СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
SIBERIAN FEDERAL UNIVERSITY

ГОД ОБРАЗОВАНИЯ В СОДРУЖЕСТВЕ НЕЗАВИСИМЫХ ГОСУДАРСТВ

ПРОСПЕКТ СВОБОДНЫЙ-2016

МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ СТУДЕНТОВ,
АСПИРАНТОВ И МОЛОДЫХ УЧЁНЫХ

ЭЛЕКТРОННЫЙ СБОРНИК МАТЕРИАЛОВ МЕЖДУНАРОДНОЙ КОНФЕРЕНЦИИ СТУДЕНТОВ, АСПИРАНТОВ И МОЛОДЫХ УЧЁНЫХ **«ПРОСПЕКТ СВОБОДНЫЙ-2016»**, ПОСВЯЩЁННОЙ ГОДУ ОБРАЗОВАНИЯ В СОДРУЖЕСТВЕ НЕЗАВИСИМЫХ ГОСУДАРСТВ

КРАСНОЯРСК, СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
15-25 АПРЕЛЯ 2016 Г.

Министерство образования и науки Российской федерации
ФГАОУ ВПО «Сибирский федеральный университет»

Сборник материалов Международной конференции студентов, аспирантов и молодых учёных «Проспект Свободный-2016», посвящённой Году образования в Содружестве Независимых Государств

Красноярск, Сибирский федеральный университет, 15-25 апреля 2016 г.

Красноярск, 2016

«Геофизика»

УДК 550.8.013

ОПТИМИЗАЦИЯ НАПРАВЛЕНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СТВОЛОВ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ КУЮМБИНСКОГО ЛИЦЕНЗИОННОГО УЧАСТКА

Бойков О.И.
научный руководитель д-р физ.-мат. наук Киселев В.М.
Сибирский федеральный университет

Представлено детальное рассмотрение участка Южно-Куюмбинской группы залежей, который включает в себя два куста с разведочными скважинами с достаточно большим количеством горизонтальных окончаний, в которых выполнены исследования трещиноватости методами ГИС, а в ряде из них проведены испытания на предмет определения притока. Задача построить карту давления сжатия трещин для этого участка, рассчитать оптимальные направления горизонтальных стволов с учетом анизотропии проницаемости и давления сжатия трещин.

На основании данных о строении литолого-стратиграфического разреза рассматриваемого участка, о мощности каждого из литотипов (доломитов, солей, долеритов и др.), а также гамма-гамма плотностного каротажа (GGKP), был произведен расчет литостатического (вертикального) давления на уровне кровли продуктивного горизонта по формуле:

$$P_{\text{верт}} = \rho \cdot g \cdot h, \quad (1)$$

где ρ – плотность, g – ускорение силы тяжести, h - глубина залегания кровли продуктивного слоя.

Для расчета бокового горного давления была использована формула А.Н. Динника:

$$P_{\text{бок}} = \zeta \cdot P_{\text{верт}}, \quad (2)$$

где ζ – коэффициент бокового распора, выражаемый через коэффициент Пуассона σ:

$$\zeta = \sigma/(1-\sigma), \quad (3)$$

В качестве входных данных для расчета куба значений σ были использованы данные 3D-сейсморазведки с привязкой к измерениям величин σ на керне из 10-ти скважин, приуроченных к исследуемому участку. По данным сейсморазведки вычислялось отношение скоростей продольных и поперечных волн

$$\gamma = V_p/V_s\,, \quad (4)$$

на основании которого можно вычислить динамический коэффициент Пуассона:

$$\sigma = \frac{\gamma^2 - 2}{2(\gamma^2 - 1)}, \quad (5)$$

В своих расчетах мы использовали уравнение:

$$P_{\text{эфф}}(\zeta) = P_{\text{верт}}(\cos 72^{\text{o}} + \zeta \sin 72^{\text{o}}) - P_{\text{пласт}}. \quad (6)$$

Полученная в программном продукте Petrel на основе этих расчетов карта давлений сжатия трещин на уровне продуктивного горизонта для интересующего нас участка представлена на (рисунках 1,2).

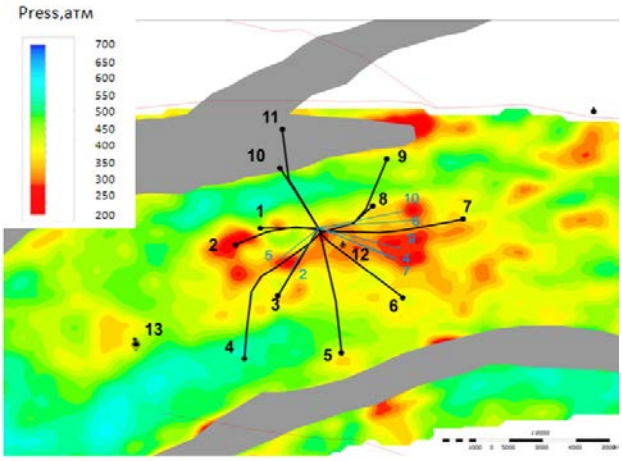


Рис.1 - Карта давления сжатия трещин Южно-Куюмбинской группы залежей, давление в единицах кПа, (куст1). Синие-рассчитанные направления, черные уже пробуренные горизонтальные стволы (номера скв. условные)

Направления расчетных горизонтальных стволов отличаются на углы порядка 30°–40° от направлений пробуренных, и как можно заметить, в большей степени ориентированы в зоны пониженного давления. Методика расчетов описана в [3-5].

Из анализа рисунка можно видеть, что куст 1 приурочен к достаточно обширной области пониженного давления. Это находит свое отражение в зависимости удельной продуктивности скважин, в которых были проведены испытания, от давления сжатия трещин в интервалах притока флюидов.

Зависимость удельной продуктивности скважин куста 1 от давления сжатия трещин в интервалах притока представлена на (рисунке 1).

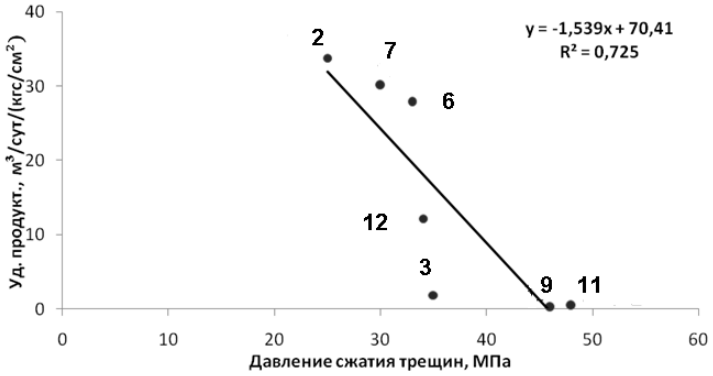


Рис.2 - Зависимость удельной продуктивности скважин от давления сжатия трещин в интервалах притока (номера скв. условные)

В отношении результата, представленного на рисунке 2, следует отметить, что он согласуется с ранее полученными нами результатами по скважинам ЮТМ [2], а именно, имеет место достаточно тесная отрицательная корреляция между давлением сжатия трещин и удельной продуктивностью скважин

Заключение

Построены карты давлений сжатия трещин для Южно-Куюмбинской группы залежей.

Результат сопоставления согласуется с ранее полученными по ЮТМ данными: удельная продуктивность скважин обнаруживает достаточно тесную отрицательную корреляцию с давлением сжатия трещин.

Показано, что расчетные и пробуренные направления даже для горизонтальных стволов с хорошим притоком иногда на 30°–40° (редко больше) не совпадают. Это можно объяснить многими причинами: ошибками в заложении забуренных стволов относительно условий, которым они должны удовлетворять согласно нашим представлениям; ошибками в результатах исследований трещиноватости сканерами UBI и, как следствие, в расчетах параметров анизотропии по блоковой модели; ошибками в расчетах литостатического давления сжатия трещин.

Список литературы

1. Кинсфатор А.Р., Киселев В.М., Антоненко А.А. Влияние напряженного состояния массива трещиноватых карбонатных пород на продуктивность скважин // Научно-технический Вестник ОАО «НК-«Роснефть». – 2014. – № 3 (вып. 36). – С. 34–37.

2. Киселев В.М., Кинсфатор А.Р., Бойков О.И. Прогноз оптимальных направлений горизонтальных стволов для разработки Юрубчено-Тохомского месторождения // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2015. № 15. С. 20–27.

3. Киселев В.М., Чашков А.В., Кинсфатор А.Р., Антоненко А.А. Определение оптимального направления ствола добывающей скважины в трещиноватых карбонатных коллекторах // Научно-технический Вестник ОАО «НК-«Роснефть». – 2012. – № 4 (вып. 29). – С.16–20.

