



## ВЫДЕЛЕНИЕ ОТЛОЖЕНИЙ РАЗЛИЧНОГО ГЕНЕЗИСА ПО МАТЕРИАЛАМ МИКРОТОМОГРАФИИ КЕРНА

А.Р.Курчиков, А.К.Ягафаров, И.П.Попов, В.М.Александров\*,  
А.А.Пономарев, М.Д.Заватский, М.А.Кадыров  
Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

### Distinguishing of the Sediments with Different Genesis by Results of Core Microtomography

*A.R.Kurchikov, A.K.Yagafarov, I.P.Popov, V.M.Aleksandrov, A.A.Ponomarev, M.D.Zavatsky, M.A.Kadyrov*  
*Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia*

#### Abstract

The work presents a substantiation of the need for the introduction of computer microtomography ( $\mu$ -CT) into a set of standard core studies to refine the facies conditions of reservoir rocks formation. The object of the study was the rocks of the  $J_u_2$  layer (Tyumen formation) from well № 47 of the Urnenskoye oil field (West Siberian oil and gas basin). Core samples with a diameter of 8 mm were analyzed using the X-ray microtomography method. The study consisted of a structural analysis of tomographic sections and the correlation of geological-geophysical, textural-structural and lithologic-facies data. The relationship between the data of microtomography and the results of geological and geophysical studies has been revealed. Analysis of these materials allows to isolate in the delta channel the sediments of three subtypes of sediments, identified with sedimentary sub-microfacies. The pore space structure of  $J_u_2$  layer reservoir rocks was studied. It was concluded that it is necessary to use the results of computer microtomography during the facial analysis of terrigenous sediments of the West Siberian sedimentary megabasin and the construction of three-dimensional geological models.

#### Keywords:

Computer microtomography;  
Core; Sedimentation;  
Facies analysis;  
Spectrometric modification  
of gamma-ray logging on a core;  
Sedimentary facies;  
Sub-microfacies;  
Petrophysical studies;  
Reservoir rocks.

© 2017 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Для изучения сложнопостроенных и текстурно-неоднородных пород-коллекторов с высокой фациальной изменчивостью все более активно применяется компьютерная рентгеновская микротомография. Особенно это актуально при анализе «монотонных по ГИС» отложений континентального генезиса. Данный метод является относительно новым (развивается с конца восьмидесятых годов) и в своем роде уникальным направлением в изучении объемного строения и особенностей геологического строения пород-коллекторов. Микротомография является неразрушающим методом исследований, после которого можно проводить дальнейшее изучение образцов керна.

В качестве объекта исследований были выбраны отложения из верхней части тюменской свиты (пласт  $J_u_2$ ) в скважине № 47 Урненского нефтяного месторождения Западно-Сибирского нефтега-

зоносного мегабассейна.

Урненское месторождение находится в Уватском районе Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, с которым связываются основные перспективы наращивания нефтедобычи на юге Тюменской области (рис.1).

В тектоническом отношении Урненское месторождение находится в пределах Урненского куполовидного поднятия, расположенного в северной части Демьянского мегавала - структуры I порядка, линейно вытянутой в направлении с северо-запада на юго-восток.

Разрез месторождения слагают мезозойско-кайнозойские отложения ортоплатформенного чехла (рис.2). Пласт  $J_u_2$  приурочен к верхней подсвите тюменской свиты ( $J_u$  bt – c(k)). Карта распределения различных фациальных обстановок в отложениях пласта  $J_u_2$  в пределах изученной территории представлена на рисунке 3.

Продуктивный пласт  $J_u_2$  охарактеризован керном в нескольких интервалах отбора (2488.5-2491.9; 2491.9-2493.9 и 2495.52-2498.18 м), что

