

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 крышкой 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).

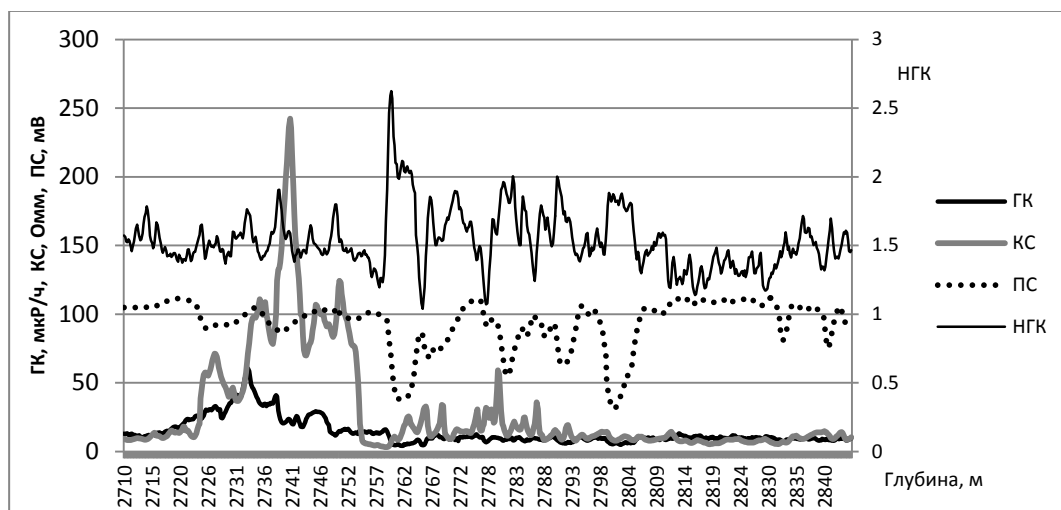


Рис. 1. Изменение геофизических параметров по разрезу скв. 3 Игольско-Талового нефтяного месторождения

На качественном уровне геофизический разрез сравниваемых скважин принципиально не различается. Баженовская свита выделяется аномально высокими показаниями ГК и КС, пласты коллекторы – отрицательными аномалиями ПС и повышениями показаний нейтронного каротажа, но в разрезе скв. 5 эти изменения – более выразительные, аномалии КС – более глубокие. Кроме того, в разрезе скв. 5 георгиевская свита или маломощна, или отсутствует, без данных индукционного каротажа точно определить нельзя.

Существенные различия между геофизическими разрезами обнаруживаются по результатам статистической обработки показаний методов ГИС, когда принимаются во внимание распределения значений геофизических параметров (рис. 3), соотношения между параметрами (рис. 2). Такие различия обнаруживаются во всех трех изученных интервалах разреза, различие однотипное, но проявленное с разной интенсивностью. В разрезе скважины 3, расположенной на фланге месторождения, анализируемые геологические образования отличаются более высокими показаниями НГК, меньшей радиоактивностью по данным ГК и более высоким удельным электрическим сопротивлением (КС).

Наиболее существенно по названным признакам различаются отложения васюганской свиты. В аргиллитах васюганской свиты, залегающих под пластами горизонта Ю1, поля корреляции точек «ГК-НКТ» разрезов сравниваемых скважин смещены друг относительно друга и практически не перекрываются (рис.2). Наибольшее различие наблюдается по параметру ГК. В геофизической характеристике продуктивного пласта Ю1-2 более информативными являются показания нейтронного каротажа НГК, по которому пласты в разрезах сравниваемых скважин различаются в наибольшей степени, с меньшим интервалом перекрытия гистограмм распределения (рис. 3). Возрастание амплитуды аномалий НГК в пластах горизонта Ю1 в разрезе скв. 3 вверх по разрезу, то есть в направлении к породам-экранам баженовской и георгиевской свит, хорошо видно на рис. 1.