4. Kiselev V.M., Kinsfator A.R., Antonenko A.A., A.V. Chashkov. The use of block permeability reservoir model for engineering horizontal well bores. – SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, 16-18 October, Moscow, Russia, 2012. – 14 p. DOI: 10.2118/162027-MS

5. Киселев В.М., Кинсфатор А.Р., Бойков О.И. Расчет оптимального направления горизонтального ствола добывающей скважины в коллекторах Юрубчено-Тохомского месторождения // Современные технологии освоения минеральных ресурсов. Вып. 11. – Красноярск: ИПК СФУ, 2013. – С. 204–211.

УДК 550.8.052

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СПЕКТРАЛЬНОГО АНАЛИЗА ДАННЫХ ГИС ДЛЯ ВЫДЕЛЕНИЯ ЗОН ВТОРИЧНЫХ ИЗМЕНЕНИЙ ПОРОД (НА ПРИМЕРЕ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ)

Головин А.А., Локшин Д.А.
научный руководитель аспирант Колесов В.А.
Сибирский федеральный университет

Объектом исследования настоящей работы являются сложнопостроенные венд-кембрийские карбонатные горизонты Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области (НГО) Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (НГП). Продуктивные пласты характеризуются сложным строением резервуаров и высокой изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов за счет изменения литологии пород и локального засолонения их порового пространства. Основная доля пор и каверн в рассматриваемых породах образовалась в результате доломитизации известняков и последующего выщелачивания карбонатных пород [4].

В работе Букреевой [1] выявлена цикличность осадконакопления методом максимальной энтропии. Основываясь на данном факте, нами был предложен метод оценки вторичных процессов, путем разложения кривых ГИС на функции спектральной плотности. Ожидается, что особенности осадконакопления каждого продуктивного пласта, оказывающие основное влияние на форму кривых ГИС, на спектре отображаться единичной модой, смещенной в сторону меньших частот. Остальные гармоники будут отвечать за вторичные преобразования пластов, следовательно, сопоставив полученные от кривых ГИС спектры с характеристиками пласта по описанию керна и выявив закономерности, возможно в дальнейшем, в пластах, в которых отсутствует вынос керна, прогнозировать по форме спектра наличие вторичных преобразований [3].

Проведено разложение кривых ГИС (ГК, НГК, АК и ГГКп) 24 скважин на функции спектральной плотности энергии методом максимальной энтропии, в программном продукте SpectralAnalysis, в основу которого положены преобразования Бурга [2].

Разложение данных кривых ГИС (НГК, ГГКп, АК, ГК) методом максимальной энтропии позволяют получить функции спектральной плотности, в которых можно выделить от одной и более превалирующих гармоник.

Проанализировав полученные функции спектральной плотности энергии, было замечено, что для объектов, которые по результатам испытания дали промышленные дебиты, характерно отсутствие ярко выраженных вторичных гармоник в отличие от непродуктивных объектов. Так, для пласта усть-кутского-II замечено, что продуктивные объекты обладают явно выраженной первой модой, тогда как низкодебитные объекты, характеризуются смещением спектра в сторону высоких частот и наличием ярко выраженных вторичных мод (рисунок 1). Следует заметить, что данная закономерность является лишь качественной характеристикой и явно прослеживается только для усть-кутского пласта рассматриваемой площади.

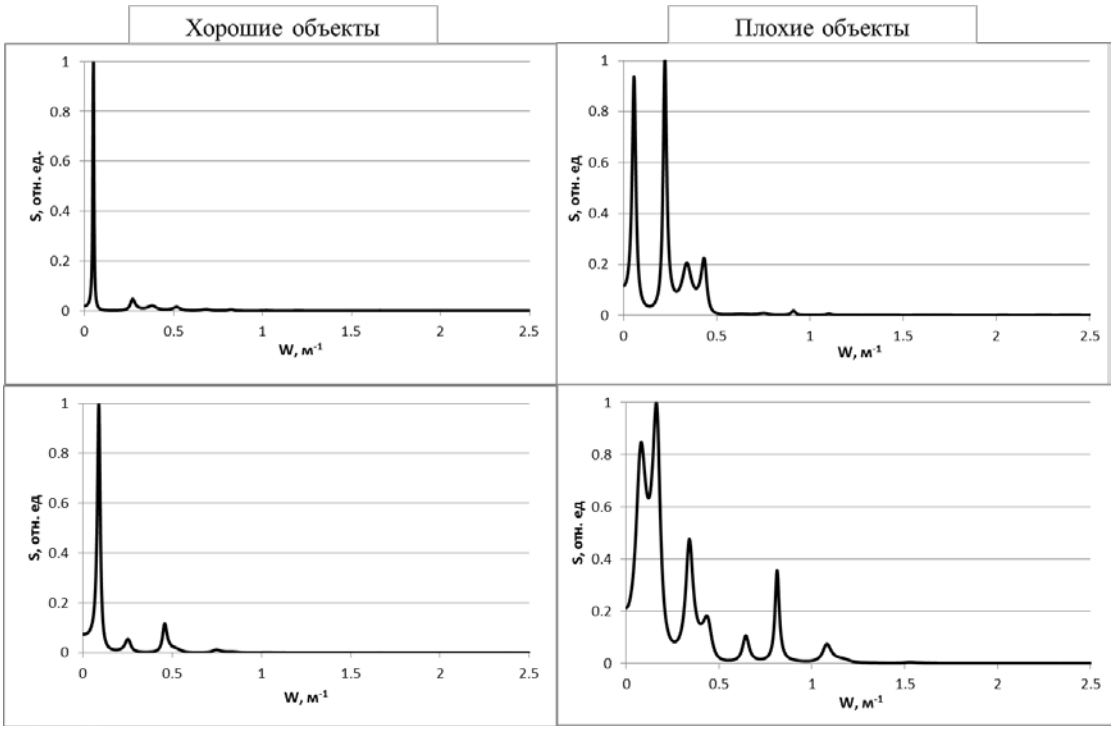


Рис.1 - Примеры полученных спектров кривых НГК

Для дальнейшего анализа и выделения интервалов, характеризующихся наличием вторичных преобразований, в пределах пласта проведено построение синтетических кривых ГИС. Для создания синтетических кривых по спектрам выбраны предельные моды, частоты которых вносили наибольший вклад в вид функции спектральной плотности. В результате с использованием частот основных гармоник, построены синтетические кривые, в которых, как предполагается, исключено влияние вторичных процессов. Ожидается, что интервалы расхождения сопоставленных синтетических кривых с исходными кривыми ГИС будут характеризоваться наличием того или иного вторичного процесса.

На рисунках 2 и 3 представлены примеры выделения зон выщелачивания, окремнения, ангидритизации и сопоставление выделяемых интервалов с колонкой керна. Как показал опыт, расхождения между теоретическими и истинными кривыми не всегда дают достоверный результат. Зачастую, по одному лишь методу не удается определить, какой именно вторичный процесс приурочен к изучаемому интервалу исследования.