\*E-mail: alexandrov@aotandem.ru

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20170400326>



Рис.1. Обзорная карта Урненского лицензионного участка

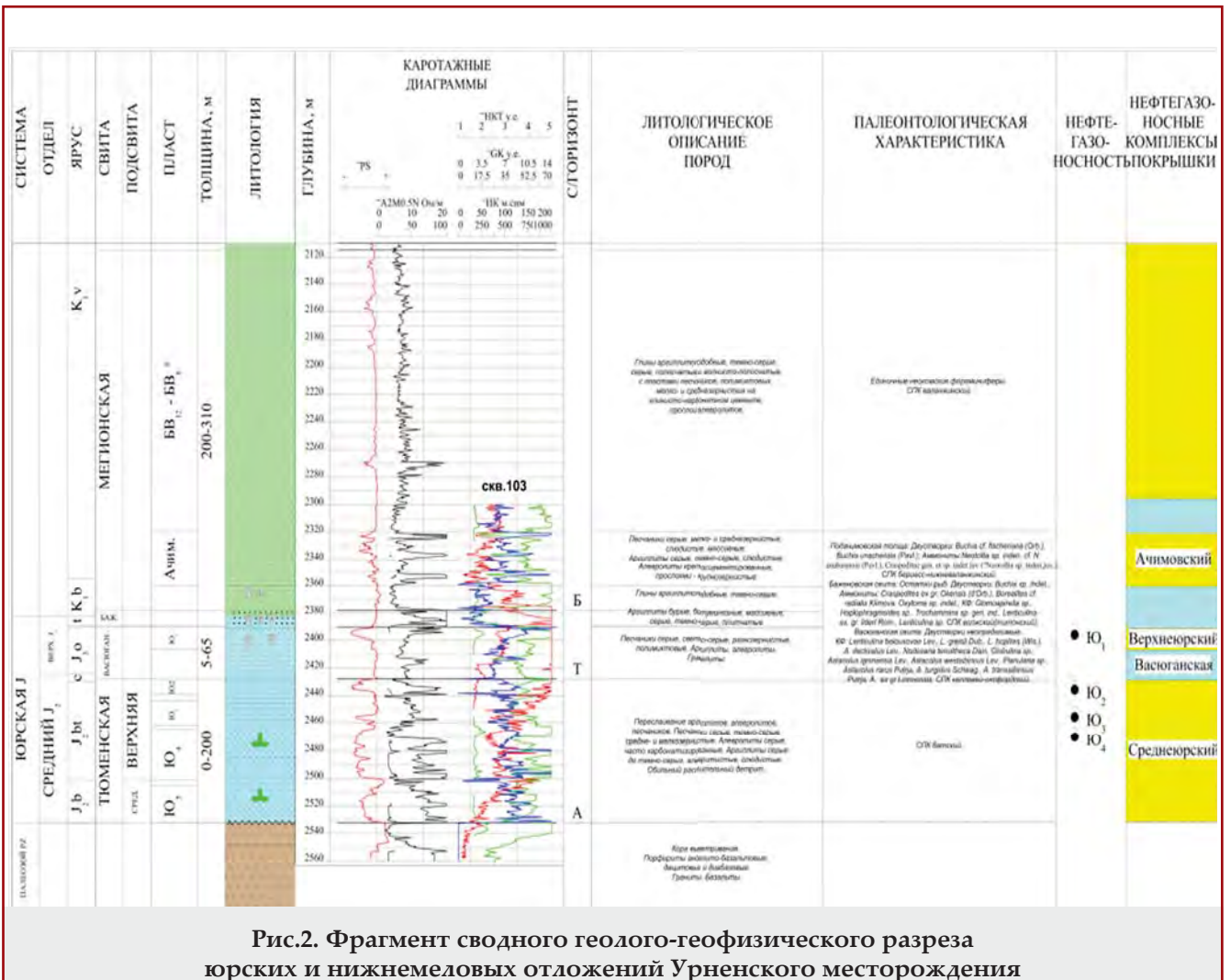
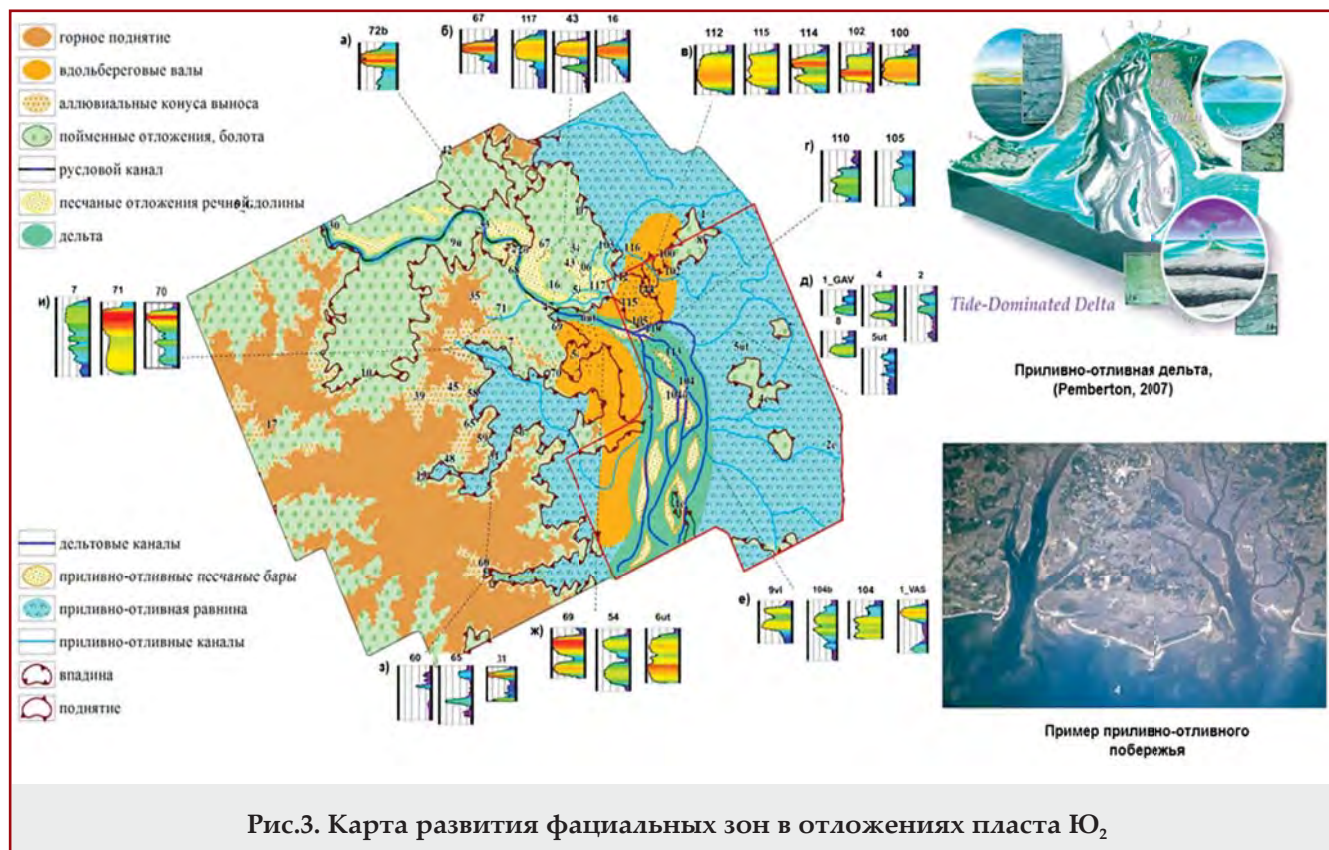


