

Таким образом, в настоящей работе вышеописанное разложение применялось для восстановления циклов осадконакопления, используя не только моделирование различных СВАН диаграмм, но и имеющиеся скважинные данные. Основным результатом работы является успешное подтверждение возможности применения спектрально-временных преобразований на практике. Рассмотренное в работе разложение позволяет говорить об истории осадконакопления. Результаты этого преобразования были сравнены и подтверждены результатами анализа данных ГИС и керна. Использование сглаженного псевдо разложения Вигнера-Вилла может помочь сделать качественный анализ геологического развития плохо изученной территории.

Литература:

1. Структурно-формационная интерпретация сейсмических данных / И.А.Мушин, Л.Ю.Бродов, Е.А.Козлов, Ф.И.Хатьянов. - М.: Недра, 1990.
2. Steeeght T.P.H. 1997. Local power spectra and seismic interpretation. Doctoral dissertation, Delft University of Technology.

СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ВЕРХНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ТАРСКОГО МЕГАВАЛА

Бойков Станислав Владимирович

ОАО «Сибнефтегеофизика», Новосибирск, staff_king@ngs.ru

Объект исследования находится в Северном районе Новосибирской области, а в геологическом отношении согласно районированию Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [3] приурочен к Сильгинскому структурно-фациальному району Межовского нефтегазоносного района Васюганской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. [4] (рис.1). Верхнеюрские отложения являются основными объектами нефтедобычи и прироста запасов в исследуемом районе и представлены четырьмя свитами.

Наунакская свита (возраст позднебатский-оксфордский, васюганский горизонт) представлена неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов, маломощных пластов углей. Мощность свиты 20-70 м. Наунакская свита по латерали переходит в возрастной аналог – в васюганскую свиту.

Васюганская свита состоит из двух подсвит.

Нижняя подсвита сложена глинами и аргиллитами тёмно-серыми, преимущественно тонкоотмученными, с редкими прослоями алевролитов и песчаников, с включением пирита и фауны. В подошве прослеживается маломощный (1-6 м) базальный пласт Ю₂⁰ – пахомовская пачка батского

возраста, сложенный песчаниками и алевролитами буроватыми, слабосцементированными, иногда глауконитовыми, с сидеритовыми оолитами и прослоями глин [4]. Пласт Ю₁⁴, развитый в описываемом интервале, представлен песчаниками и алевролитами. Толщина нижней подсвиты составляет 10-50 м.

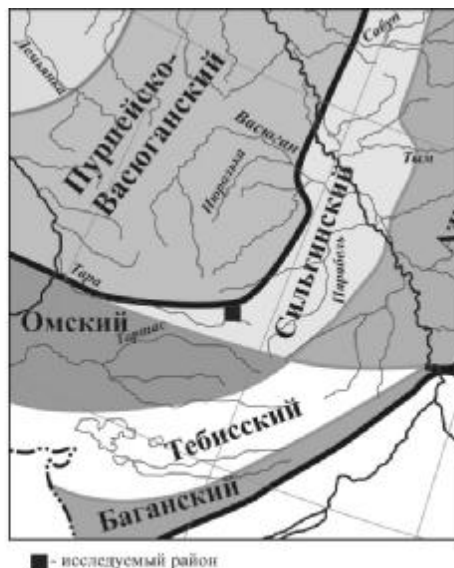


Рис. 1. Схема структурно-фациального районирования отложений келловоя и верхней юры

Верхняя подсвита представлена песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов, на юго-востоке – углей. Характерен растительный детрит. Достаточно часто встречаются остатки двустворчатых моллюсков.

В разрезе подсвиты выделяются три пласта: Ю₁¹, Ю₁², Ю₁³, которые нередко сливаются друг с другом. В подошве пласта Ю₁² – реперный угольный пласт У₁ толщиной до 5 м. В составе подсвиты выделяются надугольная, межугольная и подугольная части. Толщина подсвиты от 8 до 70 м.