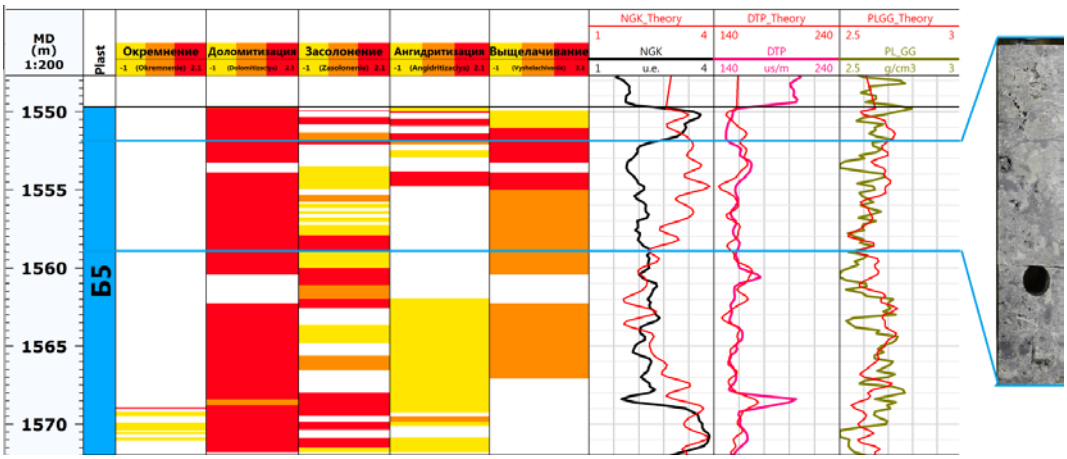


Рис.2 Примеры выделяемых вторичных процессов. Зона выщелачивания

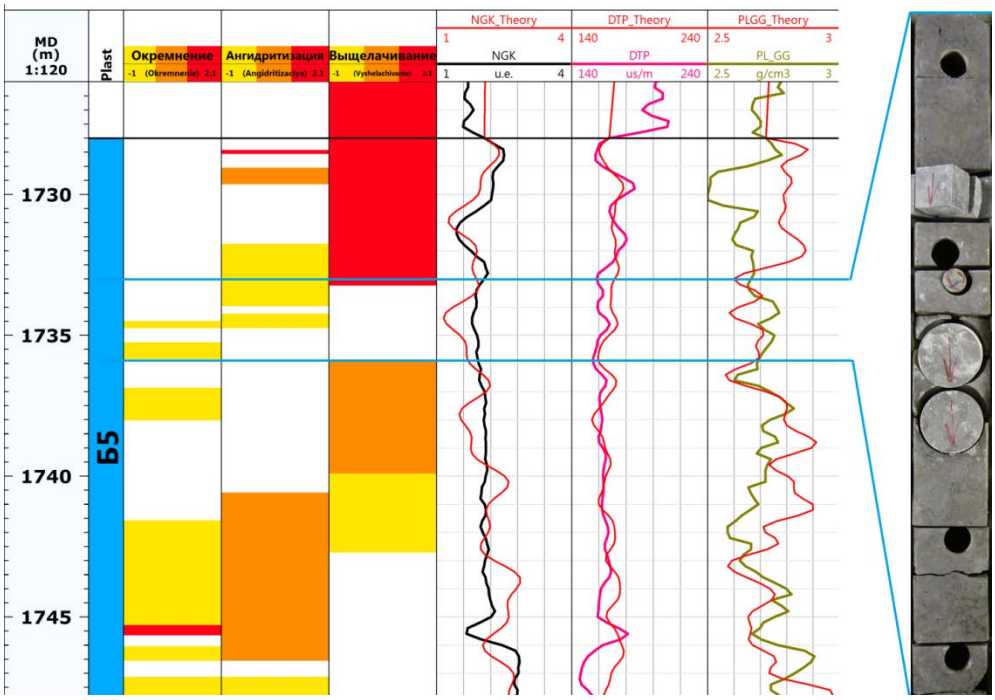


Рис.3 - Примеры выделяемых вторичных процессов. Зона окремнения и ангидритизации

На рисунке 2 выделена зона, в которой превалирующим вторичным процессом является выщелачивание. Для этого участка характерно превышение теоретических кривых НГК и ГГКп над истинными кривыми, а также обратное расхождение синтетической и измеренной кривой АК.

На рисунке 3 представлена зона окремнения и ангидритизации, характеризующаяся низкими значениями теоретической кривой НГК относительно истинной и низкими значениями ГГКп.

Однако, следует отметить, что всегда имеет место суперпозиция различных вторичных процессов и однозначное предсказание какой именно вторичный процесс в наибольшей степени повлиял на взаимоположение теоретической и истинной кривых ГИС на данный момент не представляется возможным.

В ходе проделанной работы выявлена закономерность разделения спектра на преобладающие моды, которые могут указывать на литологические особенности и вторичные преобразования пластов. Проведено сопоставление теоретической и практической кривой. Предложена возможность выделения зон с ухудшенными и улучшенными коллекторскими свойствами. Сказать какой именно вторичный процесс является причиной расхождения теоретической и практической кривых, на данный момент не представляется возможным.

В дальнейшем предполагается более детальное рассмотрение данной методики в совокупности с имеющейся геолого-геофизической информацией для прогнозирования зон улучшенных и ухудшенных свойств, в скважинах с отсутствием кернового материала, а так же для актуализации седиментологической модели.

Список литературы

1. Букреева Г. Ф., Карагодин. Ю. Н., Левчук М. А. Спектральный анализ в исследовании периодичности и цикличности процесса осадконакопления // Наука – 1987. – С. 164-176.

2. Киселев В. М. Неравномерность суточного вращения земли // Наука – 1980. – С. 141-148.

3. Романовский С. И. Седиментологические основы литологии // Недра – 1977. – С. 180-220.

4. Филатов Д.А., Колесов В.А., Красильникова Н.Б., Исаева В.В. Особенности петрофизической модели карбонатных коллекторов Иркутских лицензионных участков // Нефтяное хозяйство, №10. – 2013. – С. 42–45.

УДК 3179

АЛГОРИТМИЧЕСКАЯ И ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ ПО ВЫДЕЛЕНИЮ ПРЕДВЕСТНИКОВ СИЛЬНЫХ ЗЕМЛЕТРЯСЕНИЙ

Казаков И.В., Мацулев А.Н.
научный руководитель д-р. физ.-мат.наук, проф. Симонов К.В.
Сибирский федеральный университет

Все привыкли к океанским приливам. Притяжение Луны и Солнца на берегу океана вызывает циклические изменения в местном уровне моря, которое может превышать 10 метров в некоторых местах [1]. Менее известно, что сама Земля также реагирует на лунно-солнечное гравитационное притяжение. Твердый прилив нередко достигает +/- 20 см, и может превышать 30 см. В то время как океанские приливы можно легко измерить по отношению к поверхности Земли, твердые приливы исследуются при помощи спутниковых систем или чувствительных гравиметров.

Сильные землетрясения являются экстремальным проявлением жизни сложной тектонической системы, которая долгое время «созревает» под действием многочисленных факторов, приходя на конечном этапе к катастрофе. Внешними триггерами землетрясений могут быть как детерминированные процессы, например движения небесных тел, так и другие физические факторы, имеющие стохастическую природу [2-4].

Одним из вычислительных инструментов анализа влияния движения небесных тел на твердую оболочку Земли, является программа solid.exe [5]. Используя данную программу, может быть получен расчет трехмерных координат смещения твердой поверхности Земли в зависимости от времени и географических координат наблюдателя. Оригинальная версия программы solid.exe способна предоставить информацию о «твердых приливах» только до июня 2015 года, однако осенью 2015 г. появилась её модифицированная версия. Это специализированный пакет “solidearthtide”, написанный JoseGama под язык программирования и систему статистических вычислений “R” [6]. Для того, чтобы получить вектор смещений выбранной точки, необходимо сначала подключить пакет (рис. 1), а затем ввести и выполнить команду “CalculateTide (название, год, месяц, день, широта, долгота, булева переменная (TRUE = представить данные в виде матрицы))”. В результате исполнения программы, на экран выводятся координаты смещения точки с минутным интервалом (рис. 2).

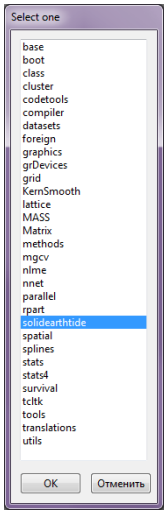


Рис.1- Подключение пакета в языке R

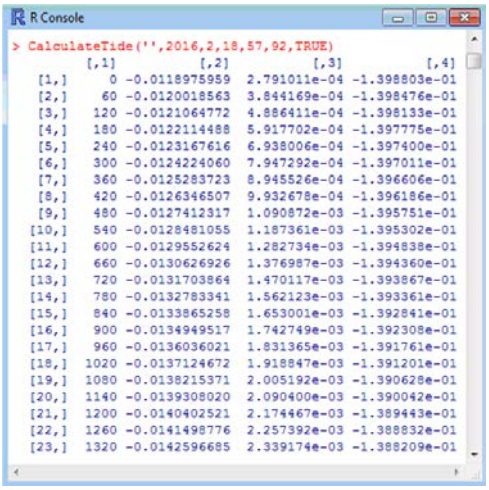


Рис.2 - Пример работы программы

В качестве примера анализа землетрясений и сопоставления их с внешними факторами был рассмотрен каталог землетрясений с магнитудой ≥ 7, начиная с 1911 года по настоящее время. Данные были получены с помощью web-интерфейса на портале Национального управления океаническими и атмосферными исследованиями США (рис. 3) [7]. Полученный каталог данных анализировался с помощью сингулярного спектрального анализа.

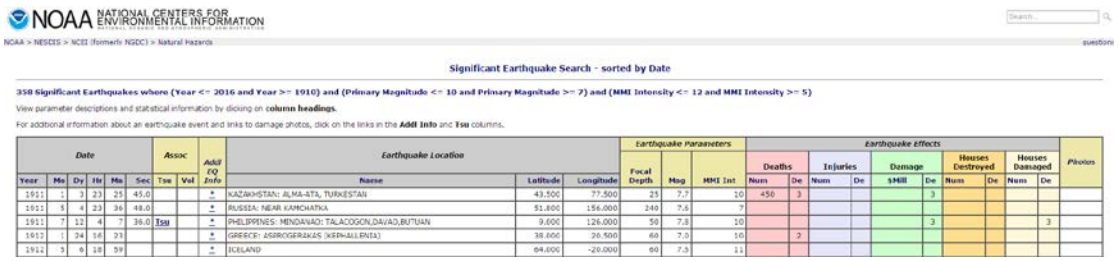


Рис.3 - Фрагмент каталога землетрясений с магнитудой ≥ 7 на сайте [7]

При исследовании и прогнозировании предвестников землетрясений методом сингулярного спектрального анализа ставится задача выделить отдельные аддитивные составляющие исходного ряда, такие как тренд (гладкая и медленно меняющаяся часть ряда), различные колебательные и периодические компоненты, а также шумовую компоненту.