Рис.2. Фрагмент сводного геолого-геофизического разреза юрских и нижнемеловых отложений Урненского месторождения





позволяет провести детальный анализ отложений, сформировавшихся в континентальных условиях осадконакопления (рис.4).

На рисунках 5 и 6 представлены фотографии образцов керн, по которым проводились специальные исследования методом микротомографии.

Образцы №№ 41б и 43б (рис.5) представлены граувакковыми кварц-полевошпатовыми песчаниками, их цвет варьирует в зависимости от степени нефтенасыщения от светло-серого до коричневатого-серого. Текстура песчаников снизу вверх изменяется от линзовидно-косослойной с углом наклона слойков до 15°, горизонтальной и неяснослойной до косослойной с углом наклона слойков до 40°, в верхней части отмечается срезание слойков и косая разнонаправленная слоистость с углом наклона слойков до 10°. На плоскостях напластования наблюдается примесь слюд, углефицированного растительного детрита (УРД) и углистых растительных остатков (УРО).

Образцы №№ 30б и 34б (рис.5) сложены песчано-алевролитовым переслаиванием, с примесью слюд, УРО и УРД на плоскостях напластования. Снизу вверх прослеживаются текстуры: волнистая горизонтальная, обусловленная тонкими темно-серыми прослоями алевролитов в светло-серых песчаниках, волнисто-косослойная, линзовидно-косослойная и косолинзовидная, обусловленная неравномерным чередованием светло-серых, зеленовато-желтых, темно-серых и голубовато-серых слойков, нарушенных биотурбацией.

Песчаники, вероятно, накопились в пределах дельтового русла, расположенного в дельтовой зоне с активными приливо-отливными процессами, в результате чего имеют хорошую

сортировку полуокатанного и хорошо окатанного обломочного материала, медианный диаметр при этом 0.13-0.19 мм.

Направленные изменения в структуре, текстуре и составе пород связаны с постепенной сменой условий осадконакопления. Вверх по разрезу увеличивается медианный диаметр зерен, улучшается их сортированность и окатанность, уменьшается доля удлиненных и угловатых разностей, что является свидетельством увеличения динамики водной среды в пределах мелководья. Это также выражено и в текстурах пород: в нижней части разреза наблюдаются различные варианты нечеткой, прерывисто-волнистой и линзовидно-волнистой слоистости с редкими элементами ряби волнения, далее они сменяются полого косослойными, приобретая в верхней части неупорядоченный массивный характер. Наряду с этим содержание основных породообразующих компонентов в пределах разреза практически постоянно, однако отмечается уменьшение доли глинистого цемента от 5-7 до 2-3%, на что также указывают показания гамма-каротажа.