Георгиевская свита (к. оксфорда - н. титонского времени, георгиевский горизонт) состоит из глин аргиллитоподобных темно-серых, до черных, тонкоотмученных с неравномерным распределением глауконита, в верхах иногда слабо битуминозных. В кровле – горизонт конкреций. На участках ряда сводов свита выпадет из разреза. В основании свиты обычно развита барабинская пачка (пласт Ю₁⁰), представленная песчаниками серыми, часто глауконитовыми. Мощность свиты уменьшается в северо-восточном направлении, что объясняется односторонним поступлением терригенного материала с юга-востока [1]. Общая толщина свиты 1-80 м, барабинской пачки до 10 м.

Баженовская свита (титон-ранний берриас, баженовский горизонт) сложена аргиллитами битуминозными, черными с коричневатым оттенком, с прослоями листоватых разностей, радиоляритов, глинистых известняков, иногда

в основании глауконит. Мощность свиты колеблется от 7 м на сводах структур до 90 м в межструктурных депрессиях. В кровле баженовской свиты выделен сейсмический отражающий горизонт Б, Б₁ – подошва баженовской свиты.

В тектоническом отношении объект исследования приурочен к северо-западному куполу Осенней структуры, осложняющей северную часть Таволгинского структурного мыса, который в свою очередь приурочен к элементу структуры первого порядка – Тарскому мегавалу. Комплексом геологоразведочных работ, проведенных в скважинах исследуемой площади, промышленная нефтегазоносность установлена в пластах Ю₁¹, Ю₁³ васюганской свиты.

Пласт Ю₁³.

В результате проведенных исследований была сконструирована модель разреза верхнеюрских отложений в пределах аномалии типа «русло», которая картируется в исследуемом районе по отражениям от пластов Ю₁^{3c} и У₁^c. В разрезе аномалии представляют собой локальные ослабления интенсивности отрицательного отражения У₁^c и следующей после него положительной фазы. Иногда в зоне аномалии по отражению У₁^c картируется небольшая положительная структура. В плане аномалии типа «русло» представляют собой узкие линейные или слабо извилистые образования. Все это хорошо согласуется с описанием керна и восстановлением обстановок седиментации по данным Е.М. Хабарова с соавторами [5], которые отмечали, что нижнеоксфордский комплекс соответствует этапу максимального развития регрессии. В этот период на большей части исследуемой территории происходило постепенное осушение, господствовали обстановки прибрежной заболачивающейся равнины с преобладанием алеврито-глинистой седиментации. Эти условия были достаточно благоприятны для развития русловых отложений.

В основу прогноза аномалии была положена модель по скважине Раковая 5 (рис. 2). Из нее видно, что интенсивные отражения Ю₁^{3c} и У₁^c формируются за счет углисто-глинистой пачки У₁, которая состоит из двух пластов углей, разделенных пластом глинисто-алевритовых пород. Чтобы на основе разреза по скважине 5 получить разрез, генерирующий аномальное сейсмическое поле, из первого разреза необходимо исключить нижний пласт угля и существенно понизить акустическую контрастность верхнего угольного пласта (рис. 12). По всей видимости, на данном стратиграфическом уровне залегает осадочное тело руслового генезиса: нижний угольный пласт в его подошве отсутствует в результате размыва, мощность и акустическая контрастность верхнего угольного пласта над «выпуклым» русловым телом существенно сокращены по сравнению с прилегающими пойменными участками.

Однако бурение в пределах выделенной аномалии типа «русло» вскрыло мощное тело глинисто-алевритового состава с единичными прослоями

песчаников. Учитывая особенности литологического состава, а также ее небольшие размеры, выделенная аномалия вероятно не является перспективным объектом для нефтедобычи и прироста запасов на данной территории.

Пласт Ю₁¹.

Более молодой средне-верхнеоксфордский комплекс имеет преимущественно алеврито-песчаный состав. Формирование комплекса происходило, преимущественно, в прибрежно-морских и мелководно-морских обстановках, распространение которых обусловлено наступившей в начале среднего оксфорда трансгрессией. Трансгрессия развивалась в два эпизода.