Одним из мощных методов анализа временных рядов является метод «Гусеница» (называемый SSA – SingularSpectrumAnalysis) [8]. Для простейшего случая одномерного ряда базовый метод SSA состоит в следующей последовательности операций: преобразование исходного ряда в многомерный и получении т.н. траекторной матрицы; сингулярное разложение получившейся траекторной матрицы; группировка членов разложения и последующее восстановление временного ряда.

Способ преобразования одномерного ряда в многомерный представляет собой своеобразное складывание временного ряда в матрицу, содержащую фрагменты временного ряда, взятые с некоторым сдвигом. Общий вид сдвиговой процедуры напоминает гусеницу, поэтому сам метод нередко так и называют — «Гусеница».

Гусеница позволяет выделить отдельные составляющие исходного ряда, такие как тренд (гладкая и медленно меняющаяся часть ряда), различные колебательные и периодические компоненты, а также шумовую компоненту. Используя инструмент «Прогноз» программы Гусеница возможно визуализовать обнаруженные низкопериодические процессы во временном ряду как это представлено на рис. 4.

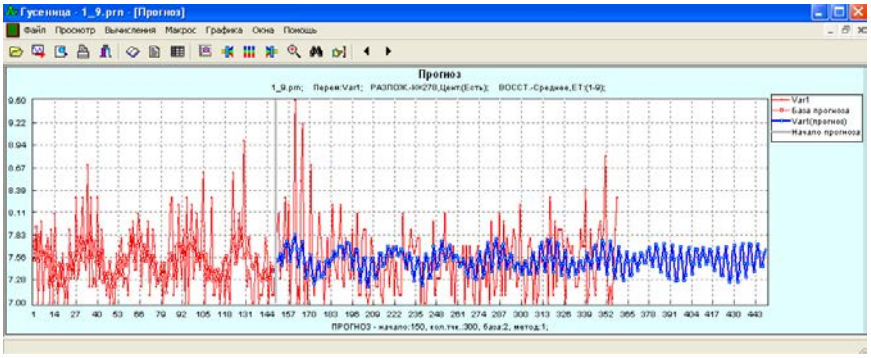


Рис.4 - Пример применения в программе «Гусеница» процедуры «Прогноз» к данным по магнитудам землетрясений (M>7) из каталога [7] за период времени с 1911 по 2016 гг.

На рис. 4 показан результат работы программы «Гусеница» с каталогом сильнейших землетрясений, исследуемый ряд составляют магнитуды последовательных землетрясений (порядковая нумерация). Поскольку шкала времени представлена неявно, то фактически анализируется форма огибающей ряда магнитуд, что позволяет получать своеобразную «геометрическую» характеристику ряда. На такого рода информации основывается известная методика «Энергетический прогностический клин» Сибгатулина [9].

ВЫВОДЫ:

В качестве источников данных и программных средств для задач исследования закономерностей и поиска предвестников сильных землетрясений нами выбраны и предлагаются следующие:

1. данные о сильнейших землетрясениях с сайта Национальных центров по экологической информации (NCEI) США [10];
2. специализированный пакет “solidearthtide”, написанный JoseGama под язык программирования и систему статистических вычислений “R”, позволяет получить необходимую информацию о «твердых» приливах в земной коре;
3. метод «Гусеница» (другое название SSA – Singular Spectrum Analysis) применяется для выявления низкочастотных трендов и поиска предвестников сильных землетрясений.

Список литературы

1. Мельхиор П. Земные приливы. – М.: Мир, 1968. – 482 с.
2. Sachiko Tanaka, Masakazu Ohtake, and Haruo Sato Evidence for tidal triggering of earthquakes as revealed from statistical analysis of global data // J.GEOPHYSICAL RESEARCH, Vol. 107, No. B10, 2211, 2002.
3. Laurent Métivier, Olivier de Viron, Clinton P. Conrad, Stéphane Renault, Michel Diament, Geneviève Patau. Evidence of earthquake triggering by the solid earth tides // Earth and Planetary Science Letters, 278 (2009), pp. 370–375.
4. Салтыков В А. Механизм приливных эффектов в сейсмичности на основе модели амплитудно-зависимой диссипации // Физическая мезомеханика. – 2014. – Вып №5. –Т. 17. – С.103-110
5. Dennis Milbert SOLID EARTH TIDE. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: URL: http://home.comcast.net/~dmilbert/softs/solid.htm (дата обращения 10.12.2014)
6. Solid Earth Tide Computation, [Электронный ресурс]. Режим доступа: URL: https://cran.r-project.org/web/packages/solidearthtide/index.html (дата доступа 01.12.2015)
7. The Significant Earthquake Database, [Электронный ресурс]. – Режим доступа: URL: http://www.ngdc.noaa.gov/nndc/struts/form?t=101650&s=1&d=1 (дата доступа 30.03.2016)
8. Голяндина Н.Э. Метод «Гусеница» SSA: анализ временных рядов. – СПб.: СПб. ун-т, 2004.
9. . Sibgatulin V.G., PeretokinS.A., Kabanov A.A. Resonances of gravitational tides and their effect on geological environment // Earth science frontiers. – 2014. – 21 (4). – P 303-310.

УДК 550.839

КАРТИРОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ПЛОЩАДНОГО РАСПРОСТРАНЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ВАНАВАРСКОЙ СВИТЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СПЕКТРАЛЬНОГО РАЗЛОЖЕНИЯ СЕЙСМИЧЕСКОГО ВОЛНОВОГО ПОЛЯ

Молодовский В.А.
научный руководитель д-р тех. наук, проф. Поздняков В.А.
Сибирский федеральный университет

На исследуемом месторождении, расположенном в Байкитской нефтегазоносной области, доказана нефтегазоностность рифейского комплекса. Отложения рифея, выходящие на предвендскую эрозионную поверхность, подвергались процессам денудации и химического выщелачивания, что и обусловило их удовлетворительные коллекторские свойства [2].

Для разработки данного месторождения большое значение имеет информация о морфологии предвендской поверхности, так как перспективный интервал вдоль этой поверхности осложнен эрозионными врезами.

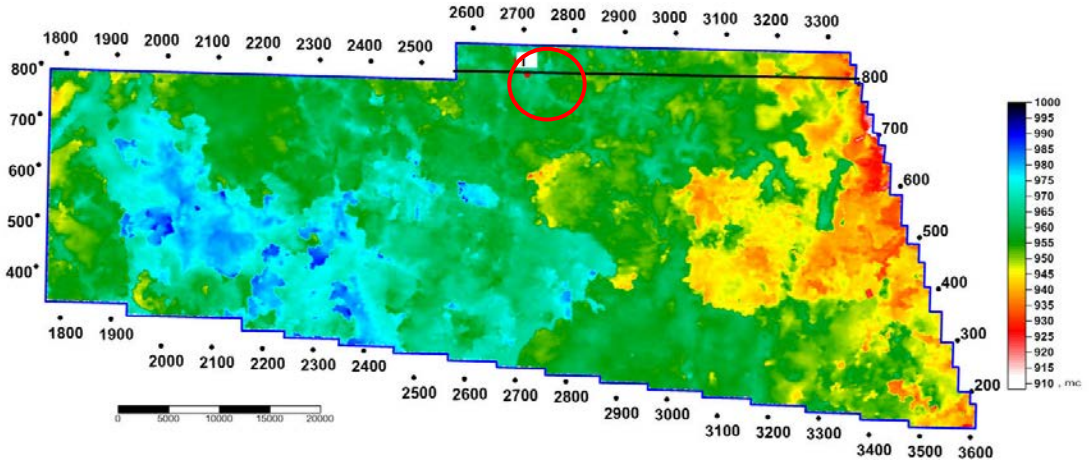
Необходимость анализа распространения врезов возникла при проектировании горизонтальных стволов добывающих скважин.

В процессе бурения скважины на соседнем участке в перспективном интервале в верхней части карбонатного рифейского комплекса, горизонтальным стволом были вскрыты терригенные отложения, представленные пластичными глинами. Пройдя в общей сложности 160 метров по глинам, скважина снова вошла в карбонатную рифейскую толщу. В процессе бурения в глинах возникли геологические осложнения, проявившиеся интенсивным поглощением бурового раствора [3].

