

УДК 552.5:551.3.051

## СЕДИМЕНТОЛОГИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ СКВАЖИННЫХ ДАННЫХ НА ПРИМЕРЕ ДАГИНСКОГО ГОРИЗОНТА СЕВЕРО-ВОСТОЧНОГО ШЕЛЬФА ОСТРОВА САХАЛИН

*В.В. Рыбальченко<sup>1</sup>, Д.Я. Хабибуллин<sup>1</sup>, А.Ю. Петухов<sup>1</sup>, А.В. Давыдов<sup>2</sup>,  
В.Н. Хоштария<sup>3</sup>, С.Е. Дмитриев<sup>3</sup>, С.Н. Хлановская<sup>3</sup>, А.Ф. Исламов<sup>4</sup>,  
С.С. Егоров<sup>5</sup>, Р.И. Тухтаев<sup>4</sup>, Р.Р. Хасанов<sup>6</sup>*

<sup>1</sup>ПАО «Газпром», г. Санкт-Петербург, 196105, Россия

<sup>2</sup>ООО «Газпром геологоразведка», г. Тюмень, 625000, Россия

<sup>3</sup>Управление по организации геологоразведочных работ на шельфе, ООО «Газпром геологоразведка», г. Москва, 117246, Россия

<sup>4</sup>Компания «Шлюмберже», г. Москва, 125171, Россия

<sup>5</sup>Компания «Шлюмберже», Региональный офис, г. Тюмень, 625000, Россия

<sup>6</sup>Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, 420008, Россия

### Аннотация

Скважинные методы позволяют получать важную информацию о генезисе, внутренней организации и характере взаимоотношения фаций в пределах осадочных бассейнов. В статье продемонстрированы возможности седиментологической интерпретации данных скважинных микроимиджеров (ФМИ). В основу работы положены результаты совместного проекта компаний ПАО «Газпром», ООО «Газпром геологоразведка» и «Шлюмберже» по интегрированному анализу имиджей и керн неогеновых отложений северо-восточного шельфа о. Сахалин. Имиджами охарактеризовано более 300 м разреза, керном представлено 95 м продуктивной его части. В рамках исследований проведены детальная увязка данных керн к ГИС с корректировкой выноса керн, литологическое описание разреза, структурно-текстурная интерпретация имиджей, фациальный анализ, установление направления сноса терригенного материала, и реконструкция условий осадконакопления.

**Ключевые слова:** микроимиджеры, седиментологический анализ, фации, осадочные отложения, керн, каротаж, осадконакопление, скважина

### Введение

Тенденция к истощению легкоизвлекаемых запасов углеводородов (УВ) на известных месторождениях заставляет недропользователей (операторов) применять новые приемы для интерпретации данных каротажа буровых скважин, позволяющие уточнять геологические параметры месторождений и прогнозировать новые потенциальные резервуары на более высоком научном уровне. К таким методам можно отнести комплексный анализ данных высокоразрешающих электрических микроимиджеров и керновых данных и использование этих данных для седиментологического, фациального и секвенс-стратиграфического анализов. Скважинные имиджи представляют собой изображение стенок

скважины. Они создаются на основе данных микробокового каротажа периметра ствола скважины в разрешении, позволяющем рассматривать имиджи как промежуточное звено между керном и стандартным комплексом ГИС. Анализ имиджей дает важную информацию о структурно-текстурных признаках пород, характере напластования, структурном залегании разреза, естественной и техногенной трещиноватости. Использование скважинных микроимиджеров при геолого-промысловых исследованиях позволяет существенно углубить и расширить имеющиеся представления о геологическом строении известных месторождений УВ, а комплексное использование имиджей позволяет решать узконаправленные задачи. Стоит отметить, что на сегодняшний день потенциал пластовых микроимиджеров как геологического инструмента ГИС недооценен [1–3].

Наиболее широкое развитие скважинных имиджеров за рубежом пришлось на середину 80-х годов XX в. В настоящее время в России их использование все еще продолжает набирать популярность. Применение микроимиджеров не ограничено открытым стволом пробуренной скважины, доступны и широко применяются технологии, позволяющие получать имиджи непосредственно во время бурения. С точки зрения продуктивности скважины с их помощью могут быть охарактеризованы такие ключевые параметры, как ориентировка горизонтальных напряжений, а также интервалы анизотропии, вторичной пористости, трещиноватости и возможного распространения трещин при гидравлическом разрыве пласта [4]. Тонкие структурно-текстурные особенности разреза могут быть использованы для седиментологического анализа, под которым понимается изучение осадочных горных пород с целью установления процессов их формирования, то есть транспортировки материала, накопления осадков и их диагенетических преобразований [5]. Такой анализ основан на принципе актуализма и проводится с использованием последних результатов изучения современных процессов осадконакопления [6].

Цель настоящей работы заключается в проведении детального седиментологического анализа данных комплекса FMI – керн на примере типичного разреза неогена северо-восточной части о. Сахалин. Анализ включает в себя детальную увязку данных, калибровку данных имиджей на литологию по керну, определение тонких седиментологических особенностей пород и установление их диагностических признаков, указывающих на условия осадконакопления.

### **Объект и методика исследований**

Объект исследования расположен на северо-восточном шельфе о. Сахалин, где по результатам глубокого бурения и испытания скважин выявлен продуктивный дагинский горизонт, соответствующий верхней части нижнего миоцена и нижней части среднего миоцена (рис. 1). В районе исследований выделяются следующие свиты [7]: мачигарская (эоцен? – олигоцен), даехуриинская (олигоцен), уйнинская (нижний миоцен), дагинская (нижний – средний миоцен), окобыкайская (средний – верхний миоцен) и нутовская (верхний миоцен – плиоцен). На сегодняшний день в региональном плане единственным продуктивным объектом является дагинская свита, которая представлена переслаиванием мелкозернистых песчаников, алевролитов и аргиллитоподобных глин. Общая мощность дагинской свиты превышает 1000 м. Мощности отдельных песчаных пластов

изменяются от 28 до 58 м. Дагинская свита разделяется на три подсвиты. Нижняя (подугленосная) подсвита сложена песчаниками мелко- и среднезернистыми, осложненными изредка прослоями конгломератов, алевролитов и аргиллитов. В песчаниках верхней части подсвиты много зерен глауконита. Средняя (угленосная) подсвита представлена неравномерным чередованием песчаников, алевролитов, аргиллитов и угольных пластов (до 20). Песчаники мелкозернистые и разноезернистые с рассеянным гравием, местами косослоистые. Встречаются сидеритовые конкреции. Верхняя (надугленосная) подсвита сложена песчаниками мелкозернистыми, часто известковистыми, с прослоями алевролитов и аргиллитов, рассеянными гравием и гальками. Над дагинским горизонтом трансгрессивно залегают среднемиоценовые окобыкайские глины, служащие мощной региональной покрывкой для дагинской залежи. В региональном плане в восточном направлении происходит сокращение мощностей комплекса и увеличение глинистой составляющей разреза. Формирование комплекса связано с трактом низкого стояния относительного уровня морского бассейна и проградацией прибрежно-морских фаций в восточном направлении. В пределах дагинского горизонта выделяются отдельные циклы седиментации, характеризующиеся регрессивным строением разреза и представляющие собой проградующее в сторону бассейна побережье. Рассматриваемый продуктивный комплекс отличается существенными изменениями литофациального состава.

Существование мощного терригенного разреза дагинского яруса на северо-востоке о. Сахалин связывается с развитием дельты Палеоамура. В региональном плане с востока на запад состав комплекса изменяется. Относительно глубоководные глинисто-кремнистые отложения открытого моря замещаются относительно мелководными песчано-глинистыми, прибрежно-морскими песчанистыми и местами паралическими угленосными отложениями. Изученные отложения дагинского горизонта характеризуются регрессивным профилем, в строении горизонта уверенно выделяются два крупных цикла. Данными имиджей и керна практически полностью охарактеризован нижний цикл, переходящий снизу вверх от тонкослоистых алеврито-глинистых разностей к массивным, преимущественно песчаным породам.

