

УДК 550.834.5

Вязовкина Анастасия Олеговна

студентка,
Самарский государственный
технический университет,
443100, г. Самара,
ул. Молодогвардейская, 244
e-mail: vz-anastasia@mail.ru

**О КОРРЕКТНОСТИ ПРОГНОЗА
ТОЛЩИН И ПОРИСТОСТИ
ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ,
ОПРЕДЕЛЯЕМЫХ ПО МАТЕРИАЛАМ
СЕЙСМОРАЗВЕДКИ****Аннотация:*

Актуальность данной работы заключается в том, что при выполнении сейсмических работ в среднечастотном диапазоне 0÷120 Гц существенно понижается разрешающая способность исследований. Исключается возможность выявления и прослеживания продуктивных пластов толщиной 2÷10 м, определения их пористости и типа флюида.

Для устранения указанных недостатков предлагается:

- 1) использовать одиночные источники колебаний и сейсмоприемники вместо групп;
- 2) увеличить конусность свип-сигнала для ослабления поверхностной волны;
- 3) выбирать оптимальную величину бина, обеспечивающую сохранение частотного диапазона суммируемых сигналов и уверенную прослеживаемость отражающих горизонтов на всей исследуемой площади;
- 4) разработать программу, обеспечивающую определение толщин пластов по величинам амплитуд сейсмических сигналов.

Показано, что поставленные задачи обработки и интерпретации сейсмических сигналов могут быть решены при внедрении технологии высокоразрешающей сейсмики ВРС-Гео.

Ключевые слова: высокоразрешающая сейсмо-разведка, неантиклинальные ловушки, одиночные источники колебаний, одиночные сейсмоприемники.

DOI: 10.18454/2313-1586.2017.01.056

Vyazovkina Anastasia O.

student,
Samara State technical university,
443100 Samara,
244 Molodogvardeiskaya st.
e-mail: vz-anastasia@mail.ru

**ON THE CORRECTNESS
OF THE THICKNESS FORECAST
AND POROSITY OF RESERVOIRS,
IDENTIFIED ACCORDING TO SEISMIC
SURVEYING MATERIALS***Abstract:*

The urgency of the work lies in the fact that in performing seismic works in midrange 0÷120 Hz resolution of the research falls significantly. The possibility of identification and correlation of 2÷10 m net reservoirs, their porosity and fluid type determination is excluded.

To eliminate these drawbacks, it is proposed to:

- 1) use single sources of vibrations and pickups instead of patterns;
- 2) increase the sweep signal taper for lessening surface-wave mode;
- 3) choose the optimal bin value, that provides the preservation of the frequency interval of summing signals and positive traceability of reflecting interfaces throughout the site of interest;
- 4) work out a program, layers thickness that provides determination according to the values of seismic signal amplitudes.

It is shown, that the assigned tasks for processing and seismic signals interpretation can be resolved when implementing high-resolution VPS-Geo seismology survey.

Key words: high-resolution seismology, non-anticlinal traps, single sources of vibrations, single geophones.

Методика полевых наблюдений и программные средства обработки не обеспечивают возможность опосредованного поиска маломощных пластов-коллекторов ввиду недостаточного вертикального разрешения сигналов. Рассмотрена возможность повышения детального изучения внутреннего строения продуктивных пластов и сравнительно маломощных пачек слоев посредством анализа амплитуд сейсмических сигналов или широкого использования технологии высокоразрешающей сейсмики ВРС-Гео.

* Материалы статьи представлены на X Всероссийскую молодежную научно-техническую конференцию «Проблемы недропользования», 28-30 марта 2016 г.

Разрешающая способность (разрешение) сейсморазведки оценивается как минимальное расстояние между двумя неоднородностями среды, при котором они могут быть определены как две, а не одна.

Вертикальное разрешение позволяет оценивать минимальные мощности выделяемых сейсморазведкой тонких слоев, что является принципиально важным для нефтегазовой геологии. Проблема вертикального разрешения заключается в возможности оценки временной задержки между двумя импульсами, отраженными от кровли и подошвы пласта, когда из-за малой толщины этого слоя импульсы интерферируют, образуя общий (суммарный) импульс сложной формы. Вертикальное разрешение оценивается по отношению к видимой длине волны.