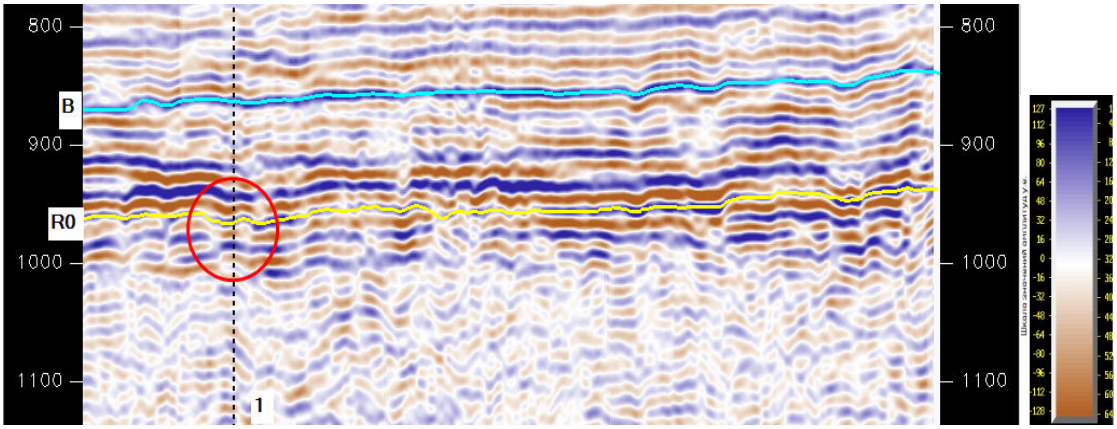
Ранее на временных срезах сейсмического куба выделены древовидные объекты в форме фъёрдов и палеорусел. Интервал вскрытия глин, был сопоставлен с контурами этих объектов и отмечено, что ствол скважины действительно проходит через подобную зону, выделенную ранее по результатам сейсморазведки [3].

В ходе работ по обработке и интерпретации сейсмических материалов МОГТ-3D, было отмечено наличие своеобразных особенностей волновой картины, по своей форме напоминающих русла, каналы и овраги (рисунок 1). Данные особенности, явно выделяющиеся на общем фоне волновой картины, просматривались в интервале предвендской эрозионной поверхности. Для картирования выявленных тел использовались горизонтальные сечения куба, а также спектральное разложение (спектральная декомпозиция) - переводящее сейсмические данные в частотную область с помощью дискретного преобразования Фурье (рисунок 2).

Также следует отметить, что русла, выделенные на горизонтальных сечениях, находят свое подтверждение и на вертикальных разрезах временного куба в виде своеобразных врезов (углублений) в интервале предвендской эрозионной поверхности.



а) фрагмент исходного среза куба



б) временной разрез вдоль ствола скважины

Рис.1 - Отображение эрозионного среза на горизонтальном (а) и вертикальном сечениях куба 3D

В итоге закартированные тела, приуроченные к предвендской поверхности, определены как эрозионные врезы (рисунок 3).

При анализе скважины, попавшей в зону распространения врезов, отмечено, что в этом интервале, присутствуют терригенные отложения ванаварской свиты венда. Данный факт позволил предположить, что эрозионные врезы являются зонами распространения терригенных отложений нижнего венда и появились во время предвендского перерыва в осадконакоплении.

Во время предвендского перерыва были уничтожены огромные объемы рифейских толщ и пород фундамента и из разрушенных пород сформировались терригенные толщи нижнего венда [1]. Основная масса эрозионных врезов развита в южной и юго-западной частях исследуемого участка (рисунок 1а).

Таким образом, можно утверждать, что общее погружение предвенской эрозионной поверхности в юго-западном направлении осложнено эрозионными врезами, что отражается в ее морфологии.

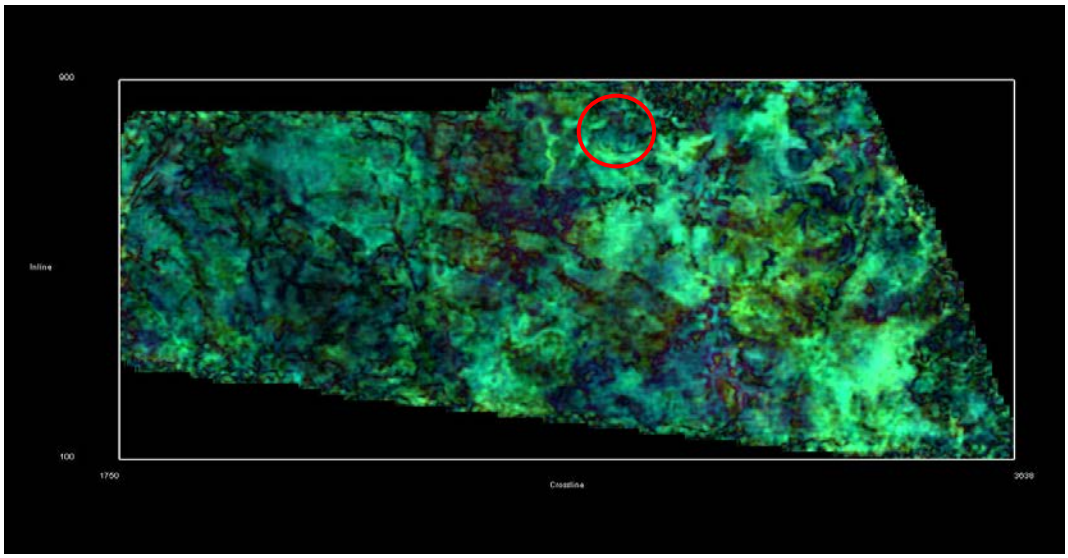


Рис.2 - Горизонтальный срез куба спектральной декомпозиции в интервале предвендской эрозионной поверхности

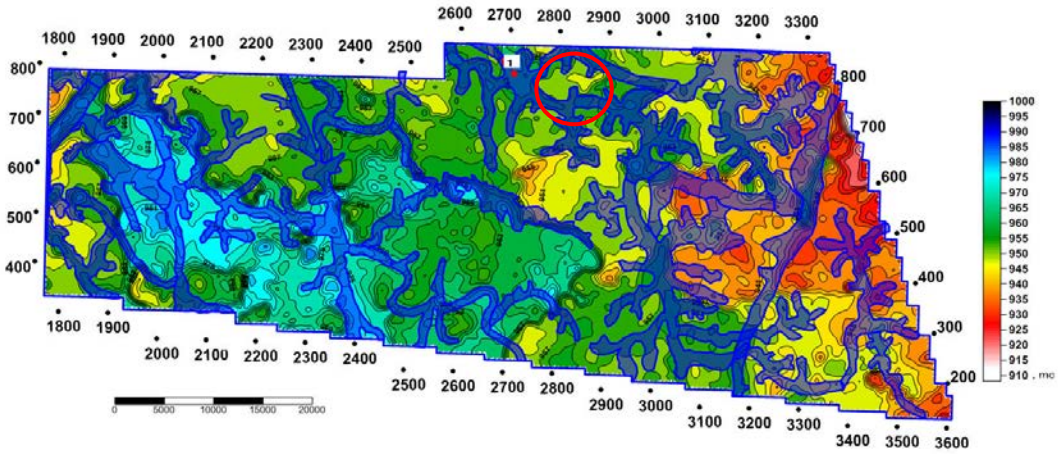


Рис.3 - Карта изохрон предвендской эрозионной поверхности

Также наличие вреза подтверждено временным разрезом (рисунок 1б), на котором он отчетливо виден.

В настоящее время при проектировании добывающих скважин обязательно анализируется их положение по отношению к эрозионным врезам, как на вертикальных, так и на горизонтальных сечениях кубов 3D и в случае возможной проходки по эрозионному врезу направление ствола корректируется.

Выводы

1. Выполнена спектральная декомпозиция сейсмического волнового поля, благодаря чему удалось более точно выделить мелкие детали предвендской эрозионной поверхности.

2. По материалам съёмки МОГТ-3D исследуемой территории произведено картирование эрозионных врезов, которые на горизонтальных сечениях отображаются в виде русел, каналов и тел овражного типа.

3. Учёт положения эрозионных врезов при проектировании горизонтальных эксплуатационных скважин позволяет избегать геологических осложнений во время бурения, связанных с интенсивным поглощением в интервалах, встретивших эрозионный врез.

Список литературы

1. Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (Стратиграфия, история развития)/Н.В. Мельников; Мин-во природ. ресурсов РФ, Сиб. науч.-исслед. ин-т геологии, геофизики и минерального сырья. – Новосибирск: Издательство СО РАН, 2009. – 148 с.

2. Харахинов В.В., Шленкин С.И. Нефтегазоносность докембрийских толщ Восточной Сибири на примере Куюмбинско-Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазонакопления. – М.: Научный мир, 2011. – 420 с.

3. Ткачук Д.Н. Отчет обработка и комплексная интерпретация материалов полевых сейсморазведочных работ МОГТ 3D.. – М.: Красноярск, 2014. – 280 с. Фонды ФГУ «ТФГИ» по Красноярскому краю.

