

МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ  
«УРАЛЬСКАЯ ГОРНАЯ ШКОЛА – РЕГИОНАМ»

24-25 апреля 2017 года

ЛИТОЛОГИЯ, ПАЛЕОНТОЛОГИЯ И СТРАТИГРАФИЯ.  
ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ  
МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 551.3.051

ВЫЯВЛЕНИЕ ГЕНЕЗИСА КОРЯКСКОЙ СВИТЫ МЕСТОРОЖДЕНИЯ  
«ФАНДЮШКИНСКОЕ ПОЛЕ»

Ларкин Н. А.

Уральский государственный горный университет

С конца 2016 года на месторождении «Фандюшкинское поле», которое выделяется в Беринговском каменноугольном бассейне, ведется добыча угля открытым способом. Геологические данные месторождения базируются на сопоставлении с ближайшими более изученными районами. В связи с этим актуальна проблема доизучения литологии района для повышения уровня добычи[3].

Целью работы является определение генезиса отложений корякской свиты на примере образца, взятого со скважины AL16014 месторождения «Фандюшкинское поле», которое находится в Верхне-Алькатваамском угленосном районе Беринговского каменноугольного бассейна. Проведен ряд исследований, включающий в себя макро- и микроскопическое описание образца керна, анализ шлифов, а также определение минерально-петрографического состава породы.

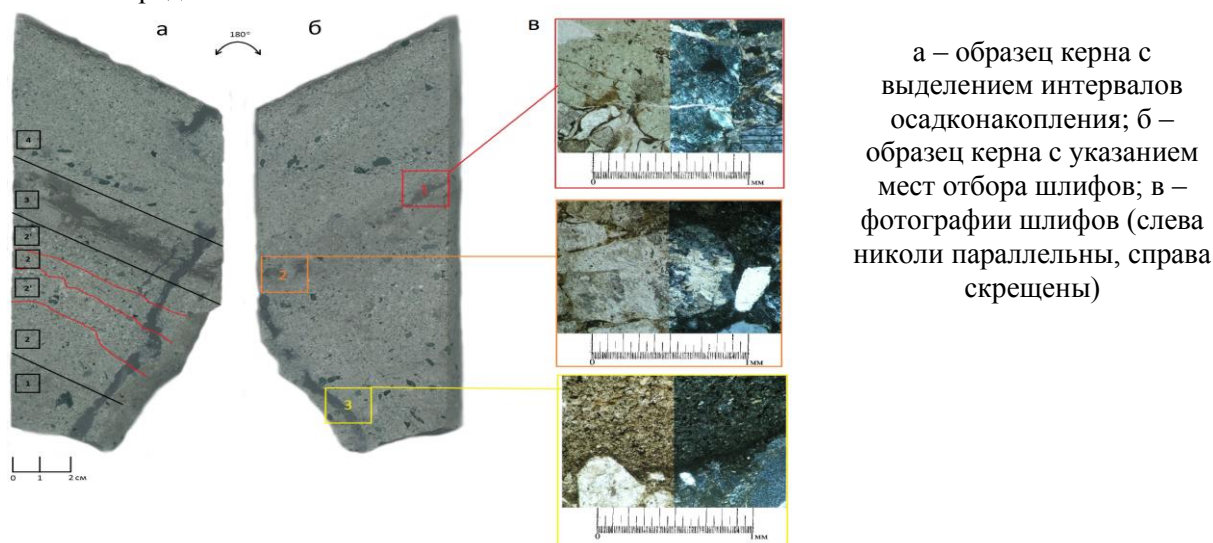


Рисунок 1 – образец керна и места отбора шлифов

При макроскопическом описании образец разделен несколько интервалов, как показано на рисунке 1. Интервал 1 характеризуется более темной окраской относительно вышележащих слоев так как в нем присутствует большее количество крупных обломков вулканического материала. В интервале 2 выделяется квази-рябь, то есть чередование слоев более мелкого материала со слоями более крупного, в частности вулканического материала. Основным элементом интервала 3 – неоднородная линза. Она имеет отчетливые контуры и алевритистый состав. Происхождение линзы связано со взмучиванием осадка. Интервал 4 имеет хорошую сортировку материала. В подошве интервала содержится грубообломочный материал, который выше сменяется мелкозернистым песчаником.

Ориентировка зерен во всех интервалах в среднем составляет 50-55° к оси зерна. В правой части образца присутствует трещина перпендикулярная слоистости, залеченная кремнистым материалом. В результате макроскопического описания образец отнесен к фации песчано-глинистых осадков подножий склонов (КДП) [1].

Места отбора шлифов обозначены на рисунке 1 цифрами 1, 2 и 3 соответственно. Микроскопическое описание образца производилось при 100 кратном увеличении и позволило определить минерально-петрографический состав породы. Все результаты анализа вынесены на треугольную диаграмму В.Н. Шванова (рисунок 2).

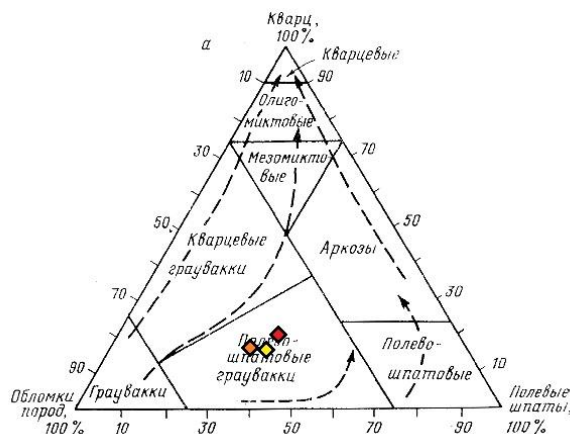


Рисунок 2 – треугольная диаграмма В.Н. Шванова

Обломки пород в основном вулканического генезиса и представлены хлоритизированными вулканическим стеклом, кислыми и основными эффузивами. В породе содержится плагиоклаз и ортоклаз многие зерна которых корродированы карбонатом (кальцитом и доломитом). В качестве аксессуарных минералов присутствует лейкоксен и гидрослюда. Цемент порового типа карбонатно-кремнистый. В кремнистой трещине, что проходит по большей части образца выделяется большое количество пирита и немного детрита [2].

Таким образом, можно предположить, что порода сформирована в неуравновешенных условиях, вблизи вулканических эффузивных пород. Поступление осадочного материала было неравномерным, о чем говорит плохая сортировка породы и различная слоистость.

### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Алексеев В.П. Атлас фаций юрских терригенных отложений (угленосные толщи Северной Евразии). Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2007. 209 с.
2. Мизенс Г.А. Изучение осадочных пород в прозрачных шлифах. Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2006. 86 с.
3. Подолян В.И., Елисафенко Т.Н., Пензин Ю.П. Угольная база России. Том V. Книга 2. Угольные бассейны и месторождения Дальнего Востока. 1999. 638 с.

## ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ФОРМИРОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ

Паняк С. Г., Бушаева Ю. Ю.

Уральский государственный горный университет

Физико-математические расчеты модели формирования (аккреции) Земли однозначно отвергают возможность участия в её исходном составе пылевидной составляющей. Мы получаем конечную формулу связи ее температуры ( $T$ ) с массой формирующих частиц ( $m$ ) в следующем виде  $T = m \cdot 10^{26}$ . При температуре в центре нашей планеты  $n \cdot 10^3$  °C вес исходного «кирпичика» сформировавшего планету должен составлять  $n \cdot 10^{-23}$  грамм. Именно такой вес частиц нашей Вселенной признается современной астрономией усредненным, по-другому его называют «космическим соотношением». А это значит, что в химическом составе первоначального облака доминировал водород с его атомным весом  $1,67 \cdot 10^{-24}$  г. И только известная доля примеси других и более тяжелых химических элементов придала смеси вес «космического соотношения». Таким образом, формирование планет земной группы и газовых планет типа Юпитера протекало по единому механизму с некоторой спецификой, определяемой, прежде всего, гравитацией.

Как показывают расчеты, небольшие планеты земной группы быстро теряют легкие газы. Вследствие асимметричного распределения скоростей молекул земную гравитацию преодолевают частицы, достигшие определенного ускорения. Земля способна удерживать молекулы водорода с трехкратным превышением модалных скоростей, но теряет те частицы, которые составляют крайнюю часть правого крыла распределения. В то же время Юпитер способен удерживать молекулы водорода со скоростями, превышаемыми модалные в 30 раз. Иначе говоря, Юпитер способен вычерпывать водород из космического пространства.

Последующее физико-математическое моделирование процесса аккреции Земли подтверждает возможность некоторого насыщения мантии и внешнего ядра легкими элементами (водородом, которому следует отводить ведущую роль в конвективном переносе глубинного тепла во внешние оболочки планеты). Ранее было получено уравнение (1), которое описывает количество атомов водорода, кинетическая энергия которых не способна преодолеть гравитацию Земли по мере увеличения ее радиуса. При этом количество удерживаемого в атмосфере водорода возрастает с ускорением (рис.1).

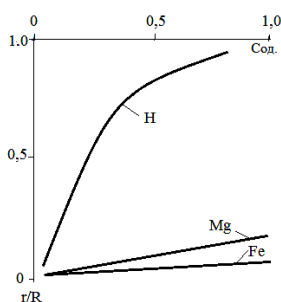


Рисунок 1 – Накопление химических элементов в процессе аккреции Земли

На протяжении всей истории тепловое поле Земли претерпело существенную эволюцию (рис. 2). Максимальному разогреву внешняя оболочка Земли была подвержена на самой ранней стадии. Это связано с гравитационным взаимодействием Земли с Луной, которая в то время находилась на небольшом расстоянии, превышающем, однако, критический предел Роша. Глубинный фронт водорода, первоначально имевший площадной характер, на более поздних стадиях трансформировался в более локализованный, приуроченный к зонам деструкции консолидировавшейся к тому времени литосферы. Такие зоны фиксируются, как правило, повышенным тепловым потоком.

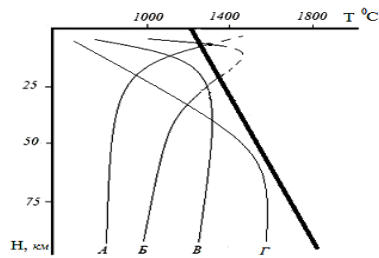


Рисунок 2 – Положение геотерм, млрд. лет: А – 4,6-4,2; Б – 4,2-3,6; В – 3,6-3,2; Г – 3,2-2,6.  
Жирная линия – температура плавления базальтов

Нынешнее положение геотерм устанавливается лишь в протерозое, когда тепловые потоки обеспечивают региональные метаморфические преобразования пород на уровне зеленосланцевой фации. Поэтому вряд ли можно говорить о нефтегазоносности глубокометаморфизованного алданийского структурно-вещественного комплекса архея, в котором реликты углистого вещества фиксируются в виде рассеянного графита. По термодинамическим условиям наиболее благоприятные условия создаются в молодых платформах, где породы подвергнуты лишь диагенетическим преобразованиям, позволяющими сохранять коллекторские свойства.

Признанные сегодня флюидодинамические модели месторождений допускают существенную динамику нефти и газа, как в вертикальном, так и в горизонтальном направлениях. При вертикальной миграции существенные объемы полезного компонента должны скапливаться в древних корях выветривания, фиксирующих структурные и, нередко, стратиграфические несогласия на границе фундамента и чехла. В зонах глубинной деструкции фундамента могут фиксироваться «экзотические» месторождения углеводородов в породах кристаллического фундамента. В противоположность породам чехла, где ведущую роль играют пликативные структуры, в породах фундамента главным фактором миграции и накопления являются дизъюнктивные деформации.

Таким образом, сегодня вряд ли можно сомневаться в том, что основная часть водорода в составе нефти и газа имеет глубинное происхождение. Можно говорить о коровом происхождении углерода, где он может присутствовать в различном фазовом состоянии, участвуя в химических преобразованиях, включая известную реакцию Будуара. Имеются, однако, детальные исследования академиков А.А.Маракушева, Б.А.Соколова (2) и других ученых, полагающих существенное содержание тяжелых углеводородов, обладающих высокой энергетической емкостью, во внешнем ядре Земли. Алканы, алкены, алкадиены, алкины, нафтены и арены покидая внешнее ядро, становятся нестабильными и превращаются в более устойчивые легкие углеводороды. Далее они поднимаются вверх по глубинным разломам, насыщая мантию и земную кору. Наиболее простые и типичные в этом случае реакции образования метана  $2\text{CH}_2 = \text{CH}_4 + \text{C}$ , или  $\text{CH}_2 + \text{H}_2 = \text{CH}_4$ . Процесс сопровождается детонацией и выделением огромного количества энергии. Именно эти детонационные процессы являются, по мнению авторов, источниками глубокофокусных землетрясений. А их постоянное проявление свидетельствует о непрерывном подъеме углеводородов из глубоких недр Земли к ее внешним оболочкам.

Анализ распределений рассеянных углеводородов в приповерхностных слоях коры, выполненный по оригинальной методике, свидетельствует о их неравновесности, что позволяет говорить о возможности современного нефте- и газонакопления.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Паняк С.Г. Математические модели распределений химических компонентов в продуктах петрогенных и рудогенных процессов // Докт. дисс. Свердловск, 1988. 265 с.
2. Маракушев А.А., Соколов Б.А. Углеводород на Земле и в Космосе и проблемы происхождения жизни // Вестник Московского Университета, сер. геология, №3, 2001. С. 3-15.

## МАКРОСКОПИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ ОТЛОЖЕНИЙ НА КОНТАКТЕ ВАСЮГАНСКОЙ СВИТЫ И БАРАБИНСКОЙ ПАЧКИ СЕВЕРО-ПОКАЧЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

Губина Л.В.