Оценить изменения формы интерференционного импульса в зависимости от мощности слоя удобно на примере модели выклинивающегося песчаного слоя, заключенного в однородную глинистую среду (рис. 1). При достаточной толщине слоя (справа) отражения от его кровли и подошвы разрешены; с уменьшением толщины импульсы от кровли и подошвы интерферируют, при этом максимальная амплитуда суммарного отражения наблюдается при толщине слоя $\lambda/4$ [1].

В реальных условиях разрешающая способность сейсморазведки зависит от параметров скорости, точности определения статистических поправок, частотного диапазона генерируемых и регистрируемых сигналов, размеров бина, анизотропии скоростей, уровня сейсмического шума, поглощающих свойств изучаемой геологической среды. Для увеличения вертикального разрешения необходимо уменьшать шумы, увеличивать точность определения скоростей и максимизировать ширину частотного спектра отраженных сигналов, для чего необходимо выполнять исследования, исключив группирование источников колебаний и сейсмоприемников, сократив размеры бина при обработке сейсмических материалов.

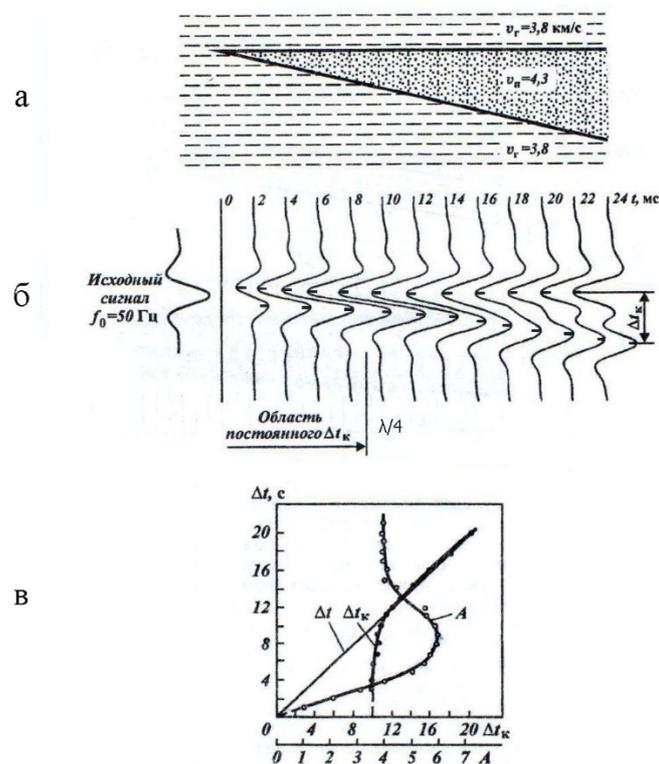


Рис. 1 – а – модель выклинивающегося пласта песчаника; б – волновое поле, характерное для выклинивающегося пласта; в – амплитудная и временная характеристики клина; временная мощность: Δt – истинная, Δt_k – измеренная

Методика полевых наблюдений и программные средства обработки воздействуют на возможность регистрации сейсмических сигналов в широком спектре частот следующим образом:

1. При выполнении полевых сейсмических работ с использованием вибраторов, как правило, генерируются сигналы в диапазоне частот $1 \div 120$ Гц. В этом случае сейсмический сигнал обладает периодом $T=17$ мс и длиной волны $\lambda=TV=0,017 \cdot 5000$ м/с=85 м. При такой длине волны возможно уверенное прослеживание слоев толщиной $h=\lambda/4=21$ м и более. При сигнале в диапазоне $1 \div 140$ Гц (используется редко) длина волны $\lambda=0,014 \cdot 5000=71$ м. В этом случае возможно прослеживание слоев толщиной $h=\lambda/4=71/4=19$ м и более. При использовании вибраторов «Nomad-65», способных генерировать сигнал в диапазоне $1 \div 250$ Гц, представляется возможность прослеживать пласты толщиной $h=\lambda/4=T_c V_{cp}/4=0,008 \cdot 5000/4=10$ м и более. Однако при толщинах продуктивных пластов геологического разреза Самарской области, изменяющихся в пределах от 2,2 до 8,8 м, проследить раздельно отражения от кровли и подошвы пластов при существующем техническом обеспечении сейсмических исследований невозможно.