УДК 550.34.013.2

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ ПРИ ПОДГОТОВКЕ НЕФТЕГАЗОПЕРСПЕКТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ ПОД ПОИСКОВОЕ БУРЕНИЕ В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ АНАБАРО-ХАТАНГСКОЙ СЕДЛОВИНЫ

Порозов И. И.
научный руководитель канд. геол.-минерал. наук, прф. Кринин В.А.
Сибирский федеральный университет

Анабаро-Хатангская седловина – промежуточный структурный элемент между Енисей-Хатангским региональным прогибом и Лено-Вилюйским прогибом. Представление о внутренней структуре осадочного чехла восточной части Енисей-Хатангского прогиба и Анабаро-Хатангской седловины (АХС) основаны, главным образом на материалах сейсморазведочных работ, поисково-оценочного и парамет-рического бурения. В пределах осадочного чехла выделяются около десяти регионально распространенных отражающих горизонтов (ОГ). Большая часть из них не совпадает со стратиграфическими границами. Наиболее надежно установлены ОГ III и IIа. Горизонт III идентифицируется с подошвой юрских отложений, с резким угловым несогласием залегающих на разновозрастных образованиях верхнепалеозойско-мезозойского структурного яруса. Материалы сейсморазведки показывают существенные различия в строении юрско-меловой части осадочного чехла и отличны ниже ОГ III. Горизонт IIа отождествляется с подошвой яновстановской свиты верхней юры. Полная стратиграфическая приуроченность сейсмических отражений показана в таблице 1.

Таблица 1 - Стратиграфическая приуроченность отражающих сейсмических гори-зонтов (Горшков А. С. 2012)

Индекс ОСГ	Стратиграфическая приуроченность	Индекс ОСГ	Стратиграфическая приуроченность
IIа	Подошва яновстанской свиты, J_3	VIб	В подошвенной части нижнекожевниковской свиты, P_1
III	Низы юрских отложений, «левинский горизонт», J_1p_2	VII	Низы тустахской свиты, C_{2-3}-P_1
Iа*	Подошва юрских отложений	VIII	Вероятная граница $Є_1$- $Є_2$
V	Эффузивно-туфовая свита, близ кровли перми	R	Кровля рифейских образований
VIа	В кровельной части нижнекожевниковской свиты, P_1	Ф	Кровля фундамента
* Обозначения ОСГ зоны сочленения Енисей-Хатангского прогиба и Западной Сибири			

В настоящее время в пределах Енисей-Хатангского регионального прогиба и АХС начат новый этап региональных сейсморазведочных работ МОГТ, ориентированных на подготовку к лицензированию перспективных на УВ, но слабо изученных земель, большая часть которых до сих пор остаётся в нераспределённом

фонде недр. В 2007-2010 годах ГНЦ ФГУГП «Южморгеология» отработало в Хатангском заливе 700 пог. км сейсморазведочных профилей МОВ ОГТ.

Сейсморазведочные работы проведены с кабельной телеметрической системой Marsh Line. Цифровая обработка материалов сейсморазведки выполнена с применением программно-технического комплекса «GeoCluster-5000».

В данной работе в качестве примера рассматриваются три сейсмопрофиля, расположенных на левобережье Хатангского залива, которые пересекают Сопочную (Профиль №1,2) и Журавлиную локальные структуры (Профиль №3) (Рис. 1).

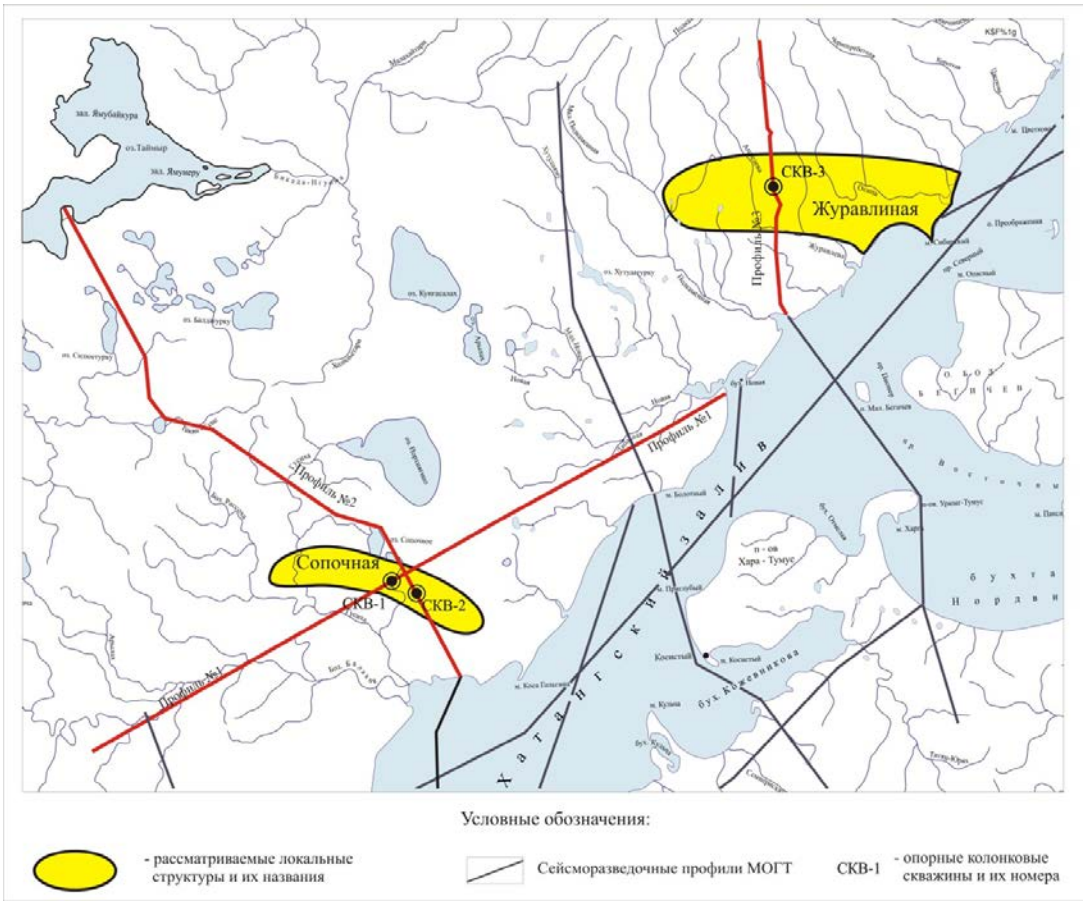


Рис.1 - Схема расположения профилей МОГТ

В результате обработки и интерпретации получены геолого-геофизические модели временных разрезов с полезной записью до 10 с. Прослежены отражающие горизонты, приуроченные к осадочным толщам в стратиграфическом диапазоне от рифея до мела, скорректирован структурный план осадочной толщи. Впервые установлено, что суммарная мощность рифей-палеозойских и мезозойских структурно-формационных комплексов достигает 14 км, что позволило выделить Анабаро-Хатангскую область как погребенную венд-палеозойскую синеклизу, сформировавшуюся над предположительным рифейским рифтом.[1]

В период с 2014 по 2015 гг. на профилях 1,2,3 были пробурены по одной опорной колонковой скважине со вскрытием отложений верхнего палеозоя. Глубина этих скважин составила 2000 метров, выход керна около 100%, по всему стволу проведены ГИС и ВСП. Результатом комплексного исследования керна и интерпретации геофизических данных стал стратифицированный разрез в скважинах 1,

2 и 3 (Рис. 2). По данным ВСП были определены скоростные характеристики разрезов вскрытых скважинами, выполнена стратиграфическая привязка основных ОГ.

По результатам сейсморазведки и данным ВСП получены большие расхождения в глубинных положения по разрезу ОГ. Так, в осадочном чехле скважины №1 невязка между сейсморазведкой и ВСП ОГ VIа и VIб составляет соответственно 40 м. и 90 м. В разрезе скважины №2 по данным сейсморазведочных работ ОГ VIб имеет абсолютную отметку (абс.) 420 м., ОГ VII (абс.) 1155 м.; по данным ВСП ОГ VIа (абс.) 75,5 м., ОГ VIб (абс.) 779,5 м., и расчетный ОГ VII (абс.) 2401,8 м. В разрезе скважины №3, находящейся на сейсмопрофиле №3 ОГ IIа имеет абсолютную отметку 840 м., ОГ III (абс.) 1360 м., ОГ V (абс.) 1560 м., ОГ VI (абс.) 1790 м.; по данным ВСП выделяется один ОГ IIб на глубине 1414 м., в отличие от Енисей-Хатангского регионального прогиба, где в разрезе уверенно коррелируются еще ряд ОГ.