Более сложным образом, но все-таки различаются геофизические характеристики пород баженовской свиты (рис. 2). Распределения значений отдельных геофизических параметров баженовской свиты различаются появлением «отклоняющихся» значений. Так, в разрезе скв. 5 появляются породы с аномально низкими значениями НГК (<1.38), которые отсутствуют в разрезе скв.3, а породы баженовской свиты с повышенной радиоактивностью (ГК>45 мкР/ч) наблюдаются исключительно в скв. 3. Конкретные граничные значения признаков, по-видимому, могут изменяться от разреза к разрезу.

Набор признаков, по которому отличается разрез скважины 3 – повышение показаний методов НГК и КС и понижение показаний ГК - используется геофизиками-интерпретаторами для выделения в разрезе пластов карбонатизированных песчаников, так называемых «плотных пород». Они широко развиты в отложениях верхней юры, в том числе и на Игольско-Таловом месторождении. Следовательно, соответствующее изменение геофизических параметров пород разреза является признаком их карбонатизации. Судя по данным ГИС разрезов скв. 3 и 5, фланговые части Игольско-Талового месторождения более карбонатизированы, чем центральные.

Таким образом, основным процессом, приводящим к геофизической неоднородности разреза Игольско-Талового нефтяного месторождения, является карбонатизация пород. Процесс карбонатизации повышает плотность пород и скорости распространения в них упругих колебаний, и в совокупности увеличивает акустическую жесткость. В случае баженовской свиты это приведет к понижению коэффициента отражения и надежности прослеживания регионального отражающего горизонта Па. С другой стороны, по сейсмическим данным можно проследить развитие карбонатизации в породах баженовской свиты и делать прогноз распространения этого процесса в верхнеюрском разрезе.

Более надежно различаются породы баженовской свиты в сравниваемых разрезах по совокупности признаков, что можно видеть из данных рис. 2: поля точек «НГК-ГК» для сравниваемых разрезов практически не перекрываются, в то время как по отдельным методам наблюдается существенное перекрытие значений.

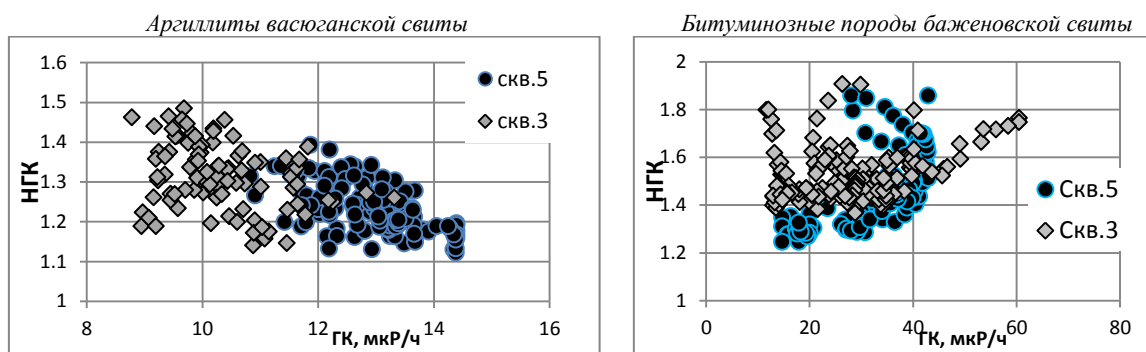


Рис. 2. Поля корреляции значений геофизических параметров Игольско-Талового месторождения