Разнообразие литологического состава исследуемых пород и фациальных условий их образования находит отражение в структурно-текстурных особенностях пород и служит основой для их интерпретации методом скважинных микроимиджеров.

Основная идея пластового микроимиджера FMI (Formation MicroImager) заключается в объединении данных микросопротивлений по 192 измерительным электродам, расположенным на четырех прижимных башмаках прибора и объединяющим периметр скважины в единый имидж, а также в ориентировке его в пространстве (рис. 2) за счет использования инклинометра, определяющего положение прибора в скважине. Полученную развертку стенки скважины (имидж) затем используют для общего анализа напластования, трещиноватости, кавернозности и т. д. Разрешение имиджей определяется размерами измерительного электрода и составляет 5 мм. Отметим, что за счет контраста сопротивлений пласт – раствор, могут быть видны детали существенно более мелкого масштаба.

Эратема	Система	Отдел	Подотдел	Свита	Подсвита	Литология	Мощность	Литологическое Описание
Кайнозойская (KZ)								
Неогеновая (N)								
Миоцен								
			Верхний	Окобыкаяская	Нижняя		672-1215м	Чередование преобладающих глин серых, темно-серых, пластичных с алевролитами с редкими прослоями мелкозернистых песчаников
			Средний	Далгиска	Верхняя		193-317м	Песчаники мелкозернистые, часто известковистые, с прослоями алевролитов, аргиллитов, рассеянным гравием и гальками. В кровле песчаники глауконитовые темно-зеленые
						Нижний	Уиниска	Средняя
					Нижняя			
							<350м	Чередование преобладающих аргиллитов и алевролитов с мелкозернистыми песчаниками. Встречаются сидеритовые и пиритовые конкреции
Палеогеновая (Pg)							200-600м	Кремнистые аргиллиты и алевролиты с прослоями и пластами мелко- и среднезернистых песчаников, с рассеянными гравием и гальками и известковыми конкрециями
Олигоцен							<200м	Неравномерное переслаивание аргиллитов и алевролитов

Рис. 1. Литолого-стратиграфическая колонка северо-восточного шельфа о. Сахалин [7]

Для примера чувствительность прибора достаточна для отображения проводящих электрический ток трещин раскрытостью менее 10 нм.

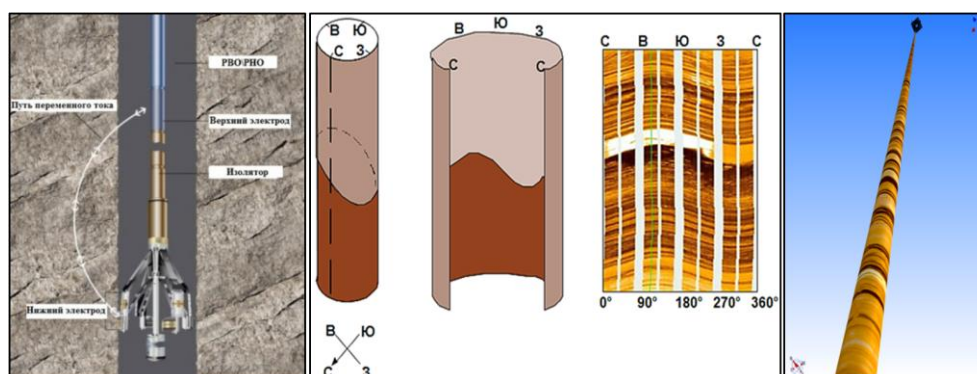


Рис. 2. Прибор FMI (слева), ориентированный имидж (центр) и трехмерное представление имиджа (справа)

Основной проблемой интерпретации данных имиджей являются физические ограничения метода электротометрии, которые могут быть минимизированы использованием керна для калибровки имиджей. Калибровка имиджей на фактический материал позволяет однозначно интерпретировать литологические особенности разреза, учитывая тонкие признаки пород, такие как минеральные включения (обломочные и диагенетические), текстурные особенности (внутрипластовая косая слоистость, ленточная слоистость, текстуры «песчаных шаров» и т. д.), изменения структурных признаков отложений (тренды увеличения и уменьшения размера зерна, градационная слоистость) и т. д.

Одним из основных преимуществ имиджей перед керном являются технические возможности по их обработке и интерпретации. Современные программы позволяют провести настройку и калибровку полезного сигнала, детализацию или осреднение в зависимости от решаемых задач. В результате применения дополнительных программных продуктов программной платформы Техлог (Techlog), получены высокоразрешающие полноразмерные имиджи (полное покрытие ствола скважины), а также проекции имиджей на заданную плоскость разреза скважины (имиджи iSlab), которые позволяют визуализировать изображение аналогично распиленному керну (рис. 3).

Полученные имиджи позволяют произвести детальную увязку керна к ГИС путем прямого сопоставления фотографий керна в дневном и ультрафиолетовом свете с имиджами FMI (рис. 4). При этом учитываются текстуры пород, характер напластования, включая наличие тонкого переслаивания, внутрипластовой слоистости, эрозионных и несогласных границ, а также наличие постдиагенетических образований в виде трещиноватости, пиритизации, карбонатизации и т. д. По результатам детальной увязки были скорректированы глубины отобранного керна, а также в нескольких случаях порядок его отбора.

Высокоразрешающую способность имиджей и детальность проводимых работ, как прямое следствие схожести масштабов керн – имидж, демонстрирует следующий пример (рис. 5). В двадцатисантиметровом интервале на имидже по форме объекта и кажущейся электропроводимости выделяются две разных

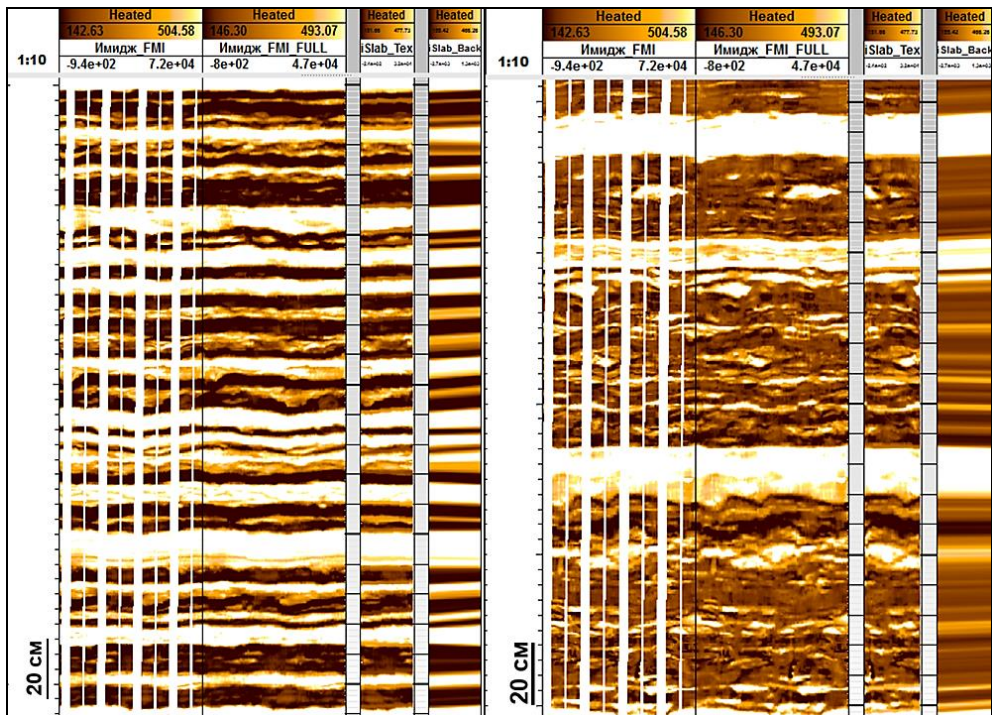


Рис. 3. Примеры имиджей и способов их визуализации (полноразмерный имидж и имиджи сечения в заданной плоскости – текстурный и фоновый)