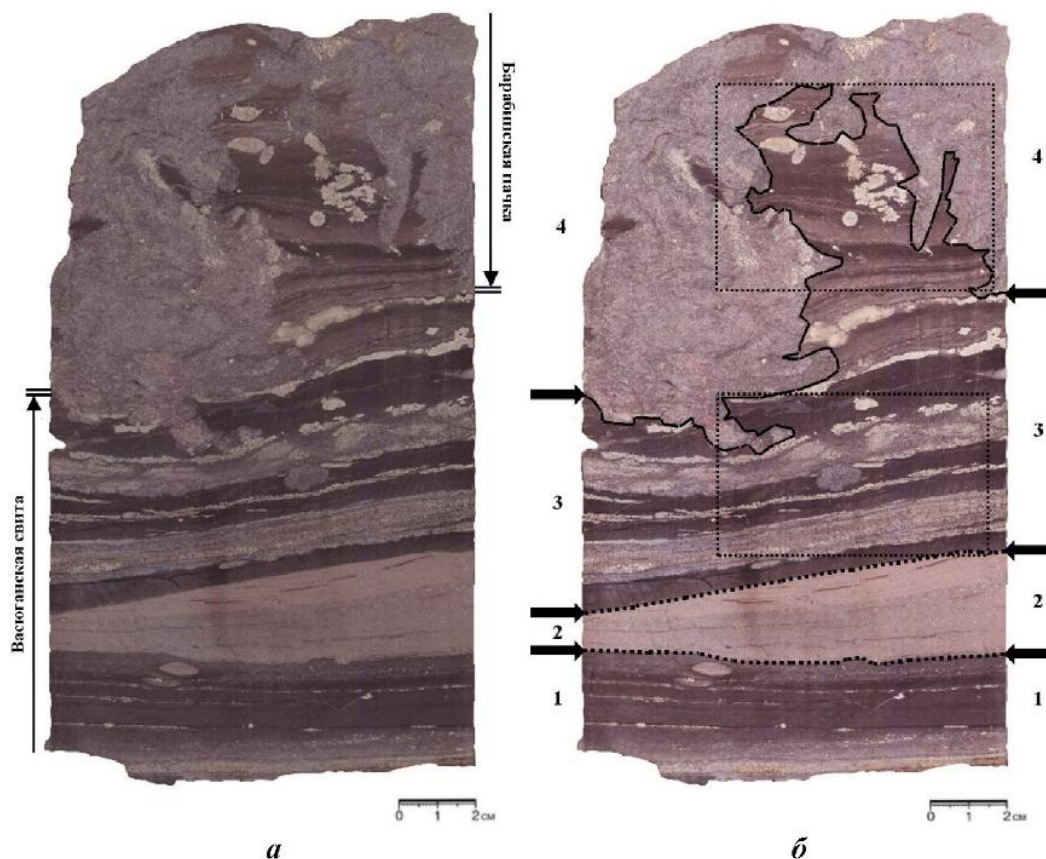
Уральский государственный горный университет

Северо-Покачевское нефтяное месторождение расположено на территории Ханты-Мансийского автономного округа в 110 км от города Нижневартовск. Относится к Вартовскому нефтегазоносному району Среднеобской нефтегазовой области.

Объектом исследования данной работы является образец керна с хорошо распознаваемым контактом между васюганской свитой и барабинской пачкой. Особый интерес вызывают отложения трансгрессивной барабинской пачки, залегающие в подошве георгиевского горизонта. Основная особенность пачки - это формирование полного комплекса свойств осадка, характерного для ультрамелководных фаций, но на существенных глубинах [2].

Проведено поинтервальное макроскопическое описание образца. Всего выделено 4 интервала (рисунок 1).

Интервал 1. Алевролит мелкозернистый, достаточно хорошей сортировки. Слоистость отчетливая, пологоволнистая. В верхней части наблюдаются линзы размером  $1,5 \times 8$  мм и  $2 \times 9$  мм. Верхняя граница интервала ясная, неровная.

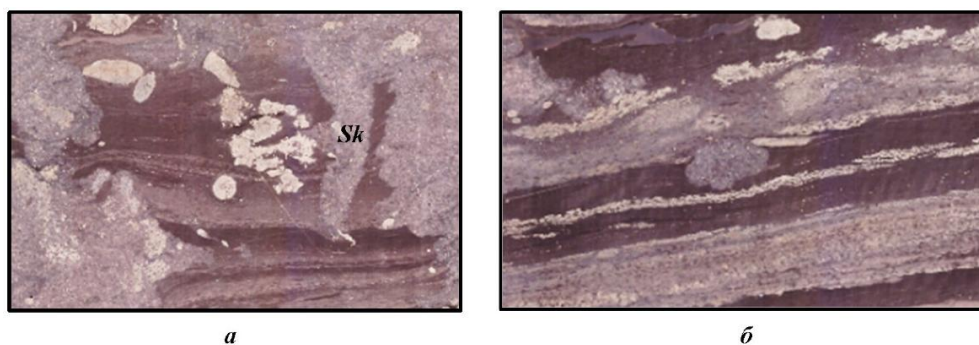


*a* – контакт васюганской свиты и барабинской пачки в образце; *б* – выделение интервалов (контрастность +20%) и увеличенных фрагментов (прямоугольники) в образце

Рисунок 1 – Сканированное изображение образца

Интервал 2. Крупнозернистый алевролит, хорошосортированный. Слоистость косоволнистая, непараллельная, слабосрезанная, однонаправленная. Толщина интервала увеличивается слева направо. Верхняя граница интервала четкая. Межслоевой диастемальный перерыв определен размывом ранее накопившихся отложений.

Интервал 3. Чередование слоев алевролита крупнозернистого серого цвета и мелкозернистого черного цвета. Сортировка хорошая. Слоистость пологоволнистая, в нижней части параллельная. Наблюдается канал отлива глубиной 5 мм (рисунок 2). Границы слоев четкие, неровные, местами «махровые». Верхние слои деформированы взмучиванием и представляют собой останец отложений васюганской свиты. Слоистость ясная, пологоволнистая, непараллельная, слабосмещенная. В правой части слоистость нарушена ходом *Skolithos* (рисунок 2), заполненным отложениями барабинской пачки. Ближе к контакту расположены эллипсоидальные конкреции пирита со средним диаметром 4 мм.



*a* – ход *Skolithos*, *б* – канал отлива

Рисунок 2 – Увеличенные фрагменты

Интервал 4. Мелкозернистый песчаник барабинской пачки, среднесортированный, зеленовато-серого цвета. Текстура взмучивания.

Контакт между породами васюганской свиты и барабинской пачки резкий. Форма контакта неровная, вогнутая. Размыв ранее накопившихся осадков васюганской свиты связан с быстрым изменением обстановки. Перерыв в осадконакоплении довольно значительный.

По результатам исследования можно сделать вывод, что седиментация происходила в четыре этапа. В течение первого этапа формировались слоистые отложения васюганской свиты. Осадконакопление происходило в прибрежных, мелководных условиях. Слоистость образовалась вследствие приливно-отливной зоны (ватты) (БПВ). Отложениям васюганской свиты соответствует фация глинисто-алевритовых осадков приливно-отливной зоны (ватты) (БПВ).

На втором этапе отложения васюганской свиты были нарушены вертикальной норкой представителя ихнорода *Skolithos* (рисунок 2), которая образовалась в частично закреплённом плотном грунте. Поверхность ненакопления (*omissionsurface*) соответствует форме плотного дна (*firmground*) [1].

Во время третьего этапа произошел размыв уже консолидированных, но еще пластичных отложений васюганской свиты. Отложениям барабинской пачки соответствует фация подвижного приберегового мелководья (БММ).

Четвертый этап характеризуется проявлением вторичных процессов - пиритизацией, особенно интенсивной на контакте свит.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Микулаш Р. Дронов А. Палеоихнология – введение в изучение ископаемых следов жизнедеятельности. Прага: Геол. Ин-т Ак. Наук Чешской Респ. 2006. 112 с.
2. Ян П. А., Бейзель А. Л., Вакуленко Л. Г. и др. О генезисе «базальных» пластов средне-позднеюрских трансгрессий в Западно-Сибирском осадочном бассейне // Литологические аспекты геологии слоистых сред: мат-лы 7-го Уральского литол. сов. Екатеринбург: УрО РАН, 2006. С. 297-299.

## **ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДАННЫХ О СОДЕРЖАНИИ МИКРОЭЛЕМЕНТОВ В НЕФТЯХ И ГАЗОКОНДЕНСАТАХ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Закирьянов И. Г.

Научный руководитель д.г.-м.н., г. н. с. Института геологии и геохимии им. акад. А. Н.  
Заварицкого Мизенс Г. А.

Уральский государственный горный университет

Химические элементы, содержащиеся в нефтях в небольших концентрациях (0,02-0,04%), относятся к группе микроэлементов (МЭ). Их количество достаточно большое (в настоящее время выявлено свыше 60). Результаты качественного и количественного изучения МЭ используются в нефтегазопоисковой геологии [5,6], переработке нефти и нефтепродуктов, при извлечении из нафтидов отдельных рудных элементов (V, Ni). В настоящее время имеются данные о МЭ в нефтях бассейнов различной геотектонической природы: древних (Волго-Уральский, Тимано-Печорский, Прикаспийский нефтегазоносные бассейны (НГБ) и др.) и молодых (Западно-Сибирский, Амударьинский НГБ) платформ, впадин различного происхождения (Днепрово-Припятский НГБ, Южно-Каспийский НГБ, Охотский НГБ и др.), краевых прогибов (Южно-Уральская и Индоло-Кубанская нефтегазоносные области) [3].

Существует, однако, ещё одна важная область практического использования данных по МЭ – это геохимический контроль при разработке месторождений [1]. С его помощью решаются следующие задачи:

- выявление преобладающих по нефтеотдаче коллекторов при совместной разработке нескольких пластов;
- контроль продвижения водонефтяного контакта при разработке месторождений;
- мониторинг перемещения в залежах газонефтяных контуров при разработке газоконденсатных или нефтегазоконденсатных месторождений.

Эти положения можно показать на ряде конкретных примеров. В том числе, работа по диагностике продуктивных пластов при их совместной разработке была выполнена на опытном участке Мелеузовского месторождения (Башкирия) [4].

Результаты исследования проб нефти из месторождения Каламкас (Западный Казахстан) показывают, что существует четкое различие в распределении усредненных значений содержания ванадия между двумя залежами юрской продуктивной толщи. По верхней залежи оно равняется 200, по нижней - 140 г/т. Приблизительно такая же пропорция сохраняется и между пластами-коллекторами других горизонтов. Таким образом, можно однозначно утверждать, что содержание четырехвалентного ванадия в нефтях является надежным корреляционным признаком при определении наличия гидродинамической и других связей между продуктивными залежами на стадиях разведки и разработки нефтяных месторождений [2].

Изменение микроэлементного состава нефтей в зоне водонефтяного контакта было рассмотрено на многопластовом Западно-Тэбукском месторождении Тимано-Печорского НГБ (рисунок) [1].

Определённые сложности вызывают исследования по изменению микроэлементного состава других углеводородных флюидов. Установлено, что колебания содержаний МЭ в конденсатах зависят от содержания МЭ в нефтях, РТ-условий, доли низкокипящих фракций нефти и др. [1]. Большой практический интерес представляют группы ванадиевых нефтей и вторичные газоконденсаты с нефтяными оторочками (Западная Сибирь, Предкавказье, Прикаспий и др.), которые при сравнении МЭ состава имеют больший разброс в содержании, чем при сравнении концентраций МЭ в нефтях и первичных газоконденсатах (НГБ Юго-Восточной Азии: дельтовые отложения Индонезии, Китая и др.), у которых разница по содержаниям МЭ настолько мала, что не даёт возможности найти различия между типами УВ флюидов по микроэлементному соотношению [1].



Рисунок – Влияние ВНК на микроэлементный состав нефтей Западно-Тэбукского месторождения [1]

Таким образом, содержание МЭ даёт важную информацию при разработке нефтяных и газоконденсатных месторождений. Так, различие в МЭ составе позволяет судить о том, из какого пласта идёт добыча при многопластовой разработке месторождения и на каком интервале относительно ВНК идёт добыча. Также возможно наблюдение за изменением границы нефть-газ при разработке газоконденсатных месторождений. Не стоит сбрасывать со счёта и тот факт, что в нефтях некоторых месторождений содержание металлов сравнимо с содержанием металлов в рудах, что позволяет рассматривать нефти как рудное тело. Зарубежный опыт разработки, например, ванадийсодержащих нефтей подтверждает экономическую выгоду использования нефти как сырья для добычи ванадия при его содержании 200 г. на 1 т. сырья [3].

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Бабаев Ф.Р., Пунанова С.А. Геохимические аспекты микроэлементного состава нефтей. М.: Издательский дом Недра, 2014. С. 181.
2. Насиров Р.Н., Куспангалиев Т.К., Намазов С. Использование парамагнетизма ванадия при решении задач разработки нефтяных месторождений Западного Казахстана [Электронный ресурс] // Геология нефти и газа. 1991. № 8. Режим доступа: <http://www.geolib.ru/OilGasGeo/1991/08/Stat/stat05.html>, свободный. (Дата обращения: 23.03.2017 г.).
3. Нуkenов Д.Н., Пунанова С.А., Агафонова З.Г. Металлы в нефтях, их концентрация и методы извлечения. М.: ГЕОС, 2001. С. 77.
4. Файзуллин М.Х., Гарифуллин А.Ш. Комплексирование геохимических методов при контроле разработки многопластовых нефтяных месторождений [Электронный ресурс] // Геология нефти и газа. 1990. № 8. Режим доступа: <http://geolib.narod.ru/OilGasGeo/1990/09/Stat/stat12.html>, свободный. (Дата обращения: 23.03.2017 г.).
5. Чухмачев В. А., Пунанова С.А., Лосицкая И.Ф. Геохимия микроэлементов и нефтегазопроисковой геологии. Обзорная информация. Серия «Нефтегазовая геология и геофизика». М.: ВНИИОЭНГ, 1984. С. 65.
6. Шигаев В. Ю. О прикладном значении геоэлектрохимических эффектов при решении нефтегазопроисковых и инженерно-геологических задач // Геология и геофизика. 2009. № 11. С. 1276-1281.



## СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБРАЗЦОВ, ОТОБРАННЫХ ИЗ ПЛАСТОВ БУ<sub>12</sub> И БУ<sub>15</sub> ПОКУРСКОЙ СВИТЫ (БОЛЬШЕХЕТСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ РАЙОН)

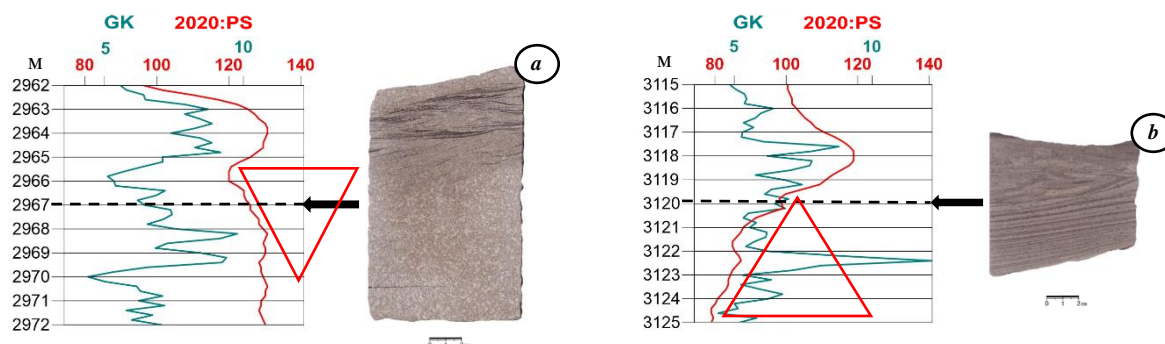
Маркин В.А.

Уральский государственный горный университет

Нижнемеловые и сеноманские отложения верхнего мела в Большехетском нефтегазоносном районе представлены двумя крупными сериями - зареченской и покурской. В составе одноименной серии выделяется покурская свита, которая включает пласты БУ<sub>12</sub> и БУ<sub>15</sub>.

Объектом исследования являются образцы kernового материала, отобранные из скважины 2020 Пякяхинского месторождения с глубин 2967 м (пласт БУ<sub>12</sub>, образец *a*) и 3120 м (пласт БУ<sub>15</sub>, образец *b*) (рисунок 1).