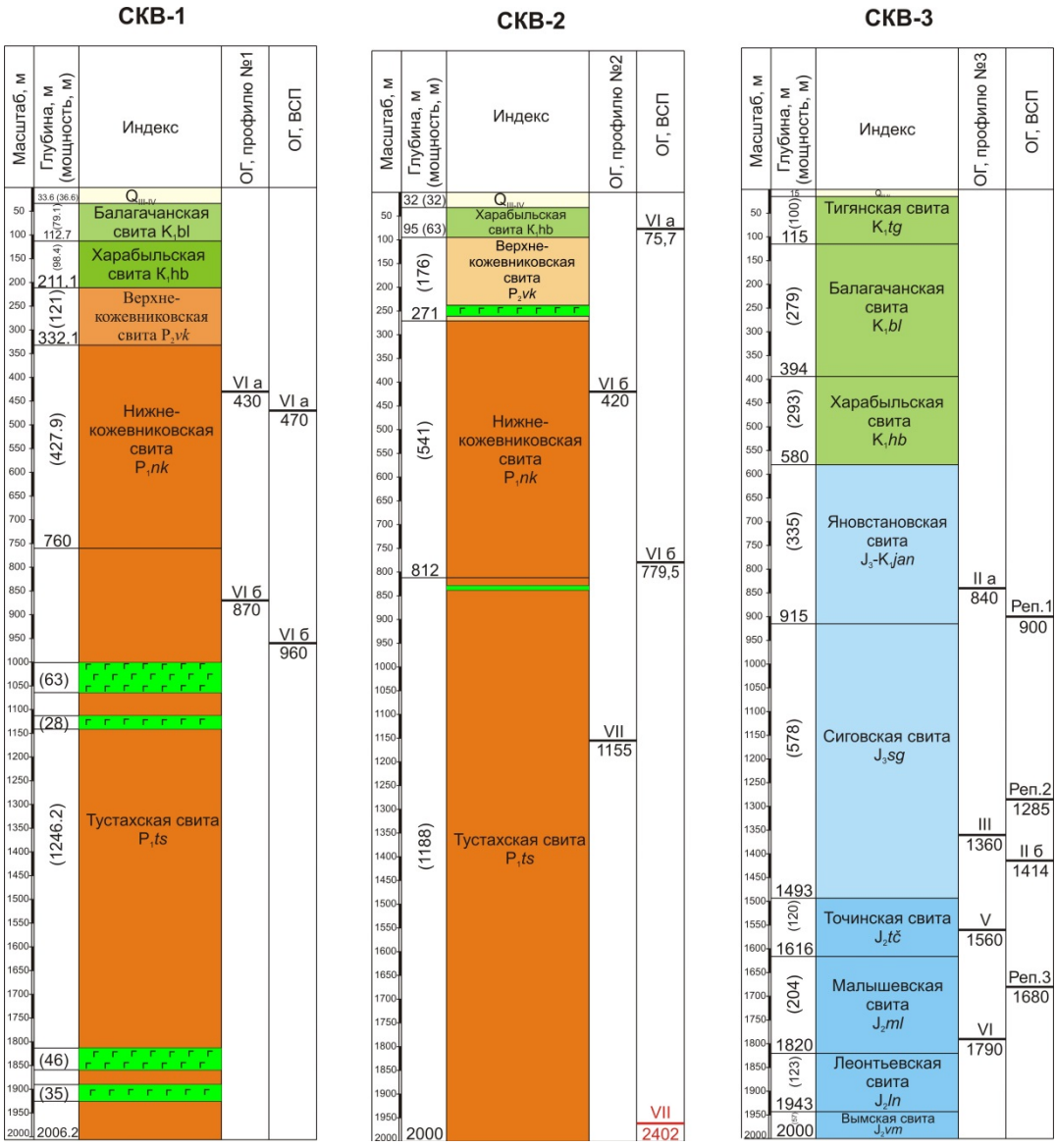


Рис.2 - Стратиграфическая схема скважин с привязанными ОГ по сейсмике и ВСП

Порой существенное несоответствие скважинных и сейсморазведочных данных по выделению сейсмических ОГ объясняется тем, что северная часть Сибирской

платформы имеет сложное сейсмогеологическое строение. Наличие в разрезе интрузий долеритов разной морфологии обуславливает на границах со средой формирование «ложных» отражений. На характер волнового поля в верхней части разреза так же существенно влияет криолитозона. Помимо этого верхнемезозойский – среднепалеозойский разрез осадочного чехла не имеет регионально выраженных реперных литологических горизонтов и соответственно отражающих границ. В силу блокового строения осадочного чехла с амплитудами смещения пород на контактах сместителей затруднена межблоковая корреляция волновых сейсмических пакетов отражений.

Данные факторы в совокупности, как показал опыт работы в АХС, существенно затрудняют создание и разработку адекватных геолого-геофизических моделей ловушек, перспективных на обнаружение месторождений нефти и газа.

В этой связи при постановке геолого-разведочных работ (ГРР) на поиски УВ в районах, подобных по геологическому строению территории АХС, в рамках регионального и поисково-оценочного этапов необходимо предусматривать в комплексе с сейсморазведочными работами бурение отдельных опорных структурных скважин, что в целом повысит эффективность и качество ГРР.

Список литературы

1. Горшков А. С. Геофизические работы на Анабаро-Хатангской седловине с целью подготовки участков к лицензированию // Отчет по Госконтракту № 51 от 19.10.2009, в 5 книгах

УДК 550.832.9

УТОЧНЕНИЕ СТРУКТУРНО – ТЕКТОНИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДАННЫХ РАСШИРЕННОГО КОМПЛЕКСА ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Тепляшин Т.М.
научный руководитель д-р техн. наук Поздняков В.А.
Институт нефти и газа

Аннотация

Корректное структурно-геологическое моделирование является одной из важнейших задач на всех этапах развития месторождения, в данной статье показан пример корректировки структурных карт одного из карбонатных месторождений восточной Сибири. Автором предложена методика уточнения структурных карт с использованием данных расширенного комплекса геофизических исследований скважин, в частности пластовых микросканеров. Использование методики, описанной в статье, позволяет более корректно осуществлять построение структурных карт геологических поверхностей, что, в свою очередь, способствует увеличению точности подсчёта запасов углеводородов, построения карт нефтенасыщенных толщин и, как следствие, более рациональному размещению эксплуатационного фонда в зонах выклинивания, что в дальнейшем может значительно влиять на экономику проекта.

Введение

Рассматриваемое месторождение расположено на территории Эвенкийского муниципального района Красноярского края и входит в состав Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления (ЮТЗ). В тектоническом плане рассматриваемая территория относится к юго-западной части Сибирской платформы, располагаясь в пределах Камовского свода Байкитской антеклизы[1]. В изучаемом разрезе основные перспективы нефтегазоносности связаны с карбонатными породами рифейского возраста. Вендские отложения залегают на разновозрастных рифейских толщах со стратиграфическим несогласием[2].

Сложность построения геологической модели участка связана с особенностями строения рифейского структурно-тектонического яруса. Для данного комплекса характерно значительное колебание мощности и развитие зон интенсивной дислоцированности. Комплекс разбит многочисленными разломами на серию блоков с амплитудами смещения, достигающими сотен метров, эти разрывные нарушения снижают информативность сейсморазведочных исследований.

Применение скважинных имиджеров на данной территории обусловлено уникальным геологическим строением рифейского каверно-трещинного коллектора, в котором применение стандартного комплекса геофизических исследований скважин не может дать всей необходимой информации о петрофизических характеристиках коллектора. Также, породы рифейского комплекса характеризуются большими значениями углов наклона пластов до 25°.

Пластовые микросканеры позволяют получить данные об элементах залегания пластов и параметрах трещиноватости. К параметрам трещиноватости относятся – тип трещин, плотность, элементы залегания и раскрытость трещин и разломов [3].

На сегодняшний день геофизические исследования скважин пластовыми микросканерами проведены более чем в 20 скважинах данного участка, но, не смотря на значительное количество работ, имеющиеся данные не участвуют в построении структурно-геологической модели.

Основная часть

Структурно – геологическая модель, используемая сегодня включает в себя 12 толщ, они были построены по картам толщин с использованием данных стандартного комплекса геофизических исследований скважин и данных 3D и 2D сейсморазведки. Интерпретация сейсморазведочных данных позволила выделить две глинистым толщи, так называемые толщи маркеры, которые и были использованы для построения.

Недочёты современной модели заключаются в том, что создавая пласты, невидимые по сейсморазведке через карты толщин очень сложно построить их соответственно истинному углу падения. Кроме того, для пород рифейского возраста вблизи эрозионной поверхностью рифея невозможно определить углы их падения даже для глинистых толщ, вследствие недостаточной разрешающей способности сейсморазведки. Поэтому для снятия неопределённостей в таких участках предлагается использовать пластовые микросканеры.

Первым шагом было решено определить, насколько отличаются углы падения пластов, смоделированные в текущей геологической модели и полученные по данным пластовых микросканеров.

Чтобы определить углы падения пластов структурных поверхностей геологической модели использовалась специальная функция программного комплекса Petrel, которая позволяет определить элементы залегания поверхности в точки пересечения её со скважиной.

В таблице 1 отображена информация о вскрываемых толщах, а также, о сопоставлении значений углов падения пластов и глубин, на которых были определены эти значения.