2. Группирование сейсмоприемников с параметрами группы: база группы 25 м, количество сейсмоприемников в группе 12 с шагом между сейсмоприемниками 2,27 м – ограничивает возможности регистрации высокочастотной составляющей сейсмических сигналов. Для сохранения высокочастотной составляющей спектра рекомендуется использовать одиночные сейсмоприемники [2].

3. Чтобы избавиться от поверхностных волн, целесообразно запускать свип-сигнал, генерируемый вибратором, используя вначале частоты $7 \div 10$ Гц, и увеличивать его конусность, что существенно ослабит возбуждаемые поверхностные волны.

4. Программные средства LANDMARK, ИНПРЕС-5, используемые при прогнозе толщин пластов, обеспечивают уверенный прогноз слоев, обладающих толщиной h больше $\lambda/4$. Согласно [1], толщины пластов можно определить и при h меньше $\lambda/4$, для чего необходимо использовать (измерять) амплитуды сигналов. К сожалению, в названных комплексах таких программных средств нет. В этой связи толщины пластов, определенные стандартными средствами при условии h меньше $\lambda/4$, не представляют реальной ценности (ошибочны).

5. При вводе кинематических поправок сейсмические сигналы на дальних каналах расстановки «растягиваются», т. е. период их увеличивается и разрешающая способность понижается. Эти каналы устраняются программными средствами, но в этом случае уменьшается кратность прослеживания границ разреза (недостаток) и, таким образом, понижается уверенное прослеживание отражающих горизонтов.

6. При недостаточно точном определении статических поправок спектр суммарных сигналов сокращается. Необходимо максимально точное определение статических поправок.

7. При обработке сейсмических материалов модификации 3D для исключения искажений формы поверхности отражающих горизонтов и выявления дизъюнктивных нарушений необходимо тестировать величину бина, выбирая минимально возможный бин, сохраняя при этом прослеживаемость отражений от границ слоев.

8. Поглощение сейсмических волн играет существенную роль в устранении высоких частот из спектра сейсмических сигналов и, соответственно, приводит к уменьшению разрешающей способности сейсмического метода. Согласно данным, опубликованным в «Справочнике геофизика», IV том, 1966 г., геологическая среда пропускает сигналы в диапазоне $5 \div 80$ Гц.

При анализе эффективности прогноза пористости коллекторов возникают те же проблемы, что и при прогнозе толщин коллекторов, то есть заслуживают внимания результаты, полученные для пластов мощностью более $\lambda/4$. Результаты прогноза пористости пластов с толщиной менее $\lambda/4$ можно считать ошибочными.

Возникает вопрос, как повысить детальность изучения внутреннего строения продуктивных пластов и выполнить количественную оценку состава и свойств пористых пород для обнаружения на этой основе ловушек нефти и газа разнообразного генезиса и размеров.

Эта задача решена коллективом авторов ООО «МЕГАЦЕНТР» в Москве: В.Л. Трофимовым, В.А. Милашиным, Ф.Ф. Хазиевым и др. [3, 4]. Ими разработана и широко применяется технология высокоразрешающей сейсмологии ВРС-Гео. На ее основе решается довольно сложная и многогранная проблема извлечения из сейсмических данных информации о детальном строении реальной геологической среды, прежде всего о литологическом составе, коллекторских свойствах и нефтегазоносности пород-коллекторов. К настоящему времени с применением этой технологии получен положительный опыт решения задач нефтяной геологии в различных сейсмогеологических условиях.

До разработки технологии ВРС-Гео появилось довольно большое число алгоритмов (более 8) решения обратных динамических задач сейсмологии.

Однако помимо того, что все вышеперечисленные способы, алгоритмы и технологии решают проблему динамической интерпретации по-разному, на их основе проблема повышения разрешенности сейсмических данных (сейсмической инверсии) реализуется с различной достоверностью.