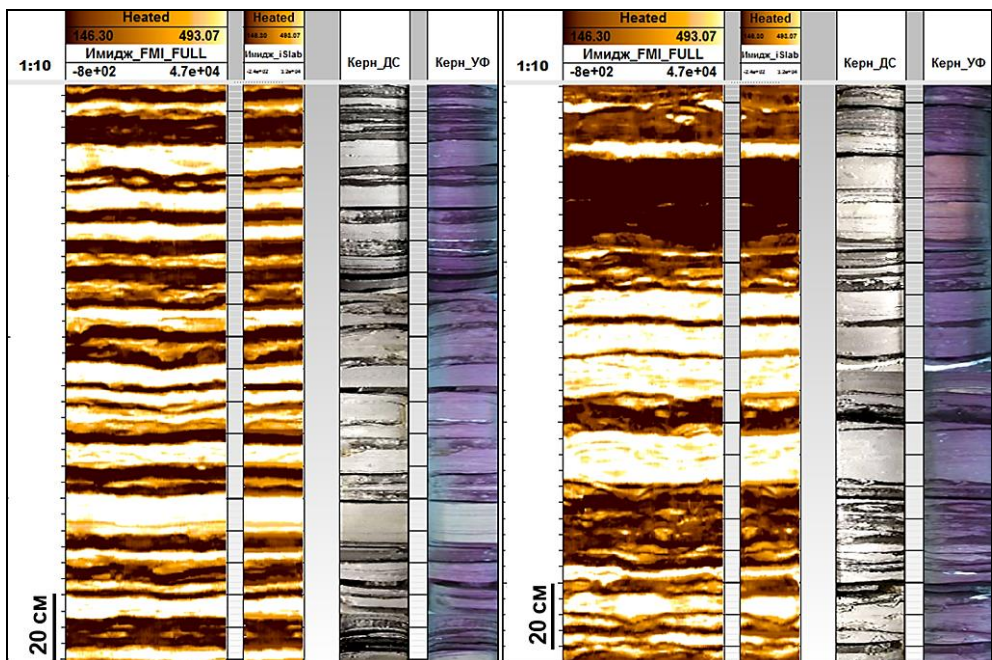


Рис. 4. Детальная увязка керна к имиджам FMI

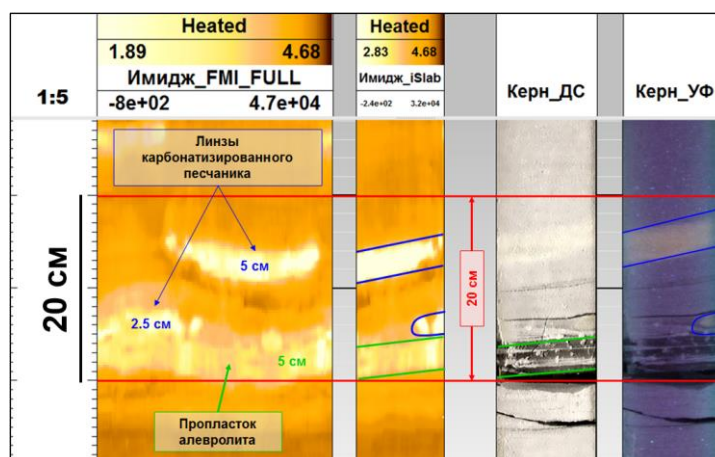


Рис. 5. Выделение линз карбонатизированных песчаников и пропластка алевролита

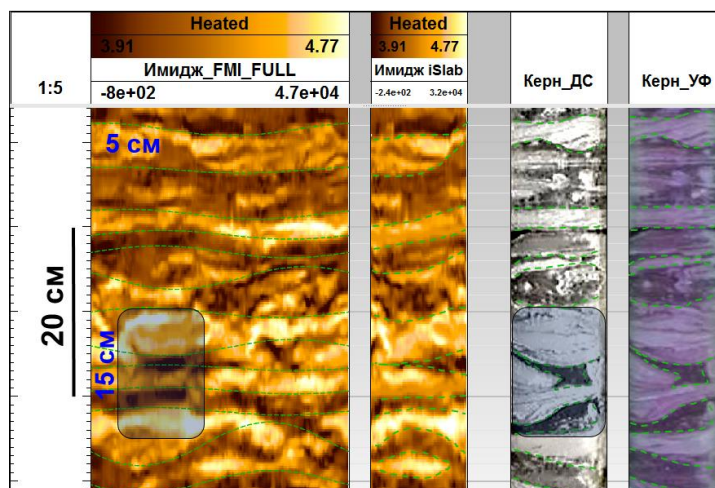


Рис. 6. Тонкое переслаивание алевроито-глинистых разностей

по размеру линзы, одна из которых представлена карбонатизированным песчаником, а другая – пропластком глинистого алевролита на фоне вмещающего песчаного тела. На рис. 6 приведен пример тонкого переслаивания песчаников и алевроито-глинистых разностей. Текстуры переслаивания в керне характеризуются сложным строением, не выдержанными по углу и азимуту резкими границами пропластков, а также внутренней неоднородностью их строения. Такая же картина наблюдается и по имиджу. Дополнительным преимуществом текстурного анализа имиджей служит их полное азимутальное покрытие ствола, что позволяет анализировать пространственную геометрию песчаных тел. На этом основании производится структурно-текстурная интерпретация имиджей, когда выделяемая на имидже плоскость, к примеру граница пласта, автоматически ориентируется в пространстве, то есть устанавливается угол и азимут ее падения. Классификация выделяемых объектов зависит от целей интерпретации, а статистический анализ выделенных объектов позволяет выявлять закономерности, недоступные другим методам ГИС.

Чувствительность показаний электрометрии позволяет выделять мелкие детали, не видимые на керне, например внутрипластовую слоистость в интервалах массивных по данным керна песчаников. Другим преимуществом имиджей является возможность ориентировки в пространстве. Это их свойство позволяет проводить, например, структурный анализ, который основан на определении элементов залегания напластования и выделении важных структурных элементов, таких как разломы, угловые несогласия и т. д. Разрешающая способность подобных видов анализа существенно превышает сейсмические методы и может служить их дополнением, особенно в областях, характеризующихся низким качеством сейсмических данных. Анализ направлений падения границ внутрипластовой слоистости в пределах песчаных тел дает информацию о направлениях палеотечений. Имиджи позволяют проводить анализ естественной трещиноватости, который дает информацию не только об ориентировке и плотности трещин, но и о степени их раскрытости и трещинной пористости. Эти параметры напрямую связаны с продуктивностью коллекторов и характеристикой существующей системы трещин в коллекторе.

Помимо геологических объектов, имиджи способны характеризовать и техногенные, к которым относятся все объекты, сформированные в результате бурения скважины и процессов, последовавших за ним. К основным подобным объектам относятся вывалы стенки скважины и техногенные трещины, формирующиеся за счет значительной разницы пластового давления над давлением столба промывочной жидкости. Главными преимуществами имиджей при исследовании данных объектов является характеристика состояния ствола, а также определение направления максимального горизонтального напряжения в районе скважины.

### Результаты и их обсуждение

Структурно-текстурные особенности пород, выявленные по данным имиджей, можно сравнить с макроскопическим описанием керна, с поправкой по вертикальному разрешению и физическим ограничениям метода электрометрии. Такой анализ был проведен в отношении преимущественно средней части разреза дагинского яруса, представленного тонким неравномерным переслаиванием алевроито-глинистых разностей. Основные структурно-текстурные особенности осадочных пород на имиджах были сопоставлены с их седиментологическими признаками, выделенными по керну скважины. На рис. 7 приведено изображение образцов керна с выделением текстурно-неоднородных участков, образование которых обусловлено особенностями течения водного потока (поверхность реактивации водного потока, внутрипластовая слоистость, текстуры удаления воды и взмучивания осадка). Интерпретация седиментологических признаков, выделенных по керну, позволяет отнести вскрытые отложения к турбидитам дельтового комплекса [8].

Массивные текстуры пород выглядят на имиджах однородными, цвет имиджей напрямую зависит от фоновой электрической проводимости разреза. Как правило, в случае насыщения углеводородами оттенки имеют светлые тона разной степени интенсивности, реагирующие на остаточное насыщение в промытой прискважинной зоне.





Рис. 7. Результаты интерпретации седиментологических признаков по буровому керну

Песчаные пропластки изученного разреза, обладая хорошими фильтрационно-емкостными свойствами, характеризуются как более проводящие породы по сравнению с алеврито-глинистыми вмещающими разностями. Их повышенная проводимость обусловлена понижающим сопротивлением проникновению фильтра бурового раствора в пласт. На фоне этого эффекта алеврито-глинистые разности имеют более высокое сопротивление.

При наличии в относительно однородном пласте изменений гранулометрического состава пород, например нормальной градационной слоистости (уменьшения размера зерна вверх) или обратной, на имиджах они проявляются в виде плавного изменения фонового сопротивления. При этом увеличение размера зерна приводит к улучшению электрической проводимости песчаников (рис. 8). Грубообломочная составляющая в песчаных разностях выделяется по пятнистой текстуре на имиджах, вплоть до отображения отдельных зерен.

Внутрипластовая слоистость (стратификация) формируется в результате неравномерной динамики среды осадконакопления и связана с дифференциацией осадков по структурному и вещественному признакам. Слоистость может быть горизонтальной, субгоризонтальной, наклонной, косой. При перемещении осадка в пластичной форме формируется конволютная слоистость (оползневая). На имиджах слоистость выделяют по характерной стратификации внутри относительно однородной толщи. Другой важной особенностью выделения внутрипластовой слоистости является определение трендов и элементов залегания границ внутрипластовой слоистости, которые являются прямыми признаками условий осадконакопления. Так, например, для баровых песчаников флювиальных каналов мощность косослоистой пачки указывает на глубину канала (с поправкой на последующую эрозию), а направление падения границ – на направление течения реки. Анализ элементов залегания границ внутрипластовой слоистости также позволяет судить об условиях осадконакопления. Различают одномодальный и двухмодальный (вперед-назад), реже мультимодальный тренд распределения азимутов падения. В пределах всего изученного разреза установлено преобладающее одномодальное распределение направления границ внутрипластовой слоистости (рис. 9).

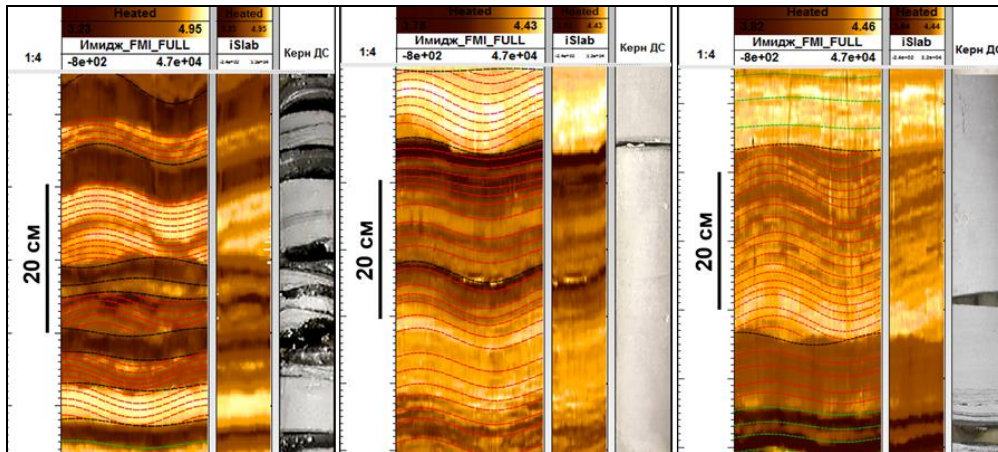


Рис. 8. Внутрипластовая слоистость (красный) и поверхности реактивации (черный) песчаных разностей по данным имиджей

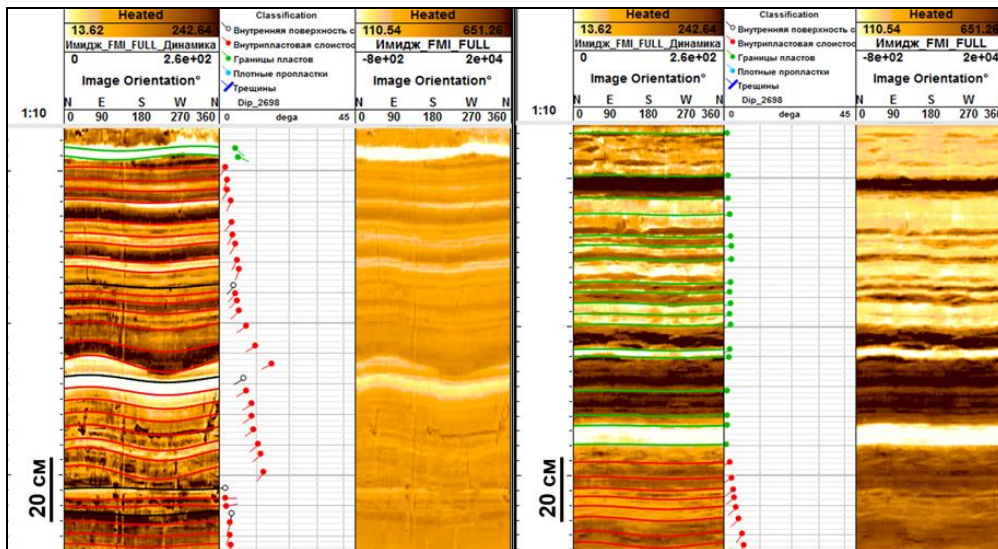


Рис. 9. Определение элементов залегания слоев в интервалах развития песчаных и тонкослоистых алеврито-глинистых разностей

Режим потока, формирующий одномодальное распределение внутрипластовой слоистости, связан, как правило, с флювиальной системой осадконакопления. Вариации скорости движения воды одновременно с изменениями гранулометрического состава обломочного материала приводят к изменению формирующейся текстуры осадка. Двухмодальный тренд указывает на движение в двух часто взаимно обратных направлениях. Подобный тренд формируется в прибрежно-морских условиях под воздействием приливно-отливных течений, когда потоки направлены во взаимно обратных направлениях. Но наблюдается он довольно редко, так как для формирования подобных текстур необходимо относительно близкие темпы накопления осадка в двух направлениях, что в природе встречается нечасто. Мультимодальное распределение может быть связано с меандрированием реки и налеганием друг на друга отдельных участков

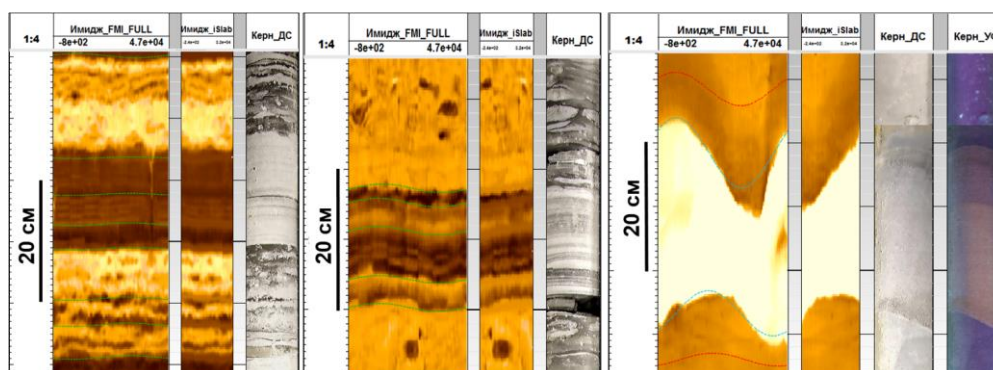


Рис. 10. Тонкое переслаивание песчано-глинистых разностей и прослои карбонатизированного песчаника по данным имиджей

флювиального канала. В условиях фациальной зональности отложений дагинского возраста и преобладания паралических фаций на западе рассматриваемой территории можно ожидать мультимодальные тренды распределения границ внутрипластовой слоистости. Их появление может указывать на меандрирующие русла, в том числе формирующиеся в пределах дельтовой равнины. Данный анализ является основой для установления направления палеотечений, которые незаменимы при реконструкции условий осадконакопления. Наряду с выделением преобладающих трендов азимутов падения границ внутрипластовой слоистости анализируются величины углов падения, выделяются преобладающие группы и производится их анализ с точки зрения смены условий осадконакопления.

Определение характера слоистости разреза также является сильной стороной метода. На рис. 10 приведены примеры наблюдаемого в средней тонкослоистой части разреза тонкого переслаивания (мощность от 1 до 5 см) песчано-глинистых разностей, нарушенного взмучиванием и биотурбацией осадка. Контакты между песчаником и глинами часто резкие эрозионные. Их формирование происходит под воздействием водных потоков сезонного характера. На имиджах границы прослоев четкие, полого наклонные (с углом наклона  $3\text{--}5^\circ$  по отношению к горизонтальной плоскости) и характеризующиеся изменчивостью по азимуту падения

В данном типе разреза подобные песчано-глинистые разности (гетеролиты) характеризуют переходную зону между преимущественно глинистыми отложениями шельфа и песчаными (до 100% песчаника) образованиями прибрежной зоны. Переслаивание песчано-глинистых разностей, у которых фракционный состав варьирует на 1–2 порядка, связано с сезонной активностью морского бассейна. Периоды спокойных погодных условий, благоприятствующие осаждению тонких взвешенных частиц, сменяются штормовыми явлениями, при которых происходит интенсивная переработка и вынос обломочной массы из прибрежной области в более удаленную от берега часть бассейна. В подобных условиях в песчаных телах могут формироваться уникальные текстуры внутрипластовой слоистости – гамаковая внутрипластовая слоистость, характеризующаяся отсутствием преобладающего направления развития границ внутрипластовой слоистости, связанных с хаотичным заполнением пологих локальных депрессий на дне прибрежной зоны берегового склона. Другими диагностическими

признаками гамаковой слоистости являются небольшие углы падения, как правило, менее  $15^\circ$ , а также исключительно мелкозернистый состав песчаника.

В верхней части рассматриваемого разреза отложения представлены только песчаником. Среди его текстур развита полого наклонная внутрислоистая слоистость. Часто встречаются также поверхности реактивации – поверхности, секущие напластование и образующиеся при эрозии или изменении энергии водного потока [9]. На имиджах подобных песчаных тел отмечается выраженный тренд развития границ, характеризующийся уменьшением угла падения вверх по разрезу. Геологический смысл выделенного тренда связан с постепенным заполнением локальной депрессии и характерным при этом выполаживанием границ слоистости вверх по разрезу. Данный профиль может быть неполным, так как может быть срезан притоком новой порции песчаного материала. На представленных примерах рассмотрены частные случаи текстурных признаков пород, формирующихся в процессе осадконакопления в пределах прибрежно-морской зоны, подверженной влиянию речной дельты. Другими важными признаками осадочных пород являются их диагенетические изменения, например карбонатизация, пиритизация и т. д. На рис. 10 приведен пример выделения прослоев плотных песчаников на карбонатном цементе. Постепенное замещение межзернового пространства песчаников карбонатами происходит за счет фильтрации сквозь пласт карбонатсодержащих вод. Морфологически плотные пропластки представлены, как правило, линзовидными телами, которые встречаются преимущественно в верхней массивной песчаной части разреза.

На основании проведенного интегрированного анализа имиджей и керна были выделены структурно-текстурные признаки осадочных пород, которые можно рассматривать в качестве диагностических при определении условий осадконакопления дагинского горизонта в пределах рассматриваемой территории. Вариации литологических признаков в пределах фронтальной части дельты объясняются сменой преимущественно крупно-среднезернистого песчаного материала на преимущественно мелкозернистый крупноалевритовый преимущественно глинистый. Такая смена связана с резким падением скорости течения при столкновении речной воды с морской. Этот процесс сопровождается выпадением относительно тяжелого осадка и продолжением дальнейшего перемещения более легких фракций. Таким образом, глинистая составляющая проходит более долгий путь, формируя широкий глинистый шлейф проделельты. Подобный идеализированный профиль разреза осложняется влиянием сезонных явлений и внутренней неоднородностью строения, связанных с изменениями относительного уровня моря (эвстатическими колебаниями, интенсивностью приноса обломочного вещества, вертикальными тектоническими колебаниями территории). Другим важным фактором, контролирующим процесс осадконакопления в пределах дельтовой области, является разница плотности воды между внедряющимся речным и принимающим морским бассейном. Мутьевые (суспензионные, турбидитные) потоки, определяющие характер распределения осадка и осадочные текстуры пород, разделяются по своей плотности относительно плотности принимающего бассейна [10]. Эта разница плотностей приводит к принципиально различному характеру внедрения потока в бассейн. Выделяется

относительно высокоплотный поток, распространяющийся под телом стоячего бассейна вдоль его дна. Это приводит к эрозии ранее осажденных донных осадков, которые вследствие падения энергии потока будут переотложены в виде турбидитов (относительно выдержанных ритмично-построенных глубоководных осадков). Низкоплотный поток имеет более низкую плотность относительно принимающего бассейна и характеризуется движением по поверхности тела бассейна. При этом по мере потери скорости тока речной воды происходит постепенное осаждение взвешенного преимущественно глинистого вещества в процессе флокуляции в пределах проделты. Выделяется третий тип потоков, характеризующийся близкими плотностными показателями внедряющегося и принимающего бассейна при этом движение речной воды происходит в пределах всей толщи принимающего бассейна по течению. Плотность речного потока в большей степени связана с концентрацией и фракционным составом взвешенного вещества в растворе. По данным [10], некоторые реки, например река Хайле (Китай), характеризуется средней концентрацией взвешенного вещества  $40.5 \text{ кг/м}^3$ , при этом достаточной для формирования придонного тока концентрация считается  $35\text{--}45 \text{ кг/м}^3$ . Большинство рек способно формировать высокоплотный поток только сезонно, например в период половодья. Другим фактором, влияющим на характер мутьевых потоков, является развитие самого дельтового комплекса. Для крупных рек, как правило, характерно мощное развитие дельтовой равнины – фактор, который эффективно действует на удержание терригенного материала в составе стока за счет развития системы дистрибутивных каналов и выполаживания рельефа.

Наибольший интерес представляют высокоплотные потоки (или турбидиты дельтового фронта), под действием которых происходит накопление наиболее крупнозернистой составляющей в пределах фронта дельты. Рассматриваемые отложения часто характеризуются наличием последовательности Боума (или фрагмента этой последовательности) одновременно с наличием однонаправленной внутрипластовой ряби течения и хаотично ориентированными желобовидными поверхностями реактивации течения [11–13]. В классическом виде последовательность Боума содержит пять ритмично повторяющихся слоев, имеющих диагностические признаки, указывающие на замедление потока в сторону бассейна. Другими критериями выделения данных потоков являются вариации гранулометрического состава, микроскопическая слоистость, ограниченная биотурбация (отражающая стрессовые условия на границе двух водных сред разной солености и относительно быстрые темпы осадконакопления), а также текстуры избегания воды, формирующиеся на границах илистых – водонасыщенных осадков, перекрываемых относительно тяжелыми песчаными разностями.

Песчаные пачки в верхней части могут перекрываться песчано-глинистыми разностями, существенно переработанными волновой деятельностью моря, образуя при этом текстуры ряби волнений (симметричная рябь). Для более глинистых частей разреза, формирующихся в более удаленной части фронтальной зоны дельты, как правило, характерна более интенсивная биотурбация осадков. Включения слоек и детрита углефицированного растительного вещества, транспортируемого с континента, также довольно характерны для этих типов осадков.



Рис. 11. Пример внутрипластовой гамаковой слоистости

Описываемые отложения фронтальной части дельты часто показывают сходства и могут быть описаны как темпеститы, которые также характеризуются турбулентным характером потока [10, 14], формируя осадочные текстуры внутрипластовой гамаковой слоистости (рис. 11).

Данный тип осадков формируется под влиянием взмучивания песчаных осадков в прибрежной зоне под действием штормов и переотложения их в пределах берегового склона. Внутрипластовая слоистость, наблюдаемая в таком виде осадков, указывает на одновременное влияние направленного течения – движения массы воды при наступлении и отступлении шторма, и колебательного движения – волнения воды продуцируемого ветром.

Переходная среда системы река – море характеризуется сложным строением и неотрывным действием вышеописанных механизмов осадконакопления, что требует особенно внимательного седиментологического исследования подобных типов разрезов.

Отнесение осадочных образований к определенной фациальной группе требует четкой и однозначной классификации различных типов движения водной среды. Прибрежно-морская область, подверженная влиянию речного стока, характеризуется крайне контрастным строением, причем одни процессы, накладываясь друг на друга, формируют подчас совершенно уникальные комбинации. Так, например, известная на западе формация Феррон (Ferron Formation, штат Юта, США) (рис. 12), представляющая собой погребенный дельтовый комплекс пород, содержит типичные признаки строения дельты с доминирующим речным влиянием и дельты с преобладающим морским влиянием, где терригенный материал интенсивно переработан морскими процессами. Подобное сочетание признаков объясняется геометрией конуса дельты и его пространственным расположением [13].

На участке конуса, расположенного непосредственно под прямым воздействием волновой переработки осадка, формируются типичные прибрежно-морские разрезы с отчетливо выраженным регрессивным профилем и отличной сортировкой материала. В то же время на участке, не подверженном прямому воздействию морских волнений, вследствие полуизолированного характера бассейна формируется «чистый» флювиальный профиль разреза с характерной слоистостью, связанной с сезонными тактами речного осадконакопления.

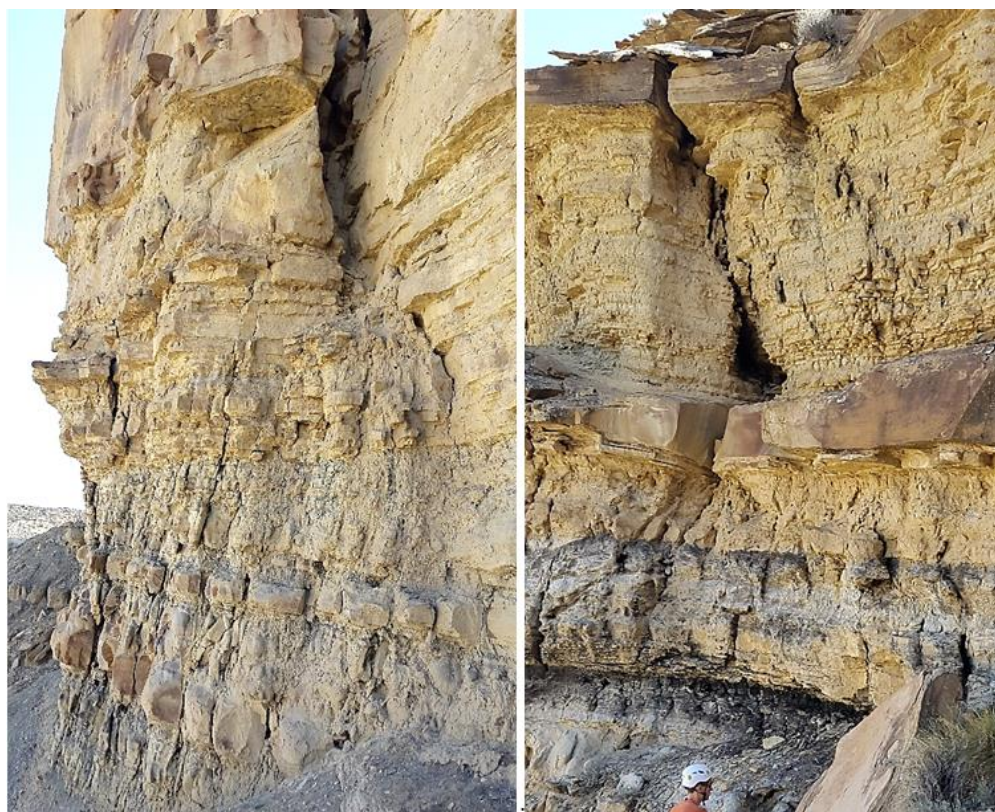


Рис. 12. Нижняя переходная от шельфа к прибрежной области часть разреза регрессивного строения формации Феррон (Ferron Formation, штат Юта, США)

### Заключение

Дагинский терригенный комплекс характеризуется закономерным циклическим строением регрессивного типа, профиль которого представлен сменой (снизу вверх) преимущественно глинистых сидеритизированных отложений шельфовой зоны (продельты) на тонкослоистые неравномерно-чередующиеся алеврито-глинистые разности удаленной фронтальной части дельты. Вверх по разрезу, по мере продвижения береговой линии в сторону бассейна породы замещаются на преимущественно массивные песчаные разности, накопление которых происходило в пределах устьевых баров.

Приведенные в статье структурно-текстурные признаки осадочных пород основаны в большей степени на данных пластовых имиджей, которые могут быть использованы геологами для визуализации разреза скважины аналогично изображению, получаемому по керну. Безусловно, керн является более предпочтительным материалом для литологической характеристики разреза. Однако интервал выноса и физические ограничения при бурении и отборе керна не всегда позволяют в достаточной степени охарактеризовать весь интервал интереса. При этом имиджи могут быть использованы не только как качественный, но и количественный источник визуальной информации [15].

Анализ характера напластования, литологической неоднородности пород, коэффициента песчаности, определение трендов увеличения/уменьшения мощностей по разрезу и интенсивности биотурбации осадков по данным имиджей вносят большой вклад в установление условий осадконакопления исследуемого разреза. Кроме этого, уникальность метода и оперативность интерпретации позволяют использовать его при решении срочных геолого-промысловых задач. Предварительная электрическая типизация разреза по данным имиджей может быть весьма полезна в анализе керновых данных. Совместный анализ имиджей и керна, а также возможность настраивать рабочий процесс под решение узконаправленных задач делает данный вид исследований перспективным направлением ГИС.

