

Рис. 3 Химическая деструкция полимера

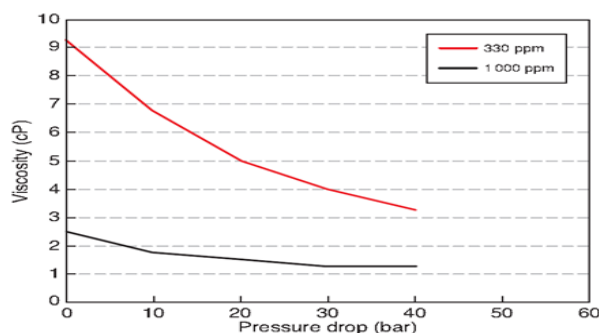


Рис. 4 Сдвиговая деструкция полимера

Термическая деструкция развивается из-за воздействия на раствор высоких температур. Реакции осаждения между гидролизованным ПАА и двухвалентными ионами пластовой воды ( $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ) происходят на основе частично гидролизованного полиакриламида, реакция ведет к потере вязкости раствора закачки.

Гидролиз полимера также может происходить и при низких температурах (50 °C) при определенных значениях pH раствора. Данный процесс приведет к повышенной анионности полимера, в результате чего соли кальция и магния будут осаждать полимер. Поэтому при высоких температурах следует выбирать полимер с низкой анионностью или с низкой кажущейся вязкостью [4].

Таким образом, методика полимерного заводнения является одной из перспективных технологий, которая будет активно внедряться в ближайшие годы. Применение данной технологии приводит к существенным изменениям фильтрационных потоков в продуктивном пласте, в связи с этим, выбор полимера и анализ геолого-физических свойств пласта при выборе полимера являются важным звеном в процессе полимерного заводнения.

#### Литература

1. Clarke A., Howe A.M., Mitchell J., Staniland J., Hawkes L.A. How Viscoelastic-Polymer Flooding Enhances Displacement Efficiency. Society of Petroleum Engineers, 2016. doi:10.2118/174654-PA. – Vol. 21. – P. 675 – 1074.
2. Rheological Properties of Stimuli-Responsive Polymers in Solution to Improve the Salinity and Temperature Performances of Polymer-Based Chemical Enhanced Oil Recovery Technologies / T. Leblanc, O. Braun, A. Thomas et al.: Paper SPE 174618 presented at the SPE Enhanced Oil Recovery Conference held in Kuala Lumpur, Malaysia, 11–13 August 2015.
3. Seright R.S. How Much Polymer Should Be Injected During a Polymer Flood? Paper SPE 179543 presented at the Improved Oil Recovery Conference, Tulsa, Oklahoma, USA, 11-13 April 2016. [Электронный ресурс]. URL: <https://doi.org/10.2118/179543-MS>.
4. Повышение эффективности полимерного заводнения [Электронный ресурс]. URL: [https://snf-group.ru/wp-content/uploads/2015/05/Oil-30\\_Years\\_of\\_EOR.pdf](https://snf-group.ru/wp-content/uploads/2015/05/Oil-30_Years_of_EOR.pdf).
5. Полимерное заводнение для увеличения нефтеотдачи на месторождениях легкой и тяжелой нефти / А. Тома, Б. Саюк, Ж. Абирова, Е. Мазбаев // Территория «НЕФТЕГАЗ», 2017. – № 7 – 8. – С. 58 – 66.

### АНАЛИЗ СЕЙСМИЧЕСКИХ АТРИБУТОВ ДЛЯ УТОЧНЕНИЯ ЛИТОЛОГИЧЕСКОГО СОСТАВА ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ ДОЮРСКОГО КОМПЛЕКСА ОТЛОЖЕНИЙ

Сафроненко А.В., Райле К.Н.

