

Литература

1. Iskorkina A., Isaev V. and Terre D. Assessment of Mesozoic-Kainozoic climate impact on oil-source rock potential (West Siberia) // IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science 27 (2015) 012023 <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/27/1/012023/pdf>
2. Конторович А.Э., Фомин А.Н., Красавчиков В.О., Истомин А.В. Катагенез органического вещества в кровле и подошве юрского комплекса Западно-Сибирского мегабассейна // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50. – № 11 – С. 1191–1200.
3. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. – 253 с.
4. Ефименко С.В., Бадина М.В., Ефименко В.Н. К обоснованию территориального распространения границы I-II дорожно-климатических зон в Западно-Сибирском регионе // Вестник ТГАСУ. – 2013. - № 4. – С. 295–303.
5. Павлов А.В., Гравис Г.Ф. Вечная мерзлота и современный климат // Природа. – 2000. – № 4. – С. 10-18.
6. Isaev V.I., Fomin A.N. Loki of generation of bazhenov- and togur-type oils in the southern Nyurof'ka megadepression // Russian Geology and Geophysics. – 2006. – Vol. 47. – No. 6. – pp.734-745.
7. Иванов Н.С., Гаврильев Р.И. Теплофизические свойства мерзлых горных пород. – М.: Наука, 1965. – 74с.

ВЫДЕЛЕНИЕ ЗОН ЗАТУХАНИЯ НА ВРЕМЕННОМ РАЗРЕЗЕ НА ОСНОВЕ ФИЛЬТРАЦИИ В СКОЛЪЗЯЩЕМ ОКНЕ

А.А. Ислямова

Научный руководитель профессор М.М. Немирович-Данченко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При освоении залежей нефти со сложно построенными и карбонатными коллекторами дебиты добывающих скважин во многом определяются не структурным фактором, а трещиноватостью/пористостью коллекторов. Эти свойства коллекторов зачастую проявляются на временном разрезе в виде значительного затухания сейсмического сигнала. Ранее нами был предложен спектральный метод анализа в скользящем окне временных разрезов для выделения трещиноватых зон [1, 2], были проведены расчеты дифракции сейсмического поля на отдельной поре и на ансамбле пор [3]. В настоящей работе показано, что трещиноватость или пористость коллектора может приводить к качественно одинаковому поведению амплитудных спектров отраженного сигнала. Это легло в основу построения полосно-заграждающего фильтра, который опробован на спектрах Прони и Фурье применительно к реальному разрезу одного из месторождений Томской области.

Анализ амплитудных спектров выполнялся на основе данных конечноразностных расчетов прямых задач механики твердого тела для трещиноватых тел [4] и на результатах лабораторного эксперимента, выполненного Грегори и опубликованного в работе [5]. В процессе обработки результатов численного моделирования были вычислены спектры для волны до достижения ею пористого слоя и для волны в пористом слое.

Ненормированные спектры, полученные в лабораторном эксперименте и в численном расчете, приведены на рис. 1 а и б. Их сравнение показывает, что спектр волны, отраженной от пористой области, резко теряет часть высоких частот и уверенно отличается от спектра волны в сплошной среде.

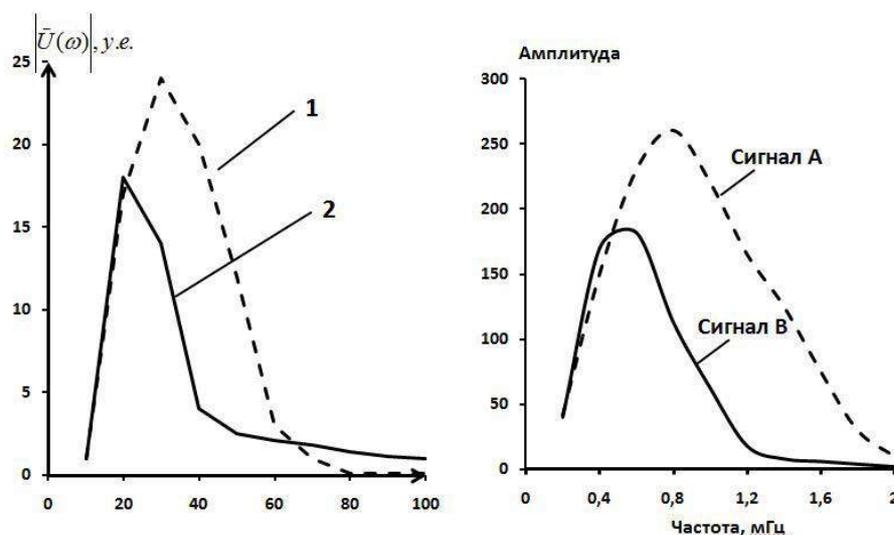


Рис. 1, а - ненормированные спектры падающей(1) и отраженной (2) волн для слоя с порами, б - рис. 22 из работы [5]; спектры падающего (А) и отраженного от образца песчаника (В) сигналов.

Заметим, что спектры сейсмических волн при прохождении ими трещиноватых сред, как получено нами ранее [2,4], и пористых сред (рис. 1,а) ведут себя, как видно по результатам проведенного нами численного моделирования, сходным образом.

Различия в спектральной характеристике исходной волны и волны, прошедшей через трещиноватые или пористые области, очевидны. Поэтому следующим шагом работы стало определение зон ослабления и изменения спектров на реальных сейсмограммах. Для этого при дальнейшей обработке реальных временных разрезов использовались преобразования Прони и Фурье в скользящем окне.