Образцы №№ 22б, 24б и 25б (рис.6) представлены граувакковыми полевошпат-кварцевыми песчаниками мелкозернистыми, залегающими по слабонаклонной границе. Местами песчаники алевролитовые светло-серые с желтоватым оттенком, неравномерно пиритизированные, косоволнистые, биотурбированные. На плоскостях напластования породы содержат примесь слюд и УРД черного и коричневого цвета.

Структура песчаников характеризуется средней и хорошей сортированностью полуокатанного, реже угловатого материала с медианным диаме-



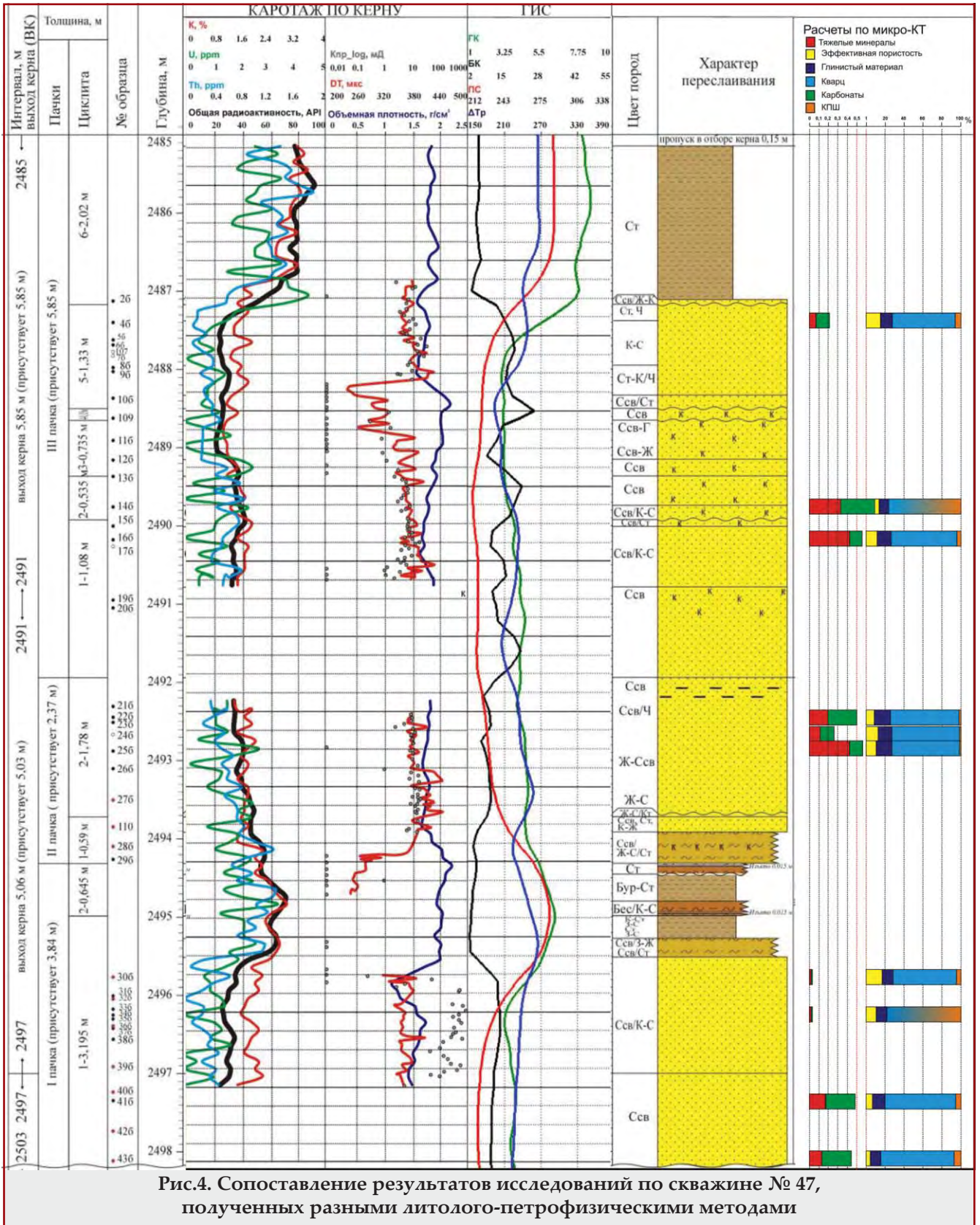


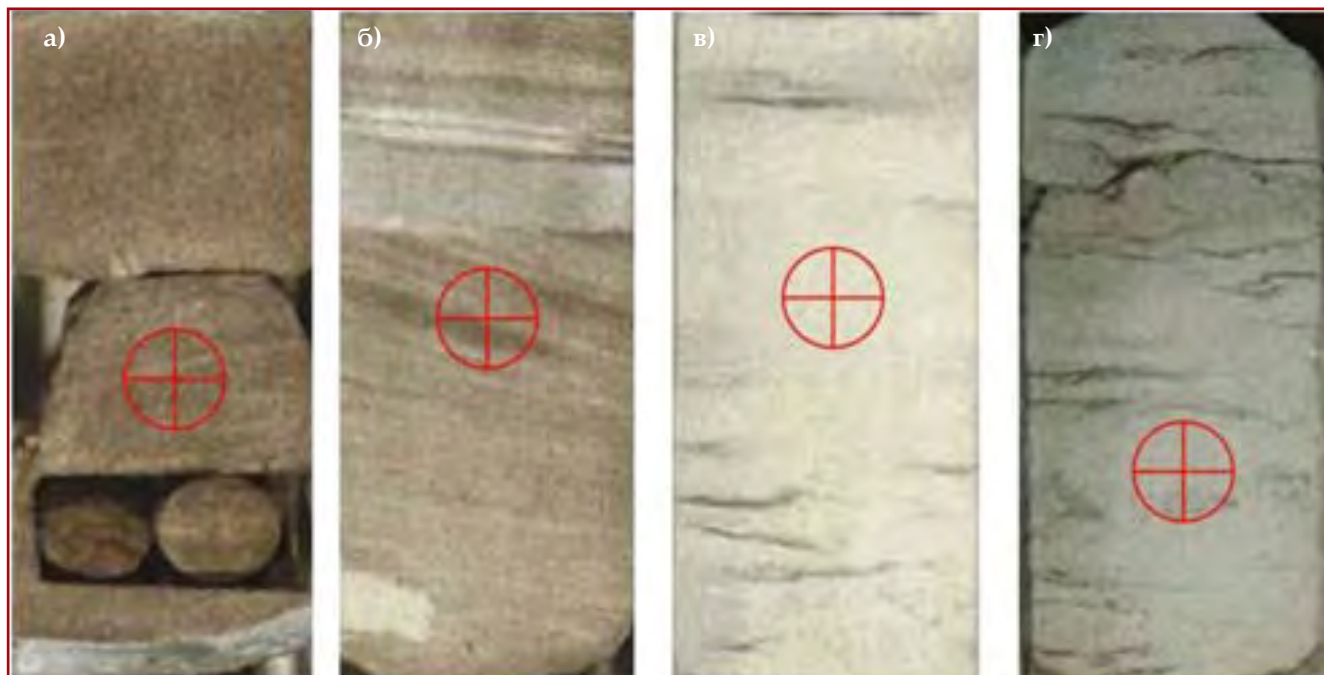
Рис.4. Сопоставление результатов исследований по скважине № 47, полученных разными литолого-петрофизическими методами

тром 0.11-0.12 мм, в большом количестве присутствуют удлиненные зерна. Микроскопически можно выделить различные волнистые и линзовидно-волнистые текстуры, обусловленные ориентированным расположением удлиненных фрагментов, а также УРД, витринита и спорово-пыльцевых комплексов. При макроописании отмечена обильная биотурбация. В составе песчаников содержание глинистого цемента достигает до 7-10%.

Исследуемые песчаники претерпели вторичные изменения в ходе постседиментационных преобразований. Их текстурная неоднородность вызвана значительной биотурбированностью.

В песчаниках фиксируется значительное количество полевых шпатов и кварц-полевошпатовых обломков пород. При микроскопическом изучении отмечается высокая степень преобразованности полевошпатовых зерен, зерна полевых





**Рис.5. Фотографии образцов керн с различными типами текстур, отобранными из скважины № 47, в дневном свете:**  
 а) образец № 30б; б) образец № 34б; в) образец № 41б; г) образец № 43б

шпатов в ряде случаев сильно корродируют и даже разрушаются. При этом степень пелитизации зерен весьма различна и изменяется в пределах 70-90%. Это приводит к образованию аутигенных глинистых минералов, заполняющих первичное поровое пространство. По данным электронной микроскопии на стенках пор можно идентифицировать новообразованные каолиновые сростки.