Научный руководитель - инженер-исследователь А.А. Волкова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Большинство месторождений в Западной Сибири, относящихся к мезозой-кайнозойским отложениям осадочного чехла, разбурено и эксплуатируется. В связи с этим существует вероятность истощения запасов нефти в Западной Сибири. Решением данной проблемы могут стать нефтеносные доюрские отложения фундамента Западно-Сибирской плиты. Однако и с этими отложениями не всё так просто. Поскольку они приурочены к фундаменту плиты, они характеризуются сложным геологическим строением. В связи с этим требуется применение современных методов изучения месторождений. К числу таких методов можно отнести атрибутивный анализ, который можно применять при наличии данных 3D сейсморазведки.

Целью работы являлось определение комплекса сейсмических атрибутов, которые можно использовать для уточнения литологического состава верхней части доюрского комплекса отложений на примере Урманского нефтяного месторождения. В качестве основного метода исследования применялся анализ сейсмических атрибутов, комплексирование сейсмических атрибутов

Урманское нефтяное месторождение находится в Парабельском районе Томской области. Оно было открыто в 1974 году на одноименном поднятии в верхней части фундамента. Урманское поднятие представляет собой эрозивный горстовый выступ девонских карбонатов, которые характеризуются каверно-трещинным пустотным пространством. Помимо карбонатов палеозойские отложения представлены бокситами. В результате тектонических процессов и эрозии рельеф данной местности приобрёл блоковое строение. В ранней юре вследствие трансгрессии все

отложения были перекрыты тогурской глинистой пачкой, что способствовало образованию ловушек и тем самым создало условия для формирования нефтегазовых залежей [3].

Таким образом, палеозойские отложения характеризуются сложным неоднородным строением, для изучения которого требуется использование современных методов, в том числе методов сейсмической разведки с совместным использованием скважинных данных. К таким методам можно отнести атрибутный анализ. Атрибутный анализ может использоваться для качественной геологической интерпретации с изучением структурных и стратиграфических особенностей. Существует множество алгоритмов атрибутных преобразований, которые могут использоваться для выделения геологических объектов, подчеркивания неоднородностей, улучшения корреляции или прогноза фильтрационно-ёмкостных свойств [1, 4].

В работе для расчёта и комплексирования сейсмических атрибутов использовался программный комплекс Petrel. В качестве исходных данных использовались сейсмический куб и скважинные данные, описывающие тип вскрытых палеозойских пород.

Для анализа были выбраны следующие атрибуты: мгновенная частота (Instantaneous Frequency), относительный акустический импеданс (Relative Acoustic Impedance), затухание по времени ( $t^*$  Attenuation), контраст амплитуд (Amplitude Contrast) и атрибут Sweetness. Выбор этих атрибутов обусловлен каверно-трещинным пустотным пространством карбонатов. Мгновенная частота указывает на наличие зон трещиноватости, а также на изменение литологии. Акустический импеданс показывает границы неоднородности и может указывать на наличие пористости в породе. Затухание основано на затухании частот и отражает наличие трещиноватых зон. Атрибут Sweetness был рассчитан относительно атрибута Relative Acoustic Impedance [1, 2, 5].