Первый начался в конце раннего – начале среднего оксфорда и привел к достаточно резкому затоплению большей части территории исследования, где образовался достаточно крупный морской залив. Затем последовала остановка трансгрессии и началось последовательное выдвигание прибрежно-морского комплекса в сторону морского бассейна, отвечающее этапу высокого стояния уровня моря [5].

Второй эпизод трансгрессии начался приблизительно в начале позднего оксфорда. Произошло второе резкое и значительно более высокоамплитудное поднятие относительного уровня моря, которое привело к полному затоплению рассматриваемой территории. Морской залив, существовавший в среднем оксфорде, практически перестал существовать. Береговая линия сместилась на юг и очень значительно – на восток, что привело к образованию широкой полосы песчаников суммарной толщиной 5-10 метров.

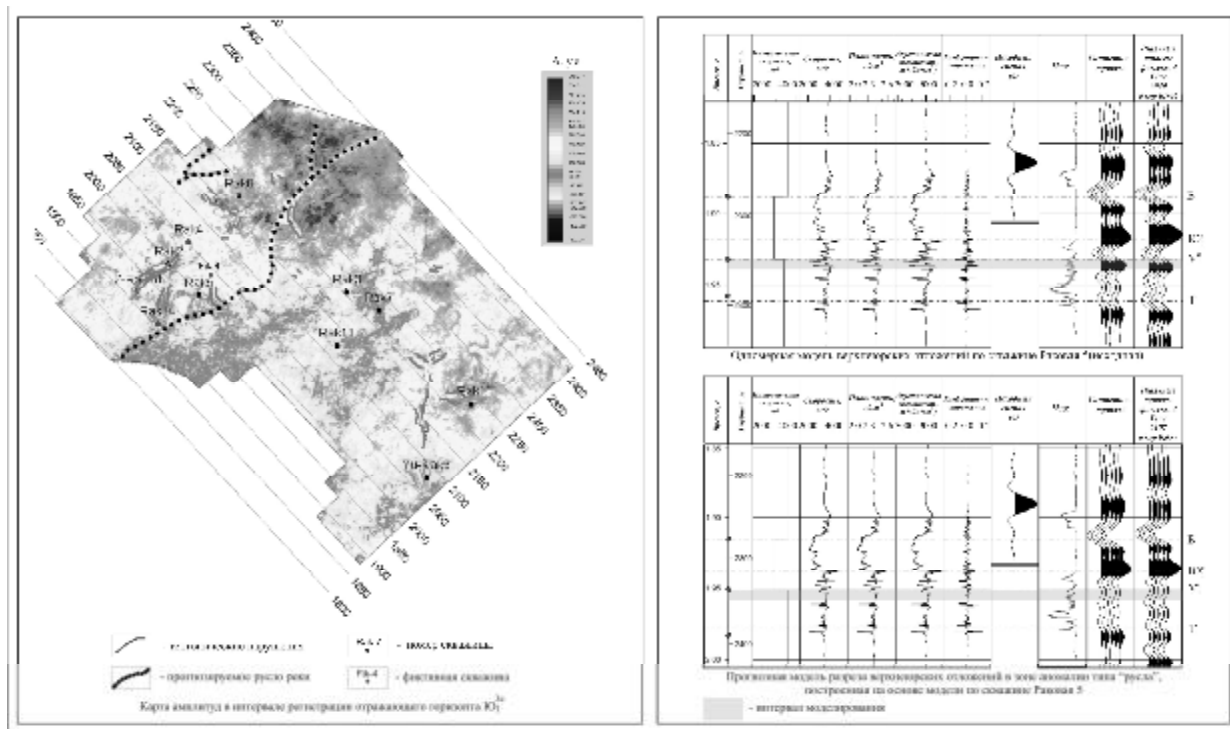


Рис. 2. Обоснование геологического строения вертикальных разрезов в районе аномалии типа "Yuzhny".

В начале позднего оксфорда началась ускоренная трансгрессия моря, которая затопила прежде существовавшую в этом месте мелководную равнину с некрупными песчаными барами северо-западного простирания.