Для решения обратной динамической задачи сейсмологии ранее названными авторами [3, 4] были разработаны численные алгоритмы построения детальных двумерных сейсмогеологических моделей на основе формирования временной последовательности эффективных коэффициентов отражения и эффективных акустических жесткостей, отличающихся высоким вертикальным и горизонтальным разрешением элементов строения реальных тонкослоистых сред.

Разработанные таким образом способы обращения сейсмических записей позволяют повысить разрешающую способность сигналов в среднем на порядок. Извлекаемая при этом из сейсмических данных информация о вертикальном геологическом разрезе сопоставима с результатами бурения и ГИС: по сейсмическим записям восстанавливается акустическая модель среды, сейсмическая трасса непосредственно преобразуется в импульсную реакцию среды (трассы сейсмического волнового поля обращаются в трассы эффективного сейсмоакустического каротажа, каждая из которых представляет собой некоторый эквивалент разреза глубокой скважины, в которой «проведен» такой каротаж с шагом дискретизации сейсмической записи по времени, равным 2 мс). При таком преобразовании сейсмической записи практическая вертикальная разрешенность изучаемого разреза для терригенных слоев составляет 3 – 4,5 м, для карбонатных 5,5 - 6,5 м (при шаге дискретизации сейсмической записи по времени $\Delta t=2$ мс и скоростях распространения упругих волн, равных, соответственно, 3000 – 4500 м/с в терригенном и 5500 – 6500 м/с в карбонатном разрезах).

При работе технологии ВРС-Гео необходимы следующие исходные данные:

1. Акустические данные по разрезам глубоких скважин, расположенных на исследуемой площади (рис. 2).

2. Материалы сейсмической съемки в модификациях 2D, 3D в виде мигрированных разрезов (рис. 3, а).

Результаты оценки эффективности комплекса ВРС-Гео на модельном материале подтвердили высокую эффективность его работы.

Таким образом, по результатам детального сейсмического моделирования с использованием скважинных данных и восстановления детальной модели строения акустических жесткостей можно сделать следующие выводы:

1. Разработанная авторами [3] процедура решения обратной динамической задачи сейсмологии позволяет надежно восстановить модель разрезов эффективных коэффициентов отражения и акустических жесткостей (импедансов) с точностью шага дискретизации сейсмической записи по времени (2 мс) (рис. 3, б).

2. При обработке полевых сейсмических наблюдений необходимо использовать граф обработки сейсмических данных, который обеспечивает повышение соотношения сигнал/помеха и в минимальной степени искажает динамику сейсмической записи, т. е. в максимальной степени сохраняет опознавательную информацию о геологическом веществе, которая в ней заключена.

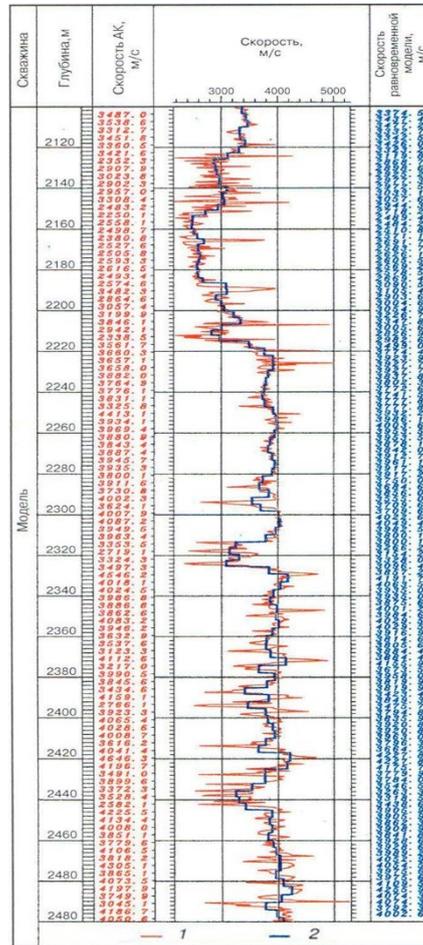


Рис. 2 – Элемент акустических данных, использованный для формирования двумерной акустической модели разреза:
1 – реальная кривая акустической скорости по скважине;
2 – одновременная акустическая модель

Эффективность технологии высокоразрешающей сеймики ВРС-Гео была опробована в условиях Западной Сибири, Дагестана, Предкарпатского прогиба, Урало-Поволжья.