Таблица 1 - Значения углов падения пластов по геологической модели и данным пластовых микросканеров

		Модельные данные		Данные сканеров		
Скважина	вскрытая толща	MD, м	Угол падения по модели,	MD, м	Угол падения по сканерам,	**Разница, град**
1	копчерская - R2 kp	3052,06	18,11	3052,03	18,53	**0,42**
2	долгоктинская - R2 dl	2633,43	21,15	2631.6-2636.3	19,40	**1,75**
3	долгоктинская - R2 dl	2398,09	14,73	2397,68	16,73	**2,00**
4	копчерская - R2 kp	3379,96	10,99	3380,78	13,23	**2,24**
5	копчерская - R2 kp	2444,01	5,87	2443,93	8,28	**2,41**
6	вингольдинская R2vng	2589,85	6,9	2589,38	13,41	**6,51**
7	мадринская R1mdr	2597,39	24,38	2594.5-2605	14,40	**9,98**
8	рассолкинская R2rsl	3007,38	21,04	3008,04	9,30	**11,74**
9	юктенская - R2 jkt	3046,39	10,21	3046,23	22,13	**11,92**
10	вэдрэшевская - R1vdr	2620,6	12,13	2621,16	27,17	**15,04**
11	вингольдинская R2vng	2820,05	1,33	2817.59-2827.76	25,50	**24,17**

Тёмно-оранжевым цветом показаны глинистые толщи, которые были отстроены по данным сейсморазведки и использованы для моделирования остальных структурных поверхностей, видно, что для этих толщь отличия не значительны, только для одной из скважин значения углов падения вскрываемой толщи имеет отличие более 10°.

Как можно видеть в скважинах 1-5 показания отличаются менее чем на 3 градуса, но в остальных скважинах показания сильно разняться, наибольшее отличие было получено в скважине 11, углы наклона пластов отличаются более чем на 20 градусов.

Таким образом, все скважины разделились на две группы – скважины, для которых элементы залегания, вскрываемых пластов по данным геофизических исследований скважин отличаются от модельных данных менее чем на 3° и скважины с более значительными отличиями.

Для определения причин таких несоответствий было решено построить геологический и сейсмический разрезы через скважину 10, так как в ней вскрыта глинистая толща. На рисунке 1 представлены разрезы через скважину. Красным цветом показано значение, по которому был определён угол падения пласта, а чёрным остальные пласты, выделенные по данным FMI.

На сейсмическом разрезе видно, что структурная поверхность не может быть построена точно, в связи с недостаточной прослеживаемостью отражающего горизонта на волновой картине. Из этого можно сделать вывод, что необходима корректировка карты структурной поверхности толщи R_4 (R_1vdr).

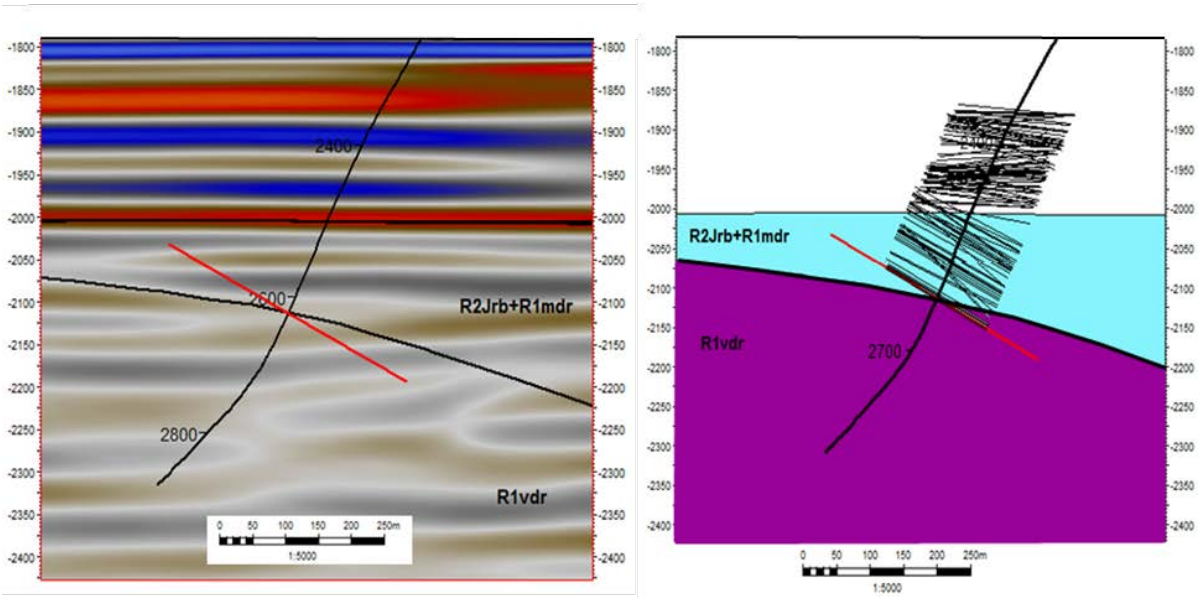


Рис.1 - Сопоставление углов наклона пластов по геологической модели и по данным пластовых микросканеров

Результат перестроения представлен на рисунке 2. Видно, что из-за корректировки толща R4 выходит на эрозионную поверхность рифей раньше и зона, которая раньше считалась коллектором теперь будет отнесена к глинистой толще. Таким образом, зная, действительное положение глинистой толщи можно корректировать траекторию бедующих эксплуатационных скважин.

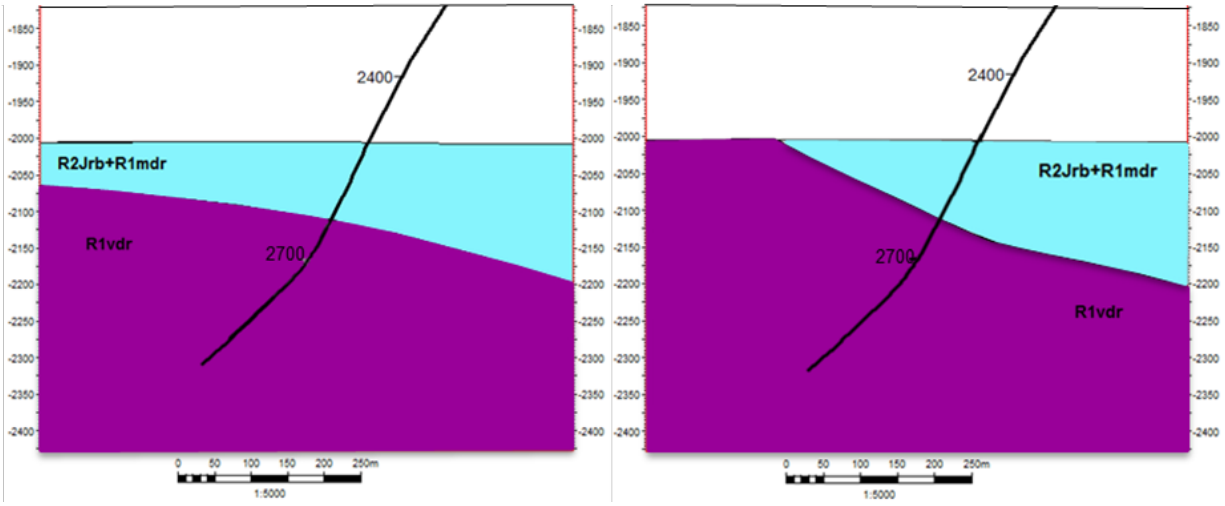


Рис.2 - Пример перестроения структурной поверхности, с использованием данных пластовых микросканеров

Проведя вышеописанные работы, удалось показать, что углы падения структурных поверхностей, используемые в геологической модели могут значительно отличаются от углов падения пластов, полученных путём интерпретации данных пластовых микросканеров. Причин таких несоответствий может быть достаточно много, в данной работе была показана одна из них – это недостаточная разрешающая способность сейсморазведочных исследований вследствие интерференции вблизи эрозионной поверхности рифея.

В работе было представлено сопоставления данных текущей геологической модели и пластовых микросканеров. Оно показало, что для части скважин углы падения, вскрываемых толщ практически полностью совпадают, но, для ряда скважин существует большое отличие. Для одной из скважин со значительными отличиями углов падения вскрытой структурной поверхности была перестроена карта с учётом данных FMI, в итоге, после корректировки удалось определить зону преобладания глинистой толщи, нежелательную для бурения.

Планируется продолжать исследования в данном направлении, т.к. несмотря на проделанную работу, остаётся достаточно много неопределённостей, которые необходимо решить для полноценного применения данных FMI и UBI в построения геологической модели.

Список литературы

1) Конторович А.Э., Изосимова А.Н., Конторович А.А., Хабаров Е.М., Тимошина И.Д. Геологическое строение и условия формирования гигантской Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления в верхнем протерозое Сибирской платформы // Геология и геофизика. 1996. Т. 37. № 8.

2) Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г. Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975. 679 с.

3) D. Arlatto, M. Confafril, G. Maletti, Agip, R. Trice, Enterprise, V. Pons, Schlumberger Анализ трещиноватости nкарбонатов бассейна Вал д'Агри