Анализ информации о песчаности разреза, которая помогает нам судить об изменении коллекторских свойств по латерали, был произведен на основании изучения куба атрибута $\alpha_{ПС}$. Согласно карте распределения $\alpha_{ПС}$ (рис.3) пласт Ю₁¹ на куполах исследуемого участка заглинизирован. Данным участкам соответствуют пониженные значения $\alpha_{ПС}$. Притоков из скважин находящихся в зоне глинизации не получено. Область же наибольшей седиментации распространена по склонам структур, которым соответствуют повышенные значения $\alpha_{ПС}$. Соответственно, исходя из значений $\alpha_{ПС}$, а также литологического состава горных пород, были выделены участки с улучшенными коллекторскими свойствами. В нескольких скважинах, находящихся в зоне с улучшенными коллекторскими свойствами, получены притоки нефти.

В соответствии с описанием керна и результатами испытаний для пласта Ю₁¹ предполагается наличие сложных порового, трещинного и смешанного трещинно-порового типов коллекторов, что обычно называется дуальной пористостью [2].

Дуальную пористость подтверждают:

неоднородность в распределении притоков нефти в скважинах рассматриваемого района, от полного отсутствия в скважинах Раковая 1 и Раковая 3, до высокодебитного притока в скважине Раковая 2 из пласта, характеризуемого по ГИС низкими значениями ФЕС; наличие разрывных нарушений в районе в скважины Раковая 2.

Зоны повышенной трещиноватости выделялись несколькими методами:

1. построение *кубов когерентности*. Прогнозирование основано на выделении зон слабой некогерентности сейсмических волн.
2. выделенные визуально по кинематическим данным сейсмической

Записи.

В результате анализа всех полученных материалов перспективные зоны повышенной трещиноватости в интервале пласта Ю₁¹ выделяются в том месте, где происходит совпадение всех вышеперечисленных параметров.