Наибольший интерес представляют результаты работы технологии ВРС-Гео в условиях Урало-Поволжья, поскольку названный регион сложен в основном карбонатным разрезом, обладающим высокими скоростями распространения в нем сейсмических волн от 6000 до 6500 м/с и тонкослоистыми продуктивными пластами в карбонатах и терригенных слоях, сложенных чередованием глин и песчаников толщиной от 2,2 до 10 м со скоростью распространения сейсмических волн от 4000 до 6000 м/с.

Оптимальный режим работы технологии ВРС-Гео обеспечивается на базе высокоточной предварительной обработки сейсмических данных (с использованием отдельных ключевых процедур ВРС-Гео).

Результаты обработки приведены на рис. 4 и представлены в виде распределения прогнозных значений глинистости, песчаности, карбонатности, водонасыщенности и нефтенасыщенности.

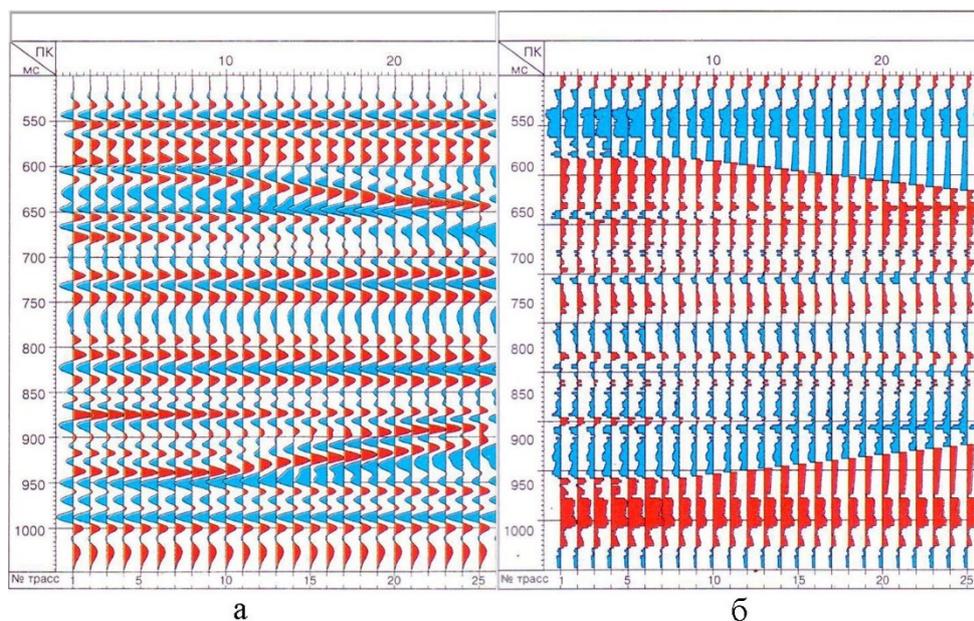


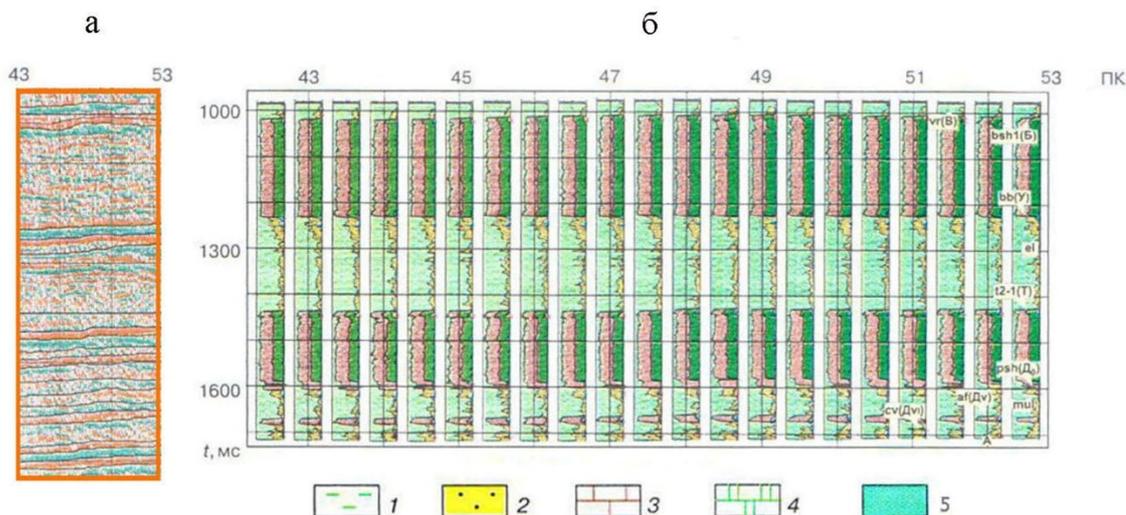
Рис. 3 – Результат обработки сейсмических материалов по технологии ВРС-Гео:

а – модель синтетического волнового поля для тестирования процедуры восстановления акустической модели разреза;

б – результат решения обратной динамической задачи сейсмоки.

Искомая акустическая модель разреза, восстановленная из синтетического волнового поля

На рис. 4 *а* приведен фрагмент разреза эффективных акустических жесткостей в форме отклонений с идентифицированными отражающими границами, которым присвоены индексы в соответствии с их литолого-стратиграфической приуроченностью, а на рис. 4 *б* – прогнозные литолого-стратиграфические колонки с распределениями типа флюида для заданных вертикальных сечений в продуктивной части разреза с интервалами по профилю 50 м.



1 – глина, 2 – песчаник, 3 – известняк, 4 – доломит, 5 – пластовая вода

Рис. 4 – Исходные и прогнозные сейсмические разрезы по профилю 5798101:

а – разрез эффективных акустических жесткостей в форме отклонений;

б – результаты прогноза для интервала отложений «средний карбон – кристаллический фундамент» прогнозных литолого-стратиграфических колонок в увеличенном масштабе для заданных вертикальных сечений

При анализе литолого-стратиграфических колонок (рис. 4, б), построенных с использованием уравнения среднего времени $1/V_p = k_n/V_\phi + (1 - k_n)/V_\tau$, где k_n – коэффициент пористости, V_τ и V_ϕ – скорости продольных волн в твердом скелете (при отсутствии пористости) и флюиде, соответственно, отмечается следующее:

- карбонатные отложения характеризуются малой глинизацией;
- песчаность разреза обуславливает размещение зон развития коллекторов в соответствующих обстановках седиментации (рис. 4, б);
- по характеру распределения прогнозных значений пористости наиболее пористыми являются интервалы терригенного разреза, связанные с отложениями как нижнего и среднего карбона, так и среднего девона;

– определенный интерес вызывают материалы, связанные с самой верхней частью кристаллического фундамента, в связи с возможностью получения здесь промышленных притоков углеводородов, прежде всего из трещиноватых и выветрелых зон (зон дезинтеграции и выщелачивания) – терригенных образований коры выветривания фундамента.

Технология ВРС-Гео существенно дополняет традиционную сейсмическую информацию весьма важными для нефтяной геологии геологическими показателями.

Значительный интерес представляют результаты сопоставления контуров нефтенасыщенности, полученные по данным технологии ВРС-Гео и традиционной сейсморазведкой по отложениям пашийского горизонта верхнего девона на одном из месторождений Татарстана. Результаты ВРС-Гео обладают большей информативностью об изучаемой площади (рис. 5).