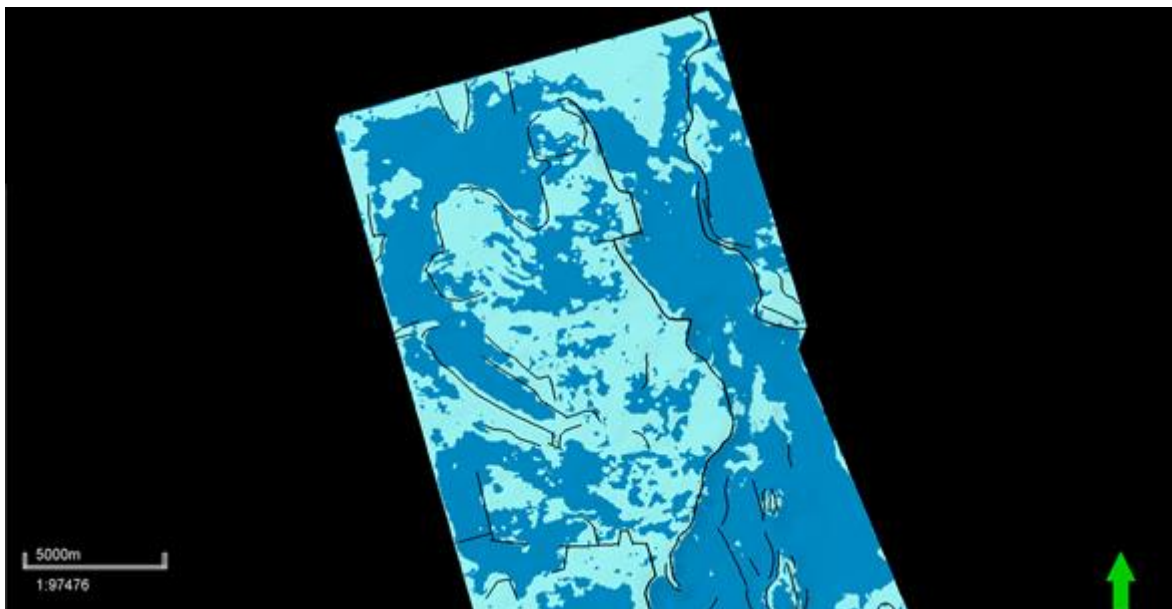
После расчёта объёмных атрибутов для дальнейшей работы был использован поверхностный сейсмический атрибут среднеквадратичной амплитуды (RMS Amplitude), рассчитываемый в скользящем окне. Он был рассчитан для каждого объёмного атрибута по поверхности кровли палеозоя. Были выбраны окна 0, 10 и 20 мс ниже кровли палеозоя.

Для комплексирования полученных атрибутов и построения карты распространения доюрских отложений, представленных бокситами и известняками, была использована нейронная сеть Neural net программного комплекса Petrel. Также при помощи функции Correlation analysis были получены корреляционные матрицы, отражающие корреляцию атрибутов.

При использовании атрибутов с высоким коэффициентом корреляции возможно усиление помех, что будет негативно влиять на качество построения карт.

В полученных матрицах отмечается высокая корреляция относительного акустического импеданса и атрибута Sweetness. В связи с этим были построены карты с использованием всех выше перечисленных атрибутов за исключением относительного акустического импеданса, количество классов равно двум.

На рисунке отражены закономерности изменения литологического состава пород, выявленные в ходе комплексирования атрибутов с размером окна 20 мс. Наибольшая сходимость скважинных данных по керну и результатов комплексирования получена в девяти из десяти скважин.



**Рис. Карта распространения доюрских отложений, полученная в результате комплексирования атрибутов при помощи нейронной сети. Голубой цвет – известняки, тёмно-синий – бокситы, черным цветом показаны линии разломов**

В ходе работы были выделены сейсмические атрибуты, которые можно использовать для уточнения литологического состава пород верхней части доюрских отложений. К таким атрибутам относятся: мгновенная частота, затухание по времени, контраст амплитуд и Sweetness.

Относительный акустический импеданс был исключён в связи с высоким значением корреляции с атрибутом Sweetness, что может привести к усилению помех.

При расчёте поверхностного атрибута RMS (среднеквадратичной амплитуды) следует использовать окно размером 20 мс.

Для комплексирования полученных атрибутов возможно использование нейронной сети программного модуля Petrel.