Для выявления связей между электрометрическими характеристиками и литофизическими свойствами пород, проведен анализ кривых ПС (рисунок 1) [2]. В первом случае (образец *a*) выделяется участок, с отклонением кривой ПС в сторону отрицательных значений - вида «воронка», соответствующий увеличению размерности частиц и отвечающий подводно-дельтовому генезису отложений. Во втором случае (образец *b*) выделяется участок, с отклонением кривой ПС в сторону положительных значений - вида «колокол», характеризующийся снижением размерности частиц, характерных для прибреговых отложений.



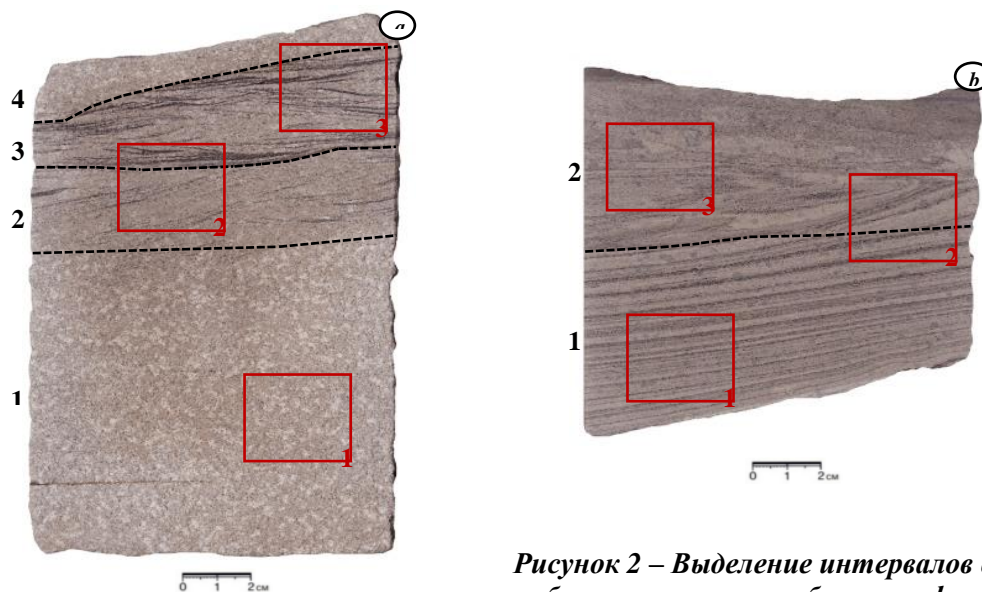
**Рисунок 1 – Привязка образцов керна к месту отбора и кривые ГИС**

Образец *a* (пласт БУ<sub>12</sub>) – песчаник тонко-мелкозернистый, хорошей сортировки, пятнистой текстуры. Всего в образце выделено 4 интервала (рисунок 2). Интервал 1 – песчаник мелкозернистый, слоистость косая, однонаправленная, слабовыраженная. Фация песчаных осадков конусов выноса рек (БДД). Интервал 2 – песчаник тонкозернистый, слоистость косоволнистая вогнутая, мультислойная. Фация алеврито-песчаных осадков малых аккумулятивных форм (БПК). Интервал 3 – песчаник тонкозернистый, вполне отчетливая текстура прерывистой, сглаженной ряби волнения ( $RI \approx 2,2-3,2$ ). Слоистость косоволнистая, местами *s*-образная, флазерная. Фация алеврито-песчаных осадков малых аккумулятивных форм (БПК). Интервал 4 – песчаник мелкозернистый, нижний контакт резкий, неровный, слабо-эрозионный. (По внешним признакам схож с интервалом 1.) Фация песчаных осадков конусов выноса рек (БДД).

Образец *b* (пласт БУ<sub>15</sub>) - песчаник тонкозернистый, хорошо сортированный. Всего в образце выделено 2 интервала (рисунок 2). Интервал 1 – песчаник тонкозернистый, слоистость пологоволнистая, параллельная, однонаправленная. Слойки образуют пачки (по 4-7 слоёв в каждой). Фация алеврито-песчаных осадков малых аккумулятивных форм (БПК). Интервал 2 – песчаник тонкозернистый, нижний контакт резкий, неровный, слабо-эрозионный. Текстура

четкая, концентрически-оплывинного характера [1]. Фация алеврито-песчаных осадков малых аккумулятивных форм (БПК).

В таблице приведены результаты гранулометрического анализа.



**Рисунок 2 – Выделение интервалов в образцах и места отбора шлифов (прямоугольники)**

Таблица – Результаты гранулометрического анализа

| Образец (шлифы) | Глубина, м | Пласт            | $X_{ср},$ мм | $X_{ср},$ $\gamma$ | Коэф. сорт. ( $\sigma$ ) | Асимметрия (A) | Экссесс (E)  |
|-----------------|------------|------------------|--------------|--------------------|--------------------------|----------------|--------------|
| <i>a</i> (1)    | 2967,0     | БУ <sub>12</sub> | 0,160        | 8,00               | 2,35                     | 0,36           | 0,14         |
| <i>a</i> (2-3)  | 2967,0     | БУ <sub>12</sub> | 0,094        | 9,81               | 2,23                     | 0,11           | -0,04 – 0,06 |
| <i>b</i> (1-3)  | 3120,0     | БУ <sub>15</sub> | 0,090        | 10,48              | 1,91                     | 0,10 – 0,28    | 0,01 – 0,35  |

На генетической диаграмме Р. Пассеги точки расположены в области градационной суспензии. На динамогенетической диаграмме Г.Ф. Рожкова точки сконцентрированы в поле VII, которое отвечает обстановке морского побережья в приэкваториальной зоне с фациями пляжей и речных выносов.

По комплексу макроскопических признаков (текстурно-структурным особенностям) установлено, что отложения пластов БУ<sub>12</sub> и БУ<sub>15</sub> на Пяяхинском месторождении представлены комплексом мелководно- и прибрежно морских фаций. Образцу *a* (пласт БУ<sub>12</sub>) соответствуют фации БДД и БПК, образцу *b* (пласт БУ<sub>15</sub>) - фация БПК [1].

Результатами гранулометрического анализа подтвердили принадлежность пород к течениевым (образец *a*) и пляжевым (образец *b*) обстановкам морского побережья. В целом, вверх по разрезу увеличивается зернистость и уменьшается алевритовая составляющая.

Полученные результаты, как минимум, не противоречат электрометрическим моделям, представленным в виде кривых ПС (рисунок 1), которые в первом случае имеют вид «воронки», а во втором- «колокола». В заключение необходимо отметить, что использовались только качественные характеристики (форма) кривых ПС для установления и подтверждения фациальной природы осадков [2].

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Алексеев В.П. Атлас субаквальных фаций нижнемеловых отложений Западной Сибири (ХМАО-ЮГРА). Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2014. 284 с.
- Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел - литологических ловушек нефти и газа. Л.: Недра, 1984. 260 с.

## К ВОПРОСУ О РАЗРАБОТКЕ НЕОКОМСКИХ ПЛАСТОВ ПРИОБСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

Жичко Я. Е., Круглов Н. Д.

Уральский государственный горный университет

В тезисах доклада, помещенных в данном сборнике (Круглов Н.Д., Жичко Я.Е. “ГЕНЕЗИС АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИОБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)”) рассмотрены литология и генезис пластов АС<sub>10-11</sub> и ачимовской толщи АС<sub>12</sub> Приобского месторождения. Цель работы – анализ методов разработки пластов АС<sub>10-11</sub>, и анализ наиболее рациональных и эффективных возможных технологий разработки для ачимовских отложений АС<sub>12</sub>.

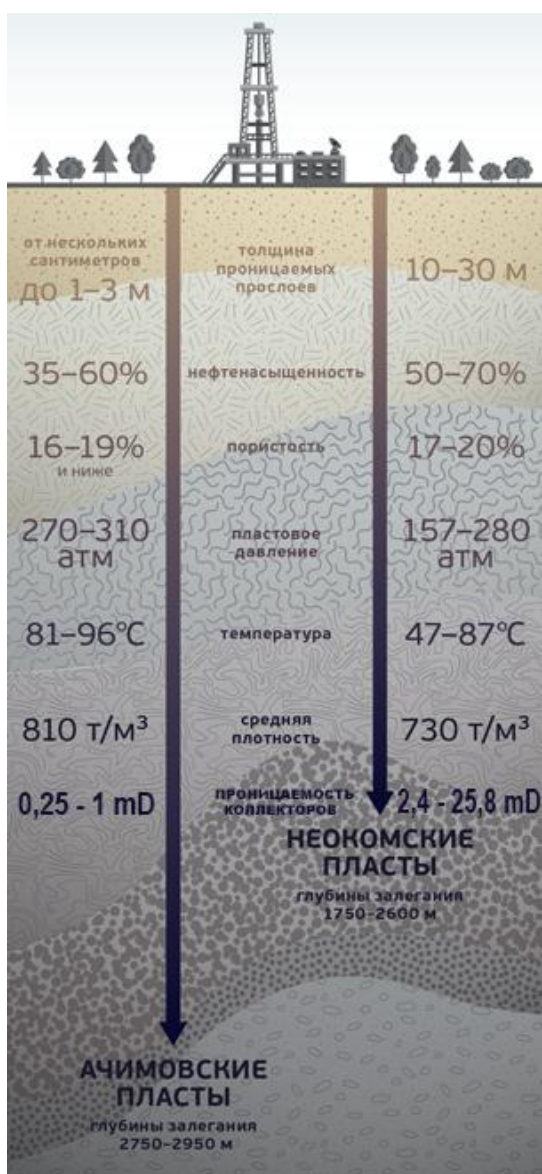


Рисунок 1 – Сравнительные характеристики ачимовских и неокомских пластов ([2] с дополнениями)

На Приобском месторождении имеется два этажа нефтеносности, представленные на рисунке 1.

*Первый* – неокомские отложения. Для этого горизонта оптимальным способом воздействия на продуктивные пласты является их заводнение. Для интенсификации добычи применяются следующие методы: осуществляется кислотная обработка пластов для увеличения проницаемости коллектора призабойной скважины и для ее восстановления. В то же время, весьма эффективным способом интенсификации является гидроразрыв пласта (ГРП). Опыт, связанный с применением данного метода на Приобском месторождении, указывает на его высокую эффективность для месторождения этого типа. Данная технология является не только способом интенсификации добычи, но и позволяет увеличить нефтеотдачу.

*Второй* этаж – ачимовские отложения, являющиеся трудноизвлекаемыми запасами из-за их высокой пористости, но низкой проницаемости. Этот факт играет основную роль при выборе методов разработки.

Основываясь на опыте других нефтедобывающих предприятий, успешно разрабатывающих отложения ачимовской толщи, рассмотрим целесообразность использования ГРП как способа интенсификации на рассматриваемом месторождении. Геологическим обоснованием применения этого метода являются низкие фильтрационные свойства коллекторов. Гидравлический разрыв пласта как метод интенсификации притока, показал высокую эффективность на пластах ачимовской толщи Покачевского месторождения [1]. Однако интенсификация притоков является только частью решения задачи по разработке объектов. Следующим важным направлением работ являются практические исследования по обеспечению наиболее полной выработки запасов нефти залежей. Для этого предлагается обрабатывать призабойные зоны пласта

кислотными составами, с организацией системы поддержания пластового давления. Таким образом, эффективная эксплуатация залежей ачимовской толщи на Покачевском месторождении оказалась возможной при комплексировании вышеописанных методов воздействия. В результате их применения ачимовские отложения в настоящее время успешно эксплуатируются и дают существенный прирост добычи нефти [1].

В то же время, в Западной Сибири активно развиваются технологии бурения горизонтальных скважин и проведения многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) (рисунок 2), большеобъемного ГРП, разрабатываются новые методы закачивания скважин и интенсификации притока, широкое распространение получила технология зарезки дополнительных боковых стволов.

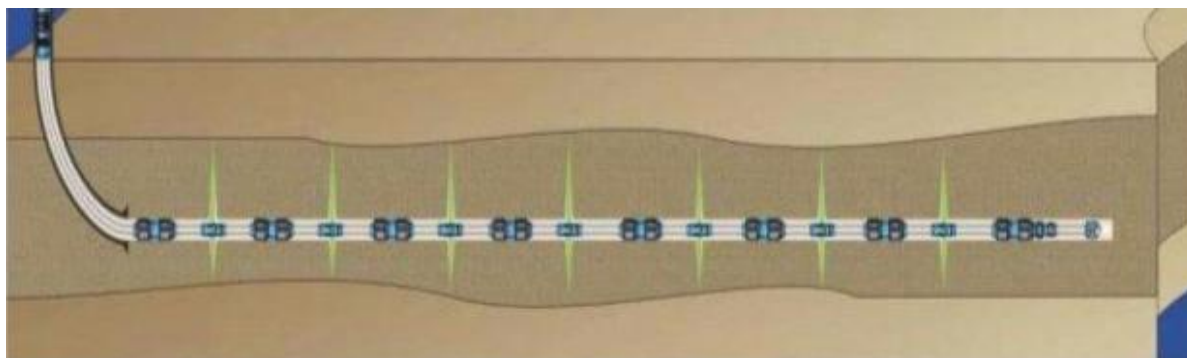


Рисунок 2 – Схема многостадийного гидроразрыва пласта [2]

Для повышения продуктивности скважин необходимо использовать буровые станки с верхним приводом и современную систему превенторов, позволяющих осуществлять вскрытие пласта на равновесии или депрессии. Нужны буровые растворы новых рецептур, эффективные перфорационные средства и жидкости глушения на углеводородной основе. Кроме того, требуется проведение лабораторных исследований для выбора оптимального комплексного воздействия на пласт с целью улучшения фильтрационных свойств коллекторов.

В конечном итоге введение инновационных технологий поможет решить проблему извлечения нефти из ачимовских отложений Приобского месторождения, и позволит получать рентабельные дебиты со скважин, пробуренных на эти отложения.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Арефьев С.В. Разработка модели геологического строения ачимовской толщи в северо-западной части Нижневартовского свода [Электронный ресурс]. 2008. URL: <http://earthpapers.net/razrabotka-modeli-geologicheskogo-stroeniya-achimovskoy-tolschi-v-severo-zapadnoy-chasti-nizhnevartovskogo-svoda#ixzz4c9khYmMA> (дата обращения 19.03.2017).
2. Николаев К.Д. Сравнительные характеристики ачимовских и некомских пластов в Ноябрьском регионе [Электронный ресурс] // Возвращение на Ачимовку. 2015. URL: [https://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2015/09/02\\_Gazprom-Neft-Return-to-Achimov.pdf](https://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2015/09/02_Gazprom-Neft-Return-to-Achimov.pdf) (дата обращения 19.03.2017).

## ГЕНЕЗИС АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ПРИМЕРЕ ПРИОБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

Круглов Н. Д., Жичко Я. Е.

Уральский государственный горный университет

Развитие нефтяной промышленности является одной из приоритетных задач для нашего государства. Легко добываемые ресурсы нефти постепенно истощаются, поэтому актуальным и перспективным направлением становится поиск и введение в эксплуатацию месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Объектом исследований является Приобское нефтяное месторождение. Цель представленной работы – рассмотрение неокомского комплекса и выявление генезиса ачимовской толщи.

Приобское нефтяное месторождение в административном отношении расположено в Ханты-Мансийском автономном округе, в 63 км от г. Ханты-Мансийска и 100 км от г. Нефтеюганска. Приобская структура располагается в зоне сочленения Ханты-Мансийской впадины, Ляминского мегапрогиба, Салымской и Западно-Лемпинской групп поднятий [3]. По запасам месторождение относится к уникальным, а по строению многопластовое, сложное.

Основные запасы нефти на Приобском месторождении сосредоточены в отложениях неокомского возраста. Углеводороды приурочены к коллекторам на двух основных горизонтах (рисунок 1). На нем видно, что разновозрастные отложения имеют разный генезис, согласно принципу Грессли-Реневье.



А – шельфовые отложения пластов АС<sub>10-11</sub>; Б – турбидитные отложения ачимовской толщи АС<sub>12</sub>

Рисунок 1 – Принципиальная схема строения неокомских отложений [5]

Верхний горизонт состоит из двух основных элементов: пологая мелководная «шельфовая» терраса (ундаформа), переходящая в крутой аккумулятивный склон (клиноформу) [1, 4]. Они перекрыты надежной покрывкой пимских глин и имеют большое количество структурных ловушек [3]. Пласты-коллекторы в этой области обладают хорошими фильтрационно-емкостными свойствами, содержат широко распространённые по площади и самые продуктивные скопления нефти. Данный этаж является разрабатываемым в настоящее время, его мелководный генезис выявлен достаточно точно [2] и не представляет вопросов.

Большой интерес для исследований вызывает нижний горизонт неокомских коллекторов, представляющий собой ачимовские отложения, приуроченные к ахской свите. Величина открытой пористости пород толщи находится в пределах от 13% до 23%. Проницаемость изменяется от 0,25 до 3 мД. По классификации Ханина А. А. коллекторы

относятся к 5 классу (низкопроницаемые), что до некоторого времени не позволяло их разрабатывать.

Современные методы отработки вводят ачимовскую толщу в объект добычи нефти, что определяет интерес к генезису этих отложений. Одна из основных концепций ее образования обосновывается А. А. Неждановым [5], и поддерживается другими авторами [4]. Они утверждают, что ачимовская толща имеет турбидитную модель формирования, которая подтверждается литологией, новейшими методами сейсморазведки и геофизическим исследованием скважин. Это позволило установить связь осадков с деятельностью турбидитных потоков, развивающихся на склоне шельфовой ступени и имеющих подводящие каналы. Схема приведена на рисунке 2.

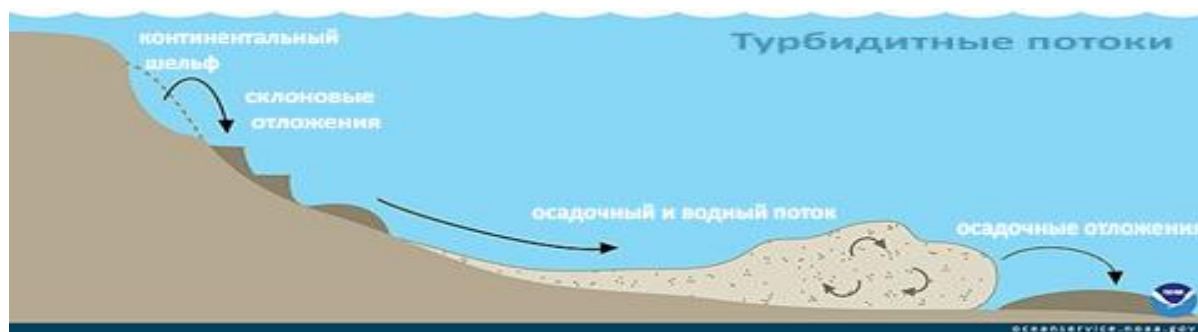


Рисунок 2 – Схема формирования турбидитов [6, с изменениями]

Учитывая клиноформную модель строения неокомских отложений, отметим, что формирование ачимовских отложений, возможно, связано с деятельностью турбидитовых потоков, однако, в данной теории есть несоответствия. Во-первых, баженовские отложения, подстилающие ачимовскую толщу, сформировались на максимуме трансгрессии при глубине палеобассейна около 400 м, а для образования турбидитов, как правило, необходим столб жидкости свыше 1200 м. Во-вторых, отложения хоть и включают оползневые текстуры, но по природе и текстурным признакам отличаются от турбидитов, формировавшихся в пределах континентального склона глубоководного морского бассейна и его подножия. Объяснением данной неувязки могут быть неверно интерпретированные глубины древнего бассейна, вследствие различных тектонических движений. Также, вполне вероятно, были допущены ошибки при исследовании текстур.

Исходя из вышеизложенного, авторы доклада считают, что турбидитная модель генезиса ачимовской толщи обоснована достаточно. Но принять её за единственную правильную не могут, так как имеются весомые «нестыковки». Вероятно, мутьевые потоки имели место, но на иной глубине, нежели турбидитные. Поэтому наше мнение заключается в том, что это не глубоководные осадки, а отложения мелководных частей бассейна.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гулари Ф.Г. Строение и условия образования клиноформ неокомских отложений Западно-Сибирской плиты (история становления представлений). – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2003. 141 с.
2. Еремеев Н. В., Еремеев В. В. Литология, фации и коллекторские свойства верхнеберриасских-нижневаланжинских отложений севера Западной Сибири и прогноз коллекторов нефти и газа // Бюлл. МОИП. Отд. геол. 2010. Т. 85. Вып.3. С. 29-44.
3. Карогадин Ю. Н., Ершов С. В., Сафонов В. С. и др. Приобская нефтеносная зона Западной Сибири. Системно-литологический аспект. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 1996. 252 с.
4. Сынгаевский П. Е., Хафизов С. Ф., Шиманский В. В. Глубоководные конусы выноса и турбидиты. Модели, циклостратиграфия и применение расширенного комплекса ГИС. М. Ижевск: ИКИ, 2015. 480 с.
5. Нежданов А. А., Пономарев В. А., Туренков Н. А., Горбунов С. А. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири. М.: Изд-во: АГН, 2000. 247 с.
6. Einsele G. Sedimentary basins: Evolution, facies and sediment budget. Springer, 2000. 792 p.

## ЗНАКИ ПОВЕРХНОСТЕЙ НАПЛАСТОВАНИЯ ВО ФЛИШЕВЫХ ТОЛЩАХ. ОСНОВНЫЕ ТИПЫ И СПОСОБЫ ОБРАЗОВАНИЯ

Исаков А.Ю.

Научный руководитель профессор Мизенс Г.А.  
Уральский государственный горный университет

**Флиш** – мощная, до тысяч метров, серия морских осадочных образований, характеризующаяся чередованием по меньшей мере двух, обычно трех (реже – четырех–пяти) слоев основных литологических разновидностей зернистых и незернистых пород, образующих закономерные сочетания — простые и сложные циклиты (или циклы). В дистальных частях флиша они измеряются сантиметрами и дециметрами, а в проксимальных – метрами и более. Размер частиц в слоях флиша постепенно уменьшается снизу вверх, образуя градационную сортировку. Флиш беден органическими остатками или вовсе лишен их. Для отложений этой формации характерны гиероглифы – отпечатки следов, оставленных на дне водоема турбидными течениями и оплывшим илом, (механоглифы) или животными (биоглифы).

Вероятно, самые распространенные подошвенные знаки – это *язычковые валики* (рисунок 1 – А) – слепки борозд размыва струями мутьевых потоков. В ископаемом состоянии обычно сохраняются в виде контротпечатков на нижних поверхностях пластов песчаных пород и представляют собой ориентированные по течению валики, один конец которых (направленный против течения) заострен, а другой, постепенно расширяясь, сливается с поверхностью пласта. Такие знаки бывают одиночные или образуют скопления. Для образования язычковых валиков необходимы следующие условия: перерыв в осадконакоплении, измеряемый годами для карбонатных осадков и многими десятилетиями – для глинистых; илистое дно, способное пластично взаимодействовать с движением воды; умеренное по силе или скорости течение, способное прорыть в илистом дне овражки; наличие зернистого материала – например, песка – для заполнения рытвинок и тем самым для образования их слепков. Наличие данных валиков позволяет восстановить направление течения, направление склона, положение области сноса обломочного материала.

*Знаки внедрения* (см. рисунок 1 – Б) – разнообразные текстуры, в виде причудливых карманов проникновения, следов втеканий, проседаний осадочного материала (чаще всего песчаного) в подстилающие осадки. Почти всегда при внедрении пластичного осадка происходит смещение вмещающих пород вниз по уклону дна. При большей пластичности глины песчаные валики нередко отрываются, закручиваются и тонут в глине, как гальки-рулеты. Знаки внедрения свидетельствуют о том, что на дне водоема в период отложения внедрявшегося материала, а также в предшествовавшее ему время существовали жидкие очень подвижные илы. Чаще всего знаки внедрения сохраняются на подошвах песчаных пластов.

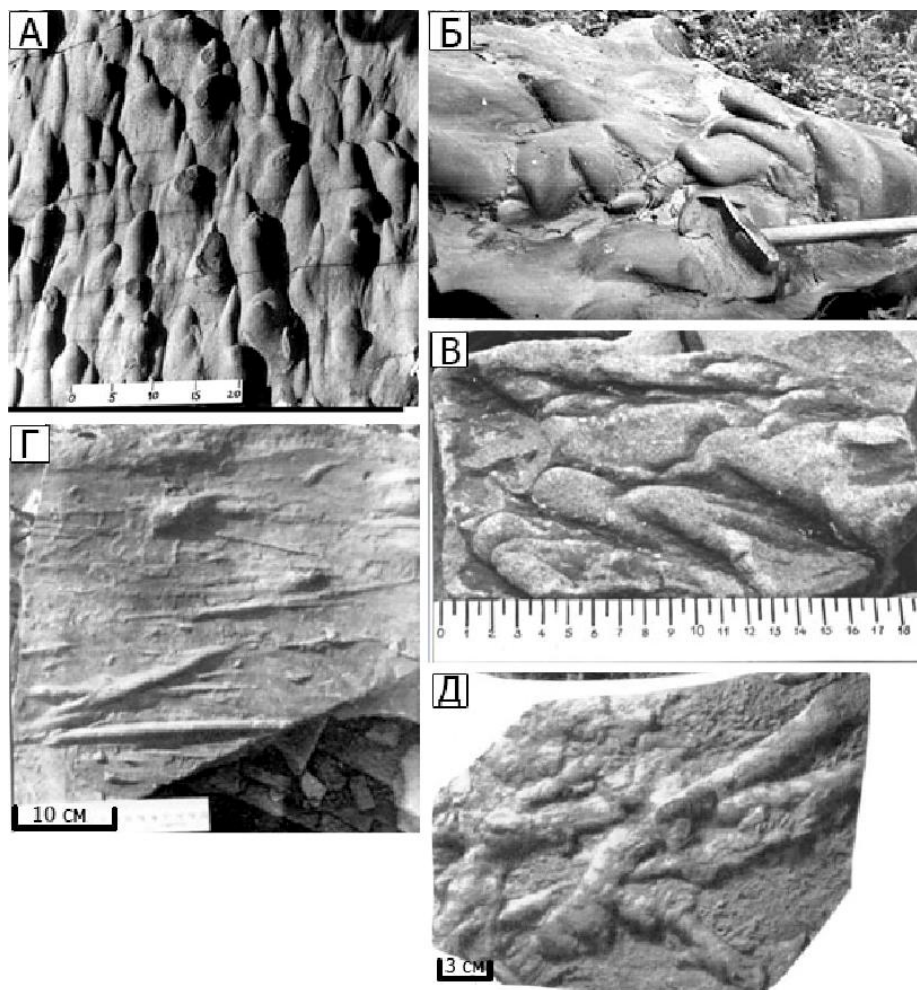
*Знаки оплывания осадка* (см. рисунок 1 – В) – различные по размеру, как бы натекающие друг на друга складочки причудливой формы или языковидные образования, возникающие на поверхности пластичного или пропитанного водой рыхлого осадка. Сохраняются на нижних поверхностях пластов.

*Обоюдоострые валики* (см. рисунок 1 – Г) – слепки царпин и борозд, оставленных твердыми предметами, переносимыми турбидными потоками у дна: раковинами, обломками древесины, телами рыб и других животных, и т. д. Размер и форма следа определяются этими предметами и часто весьма характерны, что позволяет определять даже род организма: например, по W-образному следу – аммонит с соответствующим килем раковины. Характерными являются взаимно параллельные бороздки. Встречаются как отдельно, так и в ассоциации с другими текстурами, особенно с язычковыми гиероглифами. Толщина царпин чаще всего не более первых сантиметров [1].

*Следы жизнедеятельности илоедов* (см. рисунок 1 – Д) также встречаются довольно часто во флишевых толщах. Чаще всего это остатки ходов этих животных. Диаметр таких следов редко превышает 2-3 сантиметра. Они распространены преимущественно на подошвах

песчаных пород, реже карбонатных. Среди них больше всего распространены субгоризонтальные отпечатки, но встречаются и так называемые следы бегства – остатки вертикальных ходов, направленных из подстилающих глинистых пород в перекрывающие песчаники. Иногда на подошвах песчаных пластов наблюдаются фрагменты и признаки присутствия (в том числе отпечатки) других организмов, например, некоторых раковин и водорослей.

**Выводы.** Таким образом, наличие разнообразных текстур на нижних пластовых поверхностях флишевых толщ свидетельствует о различных обстановках и процессах осадконакопления. Изучение этих текстур позволяют реконструировать гидродинамику на дне бассейна – направления течения турбидного потока, его силы и состояние осадка на момент образования отпечатка.



А – язычковые валики, Б – язычковые знаки, осложненные внедрением песка в ил, В – знаки оплывания, Г – обоюдоострые валики, Д – следы жизнедеятельности илоедов [2]

Рисунок 1 – примеры рассматриваемых текстур (А – Г – материалы Г. А. Мизенса)

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Фролов В.Т. Литология. Кн.1: учебное пособие. М.: Изд-во МГУ, 1992. 336 с.
2. Хабаков А.В. Атлас текстур и структур осадочных горных пород. М.: Государственное научно-техническое издательство литературы по геологии и охране недр, 1962. 730 с.



## ДЕЛЬТА-СИСТЕМА В НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ

Колобова Д. А., Чекушина Ю. В.

Уральский государственный горный университет

В современном обществе системный подход является ключом к решению большинства вопросов. Чем выше степень системности (в решении проблем), тем эффективнее решение любых практических задач. В геологии при разработке месторождений рассматривается сложная природная система, которая, в свою очередь, состоит из геологических элементов, процессов и событий, и требует применения соответствующей методологии.

По Л. фон Берталанфи система представляет собой сочетание связанных между собой элементов, находящихся в устойчивом взаимодействии друг с другом и образующих некоторое единство. Системный анализ включает в себя не только методологию проведения анализа сложных объектов, но и формирование, и обоснование решений по комплексным проблемам сложных систем.

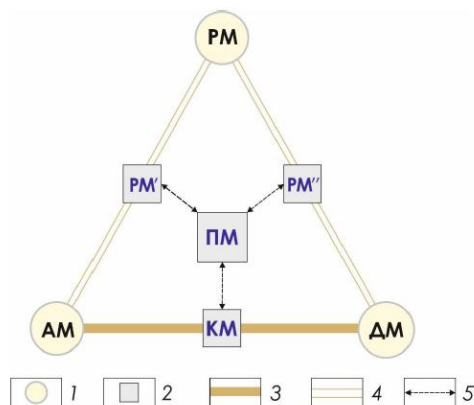
Крайне велика в системном анализе роль моделирования. Оно предполагает, что мы заменяем реальный природный объект на некоторое формализованное представление о нем. На рисунке 1 представлена схема, показывающая последовательные этапы моделирования. Процесс начинается с постановки и изучения задачи с различной степенью детализации с целью получения необходимых ответов. Затем строится концептуальная модель, которая впоследствии требует обязательное сравнение с новыми геологическими данными. Если параметры соответствуют, то делается заключение о жизнеспособности системы, если нет, то необходимо возвращение на начальный этап построения, что показано пунктирной линией на рисунке 1.



Рисунок 1 - Блок-схема (синтез представлений Р. Мак-Кеммона и др., 1973; Дж. Харбуха и Г. Бонэм-Картера, 1974; P. Bruszek, 2015; J. Derks, Th. Fuchs и др., 2009), показывающая последовательные этапы моделирования

В реалиях сегодняшнего дня в рамках моделирования для нефтегазоносных толщ А.А. Поляковым предложена дельта-система (рис.2).

Дельта-система – это трансформированная зет-система Ю.А. Косыгина (см. наш доклад «Использование зет-системы при моделировании нефтегазоносных отложений» в данном сборнике). Она строится на основе априорной, ретроспективной и динамической моделей. Важным свойством дельта-системы является возможность мониторинга геологического риска (как элемента прогнозной модели).



Модели (М): АМ – априорная; ДМ – динамическая; КМ – концептуальная; РМ – ретроспективные: РМ' – первого типа с фиксированным временем (например, палеогеографические реконструкции), РМ'' – второго типа (последовательность событий в пространственно-временной связи); ПМ – прогнозная. Модели: 1 – аналитические, 2 – синтетические; 3 – синтез по распространенной аналогии; 4 – построение ретроспективной модели по принципу актуализма; 5 – построение и мониторинг прогнозной модели.

Рисунок 2 – Дельта-система

Априорная модель – это результат изучения статической системы. Модель в данном случае – это объект-заместитель, который имитирует свойства и характеристики объекта-оригинала и может в определенных условиях занять его место.

«В качестве динамических моделей рассматриваются процессы образования разнообразных структурных форм и ловушек углеводородов, а также составляющие суть онтогенеза процессы – генерации, эмиграции и вторичной миграции...» [2].

Ретроспективные модели отражают генезис и эволюцию элементов и структур статических и динамических систем.

Из рисунка 2 следует, что в условиях неразрывного единства главных моделей неизбежно проявляется их связь через третий или промежуточный компонент, что является показателем тринитарности [1]. Тринитарность – это одно из важнейших свойств, как общечеловеческого познания, так и геологии. Она лучше всего выражается в виде равностороннего треугольника, который напоминает букву «дельта». По этой причине дельта-система симптоматична для геологов. В частности широко используются такие понятия как «дельта», «дельтовые отложения» и др.

Синтез априорных и ретроспективных моделей дает РМ' с фиксированным временем. Ретроспективные и динамические модели образуют РМ'', отражающие последовательность событий в пространственно-временной связи. Дополненные и скорректированные в процессе синтеза статических и динамических систем АМ представляют концептуальные модели (КМ), которые являются качественной основой для заложения разведочных скважин [2]. В целом, прогнозные модели (ПМ) выводят нас на новый виток спирали познания (см. наш доклад «Использование зет-системы при моделировании нефтегазоносных отложений» в данном сборнике).

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Алексеев В. П., Амон Э. О. Седиментологические основы эндолитологии. Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2017. 476 с.
2. Поляков А. А. Системный подход к анализу и снижению риска при поисках и разведке месторождений нефти и газа [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2016. Т. 11. № 1. URL: [http://www.ngtp.ru/rub/3/3\\_2016.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/3/3_2016.pdf) (дата обращения 07.04.2017 г.).

## ИЗУЧЕНИЕ ФРАКТАЛЬНОЙ СТРУКТУРЫ МИНЕРАЛЬНЫХ ФОРМ В ИЗВЕСТНЯКАХ ТУРНЕЙСКОГО ЯРУСА ЮЖНО-КУТУЗОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (САМАРСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Логунов Е.В.

Уральский государственный горный университет

В последнее время в науках о Земле появилось новое направление исследований, основанное на концепции самоорганизации геологической среды. С современных позиций земная кора в целом и отдельные ее элементы рассматриваются как открытые диссипативные динамические системы. Вследствие этого образование различных геологических структур, например пространственное распределение золота в рудных телах, распределение интенсивности проявлений разрывной тектоники и трещиноватости в горных массивах, рассматривается не как результат последовательных линейных воздействий различной природы, а как следствие сложного взаимодействия многих факторов. Отличительной особенностью таких систем является иерархическая структура их организации, или фрактальность.

Фракталом называется структура, состоящая из частей, подобных целому (самоподобие) [2]. Он характеризуется фундаментальным параметром, так называемой фрактальной размерностью ( $D$ ) – коэффициентом, описывающим фрактальные структуры или множества на основе количественной оценки их сложности [4]. Существует несколько способов расчета коэффициента  $D$ , в данной статье использован способ вычисления методом подсчета ячеек [3].

Объектом исследования послужили минеральные выделения, предположительно окислов марганца, в виде дендрита в образце известняка турнейского яруса Южно-Кутузовского нефтяного месторождения (Самарская область), обнаруженные в шлифе при микроописании породы.

Для определения размерности фрактала способом подсчета ячеек:

1) отделяем объект от общего фона (рис. 1): в нашем случае отделяем дендрит от общей карбонатной массы;

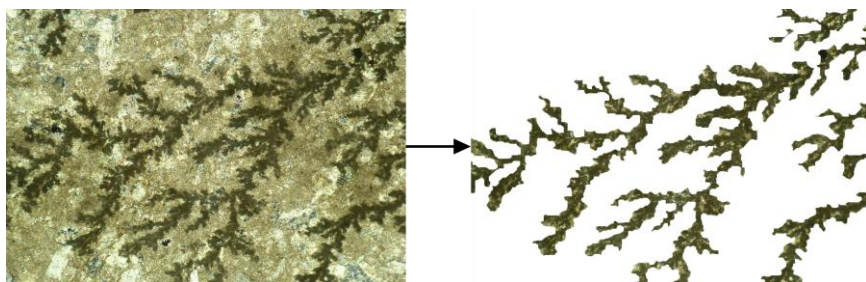


Рисунок 1 – Слева фотография шлифа (увел.  $\times 100$ ), справа – выделенный дендрит

2) накладываем на него квадратную решетку (размер каждой ячейки решетки последовательно увеличиваем вдвое, повторяя несколько раз) и подсчитываем число ячеек, в которые попадает дендрит (рис. 2). Результаты измерений показаны в таблице;

Таблица – Результаты измерений

|                                 |     |     |     |      |
|---------------------------------|-----|-----|-----|------|
| Размер ячейки, $\epsilon$ , мкм | 125 | 250 | 500 | 1000 |
| Число ячеек, $N$                | 558 | 187 | 69  | 20   |

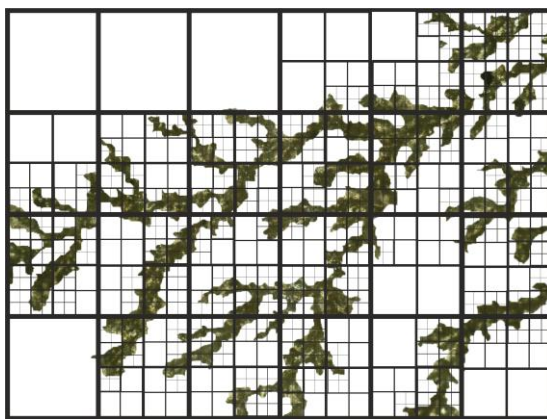


Рисунок 2 – Определение размерности путем подсчета клеток

3) в двукратно логарифмическом масштабе строим зависимость числа ячеек  $N$  от размера ячеек  $\varepsilon$  (рис. 3), которая имеет линейный вид;

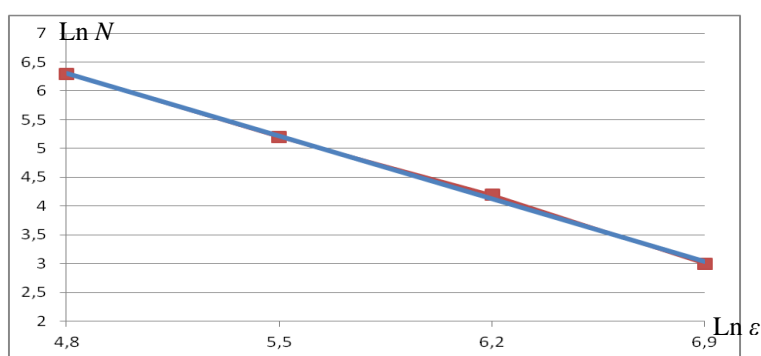


Рисунок 3 – График зависимости числа ячеек  $N$  от размера ячеек  $\varepsilon$

4) вычисляем наклон (крутизну) линии. В нашем случае (см. рис. 3) он равен  $-1,57$ , то есть  $D = 1,57$ .

Результаты исследования свидетельствуют о том, что фрактальная размерность изучаемого объекта находится в диапазоне между 1 (характеризующем линию) и 2 (характеризующем поверхность), что отражает визуальную извилистость дендрита и описывает ее количественно. Таким образом, свойства самоподобия геологической среды являются ключевым показателем ее нелинейности и находят свое применение в нефтегазовой геологии. В связи со значительной степенью сложности условий эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, выявление и учет фрактальных свойств позволяет прогнозировать направление движения флюида в пласте, оптимизировать процесс его разработки, повышая эффективность управления и увеличивая показатели добычи нефти и газа [1].

### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Запивалов Н.П., Смирнов Г.И., Харитонов В.И. Фракталы и наноструктуры в нефтегазовой геологии и геофизике. Новосибирск: Академическое изд-во «Гео», 2009. 131 с.
2. Мандельброт Б. Фрактальная геометрия природы: пер. с англ., М.: Институт компьютерных исследований, 2002. 656 с.
3. Перерва Л. М., Юдин В. В. Фрактальное моделирование: учебно-методическое пособие. Владивосток. ВГУЭС, 2007. 186 с.
4. Третьяков Ю. Д. Дендриты, фракталы и материалы // Соросовский образовательный журнал, 1998. № 11. С. 96 - 102.

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЕНЕЗИСА ОТЛОЖЕНИЙ ЧУКОТСКОЙ СВИТЫ ВЕРХНЕ-АЛЬКАТВААМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Петровец М. А.

Уральский государственный горный университет

Верхне-Алькатваамское месторождение расположено в юго-восточной части Чукотского автономного округа в Анадырском районе. Угленосность связана с отложениями сантон-кампанского (барыковская и коряжская свиты) и палеоцен-эоценового (чукотская свита) возрастов. Верхне-Алькатваамский угленосный район входит в состав Беринговского каменноугольного бассейна.

На месторождении из скважины AL16004 с глубины 180,3 м взят образец №8. Для определения основных текстурных особенностей породы образец рассмотрен при шестикратном увеличении (рисунок 1).

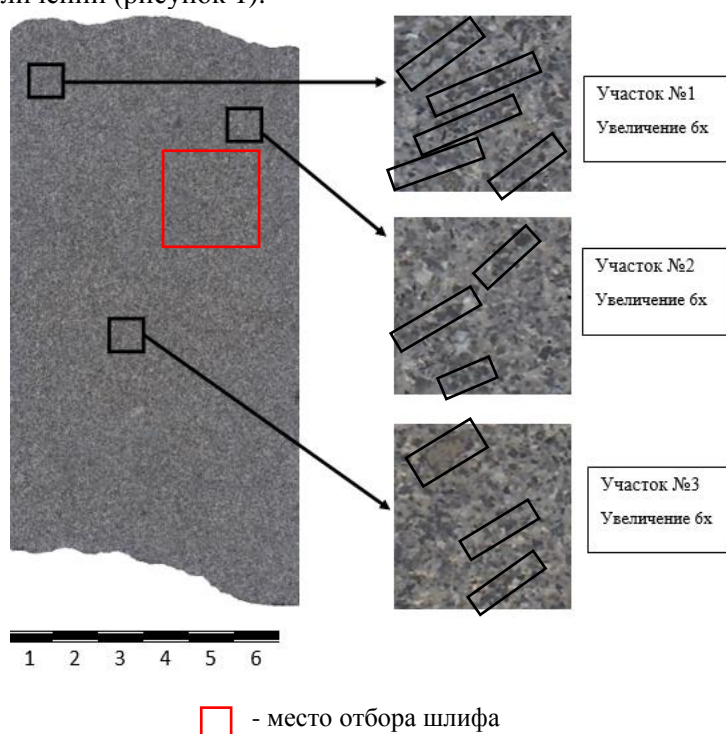
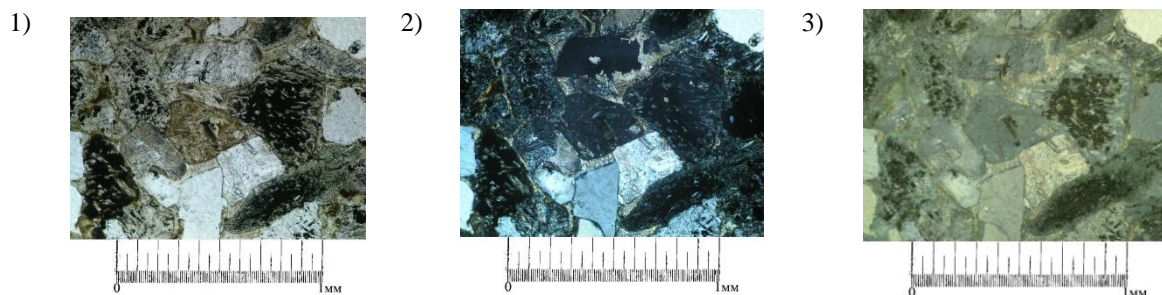


Рисунок 1 – фотография образца с увеличенными участками и выделенной в них ориентировкой зёрен

Полимиктовый мелко-среднезернистый песчаник серого цвета с зеленоватым оттенком и хорошей сортировкой зёрен. На увеличенных отрезках выделяется ориентированность длинных осей зёрен под углом от 55 до 95 градусов к оси керна. Текстура слоеватая. При взаимодействии с соляной кислотой выделяются пузырьки газа. По выявленным признакам установлено, что отложения относятся к фации песчаных осадков обстановки приустьевых частей равнинных рек (АРД) [1].

При 100-кратном увеличении проведён анализ шлифов (рисунок 2). В песчанике преобладают полуокатанные зёрна удлинённой формы. Контакт между зёрнами конформный, что является следствием гравитационной коррозии. Цемент гидрослюдисто-карбонатный поровый коррозионный, местами плёночный микрокристаллический. Полевые шпаты в породе сильно карбонатизированы и частично пиритизированы. Обломки пород представлены кислыми и основными эффузивами, сланцами, микрокварцитами. Пирит в шлифе встречается довольно часто, причём в виде включений в другие минералы. Он присутствует практически в

половине обломков и чаще всего максимальная концентрация наблюдается в середине зерна. В цементе пирит отсутствует, то есть пиритизация произошла до цементации песчаника [2].



1 - николи параллельны; 2 - николи скрещены; 3 - в отражённом свете

Рисунок 2 – фотографии шлифа

В шлифе произведён подсчёт зёрен кварца, полевых шпатов и обломков. Установлено, что кварца – 23%, полевых шпатов – 26% и обломков пород – 51%. Порода относится к полевошпатовым грауваккам (рисунок 3).

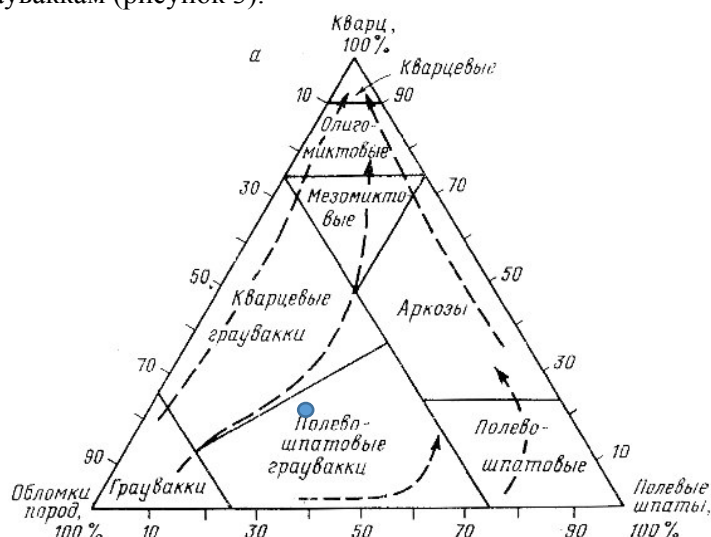


Рисунок 3 – положение образца №8 на треугольной диаграмме В. Н. Шванова

В работе изучен образец нижнечукотской подсветы из скважины AL16004 и результатом стало определение петрографического состава и фации образца. Установлено, что образец №8 является полевошпатовой грауваккой мелко-среднезернистой размерности. Имеется большое количество обломков эффузивных пород, что является признаком вулканизма в более раннем временном промежутке, так как обломки привнесены из ранее сформированных пород. Также песчаник отнесён к фации песчаных осадков приустьевых частей равнинных рек (АРД).

### БИБЛЕОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Алексеев В. П. Атлас фаций юрских терригенных отложений (угленосные толщи Северной Евразии). Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2007. 209 с.
2. Недоливко Н.М., Ежова А. В. Петрографические исследования терригенных и карбонатных пород коллекторов. Томск: Изд-во ТПУ, 2012. 171 с

## СОСТАВ И ГЕНЕЗИС ПЛАСТА В<sub>1</sub> ТУРНЕЙСКОГО ЯРУСА ЮЖНО-КУТУЗОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ВОЛГО-УРАЛЬСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ)

Логунов Е.В.

Уральский государственный горный университет

В связи со значительной степенью выработанности разведанных запасов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, большое внимание уделяется поиску и освоению мелких нефтегазовых объектов, одним из которых является Южно-Кутузовское нефтяное месторождение, расположенное в Сергиевском районе Самарской области. Открытое недавно, оно является слабоизученным, поэтому остается актуальным вопрос об обстановках формирования продуктивных пластов. Целью работы является изучение структурно-текстурных особенностей известняков турнейского яруса пласта В<sub>1</sub> и выявление их генезиса.

Объектом изучения являются 4 образца яруса из разведочной скважины № 140, отобранные автором для макро- и микроскопического исследования (рис. 1).

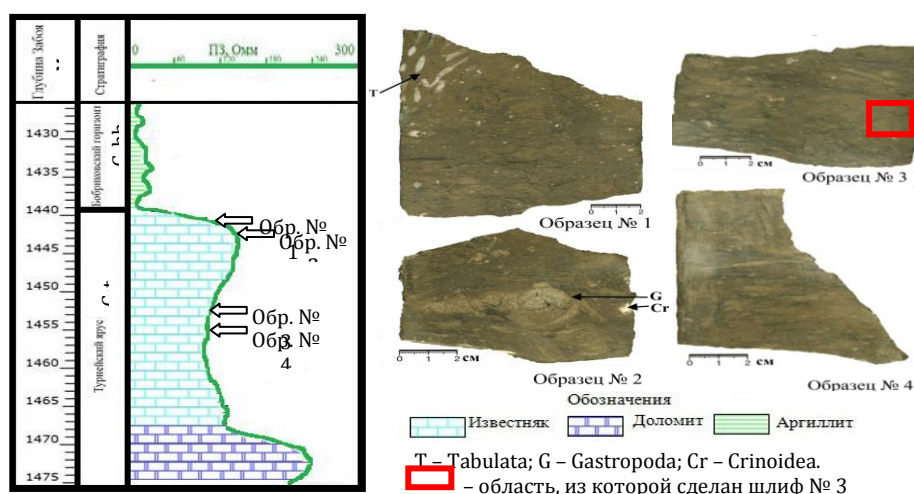


Рисунок 1 – Привязка кернового материала по глубине по данным геофизических исследований скважин

Макроскопическое описание показало, что все образцы (см. рис. 1) являются известняками коричнево-серыми, микрокристаллическими. Заметна не всегда отчетливая линзовидно-волнистая и полого-волнистая слоистость, подчеркнутая растительным детритом. Характерно множество биокластов различной размерности (от 2 мм до 5 см), наблюдается биотурбация. В образце № 1 (гл. 1440,9 м) в верхней левой части находится коралл (Т) (Tabulata) – привнесённый обломок крупной колонии (размеры 2 × 2 см). В образце № 2 (гл. 1443 м) в правой части присутствует фрагмент стебля криноидеи (Cr) размером 4 × 4 мм. В центральной части этого образца видна раковина брюхоногого моллюска (G) размером 2 × 4 см.

В результате проведенного микроскопического описания всех шлифов, получены следующие результаты. Состав: основная масса породы (50-60%) состоит из микрозернистого кальцита (микрита). Форменные элементы в основном представлены различными биокластами (15-20 %): обломки известковых зеленых водорослей (*Kamaena* и *Parakamaena*, *Issinella* – определения Р.М. Ивановой), членики криноидей, обломки раковин брахиопод и единичные фораминиферы; присутствуют также пелоиды (онколиты, комки и сгустки) и интракласты (15-

20%). Во всех образцах цемент представлен тонкокристаллическим кальцитом. Как правило, он выполняет пустотное пространство в форменных элементах и заполняет поры. В породе встречаются пленки органического вещества, приуроченные к парастилолитовым швам, нередко они также обволакивают форменные элементы. Поры занимают 1-2% от площади шлифа — внутризерновые и межзерновые, размером 0,1 – 0,3 мм, распределены неравномерно.

По структурной классификации Р. Данхема все исследуемые образцы относятся к классу вакстоунов [3].

По результатам минералого-петрографического анализа установлено, что во всех образцах происходила интенсивная микритизация (рис. 2). На основании информации изложенной в статье [2] можно сделать вывод, что наиболее подходящая обстановка – мелкая-открытая сублитораль ниже базиса обычных волн.

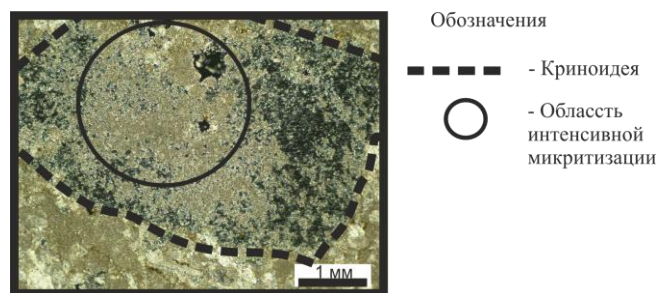


Рисунок 2 – Шлиф № 3. Обломок криноидеи. Увел x 100

По проведенным макро- и микроописаниям четырех образцов керна Южно-Кутузовского месторождения (скв. 140) турнейского яруса установлено, что отложения относятся к литогенетическому типу (ЛГТ) – известняков пелитоморфных с мелким детритом (0,1-1 мм). На основании Атласа [1], определен генезис образцов. Они образовались в условиях открытого шельфа, мелководных шельфовых равнин. Все образцы можно отнести к формуле № 35. Формула изображается в виде дроби: в числителе – каркас, форменные компоненты; а в знаменателе – основная масса, заполнитель; нижний индекс показывает процентное содержание структурных компонентов:

$$\text{ЛГТ № 35} \left( \frac{D_1 \text{ Он}_1 C_1}{\text{Ш}_1 \text{ П}_{(4-5)} \text{ К}_{(1-2)}} \right),$$

где Д – раковинный детрит (мелкий и крупный: 0,05-2 мм); Он – онколиты; С – сопутствующие компоненты (обломки зеленых водорослей и криноидеи); Ш – шлам (детрит раковинный алевритовой размерности: 0,05-0,001 мм); П – пелитоморфный кальцит; К – комки; нижний индекс: 1– от 5 до 15 %; 2 – от 15 до 25%; 4 – от 35 до 45%; 5 – от 45 до 55%.

Таким образом, отложения турнейского яруса Южно-Кутузовского месторождения образовались в условиях открытого шельфа, мелководных шельфовых равнин. Эти условия образования являются благоприятными для появления и накопления углеводородов, что говорит о перспективности разработки пласта В<sub>1</sub> на данном месторождении.

### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Атлас структурных компонентов карбонатных пород /Н.К. Фортунатова [и др.]. М.: ВНИГНИ, 2005. 440 с.
2. Кабанов П.Б. Микритизация частиц как фациальный индикатор в мелководно-морских карбонатных породах // Бюллетень МОИП. 2000. Т. 75. № 4. С. 39-49.
3. Dunham R.J. Classification of carbonate rocks according to depositional texture/Classification of Carbonate Rocks. (ed. by W.E. Ham)/Men. Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1962. P. 108-121.



**ПРОБЛЕМА СОЗДАНИЯ ЕДИНОЙ КЛАССИФИКАЦИИ ПЕСЧАНЫХ ПОРОД**

Некипелов Д.В.

Научный руководитель Маслов А.В.

Уральский государственный горный университет

В результате многолетней работы с песчаными породами до сих пор не создана единая и широко признанная классификация, так как для разных масштабов исследований применяются различные их варианты. Как показано в исторических обзорах Г. Клейна, В.Д. Шутова и Г.И.Теодоровича, разработка классификаций песчаных пород происходила по двум направлениям: одно из них совершенствовало схему П. Крынина, второе объединяло классификации, близкие к схеме Ф. Петтиджона. В дальнейшем были предложены другие схемы, не соответствующие двум основным направлениям.

Основой классификации П. Крынина и его последователей является треугольная диаграмма, показывающая разновидности песков или песчаников в зависимости от соотношения трёх основных компонентов: кварца, полевых шпатов и обломков пород. Метод треугольных диаграмм неоднократно подвергался критике, однако до последнего времени предлагаются всё новые варианты подобных треугольников, а при работах регионального характера предпочтителен именно такой способ изображения состава песчаников.

Классификация второго направления изображает с одной стороны минеральный состав зёрен песчаной размерности, с другой – структурную зрелость породы, выраженную в количестве матрикса.. Матрикс в этой схеме применяется в качестве четвёртого компонента, дополняющего по сути минералогическую трёхкомпонентную классификационную систему. В поздних схемах Ф. Петтиджона [1] песчаники разделяются на *арениты*, содержащие не более 10-15% матрикса, в случае присутствия более 15% глинистого вещества они относятся к *ваккам*. Российские геологи [2] считают, что содержание матрикса в граувакках может варьироваться в диапазоне от 0 до 50%.

Существует и третье направление, условно объединяющее схемы, не относящиеся к названным выше категориям. Это схемы И.М. Варенцова, Г.И.Теодоровича, М.К. Калинин и других авторов. Они разные, общим для них является сложность построения; здесь учтено большое количество признаков и выделено значительное число групп. Большинство из них на практике никем, кроме авторов, не использовались, потому что не отвечали требованиям, необходимым для признания классификации широким кругом специалистов. Г.Ф. Крашенинников отмечал, что хорошая классификация должна отвечать нескольким основным условиям, а именно: быть выдержанной по основным принципам, удобной для практического использования и по возможности быть простой. Всем этим требованиям отвечает классификация, основанная на применении треугольной диаграммы.

В.Н. Шванов [3] отмечает, что в СССР система двойных наименований пород, одинаковых по составу обломков, но различных по содержанию матрикса, и также выделение последнего как самостоятельного члена трёхкомпонентной системы, не применялась. Всё это потому, что к основным требованиям классификации любого рода является единство классификационного признака: одну классификацию на определённом иерархическом уровне нельзя строить по разным признакам. Под этим В.Н. Шванов имеет в виду, что матрикс обладает разной природой; в одних случаях матриксом является глинистое цементирующее вещество, в других – обломочные зёрна песчаной размерности. В первом случае – это примесь, цементирующая обломочный материал, соответственно она не является показателем состава обломков. Во втором случае матрикс должен оцениваться как обломочные зёрна и объединяться с другими категориями обломков. Однако и в первом и во втором случаях нет необходимости породы с матриксом разной природы причислять к каким-то особым и давать им специальные названия. Но всё же термин «вакка» В.Н. Шванов [3] использует, и выделяет это не как классификационно-минералогическое, а как автономное генетически-структурное понятие по отношению к другим минералогическим классификациям.

Вакками он называет песчаники с матриком, т.е. с тонко-мелкокристаллическим заполнителем неясной природы, выполняющим роль цемента.

Трудно создать классификацию на генетической основе, потому, что нужно было бы ввести не менее шести исходных параметров, отчего она получилась бы весьма громоздкой, тем самым не соответствуя простоте и удобству для практического применения. В качестве исходных процессов и результатов их проявления стоило бы выбрать следующие:

- состав материнских пород в области сноса, определяющий состав песчаника;
- процессы вулканизма, протекающие одновременно с осадконакоплением;
- аутигенное минералообразование и превращение аутигенных минералов в обломочные компоненты в результате явления перемыва;
- сепарацию осадка и обогащение его тяжёлыми минералами;
- механическое диспергирование и химическое выветривание минералов в ходе переноса;
- степень постседиментационных образований.

Кроме того, создание такой классификации встретило бы на пути ещё и ряд других препятствий из-за сложностей диагностики некоторых обломочных компонентов или из-за многозначности интерпретации их генезиса. Например, полевые шпаты очень трудно отличать друг от друга под микроскопом, если они лишены пертитовых прорастаний, микроклиновой решётки или двойников. Для определения разновидностей и количественной оценки необходимо применять реакцию окрашивания, иммерсионный анализ или другие методы. И таких примеров предостаточно. Поэтому при создании, а затем использовании генетической классификации возможны ошибки уже на первом, аналитическом этапе. Наиболее рационально построение классификации на иерархическом принципе, где особо крупные группы выделяются на основе главных компонентов, которые хорошо диагностируются, а затем каждая группа разделяется на подчинённые, более мелкие классификационные единицы.

Хорошим примером схемы основанной на иерархическом принципе является классификационная диаграмма песчаных пород В. Н. Шванова (рисунок).

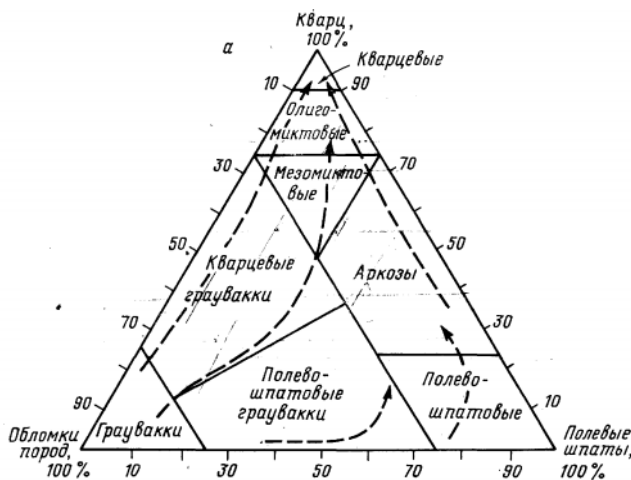


Рисунок – Классификационная диаграмма песчаных пород минерально-петрокластического класса, по данным [3]

На этой схеме изображены поля, которым соответствуют основные виды песчаных пород. Стрелки указывают на превращение одного вида песчаника в другой, в результате выветривания и переноса одних компонентов, и обогащения породы другими, более устойчивыми компонентами. Классификация, построенная по этому принципу, является компромиссом между стремлением сделать классификацию по возможности простой и в то же время ввести в неё генетический принцип обособления объектов.

### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Петтиджон Ф., Поттер П., Сивер Р. Пески и песчаники. М.: Мир, 1976. 536с.
2. Фролов В.Т. Литология. Кн.2: Учеб. пособие. М.: Изд-во МГУ, 1993. 432 с.
3. Шванов В.Н. Петрография песчаных пород Л.: Недра, 1987. 269 с.

## ЗАКОНОМЕРНОСТИ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ СКВАЖИН AL16003 И AL16014 МЕСТОРОЖДЕНИЯ «ФАНДЮШКИНСКОЕ ПОЛЕ»

Плугина А.В.

Уральский государственный горный университет

На Северо-Востоке России известно более двух десятков «больших и малых» угольных бассейнов, различающихся по возрасту, масштабам угленосности, степени изученности и их приуроченности к тем или иным региональным тектоническим структурам [3]. Наибольший интерес представляет Беринговский каменноугольный бассейн в Чукотском автономном округе, частью которого является месторождение «Фандюшкинское поле». Месторождение расположено в 35-40 км к юго-западу от пос. Беринговского и приурочено к бассейну верхнего течения р. Алыкатваам.

В целом геолого-стратиграфическое строение Беринговского угольного бассейна определяется развитием отложений юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем. Непосредственно на месторождении «Фандюшкинское поле» наибольшее развитие получили палеогеновые отложения, толщина которых 1-1,2 км.

В данной статье представлено краткое макроскопическое описание и приведены результаты микроскопического анализа образцов из скважин AL16003 и AL16014 палеогенового возраста нижнечукотской подсвиты (верхняя часть нижней пачки и надугольная пачка).

Образец № 1 (рисунок) (скв. AL16003 палеоген, нижнечукотская подсвита, верхняя часть нижней пачки)

Песчаник светло-серого цвета, тонко-мелкозернистый, хорошо сортированный. Слоистость косая мелкая однонаправленная, подчеркнута темнотетными включениями. Слойки параллельные, тонкие, отчетливые благодаря хорошо выраженной сортировке зерен внутри каждого слоя [2]. Фация песчаных осадков конусов выноса рек (БДД).

Образец № 2 (см. рисунок) (скв. AL16014 палеоген, нижнечукотская подсвита, надугольная пачка)

Послойное описание снизу вверх.

1. Песчаник мелкозернистый серого цвета. Слоистость тонкая косо-волнистая, несимметричная вогнуто-выпуклая.

2. Прослой алевролита серого цвета, мелкозернистый; слоистость неясно выраженная полого - волнистая, представляет собой эрозионный срез.

3. Выше прослоя песчаник разнозернистый серого цвета, с преобладанием среднезернистого, с хорошей сортировкой материала, текстура нарушается знаками ряби, в результате чего появились косо-волнистые серии.

4. Гравелит мелкогравийный, плохо сортированный. Обломочная часть (30%) представлена в основном «плавающими» в матриксе линзами алевроаргиллитов, ориентированных по наслоению под углом 25-40°. Матрикс (70%) - среднезернистый хорошо сортированный песчаник. Текстура неяснослоистая, слоеватая, выявляемая расположением плоских включений галек.

5. Линза алевроаргиллита темно-коричневого цвета толщиной от 8 до 16 мм, ее разбивало верхележащим потоком относительно уплотненного состава, был перерыв – диастема, произошел песчаный взлом. Слоистость слабо отчетливая полого-волнистая, параллельная, прерывистая.

6. Грубозернистый плохо сортированный песчаник, представляющий собой матрикс (85-90%), со слоеватой текстурой, подчеркнутой ориентировкой гравия. Гравелит мелкогравийный, сортировка плохая. Обломочная часть (10-15%) пестрого состава, в основном линзы алевроаргиллитов, реже вулканогенных пород и кварца.

7. Линза алевроаргиллита темно – коричневого цвета толщиной 5 мм. Текстура полого – волнистая непараллельная слабо смещенная.

Фация песчаных осадков приустьевых частей равнинных рек (АРД).

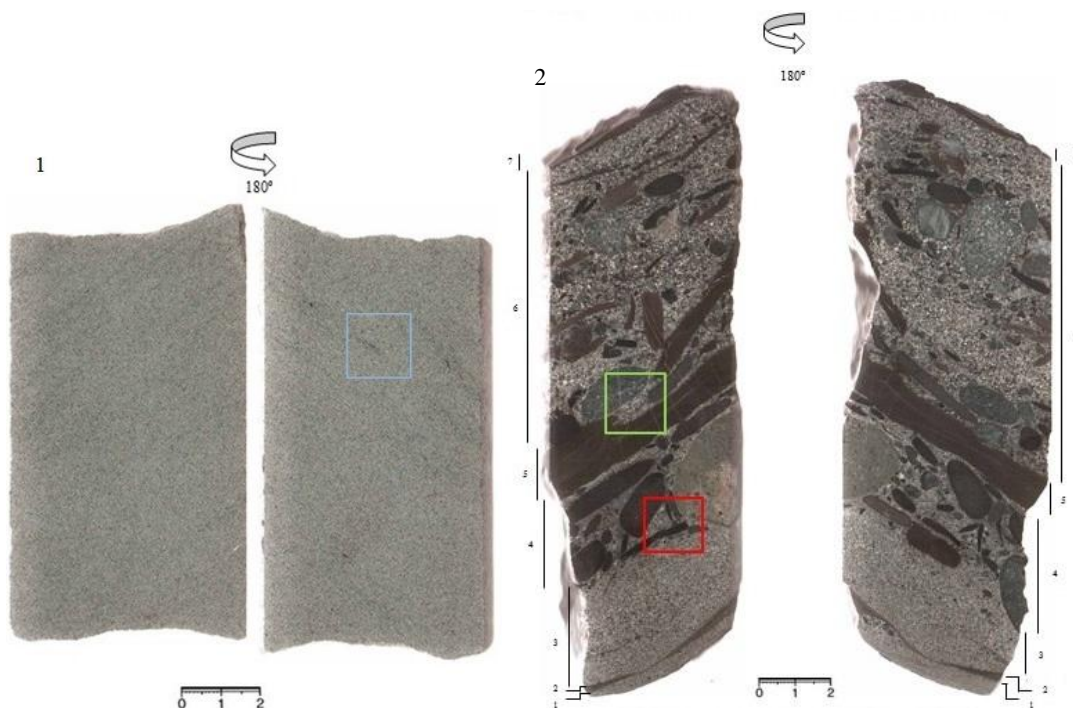


Рисунок – Сканированные изображения образцов 1 и 2, цветом указаны места шлифов

Выполнен микроскопический анализ с целью сравнения с вышеизложенным макропетрографическим описанием, в результате которого был определен петрографический состав отложений.

В шлифе № 1 (1 образец) песчаник среднезернистый, хорошо отсортирован, состоит из угловатых и плохо окатанных зерен кварца (20%), полевого шпата (40%), обломков эффузивных пород среднего состава (40%). Цемент неполный поровый, пленочный, по составу карбонатный. По наслению породы отмечаются слойки, обогащенные рудным минералом. Удлиненные зёрна ориентированы параллельно слоистости, текстура псаммитовая.

Во втором шлифе (2 образец) песчаник полевошпат-кварцевый. Обломочная часть занимает около 40% площади шлифов. Кварца 10% и КПШ (ортоклаз) 50%. Структура псаммитовая, текстура беспорядочная (в шлифе). Цемент базальный, серицитовый с незначительной примесью микрозернистого кварца, пигментированный тонкодисперсным рудным веществом. В песчанике наблюдаются линзы алевроаргиллита. Цемент хлорит-серицитового состава.

В шлифе № 3 (2 образец): кварца – 20%, полевых шпатов – 50%, обломков пород – 30%.

Сравнением петрографического анализа с макропетрографическим описанием палеогеновых отложений, можно сделать вывод, что большое количество полевого шпата свидетельствует о невысокой зрелости пород. Нужно отметить, что петрографический анализ псаммитовой составляющей показал генетически высокую палеогеографическую близость рассматриваемых образцов чукотской свиты. Они имеют аллювиальный генезис, переходящий в подводнодельтовые отложения, происходит латеральная проградация руслового потока [1].

### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Алексеев В.П. Атлас фаций юрских терригенных отложений (угленосные толщи Северной Евразии). Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2007. - 209 с.
2. Ботвинкина Л.Н. Методическое руководство по изучению слоистости. М.: Наука, 1965. - 265 с.
3. Фандюшкин Г.А. Закономерности углеобразования в системе мезозойд и кайнозойд Северо – Востока России. Дис. д-ра геол. – минер. наук. Губкин, 2006. – 286 с.

## ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЗЕТ-СИСТЕМЫ ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Чекушина Ю. В., Колобова Д. А.  
Уральский государственный горный университет

В рамках системного анализа (см. наш доклад «Дельта-система в нефтегазовой геологии» в данном сборнике) Ю.А. Косыгиным в 1969 году предложена зет-система, которая объединяет динамические, статические, ретроспективные моделив метасистему, названную по форме ее схематического графического изображения (Z-система).

На рисунке 1 представлена зет-система Ю. А. Косыгина с дополнениями В. П. Алексеева.



**А**– по Ю. А. Косыгину[2]: Д - динамические системы, С – квазистатические системы; Р – ретроспективные системы; С<sub>n</sub> – прогнозные модели квазистатических систем; Π - практический результат; 1 - сравнение по распространенной аналогии; 2 – построение ретроспективной модели по принципу актуализма; 3 - построение прогнозной модели; 4 – практическая реализация;

**Б**– верификация моделей зет-системы по путям 1-4 (в кружках): пояснения в тексте[1]

Рисунок 1 - Зет-система

Зет-система рассматривает различные по существу системы более низкого ранга: статические(квазистатические), динамические и ретроспективные. Они являются геологическими телами одного уровня организации, что отразилось на самой форме системы.

Статические системы – это геологические тела (земная кора как совокупность слоев). Динамические системы – это современные геологические процессы (выветривание, осадконакопление). На основе синтеза статических и динамических моделей по принципу актуализма (сравнение древних и современных геологических процессов) строятся ретроспективные. Ретроспективные системы – это модели геологических процессов прошлого.

Прогнозные модели строятся на основании квазистатических моделей с использованием ретроспективных реконструкций. Их проверка осуществляется практическим путем. Эти компоненты системы (С<sub>n</sub>, Π) являются следующим уровнем организации (рис. 1).

Главной задачей моделирования является проверка. В подтверждение того, что цель моделирования была достигнута, проведем верификацию. На рисунке 1Б изображены пути верификации разных уровней. Путь 1 – это проверка правомерности литофациального анализа. Путь 2 – это сравнительные исторические исследования приблизительно равных по возрасту объектов либо геологических тел, которые формируются в сходных условиях. Путь 3 – верификация генетических представлений, заложенная в методологии фациальных исследований, относится к седиментологическому внутреннему уровню. Путь 4 – верификация, являющаяся внешней для выделяемых ретроспективных систем, но внутренней по отношению к зет-системе в целом[1].

Валидация – это оценка жизнеспособности модели. Верификация и валидация схожи, но не идентичны. Различие состоит в том, что первая применяется в рамках самой системы, т.е. результат моделирования соответствует начальной гипотезе; вторая – модель применима на практике (в нашем случае в нефтегазовой области).

Валидацией может служить схема оценки вероятности формирования залежей нефти и газа (рис. 2). В общем случае вероятность формирования и сохранности залежи углеводородов определяется следующими факторами: наличием резервуара ( $P1=P1a*P1b$ ) и ловушки ( $P2=P2a*P2b$ ); реализацией процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов ( $P3=P3a*P3b$ ); особенностями постакумуляционной истории ( $P4$ )[3]. Оценка геохронологического риска достигается путем оценки соответствующих геологических процессов и событий в логической временной последовательности. Геологический процесс начинается с осаднения породы коллектора и продолжается с образованием герметичной ловушки. Затем рассматривается вопрос о созревании исходных пород, миграции углеводородов из зрелой исходной породы в ловушку, накоплении углеводородов в ловушке и, наконец, предыстории накопления ловушки и ее углеводородов. Последовательные стадии оценки вероятности залежей углеводородов позволяют говорить о валидации исходных данных.

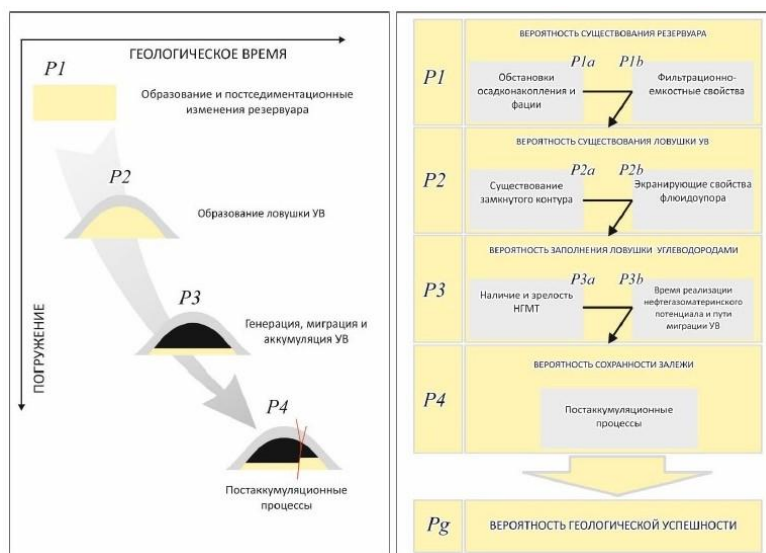


Рисунок 2 – Графическая схема оценки вероятности формирования залежей ([3]: по [4] с изменениями)

Наглядным примером валидации для нефтегазовой геологии является дельта-система А.А. Полякова (см. наш доклад «Дельта-система в нефтегазовой геологии» в данном сборнике).