### Литература

1. *Изотова Т.С., Денисов С.Б., Вендельштейн Б.Ю.* Седиментологический анализ данных промысловой геофизики. – М.: Недра, 1993. – 176 с.
2. *Mathis B., Haller D., Ganem H., Standen E.* Orientation and calibration of core and borehole image data // Proc. SPWLA 36th Annual Logging Symposium. – Paris, 1995. – Art. JJJ.
3. *Donselaar M.E., Schmidt J.M.* Integration of outcrop and borehole image logs for high-resolution facies interpretation: example from a fluvial fan in the Ebro Basin, Spain // *Sedimentology*. – 2005. – V. 52, No 5. – P. 1021–1042. – doi: 10.1111/j.1365-3091.2005.00737.x.
4. *Climmer E., Ozol Ch.* High-definition logging-while-drilling microimages provided in real time // *J. Pet. Technol.* – 2015. – V. 67, No 4. – P. 36–38. – doi: 10.2118/0415-0036-JPT.
5. *Nichols G.* *Sedimentology and Stratigraphy*. – Malden: Wiley-Blackwell, 1999. – 355 p.
6. *Prothero D.R., Schwab F.* *Sedimentary Geology: An Introduction to Sedimentary Rocks and Stratigraphy*. – N. Y.: W.H. Freeman, 1996. – 575 p.
7. *Гладенков Ю.Б., Баженова О.К., Гречин В.И., Маргулис Л.С., Сальников Б.А.* Кайнозой Сахалина и его нефтегазоносность. – М.: ГЕОС, 2002. – 225 с.
8. *Mulder T., Syvitski J.P.M.* Turbidity currents generated at river mouths during exceptional discharges to the world oceans // *J. Geol.* – 1995. – V. 103, No 3. – P. 285–299. – doi: 10.1086/629747.
9. *Dictionary of Earth Sciences / Ed. by Allaby A., Allaby M.A.* – 1999. – URL: <http://www.encyclopedia.com/A+Dictionary+of+Earth+Sciences/publications.aspx?pageNumber=1>.
10. *Piper D.J.W., Karim A.* Hyperpycnal flow deposits from the Thebaud field // *Conjugate Margins Conference*. – Halifax, 2008. – URL: <http://www.conjugatemargins.com/home>.
11. *Bhattacharya J.P., Tye R.S.* Chap. 2. Searching for Modern Ferron Analogs and Application to Subsurface Interpretation. Sect. The Ferron Sandstone – Overview and Reservoir Analog. Regional to Wellbore Analog for Fluvial-Deltaic Reservoir Modeling: The Ferron Sandstone of Utah. // *AAPG Studies in Geology / Ed. by T. Chidsey, R.D. Adams, T.H. Morris*. – 2004. – No 50. – P. 39–58.
12. *Hampson G.J., Howell J.A.* Sedimentologic and geomorphic characterization of ancient wave-dominated deltaic shorelines: Upper Cretaceous Blackhawk Formation, Book Cliffs, Utah, USA // *River Deltas – Concepts, Models, and Examples*. – 2005. – V. 83. – P. 131–154. – doi: 10.2110/pec.05.83.0131.



13. Regional to Wellbore Analog for Fluvial-Deltaic Reservoir Modeling: The Ferron Sandstone of Utah // AAPG Studies in Geology. / Ed. by T. Chidsey, R.D. Adams, T.H. Morris. – 2004. – No 50. – P. 3–13.
14. O'Connell S.C. Hyperpycnal Flow Deposits: Examples from the Mississippian and Cretaceous of the Alberta Basin // 2011 CSPG CSEG CWLS Conference. – 2011. – URL: [http://www.cspg.org/cspg/documents/Conventions/Archives/Annual/2011/191-Hyperpycnal\\_Flow\\_Deposits.pdf](http://www.cspg.org/cspg/documents/Conventions/Archives/Annual/2011/191-Hyperpycnal_Flow_Deposits.pdf).
15. Brown J., Davis B., Gawankar K., Kumar A., Li B., Miller C.K., Laronga R., Schlicht P. Imaging: getting the picture downhole // Oilfield Rev. – 2015. – V. 27, No 2. – P. 4–21.

Поступила в редакцию  
22.01.16

---

**Рыбальченко Вадим Викторович**, кандидат геолого-минералогических наук, начальник Управления

ПАО «Газпром»  
пр. Московский пр., д. 156, БЦ «Электро», г. Санкт-Петербург, 196105, Россия  
E-mail: [V.Rybalchenko@adm.gazprom.ru](mailto:V.Rybalchenko@adm.gazprom.ru)

**Хабибуллин Дамир Ядитович**, начальник отдела

ПАО «Газпром»  
Московский пр., д. 156, БЦ «Электро», г. Санкт-Петербург, 196105, Россия  
E-mail: [D.Khabibullin@adm.gazprom.ru](mailto:D.Khabibullin@adm.gazprom.ru)

**Петухов Алексей Юрьевич**, главный технолог отдела

ПАО «Газпром»  
Московский пр., д. 156, БЦ «Электро», г. Санкт-Петербург, 196105, Россия  
E-mail: [A.Petukhov@adm.gazprom.ru](mailto:A.Petukhov@adm.gazprom.ru)

**Давыдов Алексей Владимирович**, кандидат экономических наук, генеральный директор

ООО «Газпром геологоразведка»  
ул. Герцена, д. 70, г. Тюмень, 625000, Россия  
E-mail: [a.davydov@ggr.gazprom.ru](mailto:a.davydov@ggr.gazprom.ru)

**Хоштария Владислав Николаевич**, кандидат геолого-минералогических наук, начальник

Управление по организации геологоразведочных работ на шельфе, ООО «Газпром геологоразведка»  
Научный проезд, д. 19, г. Москва, 117246, Россия  
E-mail: [v.khoshtariya@ggr.gazprom.ru](mailto:v.khoshtariya@ggr.gazprom.ru)

**Дмитриев Сергей Евгеньевич**, заместитель начальника геологического отдела

Управление по организации геологоразведочных работ на шельфе, ООО «Газпром геологоразведка»  
Научный проезд, д. 19, г. Москва, 117246, Россия  
E-mail: [s.dmitriev@msk.ggr.gazprom.ru](mailto:s.dmitriev@msk.ggr.gazprom.ru)

**Хлановская Светлана Николаевна**, ведущий инженер отдела геолого-геофизических исследований в скважинах

Управление по организации геологоразведочных работ на шельфе, ООО «Газпром геологоразведка»  
Научный проезд, д. 19, г. Москва, 117246, Россия  
E-mail: [s.khlanovskaya@msk.ggr.gazprom.ru](mailto:s.khlanovskaya@msk.ggr.gazprom.ru)

**Исламов Альберт Фагилевич**, кандидат геолого-минералогических наук, геолог

Компания «Шлюмберге»  
Ленинградское шоссе, д. 16А, стр. 3, г. Москва, 125171, Россия  
E-mail: [AIslamov2@slb.com](mailto:AIslamov2@slb.com)

**Егоров Сергей Сергеевич**, руководитель отдела геологической интерпретации

Компания «Шлюмберже», Региональный офис  
ул. 8 Марта, д. 2/1, г. Тюмень, 625000, Россия  
E-mail: *SEgorov3@slb.com*

**Тухтаев Рустам Исмаатович**, главный геолог по России и Центральной Азии

Компания «Шлюмберже»  
Ленинградское шоссе, д. 16А, стр. 3, г. Москва, 125171, Россия  
E-mail: *RTukhtaev@slb.com*

**Хасанов Ринат Радикович**, доктор геолого-минералогических наук, заведующий кафедрой региональной геологии и полезных ископаемых

Казанский (Приволжский) федеральный университет  
ул. Кремлевская, д. 18, г. Казань, 420008, Россия  
E-mail: *Rinat.Khassanov@kpfu.ru*

ISSN 1815-6169 (Print)  
ISSN 2500-218X (Online)

**UCHENYE ZAPISKI KAZANSKOGO UNIVERSITETA. SERIYA ESTESTVENNYE NAUKI**  
(Proceedings of Kazan University. Natural Sciences Series)

2016, vol. 158, no. 1, pp. 55–74

**Sedimentological Analysis of Well Data by the Example of the Dagi Horizon  
of the Northeastern Shelf of Sakhalin Island**

*V.V. Rybal'chenko<sup>a</sup>, D.Ya. Khabibullin<sup>a</sup>, A.Yu. Petukhov<sup>a</sup>, A.V. Davydov<sup>b</sup>,  
V.N. Khoshtariya<sup>c</sup>, S.E. Dmitriev<sup>c</sup>, S.N. Khlanovskaya<sup>c</sup>, A.F. Islamov<sup>d\*</sup>, S.S. Egorov<sup>e</sup>,  
R.I. Tukhtaev<sup>d</sup>, R.R. Khasanov<sup>f\*\*</sup>*