Временные сейсмические разрезы обычно доступны в формате SEG-Y (SEG-D). Для анализа разрезов в таком формате применен аппарат обработки цифровыми фильтрами. При этом ограничения, как по теореме Котельникова, так и накладываемые конечными размерами окон фильтрации, не позволяют извлекать из участка записи гармонические компоненты с любой, наперед заданной, частотой. Для того, чтобы обойти это ограничение, нами сначала было использовано преобразование Прони [6]. Оно не является спектральным преобразованием в чистом виде, а, скорее, есть способ разложения наблюдаемой функции по сумме затухающих синусоид. Выполнив Прони-преобразование, можно вычислить спектральную плотность энергии (СПЭ) для любой «частоты» Прони. При этом каждому номеру («гармонике») в ряде Прони будет соответствовать не конкретная частота в Гц, а некоторая полоса частот.

Ниже на рис. 2 показаны результаты применения режекторного фильтра (notch filter) Фурье в скользящем окне к временному разрезу «№95» по площади «С».

Благодаря примененному нами графу обработки разреза, зоны с более высоким затуханием сигнала (возможно, повышенной трещиноватости/пористости и/или флюидонасыщенности) должны выделяться на разрезе меньшими амплитудами волны, по сравнению с окружающими трассами. Такой эффект мы наблюдаем в средней части профиля 95 на временах 2100-2300 мс, где среди четких фаз юрских горизонтально-слоистых отложений осадочного чехла появляется лагуна с нарушением чередования и прослеживания фаз, низкими амплитудами волн. Необходимо отметить, что найденная зона (лагуна) соответствует реальному продуктивному интервалу.

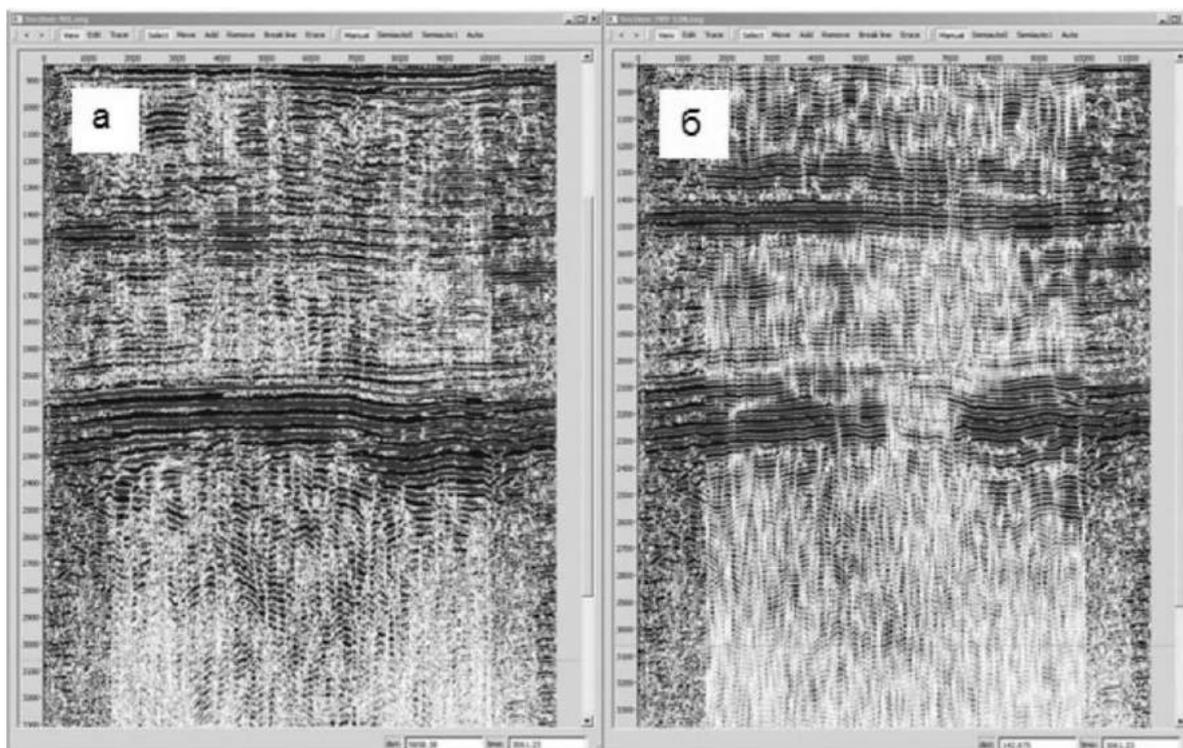


Рис. 2. Исходный сейсмический разрез «№95» по площади «С» до (а) и после (б) применения оконного преобразования

В работе изучено влияние пористого/трещиноватого слоя на сейсмический сигнал. Для отраженной волны анализируются спектры Прони и Фурье. Показано, что и для пористых слоев, (как и для слоев с трещинами) существенно уменьшаются амплитуды некоторых частот. Аналогичное изменение спектра было отмечено ранее при лабораторном моделировании прохождения сейсмической волны через образец песчаника. В целом можно говорить о спектральном проявлении зон с повышенным затуханием в определенной полосе частот. Это позволяет построить алгоритм фильтрации реальных временных разрезов для выявления потенциальных зон с повышенным затуханием (поглощением) сигнала. Изложенная методология может быть

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.