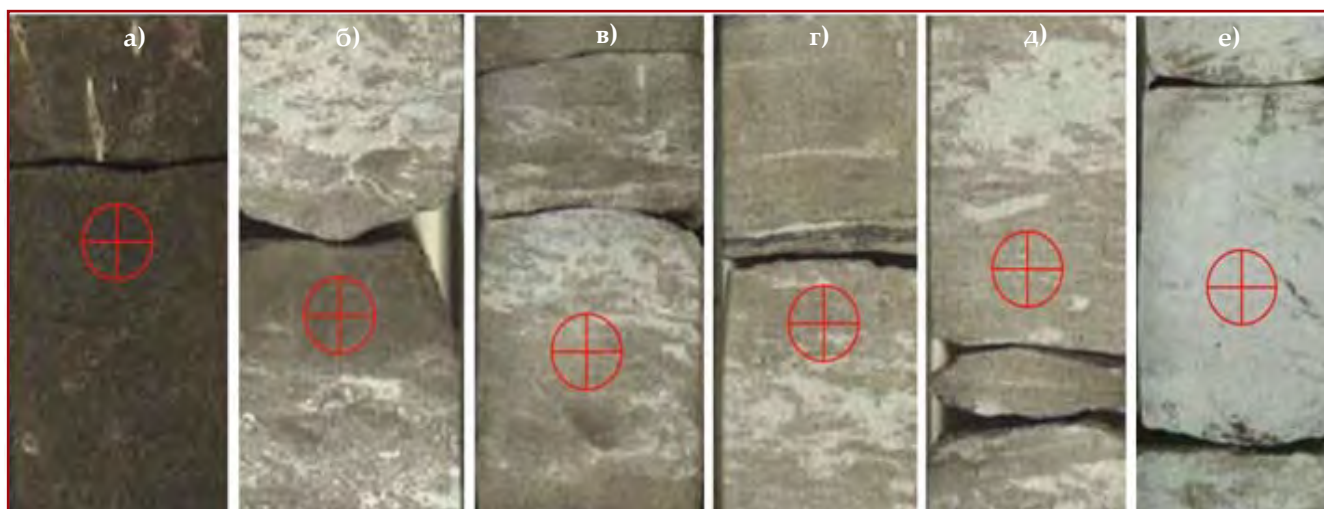
Образец № 16б (рис.6) представлен граувакковым полевошпат-кварцевым песчаником мелкозернистым с аутигенной карбонатной цементацией, текстура неясная косослоистая, цвет варьирует от светло-серого до коричнево-серого в зависимости от степени нефте-

насыщения. Различные примеси и включения представлены глинами, черным детритом травянистых растений и конкрециями пирита.

Образ № 14б (рис.6) представлен песчаником средне-мелкозернистым, неяснослоистым, с карбонатным цементом, с примесью УРД, включениями сидерита и возможно пирита.

Образ № 4б (рис.6) представлен песчаником разнозернистым, встречается пирит.

Эти песчаные отложения накапливались в пределах малоподвижного мелководья, результатом чего явилось большое количество раковинного детрита, реже растительного, карбонатный цемент, обильная биотурбация и различные линзовидные и волнистые текстуры.



**Рис.6. Фотографии образцов керн с различными типами текстур, отобранными из скважины № 47, в дневном свете:**  
 а) образец № 4б; б) образец № 14б; в) образец № 16б;  
 г) образец № 22б; д) образец 24б; е) образец 25б

Таблица 1

## Результаты петрофизических исследований

№№ п/п	№№ обр.	$K_{nr}$ д.ед.	$K_{np}$ $\cdot 10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	$\delta_{об}$ г/см <sup>3</sup>	УЭС, Ом·м	$P_n$ отн.ед.	$K_{карб}$ %	$\Delta T_p$ мкс
1	4б	0.21	462	2.01	3.49	15.0	0.00	265
2	14б	0.13	14	2.19	6.71	28.8	0.01	226
3	16б	0.16	44	2.08	4.67	20.0	0.02	234
4	22б	0.15	136	2.09	4.77	20.5	0.02	234
5	24б	0.15	31	2.10	5.125	22.0	0.00	237
6	25б	0.18	8	2.14	4.403	18.9	0.00	254
7	30б	0.19	290	2.04	4.122	17.7	0.00	258
8	34б	0.19	234	2.05	4.073	17.5	0.00	256
9	41б	0.17	15	2.18	5.866	25.2	0.00	231
10	43б	0.16	8	2.20	6.187	26.6	0.03	234

На коллекции образцов был выполнен комплекс петрофизических исследований, включающий: определение коэффициента открытой пористости ( $K_n$ ), коэффициента абсолютной газопроницаемости ( $K_{np}$ ), коэффициента остаточной водонасыщенности ( $K_{об}$ ), плотности ( $\delta_{об}$ ), УЭС, параметра пористости ( $P_n$ ), коэффициента карбонатности ( $K_{карб}$ ) и интервального времени пробега упругой акустической волны в скелете породы ( $\Delta T_p$ ) (табл.1).

Анализ данных таблицы 1 показал, что по результатам петрофизических исследований можно выделить три типа отложений (субмикроразности), генетически соответствующие дельтовым условиям седиментации.

К первому типу относятся образцы 4б, 30б и 34б (по нашему мнению, отложения субмикроразности стречневой части дельтового распределительного канала); ко второму – образец 14б (субмикроразности краевой части дельтового канала); к третьему – 16б, 22б, 24б, 25б, 41б и 43б (субмикроразности прирусловых валов). Наиболее значимое отличие этих типов пород наблюдается по проницаемости (соответственно, больше 234, 14 и  $(8-15-31-44) \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>) и интервальному времени пробега акустической волны (больше 256, 226 и 231-254 мкс).