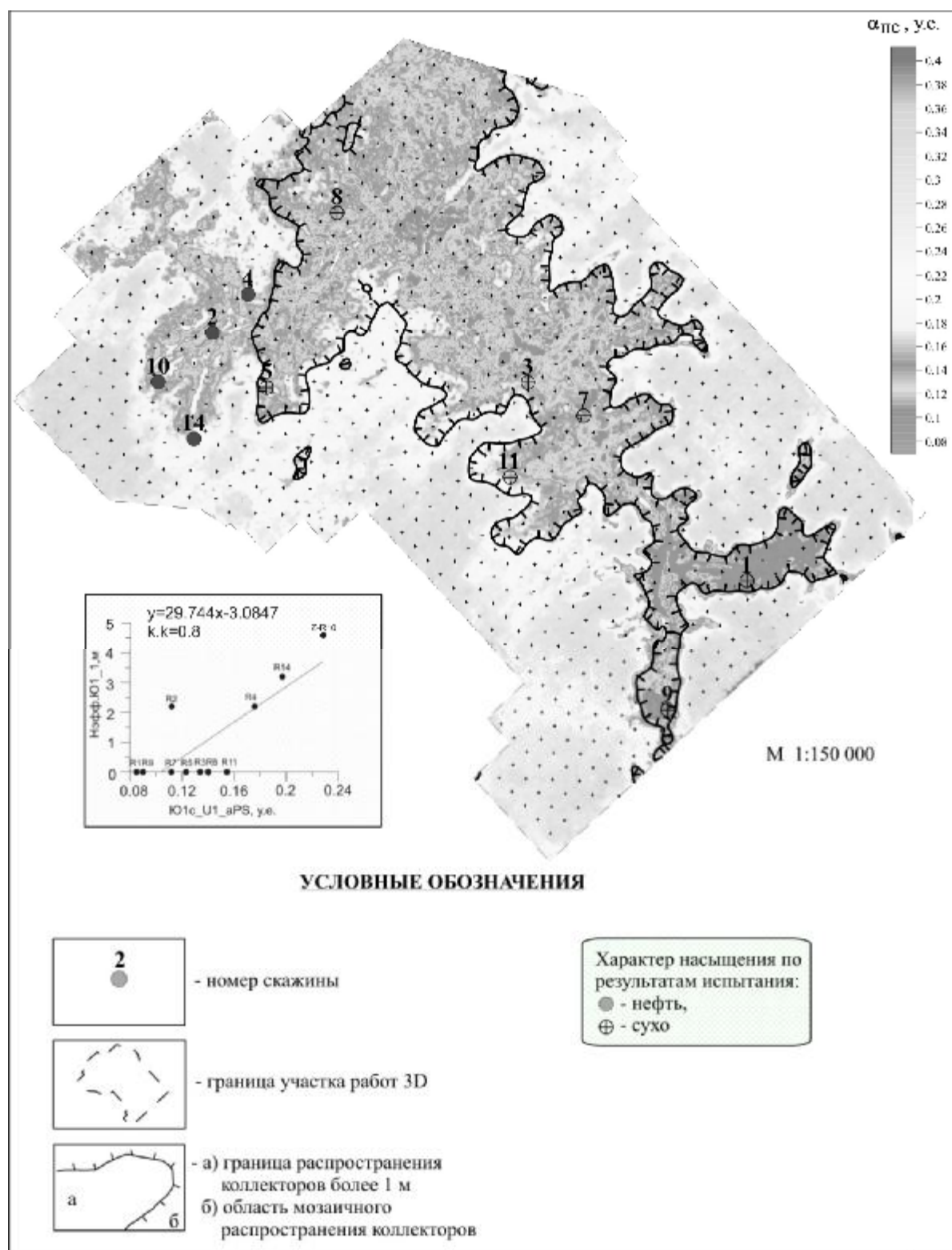


Рис.3. Карта распределения атрибута $\alpha_{пс}$ в интервале, соответствующем пласту Ю₁¹

Литература:

1. Варламов С.Н., Павлов И.И. и др. Результаты сейсморазведочных работ МОГТ на Восточно-Ракитинской и Пограничной площадях. Отчет о работах сейсморазведочных партий № 19/94-95 и №19Д/94-95 в Северном районе Новосибирской области. Новосибирск, фонды АО СибНГФ, 1996.

2. Козлов Е.А. Трещиноватость: эволюция, обнаружение, оценка параметров. ЕАГО «Геомодель-2007».
3. Конторович А.Э., Сурков В.С. и др. Отчёт по договору 17-94 «Программа воспроизводства минерально-сырьевой базы нефтяной и газовой промышленности Новосибирской области на 1996-2000 г». Новосибирск, 1995.
4. Решение 6-го стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004, 114 с.
5. Хабаров Е.М. Анализ палеогеографических условий формирования отложений пластов Ю₁ (Ю₁¹) и Ю₂ с целью прогноза зон нефтегазонакопления с использованием керна и материалов ГИС на лицензионных участках ОАО «Новосибирскнефтегаз». Новосибирск, 2008.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ ПРИ ТРЕХМЕРНОМ ГЕОЛОГИЧЕСКОМ МОДЕЛИРОВАНИИ НА ОСНОВЕ J-ФУНКЦИИ ЛЕВЕРЕТТА

Гималтдинова Айгуль Фадисовна

Геологический факультет МГУ, Москва, gimaltdinova-a@mail.ru

Подсчет запасов нефтяного месторождения базируется на оценке объема порового пространства коллекторов, заполненного углеводородами. Для осуществления такой оценки требуется информация о зависимости коэффициента нефтенасыщенности от высоты залежи над уровнем водонефтяного контакта. Расчет нефтенасыщенности пород в ячейках трехмерной геологической модели является важной частью геолого-гидродинамического моделирования исследуемого месторождения. Достаточно эффективным методом прогнозирования насыщения в ячейках модели, основанным на важной роли капиллярных сил при установлении равновесия и движении жидкостей в пористых средах [2], является использование зависимости J-функции Леверетта от коэффициента водонасыщенности.

В основе метода оценки распределения водонасыщенности по мощности нефтяного пласта лежит классическая теория равновесия между гравитационными и капиллярными силами. Капиллярное давление (P_c) – это сила, которая препятствует давлению вытеснения, контролирует захват углеводородов и положение контактов флюидов; является функцией радиуса поровых каналов: