

Комплексное применение инструментов прогнозирования физических свойств терригенных коллекторов и палеотектонического анализа при уточнении истории формирования залежи углеводородов на базе программного комплекса DV-SeisGeo

З.Н. Жемжурова

канд.г.м. наук, гл. геофизик отд. DV-технологий¹
Dv_zhemzhurova@cge.ru

В.А. Чекунова

вед. геофизик отд. DV-технологий¹
Dv_checunova@cge.ru

¹ЦГЭ, Москва, Россия

Доклад посвящен созданию новой технологии комплексного использования программных средств пакета DV-SeisGeo с целью повышения достоверности прогнозирования фильтрационно-емкостных свойств коллекторов залежи УВ. Выполненные исследования базировались на применении самоорганизующихся карт Кохонена и палеотектонического анализа. Объект исследований — терригенный комплекс юрских отложений одного из месторождений Шаимского свода. Были рассчитаны карты плотности запасов, достоверность которых оценивалась с точки зрения тектонической истории региона. По построенной литофациальной карте была выделена наиболее перспективная фация, практически не охваченная бурением. Были также изучены те аспекты палеоистории залежи, которые позволяют выявить генетическую связь современного распределения запасов залежи с возможной миграцией углеводородов из пород доюрского фундамента и коры выветривания.

Материалы и методы

Программный комплекс DV-SeisGeo.

Ключевые слова

геологическое моделирование, прогнозирование ФЕС коллекторов, нейронные сети, кроссплоты, палеотектонический анализ, миграция УВ

Трехмерное цифровое геологическое моделирование, совершенствуясь с точки зрения автоматизации вычислительных процессов при решении основных стандартных задач в производственном режиме, в то же время открывает новые возможности для решения задач фундаментальных, в частности, изучения истории геологического развития месторождений и процессов миграции природных углеводородов. В этом случае от программного обеспечения требуется наличие такого интерфейса, который позволял бы в пространстве единого проекта проанализировать комплекс имеющихся данных и создать оптимальную методику обработки для самого сложного объекта. При этом пользователю экспертного уровня должна предоставляться возможность альтернативного выбора программных инструментов на каждом технологическом этапе с обеспечением непрерывного контроля за результатами вычислений.

В отечественном программном обеспечении всем вышеперечисленным требованиям соответствует программный комплекс построения и поддержки многомерной многопараметровой модели залежи природных углеводородов «DV-SeisGeo», созданный в Центральной геофизической экспедиции под руководством А.С.Кашика на основе уникальных вычислительных алгоритмов, разработанных Федоровым А.Л. [9, 11]. Немаловажное значение имеет тот факт, что для решения задач на всех этапах моделирования с использованием DV-SeisGeo нет необходимости обращаться к внешним программным средствам.

На базе пакета DV-SeisGeo нами был выполнен анализ результатов прогнозирования фильтрационно-емкостных свойств терригенных коллекторов одного из месторождений Шаимского нефтегазового района Западной Сибири, продуктивный комплекс которого представлен отложениями нижнеданиловской подсвиты верхней юры (далее обозначается как пласт P2) и тюменской свиты нижней и средней юры (далее пачка Т). Несмотря на то, что эти продуктивные отложения представляют единый гидродинамически связанный объект, по полученным нами данным они характеризуются несовпадением контуров продуктивности пласта P2 и залегающей непосредственно под ним пачки Т. Поскольку общеизвестно влияние истории тектонического развития региона на пространственное изменение ФЕС коллекторов [5], возникла необходимость выявить те особенности геологической истории развития залежи, которые могли обусловить столь сложную картину распределения нефтегазонасыщенности по площади и разрезу.

Технология процесса прогнозирования и

анализа полученных данных реализовывалась в соответствии с алгоритмической схемой, представленной на рис. 1.

Как следует из приводимой схемы, начало работы базируется на обобщении всей имеющейся априорной геологической информации для формирования общего представления о геологическом строении месторождения, что позволяет осмысленно подходить к выбору вычислительных операций и расчетных параметров на всех этапах геомоделирования.

На первом этапе, при построении структурного каркаса, расчет геологических поверхностей по кровле и подошве продуктивного комплекса осуществлялся с учетом разломов и трендовых сейсмических горизонтов, в структурном плане согласующихся со строением месторождения. При создании трехмерной сетки средняя толщина слоев определялась по геолого-статистическим разрезам, а тип залежания слоев сетки выбирался в соответствии с имеющимися представлениями о строении данного терригенного комплекса (рис. 2). На этапе литолого-петрофизического моделирования выполнялся расчет трехмерного распределения подсчетных параметров (кубов литологии, пористости, нефтенасыщенности). При этом прогнозирование фильтрационно-емкостных свойств коллекторов в межскважинном пространстве базировалось на применении тех методов, которые наиболее эффективны для сложнопостроенных тонкослоистых разрезов. На последнем этапе приведенной технологической схемы полученные данные рассматривались совместно с результатами палеотектонического анализа, используемого для оценки влияния тектонических процессов на формирование залежей природных углеводородов [5, 6].

При выборе алгоритма прогнозирования по выполненным нами операциям корреляционного анализа сейсмических и скважинных данных [4] были сделаны выводы о низкой степени попарной коррелируемости сейсмических атрибутов и скважинных данных для данного тонкослоистого разреза. Этот факт объясняется одновременным и разнонаправленным влиянием множества физических свойств пород на картину сейсмического поля в сложных тонкослоистых объектах. Вследствие этого в продуктивных терригенных пластах может возникнуть такое сочетание петрофизических и емкостных характеристик, которое аналогичным образом отображается и в водоносных коллекторах [1]. То есть некорректно сопоставлять какой-либо из используемых сейсмических атрибутов (мгновенные параметры, когерентность, псевдоакустика, вариации амплитуд), например, с песчаностью, не

учитывая при этом возможного изменения пористости, литологии, кавернозности и трещиноватости, флюидонасыщенности, глинистости, слоистости и т.д.

Вследствие этого для прогнозирования ФЕС терригенных коллекторов нами использовалась одна из модификаций «нейронных сетей» (самоорганизующиеся карты Кохонена, далее сокращенно СОК) [9, 12]. Для ее реализации были созданы специальные структуры хранения входных данных и результатов обработки. На первом этапе, этапе кластеризации, выполняется загрузка карт сейсмических атрибутов по объекту моделирования. Здесь следует подчеркнуть, что помимо чаще всего используемых сейсмических атрибутов нами был рассчитан атрибут, отображающий вариации амплитуд сейсмического куба, для данного тонкослоистого разреза тесно связанный с коэффициентом нефтенасыщенности [4].

После загрузки карт формируется некое условное многомерное пространство, число осей которого равно числу выбранных сейсмических атрибутов. В этом пространстве загруженные данные будут представлять в сумме некое объемное «облако» точек значений атрибутов, и на этапе кластеризации необходимо это «облако» аппроксимировать значительно меньшим числом кластеров, то есть разбить все множество точек на определенное число групп точек по совокупности признаков. В процессе обработки рассчитывается статистический центр каждой группы точек (кластера), именуемый «нейроном». В соответствии с задаваемым радиусом, к вычисленным «центрам» приписываются только ближайшие точки соответствующей группы (кластера). Поскольку для каждого кластера характерен определенный диапазон значений атрибутов, любая точка площади ХУ по совокупности значений сейсмических атрибутов может быть отнесена к тому или иному кластеру. «Опознавательным знаком» точек каждого кластера является числовой индекс N соответствующего нейрона. Рассчитав карту в формате Х-У-N, мы множество входных карт сейсмических атрибутов заменяем одной картой — кластерной картой. Картина распределения кластеров по площади в целом отображает латеральную изменчивость пород. Число кластеров подбирается экспериментальным путем, исходя из дифференцированности по площади физических свойств объекта моделирования. По исследуемому нами объекту моделирования по пяти сейсмическим атрибутам (по кубам псевдоакустики, коэффициента когерентности, мгновенных частот и амплитуд, а также вариации амплитуд по исходному сейсмическому кубу) был выполнен расчет 16 кластеров. Система нумерологической привязки нейронов обеспечивает визуальный анализ распределения атрибутов по всем выделенным кластерам в условном пространстве кроссплота, где размещение нейронов определяется их числовыми индексами. На рис. 3 показано распределение средневзвешенных нормированных значений перечисленных выше входных сейсмических атрибутов по выделенным 16 кластерам. Приводимые на рисунке палитры цветокодирования отображают распределение средних значений атрибутов по нейронам.

В том случае, если распространение полученных кластеров по площади контролируется лито-фациальными закономерностями, характерными для данного геологического объекта, а также структурно-тектоническим строением

региона, карта кластеров может являться основой для построения фациальной карты (лито-фациальной или сейсмо-фациальной). Наиболее важной задачей при этом является увязать априорную информацию о палеогеографических условиях осадконакопления продуктивной толщи с изменением характеристик кластеров по тем или иным физическим свойствам (в нашем примере — параметрам ФЕС и сейсмическим атрибутам) [2, 7].

Привязать к изучаемым кластерам характеристики, полученные по данным ГИС, позволяет второй этап работы с нейронными сетями, этап «распознавания образов». Его основой является статистическая оценка средневзвешенных значений скважинных данных по каждому кластеру. На этом этапе выполняется загрузка в структуры нейронной сети скважинных параметров, характеризующих фильтрационно-емкостные свойства объекта. Нами были загружены средневзвешенные значения песчаности, пористости и нефтенасыщенности. Первоначально для «обучения программы» создается выборка тех кластеров, распределение каждого из которых по площади ХУ включает как минимум 1 скважину. Осредненные скважинные данные приписываются соответствующему кластеру. Затем «свойства» обработанных кластеров распространялись соответствующим образом по одноименным кластерам всей площади, в том числе и для участков, не охваченных скважинным или разведочным бурением. Рассчитанные таким образом прогнозные карты далее использовались как трендовые в операциях литолого-петрофизического моделирования. Следует подчеркнуть, что при подборе числа выделяемых кластеров необходимо также оценивать возможность охарактеризовать их результатами интерпретации данных ГИС, в частности, значениями параметров ФЕС. В качестве примера на рис. 4 представлены карта кластеризации и прогнозные карты параметров ФЕС, наиболее тесно связанных с сейсмическими атрибутами: песчаности и нефтенасыщенности (совместно с результатами испытаний по объекту моделирования). При анализе распределения значений ФЕС терригенного комплекса Р2-Т по кластерам можно отметить следующее:

- Основная продуктивная залежь в северо-западной части площади моделирования ограничивается кластерами 3, 4, 5, 6 и 7 (см шкалу цветокодирования кластеров).
- По западному периметру залежи и вдоль бортовой зоны антиклинальной складки на юго-востоке отмечается наличие протяженных зон, объединенных кластерами 0, 1, 2. Особенность этих кластеров заключается в приуроченности их к областям пониженных значений коэффициента когерентности. И по данным ГИС, и по данным испытаний эти зоны являются продуктивными. Кроме того, по трендовой карте песчаности по периферии основной продуктивной залежи эти зоны характеризуются резким увеличением песчаности
- Сводовая часть антиклинальной складки на юго-востоке площади является не продуктивной (кластер 15). На данном участке отмечается наличие зоны выклинивания коллекторов.

Перечисленные выше закономерности учитывались при построении по карте кластеров лито-фациальной карты. Литологическая привязка кластеров к определенным фациям

выполнялась в процессе анализа закономерностей изменения пористости коллекторов с изменением их естественной радиоактивности по стандартизированным кривым ГК (см рис. 5а). Кроме того, при выделении фаций учитывалось также изменение типа песчаности (гранулометрии), как фактора, тесно связанного с условиями осадконакопления. В итоге было выделено 5 литофациальных групп, включающих следующие кластеры:

- фации 1 и 2 — приподнятые в палеорельефе области распространения песчанистых отложений, различающиеся между собой следующим образом: фация 1 — породы с максимальной песчаностью, для которых характерно преобладание грубозернистой песчаности (кластеры 0, 1, 2); фация 2 (см рис. 6) — в отличие от фации 1 вверх по разрезу песчаность в основном меняется с крупно-зернистой на мелко- и средне-зернистую, с уменьшением пористости (кластеры 3, 4, 5, 6, 7);
- фация 3 — заглинизированные породы на склонах структурных поднятий (кластеры 8, 9, 10, 11, 12);
- фация 4 — неперспективные с точки зрения нефтенасыщенности отложения заливообразной синклинали, разделяющей положительные структуры (кластеры 13, 14), [3];
- фация 5 — породы с минимальной песчаностью в сводовой части антиклинальной складки (кластер 15).

В результате объединения кластеров была рассчитана литофациальная карта (рис. 5б).

Приведенная лито-фациальная карта позволяет выделить границы перспективных участков площади, практически не охваченные бурением — это кольцеобразная зона по периферии основной залежи и приразломные зоны вдоль мощной антиклинальной складки.

По полученной лито-фациальной карте были откорректированы прогнозные карты, которые нами использовались далее в качестве трендовых при расчете кубов литологии, пористости и нефтенасыщенности.

Результаты литолого-петрофизического моделирования проиллюстрированы на рис. 7. На рис. 7а распределение куба литологии (коллектор — неколлектор) показано в пространстве трехмерной структурной сетки и по вертикальному сечению, на рисунках 7б и 7в на этом же сечении, выведенном в автономное плоское окно, визуализированы кубы нефтенасыщенности и пористости Куб нефтенасыщенности откорректирован с учетом водо-нефтяного контакта.

По полученным кубам ФЕС были рассчитаны карты плотности запасов: индивидуально по пласту Р2 (рис. 8а) и по тюменской пачке (рис. 8б) и по комплексу Р2-Т (рис. 8в). Как отмечалось выше, особый интерес вызывает несоответствие контуров максимальной продуктивности пласта Р2 и залегающей непосредственно под ним пачки Т, которые представляют единый гидродинамически связанный объект. По пласту Р2 максимальная часть запасов углеводородов приурочена к основному структурному поднятию, по тюменской пачке — к структурному элементу в южной части региона и к западному обрамлению основной структуры, а также к прибортовой зоне протяженного разлома, фиксируемого вдоль мощной антиклинальной складки и в породах фундамента, и в осадочном чехле на юго-востоке площади.



Рис. 1 — Комплексирование инструментов прогнозирования физических свойств коллекторов и палеотектонического анализа при исследовании геологического объекта P2-T в пакете DV-SeisGeo

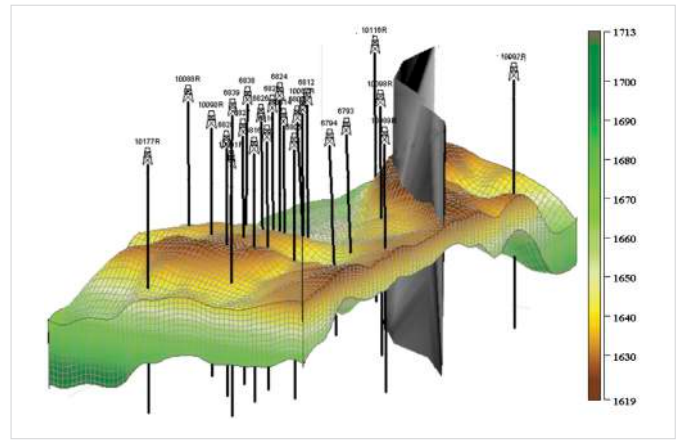


Рис. 2 — Трехмерный структурный каркас геомодели по продуктивной пакче P2-T и поверхность разлома вдоль основной зоны тектонического нарушения

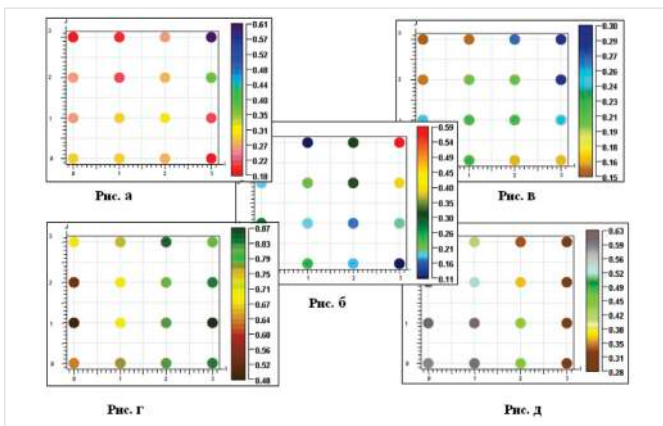


Рис. 3 — Цветокодированная окраска нейронов в соответствии с распределением средних значений сейсмических атрибутов по результатам кластеризации (а — по карте PAC, б — по карте вариаций амплитуд исходного сейсмического куба, в — по карте мгновенных амплитуд, г — по карте когерентности, д — по карте мгновенных частот)

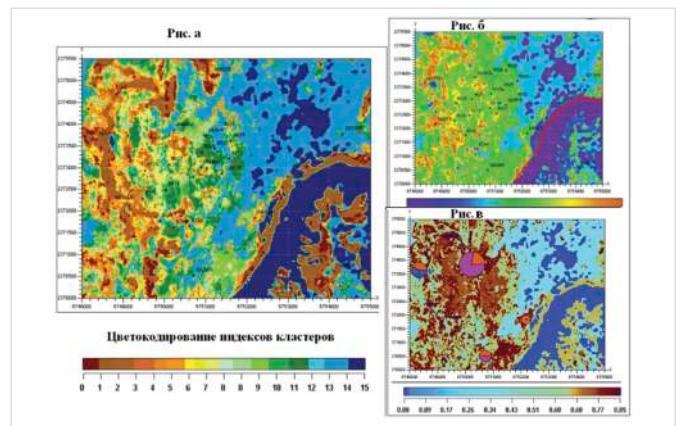


Рис. 4 — Результаты этапов кластеризации объекта моделирования и статистической оценки свойств кластеров (рис. а — карта распределения 16 выделенных кластеров, рис. б — карта прогнозных значений песчаности, рис. в — карта прогнозных значений нефтенасыщенности и результаты испытаний по скважинам (круговые диаграммы): оранжевый цвет — нефть, синий — вода, розовый — газ).

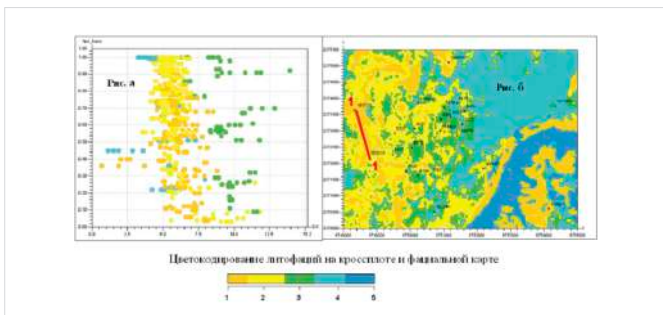


Рис. 5 — Построение фациальной карты по результатам кластеризации (рис. а — фациальная карта, рис. б — карта распределения литофаций).



Рис. 6 — Скважинный профиль по линии 1–1 (рис. 5), характеризующий изменение литологии и пористости по фациям 1 и 2.

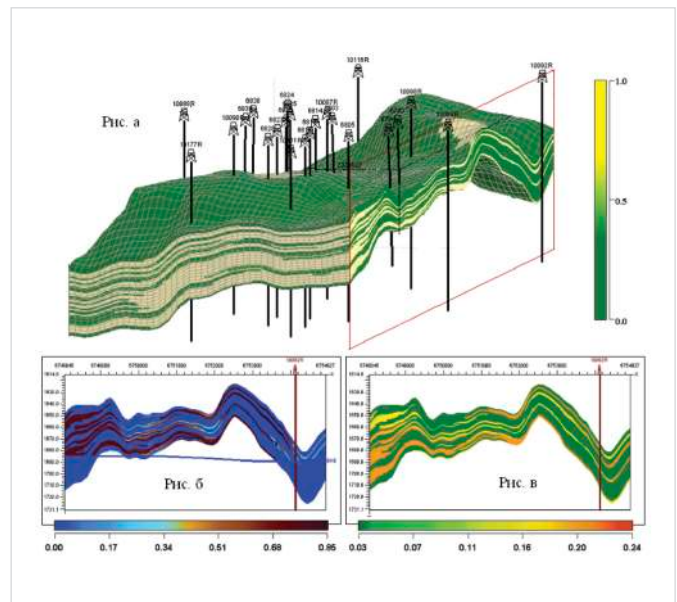


Рис. 7 — Результаты прогнозирования литологии, пористости и нефтенасыщенности с использованием модификации нейронных сетей СОК (рис. а — куб литологии в трехмерном пространстве, рис. б — вертикальное сечение куба нефтенасыщенности, рис. в — вертикальное сечение куба пористости)

Подобную конфигурацию современного распределения запасов УВ по двум взаимосвязанным объектам можно объяснить только с точки зрения миграции углеводородов в процессе перестройки палеоструктурных планов при активизации тектонических движений. Поскольку активная тектоническая деятельность приводит к многочисленным дизъюнктивным нарушениям, то сопутствующее формирование зон трещиноватости следует рассматривать как возможные пути миграции и скопления углеводородов.

Как отмечалось в проведенных ранее исследованиях данного месторождения [3], за всю его геологическую историю можно отметить появление новых форм рельефа и перераспределение гипсометрии унаследованных структурных элементов. Следовательно, рассмотрение полученных распределений «фаций» совместно с результатами выполненными нами палеотектонического анализа по объекту моделирования позволит не только обосновать достоверность распределения нефтенасыщенных коллекторов, но и сделать выводы о направленности процессов миграции углеводородов в предшествующие геологические эпохи.

Решение основных задач палеотектонического анализа в пакете DV-SeisGeo базируется на принципах использования многомерных пространств для комплексного анализа геолого-геофизических и промысловых данных, разработанных А.С.Кашкиком [8].

Реализация технологии палеотектонического анализа основывается на непрерывном во времени выравнивании поверхностей горизонтов целевых объектов и соответствующей реконструкции кубов.

Его выполнение осуществляется в четырехмерном пространстве XYZT, где T — ось условного геологического времени. На рис. 9 зафиксированы результаты палеорекострукции основных отражающих горизонтов и сейсмического куба при выравнивании по двум геологическим поверхностям: кровля сеноманского яруса (G_paleo, верхний мел) и кровля ниже-даниловской подсвиты (P_paleo, средняя юра). Эти данные визуализированы на вертикальном сечении по линии I-I, проходящей через основные положительные структуры: основную продуктивную залежь и мощную антиклинальную складку (см рис. 8в). На приведенных разрезах отчетливо наблюдается увеличение амплитуды поднятий в более молодое время.

Приводимые на рис. 9 параметры палеорекострукции (геологический возраст основных отражающих горизонтов) привязаны к геохронологической шкале, созданной для данного региона (рис. 10). Для анализа результатов использовались трехмерные визуализационные пространства, из которых для решения нашей задачи основными являются пространство ХУТ, определяемое как куб палеоистории выбираемого объекта, и пространство XYZ, отображающее структурное положение объектов на конкретное геологическое время. Вертикальные сечения пространства ХУТ, создаваемые по профилям, проходящим через наиболее характерные точки палеорельефа изучаемых горизонтов, дают информацию об основных этапах тектонического развития объекта в рамках всей шкалы геологического времени. Поскольку нас интересует возможная миграция углеводородов между пластами P2, T и породами доюрского фундамента, был рассчитан куб

палеоистории по кровле пласта T, горизонту P2_bot. Сечение этого куба, проходящее через основную продуктивную залежь (скважины 10090R и 10177R), представлено в окне геохронологической шкалы на рис. 10. При этом для удобства дальнейшего анализа необходимо отметить, что направление оси в окне сечения куба — обратное фактическому, с востока на запад.

Палитра цветокодирования куба отображает изменение структурных планов горизонта в процессе палеорекострукции: усиление интенсивности желтого цвета до коричневого соответствует уменьшению абсолютных отметок горизонта (то есть положительному росту структуры), а смена зеленого цвета серым свидетельствует о процессе опускания фрагмента площади. Таким образом, приведенный разрез позволяет сделать выводы не только об усилении положительной тектонической активности в пределах сводового поднятия, но и о процессе отрицательных тектонических движений по периферии поднятия. Следовательно, эти разнонаправленные тектонические процессы должны были вызвать деформацию пород по периферии поднятия, то есть способствовать развитию зон дизъюнктивных нарушений. Возникновение подобных зон, сопровождавшее рост структуры, отображается наличием зон потери коррелируемости сейсмического волнового поля по карте когерентности (рис 8г). Конфигурация этих зон согласуется с тем фактом, что преимущественным направлением тектонических разломов по данному региону является меридиональное и субмеридиональное.

Для выполнения анализа результатов палеорекострукций по всей площади моделирования был построен разрез куба палеоистории данного горизонта по линии I-I, объединяющей основные структурные элементы (рис. 11).

Как следует из анализа данных на рис.11, антиклинальный вал (юго-восточная часть площади) характеризуется устойчивостью процесса роста данной структуры за весь период геологического развития, в то время как зона основной продуктивной структуры (с максимальной плотностью запасов, рис. 6а) на северо-западной части площади отличается с усилением положительных тектонических движений, начиная с верхнего мела вплоть до неогена. Таким образом, с начала верхнего мела отмечались условия, благоприятные для перетока углеводородов из нижележащих отложений тюменской свиты в коллектора пласта P2, характеризующегося более высокими значениями песчаности, пористости и проницаемости. Как отмечалось выше, возможными путями миграции УВ могли быть зоны малоамплитудных тектонических нарушений в западном обрамлении основной продуктивной залежи.

Горизонтальные сечения пространства ХУТ представляют собой структурные карты объекта на определенное геологическое время. Ключевые моменты развития основной продуктивной структуры отображены в виде набора палеоструктурных карт горизонта P2_bot (кровля тюменской пачки) на рис. 12.

По данным палеотектонического анализа, выполненного по горизонтам кровли пласта P2, подошвы тюменской пачки T и кровли фундамента закономерности истории их развития согласуются с описанной выше

палеоисторией горизонта P2_bot (подошвы пласта P2), что соответствует унаследованному в целом характеру геологического развития основных форм рельефа, начиная с нижней юры вплоть до неогена. Наиболее яркой особенностью палеорельефа является наличие протяженной зоны эрозийного размыва пермо-триасового комплекса, прокоррелированной по исходному сейсмическому кубу (рис. 13). Конфигурация этой зоны в целом согласуется с распределением максимальной плотности запасов по исследуемому объекту P2-T (рис. 8 в). Поскольку отложения пермо-триасового комплекса принимаются рядом исследователей за возможный источник углеводородов в данном регионе [3], можно предположить наличие гидродинамической связи между продуктивными пластами юрской толщи и доюрского основания. Процесс притока углеводородов в юрские коллектора в этом случае обеспечивается множественными дизъюнктивными нарушениями, фиксируемыми в продуктивном комплексе (см карту когерентности на рис. 8г). По результатам анализа данных 3D сейсморазведки эти нарушения неразрывно связаны с разломными зонами фундамента, где их плотность возрастает.

Обобщая все вышеизложенное, можно сделать следующие выводы:

- при помощи современного математического аппарата прогнозирования (в частности, самоорганизующихся карт Кохонена), представляется возможным уточнить границы наиболее перспективных областей для проектирования эксплуатационных и разведочных скважин, опираясь на фациальные особенности процесса осадконакопления исследуемого объекта.
- использование инструмента палеотектонического анализа позволяет обосновать результаты прогнозирования ФЕС коллекторов с точки зрения истории развития залежи УВ за весь период ее геологического развития.

Итоги

Интегрированное использование современных программных средств обработки и анализа комплекса сейсмических и скважинных данных в пакетах, аналогичных DV-SeisGeo, в рамках единого пользовательского проекта позволяет значительно расширить возможности интерпретатора при уточнении информации об особенностях геологического строения залежей природных УВ, необходимой и в процессе эксплуатации, и на стадии доразведки месторождений. В частности, по приводимым в данной работе результатам были уточнены границы наиболее перспективных, с точки зрения нефтенасыщенности, участков, ранее практически не охваченных бурением.

Выводы

Подобные программные комплексы должны широко внедряться в нефтяную отрасль наряду с пакетами, обеспечивающими производственный режим решения задач цифрового геомоделирования несмотря на то, что это — многозатратный процесс, требующий организации широкого фронта работ по обучению пользователей на местах, развитию программного обеспечения и его модернизации и т.п.

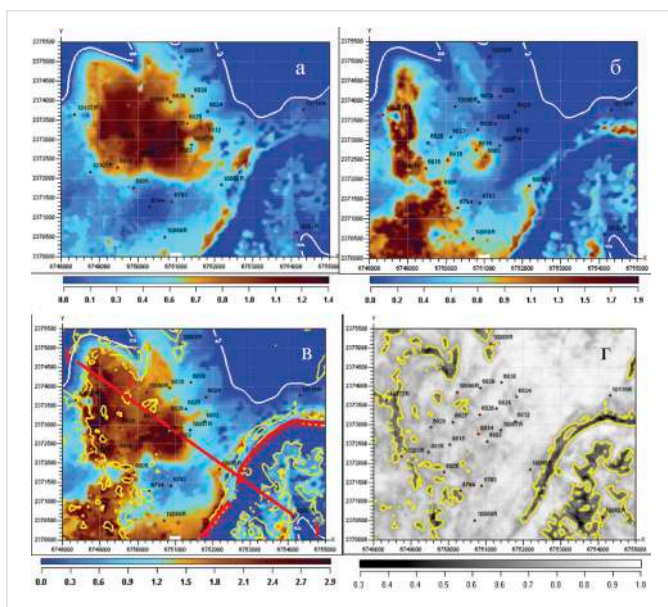


Рис. 8 — Карты плотности запасов по объекту моделирования и карта по кубу когерентности (а — пласт P2, б — тюменская пачка, в — суммарное распределение запасов по комплексу P2-T и зоны потери коррелируемости сейсмотрасс, г — карта когерентности, желтым цветом представлены изолинии Kког = 0.7).

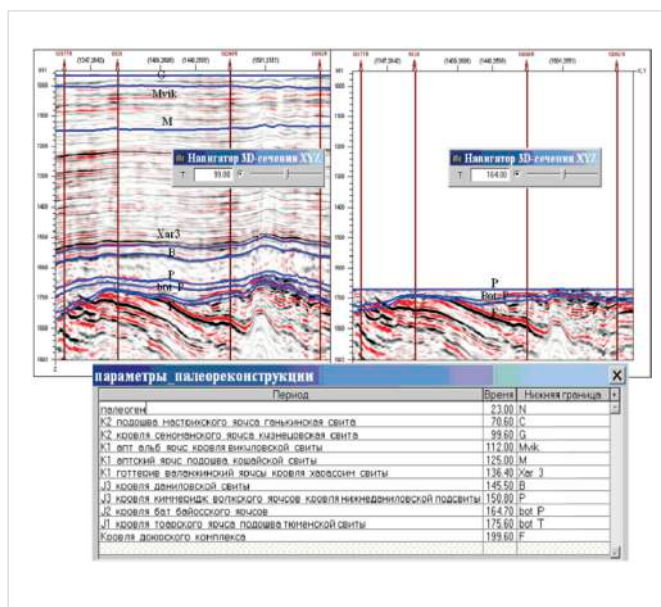


Рис. 9 — Результаты выравнивания сейсмического куба по горизонтам B_paleo, кровли сенманского яруса (слева) и P_paleo, кровли нижнеданиловской подсвиты (справа)

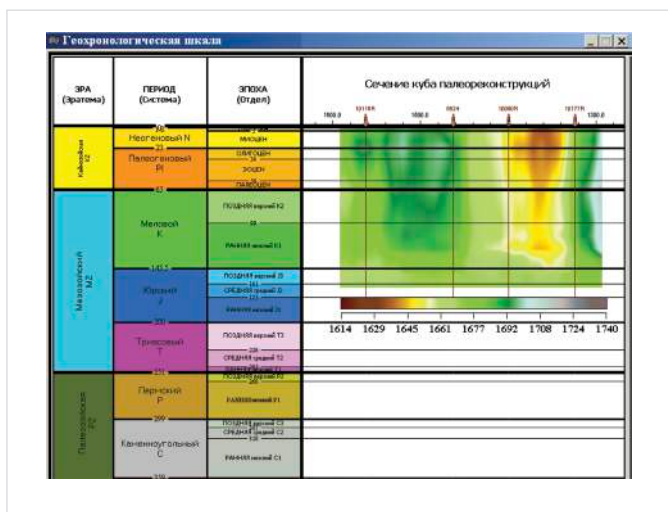


Рис. 10 — Геохронологическая шкала и сечение куба палеоистории горизонта кровли тюменской свиты

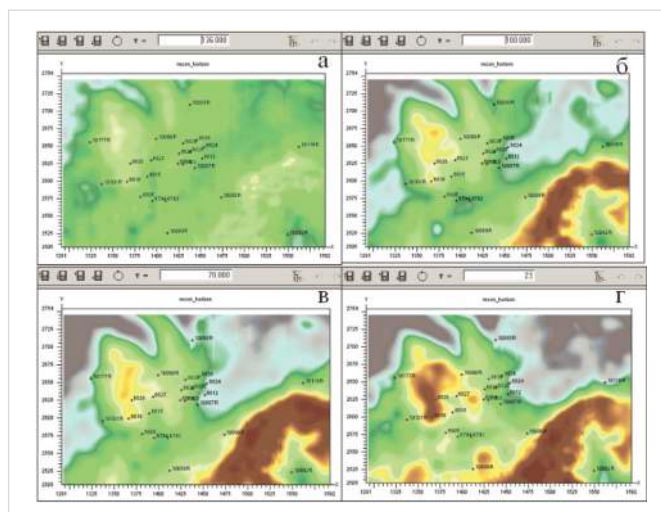


Рис. 12 — Палеоструктурные карты горизонта P2_bot, начиная от времени его формирования (а — верхняя юра) до верхнего мела, г — Палитра палеоструктурных карт аналогична изображенной на рис. 7

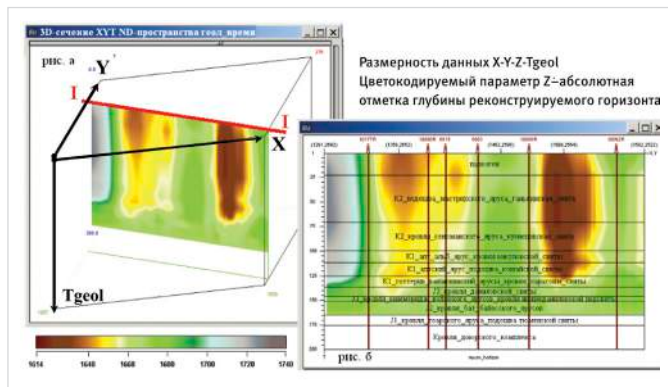


Рис. 11 — Вертикальное сечение куба палеоистории горизонта P2_bot по линии I-I (рис. а — куб палеоистории и вертикальное сечение по линии I-I, рис. б — привязка геохронологической шкалы к сечению куба палеоистории)

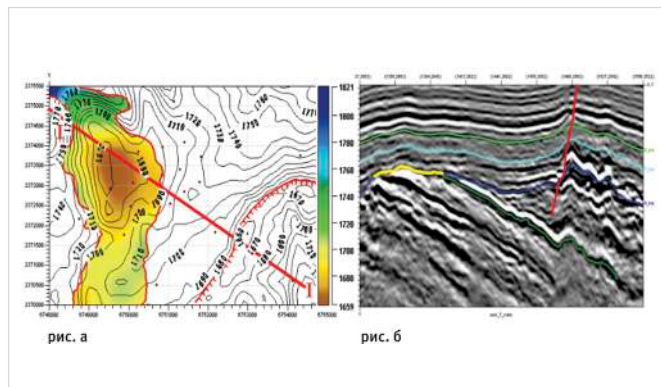


Рис. 13 — Структурная карта поверхности размытия пермо-триасовского комплекса пород (рис. а) и вертикальное сечение сейсмического куба по линии I-I (рис. б: поверхность размытия — желтый цвет, отражающий горизонт В в кровле продуктивного комплекса — светло-зеленый цвет, кровля пермо-триасовского комплекса — темно-зеленый цвет, поверхность доюрского комплекса — синий цвет).

Список используемой литературы

1. Барышев Л.А. Физическая природа аномалий на Непском своде // Геофизика, 2004. №5.
2. Барышев Л.А., Барышев А.С. Многопараметровая физико-геологическая модель Верхнеконского газоконденсатно-нефтяного месторождения // Геология нефти и газа. 2008. №4.
3. Денисов С.Б. Повторная обработка сейсморазведочных материалов 3D, создание тонкослойной геологической модели юрских отложений Тальникового месторождения.
4. Жемжурова З.Н., Чекунова В.А. Прогнозирование ФЕС коллекторов залежей УВ по сейсмическим и скважинным данным с использованием комплекса DV-SeisGeo // Экспозиция Нефть Газ. 2013. №2.
5. Закревский К.Е. Геологическое 3D моделирование. Москва: 2009.
6. Золоева Г.М., Денисов С.Б., Билибин С.И. Геолого-геофизическое моделирование залежей нефти и газа. Москва: Нефть и газ, 2005.
7. Кавун М.М., Степанов А.В., Истомин С.Б. Некоторые практические аспекты анализа межфлюидных контактов при геологическом моделировании залежей нефти и газа // Геофизика. №4. 2007.
8. Кашик А.С., Кириллов С.А. Четырехмерные многопараметровые модели и их применение в геологии и разработке месторождений углеводородов.
9. Кашик А.С., Билибин С.Г., Гогоненков Г.Н., Кириллов С.А. Новые технологии при построении цифровых геологических моделей месторождений углеводородов // Технологии ТЭК. 2003. №3.
10. Рутковская Д., Пилинский М., Рутковский Л. Нейронные сети, генетические алгоритмы и нечеткие системы. Москва: 2004.
11. Федоров А.Л. Режим доступа: <http://www.dvseisgeo.ru>
12. Цибулин И.Л. Оценка перспектив нефтепоисковых работ в зоне контакте осадочного чехла и доюрского основания на Нежданной площади // Геофизика, 2004, №6.
13. Kohonen T, Self Organizing Maps. Third Extended Edition. New York, 2001.

ENGLISH

GEOPHYSICS

The integrated technology to combine the tools of the collectors properties forecasting with paleotectonical analysis data to define more exactly the geological history of juristic terrigenous deposits in West Siberia by using DV-SeisGeo software package

UDC 550.3

Authors:

Zinaida N. Zhemzhurova — ph.d., chief geophysicist of DV-department¹; Dv_zhemzhurova@cge.ru
Vera A. Chekunova — leading geophysicist of DV-department¹; Dv_chekunova@cge.ru

¹CGE, Moscow, Russian Federation

Abstract

The main task of this work is a creation of new integrated technology to combine the modern tools of DV-SeisGeo package for more accurate value of filtration and capacity reservoir properties of oil fields. We used the Cohonen modification of neuron nets and paleotectonic analysis data to create the 3D geological model. The juristic terrigenous deposits in West Siberia was the main object of our research. Obtained data allowed us to calculate the reserves map. Its reliability was estimated by using the main features of the geological history of this region. The lithophases map was calculated as the base to define the most perspective zone to project new exploration and productive wells. Besides, we have analyzed the connection

between the productive zone configuration and the hydro carbon migration process.

Materials and methods

Program complex DV-SeisGeo.

Results

Thus, integrated use of modern software tools to process and analyze complex seismic and well data in packets, similar to DV-SeisGeo, under a single user project can significantly extend the capabilities of the interpreter in the refinement of information about the features of the geological structure of hydrocarbon deposits of natural, necessary and in the operation and in step exploration fields. In particular, in this paper, driven by results and the boundaries were the

most promising in terms of oil saturation areas previously not covered virtually drilling.

Conclusions

In conclusion, it should be emphasized that these software systems should be widely implemented in the oil industry, along with the packages that provide production mode solving digital geomodelling despite the fact that it — mnogozatratny process requiring a broad front of organizations working to educate users in the field, the development of software and its modernization etc.

Keywords

geological modeling, reservoir prediction collectors, neural networks, crossplots, palaeotectonic analysis, hydrocarbon migration

References

1. Baryshev L.A. *Fizicheskaya priroda anomalii na Nepskom svode* [The physical nature of anomalies in the Nepa arch]. *Geofizika*, 2004, issue 5.
2. Baryshev L.A., Baryshev A.S. *Mnogoparametrovaya fiziko-geologicheskaya model' Verkhnechonskogo gazokondensatno-nefyanogo mestorozhdeniya* [Multiparameter physical and geological model Verkhnechonskoe gas condensate-oil field]. *Geologiya nefi i gaza*, 2008, issue 4.
3. Denisov S.B. *Povtornaya obrabotka seysmorazvedochnykh materialov 3D, sozdanie tonkosloistoy geologicheskoy modeli yurskikh otlozheniy Tal'nikovogo mestorozhdeniya* [Reprocessing of seismic data 3D, creating thin-layered geological model of the Jurassic deposits Talnikova field].
4. Zhemzhurova Z.N., Chekunova V.A. *Prognozirovanie FES kolektorov zalezhey UV po seysmicheskim i skvazhinnyim dannym s ispol'zovaniem kompleksa DV-SeisGeo* [Predicting reservoir reservoir hydrocarbon accumulations from seismic and well data using a set of DV-SeisGeo]. *Exposition Oil Gas*, 2013, issue 2.
5. Zakrevskiy K.E. *Geologicheskoe 3D modelirovanie* [Geological 3D modeling]. Moscow: 2009.
6. Zoloeva G.M., Denisov S.B., Bilibin S.I. *Geologo-geofizicheskoe modelirovanie zalezhey nefi i gaza* [Geological and geophysical modeling of oil and gas]. Moscow: *Neft' i gaz*, 2005.
7. Kavun M.M., Stepanov A.V., Istomin S.B. *Nekotorye prakticheskie aspekty analiza mezhyuidnykh kontaktov pri geologicheskoy modelirovanii zalezhey nefi i gaza* [Some practical aspects of the analysis fluid contacts during geological modeling of oil and gas]. *Geofizika*, 2007, issue 4.
8. Kashik A.S., Kirillov S.A. *Chetyrekhmernye mnogoparametrovye modeli i ikh primeneniye v geologii i razrabotke mestorozhdeniy uglevodorodov* [Four-dimensional multi-parameter models and their application in geology and development of hydrocarbon deposits].
9. Kashik A.S., Bilibin S.G., Gogonenkov G.N., Kirillov S.A. *Novye tekhnologii pri postroenii tsifrovyykh geologicheskikh modeley mestorozhdeniy uglevodorodov* [New technologies in the construction of digital geological models of hydrocarbon deposits]. *Tekhnologii TEK*, 2003, issue 3.
10. Rutkovskaya D., Pili'nskiy M., Rutkovskiy L. *Neyronnyye seti, geneticheskie algoritmy i nechetkie sistemy* [Neural networks, genetic algorithms and fuzzy systems]. Moscow, 2004.
11. Fedorov A.L. Available at: <http://www.dvseisgeo.ru>
12. Tsibulin I.L. *Otsenka perspektiv neftepoiskovykh rabot v zone kontakte osadochnogo chekhla i doyrskogo osnovaniya na Nezhdannoy ploshchadi* [Assessment of the prospects of oil exploration in the area of contact of the sedimentary cover and the pre-Jurassic basement on an unexpected area]. *Geofizika*, 2004, issue 6.
13. Kohonen T, *Self Organizing Maps*. Third Extended Edition. New York, 2001.