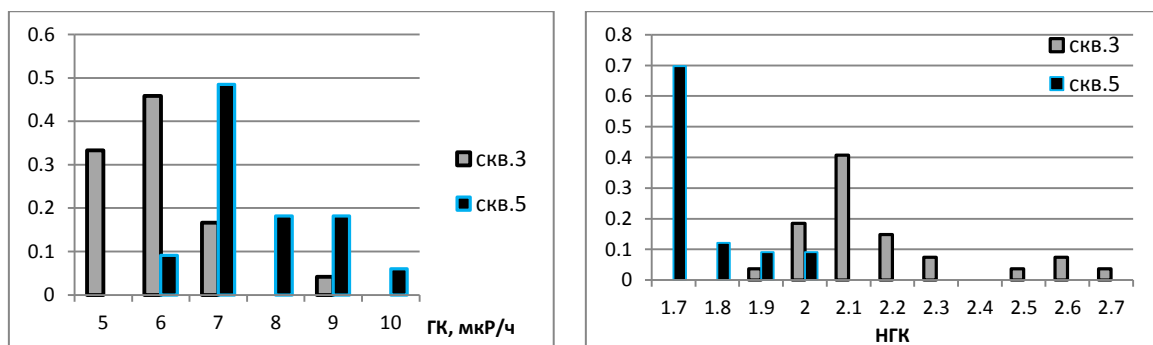


Рис. 3. Гистограммы распределения значений геофизических параметров пласта Ю1-2 Игольско-Талового месторождения

МОДЕЛИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ НАКЛОННЫХ ТРЕЩИН И РАСЧЕТ ИХ ВЛИЯНИЯ НА СПЕКТРАЛЬНЫЕ СВОЙСТВА СЕЙСМИЧЕСКОГО ПОЛЯ

А.А. Шатская

Научный руководитель профессор М.М. Немирович-Данченко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время активно развиваются алгоритмы обработки данных наземной и скважинной сейсморазведки с целью получения более полной и достоверной информации о внутреннем строении и свойствах продуктивных пластов. Причем повышается интерес к пластам палеозойского возраста, где преобладают плотные карбонатизированные породы, и, соответственно, коллекторы трещинного типа. Сейсмические особенности (атрибуты) сигнала, испытавшего взаимодействие с трещинами, на данный момент изучены не полностью, поэтому мы посвятили нашу работу изучению данной актуальной задачи.

Основной методикой выявления трещин и определения их параметров является использование азимутальной анизотропии скоростей. В частности, возникает интерес к анизотропии поглощения энергии сигнала, что хорошо видно из анализа публикаций последнего десятилетия. Изучение литературы, посвященной этой теме, приводит к публикациям лаборатории прикладной экспериментальной геофизики американского университета Purdue, где вопросом влияния трещиноватости на волну занимаются с 1987 года и опубликовано более 30 статей в различных изданиях. В статьях описаны проведенные физические эксперименты, и наша идея заключается в создании математических моделей с аналогичными свойствами, проведении расчетов сейсмического поля конечно-разностным методом [4], анализе и сравнении полученных результатов.

В одной из последних работ [1] подробно описана установка и алгоритм проведения эксперимента и приведены полученные результаты. Образцом здесь являлся брусок алюминия, в котором пропилены 20 трещин с шагом 3 мм, что примерно равно четверти длины волны на частоте 0,5 МГц. На рис. 1 показан акустический волновой фронт, записанный на цельном эталонном образце F0 (а), и образце с нарушениями F3 в сухом состоянии (б) и при насыщении водой (с).

По описанию образца была создана математическая модель, параметры которой совпадают с физическим экспериментом, и рассчитаны сейсмические поля, прошедшие через систему трещин. Считается полное волновое поле, т.е. присутствуют все типы волн, в том числе и поверхностные неоднородные волны, которые являются одним из малоизученных механизмов передачи энергии в трещиноватых средах. Рисунку 2а соответствует модель с сухими трещинами, изображение 2б получается при задании параметров водного флюида. Для случая ненасыщенной модели в обоих экспериментах замечаем отсутствие четкой картины чередования фаз, дифракцию волн по времени. При наличии воды также картина сейсмического поля похожа, достаточно четкие амплитуды трасс, причем в центральной зоне они более выражены, чем при отдалении от центра модели.