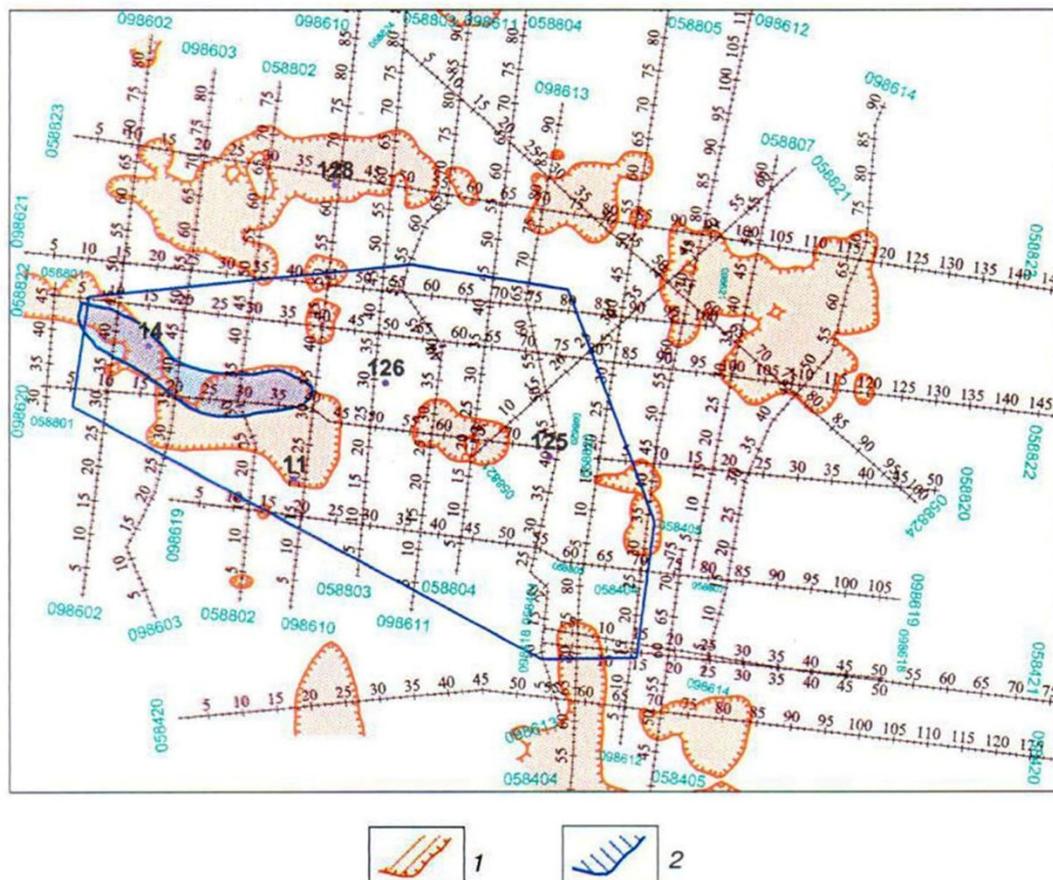


Рис. 5 – Пример сравнения контуров нефтенасыщенности, полученных по данным технологии ВРС-Гео и других геофизических организаций для отложений пашийского горизонта D_3psh (D_0 , D_1).

Контурные значимого нефтенасыщения отложений: 1 – по технологии ВРС-Гео; 2 – по данным других геофизических организаций

Таким образом, чтобы решить тонкие и сложные задачи нефтяной геологии, направленные на изучение отложений нефтегазонасного комплекса нижнего и среднего карбона, среднего и верхнего девона на территории Самарской области, рекомендуется предусмотреть широкое проведение исследований с использованием разработанной технологии ВРС-Гео.

Автор благодарен кандидату геолого-минералогических наук, доценту кафедры «Геология и геофизика» СамГТУ Малыхину М.Д. за подбор темы для написания статьи, обсуждение вопросов, связанных с сейсморазведкой.

Литература

1. Плешкевич А.Л. Актуальные вопросы группирования источников и приемников при наземных 3D-сейсмических наблюдениях / А.Л. Плешкевич // Геофизика. – 2007. – № 4. – С. 93–102.
2. Корягин В.В. Геосейсмические модели и волновые поля / В.В. Корягин. – Самара: Изд-во Самарского научного центра Российской Академии наук, 2000. – 312 с.
3. Трофимов В.Л. Количественный прогноз вещественного состава и нефтегазонасности пористых фаций методами высокоразрешающей сейсмики / В.Л. Трофимов, Ф.Ф. Хазиев // Геофизика. Технологии сейсморазведки. Спецвыпуск. – 2002. – С. 130 – 102.
4. Трофимов В.Л. Модельные исследования результатов решения обратной динамической задачи сейсмики / В.Л. Трофимов, Ф.Ф. Хазиев // Геофизика: Технологии сейсморазведки – II. – 2003. – С. 27 – 37.