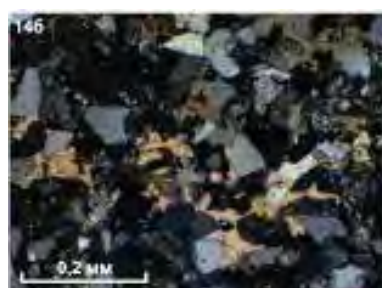
Неоднородность фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) изучаемых отложений, по нашему мнению, обусловлена их литолого-фациальной изменчивостью. Улучшенными ФЕС характеризуются отложения стречневой части дельтового

распределительного канала, несколько ухудшенными – краевые части дельтового канала и прирусловые валы. Таким образом, появляется возможность сделать вывод о фациальном контроле за ФЕС пород-коллекторов.

Изучение петрографических шлифов под микроскопом позволило уточнить характеристики изучаемых осадков, полученные на основе макроописания кернового материала. Типовые фотографии шлифов приведены на рисунке 7.

По результатам микроскопического описания в изучаемом разрезе развиты песчаники мелкозернистые и средне-мелкозернистые, иногда карбонатные. Состав песчаников граувакковый кварц-полевошпатовый и полевошпатово-кварцевый. Песчаники часто пиритизированы, цемент их глинистый, битумный и карбонатный. Состав и типоморфные особенности основных породообразующих компонентов достаточно выдержаны по разрезу, отмечаются лишь незначительные вариации в структурных и текстурных характеристиках.

Микротекстура песчаников преимущественно неупорядоченная, неясная, отмечаются различные виды косой, волнистой и линзовидно-волнистой слоистости, обусловленные ориентированным расположением удлиненных фрагментов УРД, линз витринита и спорово-пыльцевых комплексов, иногда отмечается наличие прослоев, обогащенных пиритом или глинистым материалом. В некоторых породах также отмечается тонкий раковинный детрит разме-



образец 12б



образец 14б



образец 16б

Рис.7. Типовые фотографии шлифов

ром от 0.8-0.9×0.12-0.15 мм до 7-8×0.5 мм.

Структура обломочная мелкопесчаная и средне-мелкопесчаная, размер зерен варьирует в пределах 0.03-0.4 мм, медианный диаметр при этом равен 0.11-0.23 мм. Для средне-мелкозернистых песчаников характерно содержание среднепесчаной фракции до 25-30%. Сортировка обломочного материала хорошая, редко средняя. Зерна преимущественно полу и хорошоокатанные, реже встречаются угловатые, присутствуют в большом количестве уплощенные и удлиненные зерна. Контакты между зернами протяженные, реже точечные, встречаются также конформные.

Количество обломочной части достигает 90-95%, а в случае карбонатных песчаников не превышает 60-77%. В составе преобладают обломки пород (38-57%), чуть меньше кварца (20-40%) и полевых шпатов (15-30%), в небольшом количестве присутствуют также слюды (1-2%, редко 3%) и УРД (1-3%).

Обломки пород представлены преимущественно полуокатанными и хорошо окатанными разностями, реже встречаются уплощенные, удлиненные и угловатые зерна. Среди них отмечаются обломки метаморфических пород, в т.ч. сланцы кварц-серицитовые, хлорит-гидрослюдистые, кварциты; реже встречаются обломки эффузивов, иногда хлоритизированных; и уплощенные обломки полнокристаллических кварц-полевошпатовых пород.

В некоторых образцах встречаются хорошо окатанные обломки гематитсодержащих пород коры выветривания. Зерна кварца встречаются во всех фракциях. Они преимущественно полуокатанные, иногда хорошо окатанные, часть зерен корродированна, редко отмечаются неполные каемки регенерации. Погасание преимущественно нормальное, но встречается и волнистое, поверхности зерен замутненные, содержат газо-жидкие, реже минеральные и рудные включения. Иногда вокруг зерен отмечаются оторочки оксидов железа. Полевые шпаты представлены как калиевыми, так и натриевыми разностями практически в равных соотношениях. Зерна микролина в различной степени разрушены, корродированны и пелитизированы (иногда можно идентифицировать гидрослюдизацию и хлоритизацию). Для морских условий седиментации характерны щелочная, нейтральная и слабокислая среда (морская вода имеет pH=8.3). Здесь отлагаются в основном гидрослюда и хлорит.