В итоге можно заключить, что верификация рассуждений удачно реализуется в рамках зет-системы, а валидация может быть успешно использована при изучении нефтегазовых объектов.

### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Алексеев В. П. Литологические этюды. Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2006. 149 с.
2. Косыгин Ю.А. Основы тектоники. М.: Недра, 1974. 216 с.
3. Поляков А. А. Системный подход к анализу и снижению риска при поисках и разведке месторождений нефти и газа [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2016. Т. 11. № 1. URL: [http://www.ngtp.ru/rub/3/3\\_2016.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/3/3_2016.pdf) (дата обращения 07.04.2017 г.).
4. The CCOP Guidelines for Risk Assessment of Petroleum Prospects [Электронный ресурс] . 2000. 35 p. [http://www.ccop.or.th/assets/publication\\_digital/2912004\\_4\\_pdf.pdf](http://www.ccop.or.th/assets/publication_digital/2912004_4_pdf.pdf) (дата обращения 07.04.2017 г.)

## ПРИМЕНЕНИЕ ЦЕПЕЙ МАРКОВА ДЛЯ АНАЛИЗА ПРОЦЕССОВ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ (ШАИМСКИЙ НГР)

Черенева К. Р.

Уральский государственный горный университет

Марковский процесс – это процесс, для которого нахождение в данный момент времени в определенном состоянии можно вывести из сведений о предшествующих состояниях. Они так называются по фамилии известного русского математика А. А. Маркова. В настоящее время многие ученые используют их для моделирования разрезов скважин и оценки вероятности переходов из одной фации в другую [3].

Для описания поведения марковских цепей строятся матрицы вероятностей перехода, каждый элемент которой – это вероятность перехода из заданного состояния (строки) в следующее состояние (столбцы). Процессы обладают некоторой памятью. Если данная «память» распространяется на один шаг (непосредственно от предыдущего к последующему), такую цепь называют простой. На ее основе и проведено изучение тюменской свиты Шаимского нефтегазоносного района. Исходными данными стали 5 разрезов скважин данного района, в которых выделялись слои с генетической интерпретацией по комплексу признаков [1].

Первым этапом исследования является подсчет количеств переходов между различными фациями снизу вверх по разрезу каждой скважины и, соответственно, построение матрицы. Далее она путем деления значений каждой ячейки на общую сумму значений переводится в матрицу эмпирических частот переходов (ЭЧП) [2], которая приведена в таблице. По ней определяется вероятность появления некоторого состояния  $j$  (столбец) при условии, что до него было состояние  $i$  (строка).

Таблица – Матрица эмпирических частот переходов

| Фация                         |        | Количество переходов | Фация (индекс) |      |      |      |      |      |      |      |
|-------------------------------|--------|----------------------|----------------|------|------|------|------|------|------|------|
| Краткая характеристика        | Индекс |                      | АР             | АП   | Т    | ОЗ   | ОВ   | БЗ   | БП   | БМ   |
| Русел                         | АР     | 32                   | 0              | 0,38 | 0,03 | 0,31 | 0,06 | 0,13 | 0,09 | 0    |
| Поймы                         | АП     | 17                   | 0,29           | 0    | 0,18 | 0,29 | 0,06 | 0,06 | 0,12 | 0    |
| Болот                         | Т      | 66                   | 0,14           | 0,02 | 0    | 0,45 | 0,05 | 0,14 | 0,2  | 0,02 |
| Застойных озер                | ОЗ     | 80                   | 0,08           | 0,03 | 0,54 | 0    | 0,08 | 0,1  | 0,15 | 0,04 |
| Открытых озер                 | ОВ     | 12                   | 0,05           | 0    | 0,1  | 0,85 | 0    | 0    | 0    | 0    |
| Заливов                       | БЗ     | 34                   | 0,15           | 0    | 0,21 | 0,24 | 0    | 0    | 0,35 | 0,12 |
| Полуизолированного мелководья | БП     | 56                   | 0,04           | 0    | 0,14 | 0,41 | 0    | 0,21 | 0    | 0,2  |
| Подвижного мелководья         | БМ     | 17                   | 0              | 0    | 0    | 0    | 0    | 0,12 | 0,88 | 0    |

Следующий этап – это непосредственно анализ матрицы эмпирических частот переходов. Время принимается за дискретную величину, а это значит, что учитываются переходы только между различными фациями, поэтому в диагонали получены нулевые значения. В матрице ЭЧП четко выделяются подматрицы [3] континентальных фаций (АР – ОВ), а также прибрежно-бассейновых (БЗ – БМ). Поля, не вошедшие в них, являются переходными. Открытые озера (ОВ) являются финальной фацией в подматрице

континентальных обстановок. Подвижное мелководье – конечная область сноса для всей матрицы.

По результатам матрицы ЭЧП на следующем этапе построена модель процесса осадконакопления (рис.). Толстыми стрелками показаны наиболее существенные переходы (>0,2 в таблице); тонкими – 0,1-0,2; пунктиром – 0,05-0,1. За начальное положение взято состояние БМ, характеризующее смену трансгрессивной ветви осадконакопления на регрессивную.

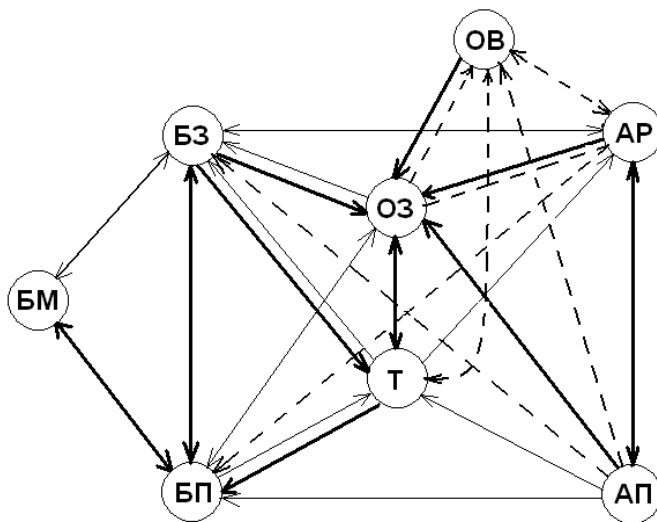


Рисунок – Модель процесса осадконакопления

По модели осадконакопления можно выявить цепочки переходов, которые соответствуют элементарным циклам седиментации:

БМ – БП – БЗ – ОЗ – Т – АР – АП – БП' – БМ'

ОВ – ОЗ – Т – АР – АП – ОЗ' – ОВ'

БП', БМ', ОЗ' и ОВ' сходны с элементами цепочки БП, БМ, ОЗ и ОВ соответственно, но не тождественны им.

Из модели следует, что подвижное мелководье (БМ) находится как бы в стороне от основной схемы. В большинстве случаев эта фация переходит только в полуизолированное мелководье (БП) и реже в фацию заливов (БЗ). Они, в свою очередь, тесно связаны как между собой, так и с застойными озерами (ОЗ) и болотами (Т). Заболачивающиеся отложения расположены в центре модели. Они являются основными переходными между бассейновыми и континентальными фациями. Фации русла и поймы в редких случаях могут попадать в полуизолированное мелководье и заливы, соответственно, без прохождения заболачивающейся части. В открытые озера переходит каждая континентальная фация, правда, не часто, поэтому ОВ, как и БМ, обособлены от схемы. ОВ и БМ фиксируют конечное положение трансгрессивной части разреза.

### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Алексеев В. П. Строение и корреляция отложений тюменской свиты Шаимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь). Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2009. 227 с.
2. Харбух Дж., Бонэм-Картер Г. Моделирование на ЭВМ в геологии. М.: Мир, 1974. 318 с.
3. Reigl V. M., Purkis S. J. Markov models for linking environments and facies in space and time (Recent Arabian gulf, Miocene Parathys) [Электронный ресурс]. 42 p. URL: <http://mgs.rsmas.miami.edu/rnggsa/rieglfinal.pdf> (дата обращения 29.03.2017 г.).



## О НАДЕЖНОСТИ ГЕОХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПРОГНОЗА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Паняк С. Г., Бушаева Ю. Ю., Панчук В. М.  
Уральский государственный горный университет

Выполнена всесторонняя статистическая обработка геохимических данных, собранных немецкой фирмой «Петро Геохим Сервис» в одном из нефтегазоносных регионов Поволжья. Дана оценка достоверности прогнозных работ.

Методика прогноза упомянутой фирмы базируется на теории американского ученого С. А. Пирсона, рассматривающего углеводородные залежи как следствие электротеллурического тока из недр Земли. Начало геохимических методов поисков и прогноза углеводородного сырья было заложено американской фирмой «W. L. GORE & Associates Inc», которая имеет опыт аналогичных исследований практически во всех нефтегазоносных провинциях мира. Отбор геохимических проб углеводородов из грунта проводят с использованием специальных пробоотборников фирмы GORE по сетке 500 x 500 метров. Кроме площадного отбора проб методика предусматривает также отдельное опробование вокруг скважины с продуктивным содержанием полезного продукта и вокруг «сухих» непродуктивных скважин. Специальная компьютерная программа выделяет в качестве перспективных те участки, которые обладают геохимическим фоном, аналогичным для продуктивной скважины. И, наоборот, к бесперспективным площадям отнесены участки, обладающие геохимическим набором компонентов, аналогичным таковому вокруг «сухой» скважины. По точности измерений (от  $10^{-6}$  до  $10^{-12}$  гр.) предлагаемая методика геохимических исследований превосходит все известные. При этом прогнозное заключение позволяет характеризовать углеводородное «дыхание» не только по интенсивности, но и по качественному составу. Выделяется 82 разновидности соединений углеводородов. Вся выборка геохимических данных обрабатываются с помощью статистических методов со случайными переменными, таких как анализ главных компонент, иерархический кластерный анализ и дискриминантный анализ. По оценкам специалистов фирмы достоверность прогнозов достигает, а иногда и превышает, 90 %.

Однако проверочные буровые скважины позволяют усомниться в отмеченных оценках достоверности прогнозов. Существенные недостатки предлагаемой методики ранее были отмечены в статье (1). Важнейшим из них является отсутствие на рекомендуемых площадях структурных карт, определяющих форму нефтеносных ловушек.

Кроме того, согласно подсчетам, весовая доля углеводородов с углеродным числом от 2 до 11 в общей сумме всех определяемых видов составляет в среднем около 98,4 %. Доля других углеводородов (1,6 %) вряд ли оказывает какое-либо существенное влияние на решение поставленной задачи. Таким образом, общее число анализируемых соединений можно сократить с 82, определяемых в методе GORE, до 20-30 видов. Для новых участков достаточно проанализировать по полному списку до 5 % рядовых проб, чтобы определить оптимальный сокращенный список нужных соединений. Таким образом, объемы аналитических работ являются избыточными по числу видов определяемых углеводородов.

Среднее содержание углеводородов в рядовых пробах нефтяной выборки всего лишь на 50 % превышает их содержание в неиспользованных модулях (в холостых пробах). Этот факт наряду с высокой дисперсией содержания углеводородов в пробах вызывает сомнения в адекватности выбранной в методике GORE стратегии отнесения каждой единичной пробы к нефтяному или «сухому» классу. Существенным допущением является предположение о том, что опознавательные признаки грунтового газа вблизи продуктивной скважины однозначно отражают проявление глубинных залежей углеводородов.

Как показали дополнительные статистические исследования, на прогнозируемых участках распределения концентраций углеводородов представляют собой ореолы рассеивания. После откачки нефти из «продуктивной» скважины картина насыщенности участка

углеводородами могла существенно меняться. Это заключение подтверждается расчетами, для большинства химических соединений их средние содержания на участках, относимых к бесперспективным, выше, чем на участках, рекомендуемых для поисков, что может показаться парадоксальным. Это служит основанием для сомнений и требует существенной коррекции методики прогноза фирмы. Обладая надежными результатами площадных геохимических исследований, в чем у авторов статьи нет сомнений, логично было бы строить карты прогноза методом «скользящего окна». К перспективным участкам были бы отнесены площади с максимально высокими содержаниями главных (не более 20-30) соединений углеводородов. В этом случае, можно полагать, картина прогноза обладала бы несколькими иными контурами.

Выше уже отмечалось, что существенным недостатком анализируемой методики является отсутствие структурных карт прогнозируемых участков, без наличия которых всегда возможны ошибки прогноза. Даже при построении идеальной карты насыщенности газовыми соединениями, контуры нефтяных залежей могут не совпадать с границами прогноза вследствие перетекания жидкости по наклонным пластам за рамки рекомендуемых площадей. Кроме того, предлагаемая методика совершенно не учитывает фактор «ураганных проб», аномально высоких концентраций, которые явно приурочены к разломным структурам. При их выделении в отдельную выборку, существенно меняются статистические параметры – среднее значение, дисперсия, эксцесс и др. А значит, меняется картина площадных распределений компонентов. Как оказалось «ураганными» значениями различных соединений, как правило, обладают одни и те же пробы, что явно указывает на их расположение в разломных проницаемых зонах.

Как уже отмечалось ранее (2), полученные результаты подтверждают флюидодинамическую модель нефтяных залежей. Углеводороды активно приспособляются к наложенным тектоническим подвижкам и мигрируют в структурные ловушки, где их дальнейшее распределение дополнительно контролируется литологическим составом вмещающих пород. В пределах платформенных областей контуры таких ловушек должны, как правило, обладать изометричной формой, в предгорных прогибах линейными очертаниями. Современные аэрокосмические методы показывают (3), что глубокое тектоническое расчленение недр крупных нефтегазовых мегабассейнов «просвечивает» сквозь осадочный чехол вплоть до дневной поверхности. По нашему мнению такие проницаемые зоны должны фиксироваться повышенным уровнем теплового потока, а в контексте обсуждаемого вопроса, аномально высокими содержаниями углеводородов, «ураганными» пробами. Без учета структурной расчлененности нефтегазоносных площадей применяемая методика прогноза не может считаться эффективной.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Паняк С.Г., Страшненко Г.И., Ермолаев А. И. Возможности модернизации геохимических поисков месторождений нефти и газа // «Известия вузов. Горный журнал», № 1, 2014. С. 141-145.
2. Паняк С. Г., Герман В. В. Новая методика поисков мелких и средних месторождений углеводородов // «Изв. вузов. Нефть и газ». 2010. № 3. С. 4–9.
3. Матусевич В.М., Рыльков А.В., Абдрашитова Р.Н. Литогидрогеохимия – методологическая основа наращивания ресурсной базы углеводородов // «Известия вузов. Нефть и газ». 2011. №5. С. 10-17.