высокими показаниями ПС и переменными показаниями методов сопротивления: битуминозные карбонатно-глинисто-кремнистые образования баженовской свиты – аномально высоким электрическим сопротивлением (БК, ГЗ), а глины георгиевской свиты – самым низким сопротивлением в интервале юрского разреза. Глинистые отложения васюганской свиты (за пределами пластов-коллекторов) характеризуются высокими значениями ПС и низкими показаниями методов сопротивления [3]. По данным ГК также отмечается отличительная характеристика суперколлектора. Значение естественной радиоактивности на скв. 298 составляет 2,47 мР/ч, а по скв. № 325_1 – 4,57 мР/ч. Это свидетельствует о том, что песчаник суперколлектора менее радиоактивен по сравнению с песчаником, который не обладает аномальной проницаемостью (табл. 2).

Таблица 1

Типы коллекторов по результатам лабораторных измерений керна и геофизических исследований скважин пласта Ю₁³ Крапивинского месторождения

Параметр коллектора	Типы коллектора			
	I	II	III	IV
Открытая пористость, Кпо, %	18...22	14...19	12...15	12...14
Проницаемость, Кпр, мД	100...3000	10...1000	1...10	0,1...1
Глинистость, Кгл, %	~ 5	5...7	5...9	9...15
Микропористость глин, %	0,96	3,12	4,2	13,44
Обломков с d>0,25 мм, %	50...70	33	21	4...15
Регенерационного кварца в цементе, %	6,53	5,17	4,17	1,88

Таблица 2

Средние значения параметров пласта Ю1-3 в скв. 298 и 325_1 северной части Крапивинского месторождения

Разрез	По измерениям керна			По данным ГИС				
	Кп, %	Кпр, мД	Кн, %	ПС, мВ	ИК, мС/м	БК, Ом*м	ГК, мкР/ч	НГК
298	21,3	1681	84	3,9	29,9	48,4	2,47	2,86
325_1	18,9	203,6	62	21,7	105,2	16,9	4,57	2,4

Таким образом, были выявлены основные закономерности неоднородности коллекторов пласта Ю1-3 по проницаемости пласта Ю1-3 Крапивинского нефтяного месторождения. Установлены геофизические признаки в разрезе скважин различных типов коллекторов и отличительные признаки суперколлектора, который обладает аномальным высоким значением проницаемости.

Литература

1. Физика горных пород: учебник для вузов /Л.Я. Ерофеев, Г.С. Вахромеев, В.С. Зинченко, Г.Г. Номоконова. Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 520с.
2. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. – М.: Наука, 1975. – 678 с.
3. Белозёров В.Б. Палеогеографические особенности формирования нефтеносных пластов васюганской свиты Западной Сибири // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2008. – Т.311. – № 1. – С.67–72.

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ВЕРХНЕЮРСКОГО РАЗРЕЗА ИГОЛЬСКО-ТАЛОВОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.Б. Шакиров

Научный руководитель доцент Г.Г.Номоконова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При изучении Игольско-Талового нефтяного месторождения сейсмическими методами возникают проблемы, связанные с неоднородными упругими свойствами пород разреза. Необходимо выяснить природу геологического процесса, приводящего к такой неоднородности. В настоящей работе приводятся результаты анализа данных геофизических исследований скважин (ГИС) по двум разрезам Игольско-Талового месторождения (Томская область).

Игольско-Таловое нефтяное месторождение приурочено к Игольскому куполовидному поднятию - структуре второго порядка, осложняющей южную часть Нюрольской мегавпадины. Нефтеносность месторождения связана с Верхнеюрским нефтегазовым комплексом, региональной покрывкой для которого являются битуминозные глинисто-карбонатно-кремнистые породы баженовской свиты. Основной продуктивный пласт месторождения (Ю1-2, верхняя часть васюганской свиты) представлен песчаниками преимущественно среднезернистыми слабоглинистыми, известковистыми, с прослоями алевролитов. В отдельных разрезах между отложениями васюганской и баженовской свит залегают аргиллиты георгиевской свиты с аномально низким удельным электрическим сопротивлением (интервал 2754-2756 на разрезе рис. 1).

Выбранные для анализа скважины располагаются в разных частях месторождения: скважина 5 – ближе к центру, скв. 3 – на фланге. Анализировались данные электрических и радиоактивных методов ГИС: самопроизвольной поляризации ПС, электрического сопротивления КС, естественной радиоактивности ГК, нейтронного метода НГК (рис. 1). Количественное сравнение данных ГИС сделано по отдельным интервалам разрезов: баженовская свита, пласт Ю1-2 и относительно однородная (2811-2827 на разрезе рис.1) часть васюганской свиты (рис. 2, 3).