<sup>a</sup>PAO "Gazprom", St. Petersburg, 196105 Russia

<sup>b</sup>ООО "Gazprom geologorazvedka", Tyumen, 625000 Russia

<sup>c</sup>Office for Geological Exploration Management on Shelf (Moscow),

ООО "Gazprom geologorazvedka", Moscow, 117246 Russia

<sup>d</sup>Schlumberger Company, Moscow, 125171 Russia

<sup>e</sup>Schlumberger Company, Regional Office, Tyumen, 625000 Russia

<sup>f</sup>Kazan Federal University, Kazan, 420008 Russia

E-mail: \**AIslamov2@slb.com*, \*\**Rinat.Khassanov@kpfu.ru*

Received January 22, 2016

**Abstract**

Well logging methods provide important data on data on sedimentary structures, genesis of sediments, and relations of the facies in sedimentary basins. This paper demonstrates the potential of sedimentological interpretation when applied to data from the formation microimagers (FMI). The study is based on the results of the joint project on integrated analysis of wellbore images and core samples of the Neogene deposits of the northeastern shelf of Sakhalin Island between "Gazprom", "Gazprom geologorazvedka", and Schlumberger Company. The image log represents 300 m of the well section, when 95 m are characterized by the core. The study included detailed matching of the core data with open hole logs as adjusted for core recovery, lithological description of the well section, structural and textural interpretation of the images, facies analysis, orientation of the paleocurrent direction, and reconstruction of the depositional environments.

**Keywords:** microimagers, sedimentological analysis, facies, sedimentary deposits, core, well logging, well

### Figure captions

- Fig. 1. Lithological and stratigraphical column of the northeastern shelf of Sakhalin Island [7].
- Fig. 2. FMI device (on the left), oriented image (centre), and three-dimensional display of the image (on the right).
- Fig. 3. Examples of images and their visualizations (full-size image and images of datum plane section – textural and background ones).
- Fig. 4. Detailed matching of the core data with FMI images.
- Fig. 5. Isolation of carbonate sand lenses and siltstone alternation.
- Fig. 6. Thin lamination of siltstone-argillaceous varieties.
- Fig. 7. Results of the interpretation of sedimentological characteristics by the boring core.
- Fig. 8. Intrastratal stratification (red color) and reactivation surfaces (black color) of sand variations by the data of images.
- Fig. 9. Identification of lamina bedding elements in the intervals of sandy and thin-layered siltstone-argillaceous varieties.
- Fig. 10. Thin lamination of sandy-argillaceous variations and carbonate sand interlayers based on the data from images.
- Fig. 11. Example of the hummocky cross stratification.
- Fig. 12. The lower part of the profile having a regression structure in the Ferron Formation (Utah, United States), which is transitional from the shelf to the coastal area.

### References

1. Isotova T.S., Denisov S.B., Vendel'shtein B.Yu. Sedimentology Interpretation of Field Geophysics' Data. Moscow, Nedra, 1993. 176 p. (In Russian)
2. Mathis B., Haller D., Ganem H., Standen E. Orientation and calibration of core and borehole image data. *Proc. SPWLA 36th Annual Logging Symp.*, Paris, 1995, Art. JJJ.
3. Donselaar M.E., Schmidt J.M. Integration of outcrop and borehole image logs for high-resolution facies interpretation: example from a fluvial fan in the Ebro Basin, Spain. *Sedimentology*, 2005, vol. 52, no. 5, pp. 1021–1042. doi: 10.1111/j.1365-3091.2005.00737.x.
4. Climer E., Ozol Ch. High-definition logging-while-drilling microimages provided in real time. *J. Pet. Technol.*, 2015, vol. 67, no. 4, pp. 36–38. doi: 10.2118/0415-0036-JPT.
5. Nichols G. Sedimentology and Stratigraphy. Malden, Wiley-Blackwell, 1999. 355 p.
6. Prothero D.R., Schwab F. Sedimentary Geology: An Introduction to Sedimentary Rocks and Stratigraphy. N. Y., W.H. Freeman, 1996, 575 p.
7. Gladenkov Yu.B., Bazhenova O.K., Grechin V.I., Margulis L.S., Sal'nikov B.A. The Cenozoic of Sakhalin and Its Oil and Gas Potential. Moscow, GEOS, 2002. 225 p. (In Russian)
8. Mulder T., Syvitski J.P.M. Turbidity currents generated at river mouths during exceptional discharges to the world oceans. *J. Geol.*, 1995, vol. 103, no. 3, pp. 285–299. doi: 10.1086/629747.
9. Dictionary of Earth Sciences. Allaby A., Allaby M.A. (Eds.). 1999. URL: <http://www.encyclopedia.com/A+Dictionary+of+Earth+Sciences/publications.aspx?pageNumber=1>.
10. Piper D.J.W., Karim A. Hyperpycnal flow deposits from the Thebaud field. *Proc. Conjugate Margins Conf.*, Halifax, 2008. URL: <http://www.conjugatemargins.com/home>.
11. Bhattacharya J.P., Tye R.S. Chap. 2. Searching for modern ferron analogs and application to sub-surface interpretation. Sect. The ferron sandstone – overview and reservoir analog. Regional to wellbore analog for fluvial-deltaic reservoir modeling: the ferron sandstone of Utah. *AAPG Studies in Geology*. Chidsey T.C., Adams R.D., Morris T.H. (Eds.). 2004, no. 50, pp. 39–58.
12. Hampson G.J., Howell J.A. Sedimentologic and geomorphic characterization of ancient wave-dominated deltaic shorelines: Upper Cretaceous Blackhawk Formation, Book Cliffs, Utah, USA. *River Deltas – Concepts, Models, and Examples*, 2005, vol. 83, pp. 131–154. doi: 10.2110/pec.05.83.0131.
13. Regional to Wellbore Analog for Fluvial-Deltaic Reservoir Modeling: The Ferron Sandstone of Utah. *AAPG Studies in Geology*. Chidsey T., Adams R.D., Morris T.H. (Eds.). 2004, no. 50, pp. 3–13.

14. O'Connell S.C. Hyperpycnal flow deposits: examples from the Mississippian and Cretaceous of the Alberta Basin. 2011 *CSPG CSEG CWLS Conf.*, 2011. URL: [http://www.cspg.org/cspg/documents/Conventions/Archives/Annual/2011/191-Hyperpycnal\\_Flow\\_Deposits.pdf](http://www.cspg.org/cspg/documents/Conventions/Archives/Annual/2011/191-Hyperpycnal_Flow_Deposits.pdf).
15. Brown J., Davis B., Gawankar K., Kumar A., Li B., Miller C.K., Laronga R., Schlicht P. Imaging: getting the picture downhole. *Oilfield Rev.*, 2015, vol. 27, no. 2, pp. 4–21.

**Для цитирования:** Рыбальченко В.В., Хабибуллин Д.Я., Петухов А.Ю., Давыдов А.В., Хоштария В.Н., Дмитриев С.Е., Хлановская С.Н., Исламов А.Ф., Егоров С.С., Тухтаев Р.И., Хасанов Р.Р. Седиментологический анализ скважинных данных на примере дагинского горизонта северо-восточного шельфа острова Сахалин // Учен. зап. Казан. ун-та. Сер. Естеств. науки. – 2016. – Т. 158, кн. 1. – С. 55–74.

**For citation:** Rybal'chenko V.V., Khabibullin D.Ya., Petukhov A.Yu., Davydov A.V., Khoshtariya V.N., Dmitriev S.E., Khlanovskaya S.N., Islamov A.F., Egorov S.S., Tukhtaev R.I., Khasanov R.R. Sedimentological analysis of well data by the example of the Dagi horizon of the northeastern shelf of Sakhalin Island. *Uchenye Zapiski Kazanskogo Universiteta. Seriya Estestvennyye Nauki*, 2016, vol. 158, no. 1, pp. 55–74. (In Russian)