#### Литература

1. Волкова А.А., Меркулов В.П. Применение сейсмических методов для оценки перспектив нефтегазоносности отложений палеозойского фундамента Западно-Сибирской плиты // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, 2019. – Т. 330. – № 3. – С. 156 – 162.
2. Кирилов А.С., Закревский К.Е. Практикум по сейсмической интерпретации в Petrel. – М.: МАИ Принт, 2014. – С. 288.
3. Новые подходы к изучению нефтегазового потенциала доюрских отложений Западно-Сибирской нефтегазовой провинции / В.В. Харахинов, Н.М. Кулишкин Н.М., С.И. Шленкин и др. // Геология нефти и газа, 2015. – №. 6. – С. 63 – 77.
4. Ольнева Т.В. Сейсмофациальный анализ. Образы геологических процессов и явлений в сейсмическом изображении. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2017. – С. 152.
5. Руководство по интерпретации сейсмических атрибутов / Р. Дабер, Е. Дитча, Л. Э. Густафссон и др. – Ставангер, Норвегия: Schlumberger, 2007. – 119 с.

### АНАЛИЗ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА НА ТЕРРИТОРИИ БЕРЕЗНИКОВСКОГО ПАЛЕОПЛАТО

Сметкина М.А.

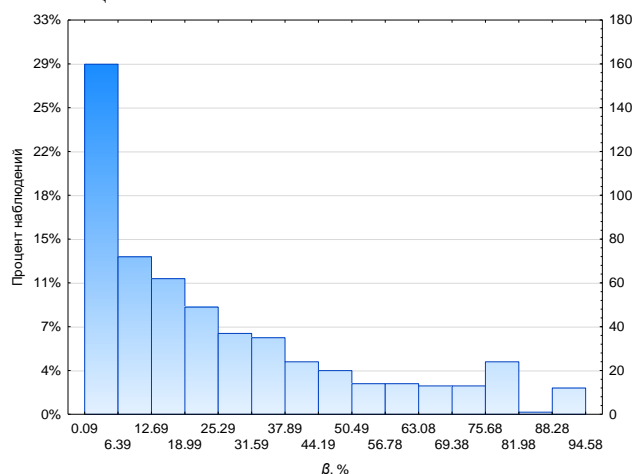
Научный руководитель - профессор В.И. Галкин

*Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия*

Для образования залежей нефти и газа необходимо наличие условий для сохранности рассеянного органического вещества (РОВ) и образующихся углеводородов (УВ).

Большая часть месторождений (и ресурсной базы УВ) Соликамской депрессии находится в пределах Березниковского палеоплато, над южной частью которого сверху находится мощная толща уникального по запасам Верхнекамского месторождения калийно-магниевого солей (ВКМКС).

В данной работе изучен вопрос о влиянии соляной толщи ВКМКС на формирование и сохранность РОВ в пределах Березниковского палеоплато. Анализ проведен на основе геохимических характеристик РОВ, взятых по образцам керна более 70 скважин. Рассмотрены следующие основные показатели: содержание органического вещества (ОВ, %) и органического углерода ( $C_{орг}$ , %); состав РОВ – содержание хлороформенных битумоидов ( $B_{хл}$ , %), петролейных ( $B_{пэ}$ , %), спиртобензолных ( $B_{сб}$ , %), содержание гуминовых кислот (Гум.к., %) и нерастворимого остатка (НО, %); характеристики преобразования РОВ – коэффициент нейтральности битумоида ( $K_n = B_{хл}/B_{сб}$ , д.ед.), битумоидный коэффициент ( $\beta$ , %) [2, 4]. Проанализировано более 2000 определений для отложений верхнедевонско-турнейского карбонатного ( $D_3-C1t$ ), нижневизейского терригенного ( $C1v$ ) и верхневизейско-башкирского карбонатного ( $C1v2-C2b$ ) комплексов. На рисунке представлено распределение значений битумоидного коэффициента для верхнедевонско-турнейской толщи.



*Рис. Распределение значений битумоидного коэффициента для верхнедевонско-турнейских отложений*

Геохимические характеристики РОВ для каждой толщи были разделены на два класса: класс 1 – определения по скважинам, расположенным в контуре ВКМКС, класс 2 – определения по скважинам за пределами развития ВКМКС. На первом этапе с помощью  $t$ -критерия Стьюдента выполнена проверка гипотезы о различии средних значений геохимических параметров между двумя классами.