Плагиоклазы характеризуются различной степенью сохранности, часто сильно разрушены и пелитизированы, иногда отмечается гидрослюдизация и хлоритизация. Редко отмечаются зерна новообразованного альбита. Среди слюд встречаются единичные чешуйки мусковита. УРД присутствует в породах в виде редких фрагментов травянистого детрита, часто витринитизированного, иногда пиритизированного. Встречаются единичные линзы витринита и спорово-пыльцевых ком-

плексов размером 0.7×0.2 мм. Среди акцессорных минералов преобладают сфен, эпидот, турмалин, силлиманит, реже встречаются анатаз, циркон, роговая обманка, единично - пироксен и гранат. Аутигенные минералы представлены альбитом, хлоритом, пиритом, кальцитом и сидеритом.

Таким образом, результаты микроскопического описания также свидетельствуют в пользу прибрежно-мелководных условий осадконакопления.

На следующем этапе наших исследований с помощью микротомографии были изучены 10 образцов керн диаметром 10 мм (высокое разрешение 2000×4000, размер пикселя ~ 2.6 мкм). В ходе исследований нами был изучен состав минеральных компонентов и их взаимоотношение в пространстве, распределение цементов, строение пустотного пространства и его связанность, объемные и поверхностные характеристики выделяемых компонент.

На рисунках 8 и 9 представлены отдельные плотностные срезы, изучаемых образцов керн.

Образцы, отобранные из интервала 2495.52 - 2498.18 м (образцы 30б, 34б, 41б и 43б на рисунке 8), характеризуются упорядочиванием текстур вверх по разрезу. Это выражается в уменьшении числа более плотных глинистых седиментационных прослоев и появлению большего количества интерстиций, свободных от порового глинистого цемента. Наряду с этим отмечается незначительное увеличение среднепесчаной фракции при одновременном уменьшении алевритовой. По результатам анализа данных  $\mu$ -КТ (как и в шлифах), медианный диаметр зерен увеличивается вверх по разрезу от 0.1 до 0.25 мм (сравнивая образцы 43б и 34б). Аналогично происходит и увеличение среднего размера пустот от 50 до 150 мкм.

В образцах из интервала 2491.9-2493.9 м (образцы 25б, 24б, 22б) седиментационные текстурные признаки на рентгеновских плотностных срезах выражены в меньшей степени. Лишь в образце 25б (рис.9) выделяются тонкие глинистые микролинзы, подчеркивающие скрытую волнисто слоистую текстуру породы.

При выдержанном гранулометрическом и минеральном составе, основной отличительной чертой описываемых образцов является характер распределения пустотного пространства. На срезе образцов из второго интервала отчетливо выделяются участки и зоны большей концентрации пустот (образцы 25б, 24б и 22б). Их форма разнообразна: от удлиненных линейных и волнистых участков, до пятен и линз. Формирование таких участков, по-видимому, связано со значительной биотурбириванностью осадка, что также было отмечено и при классических методах описания пород. Неравномерное распределение цементов и зон различной уплотненности выражается, естественно, и в объемном строении пустотного пространства.

В данных образцах отмечается значительное количество выщелоченных и замещенных зерен полевых шпатов. Различное содержание таких выщелоченных или замещенных зерен, при



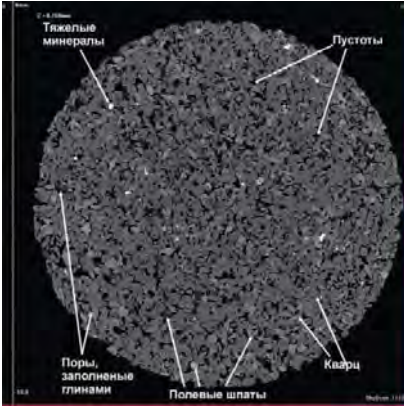
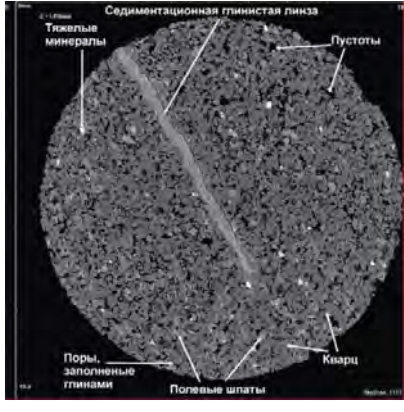
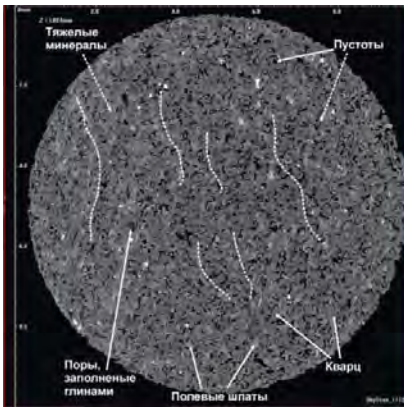
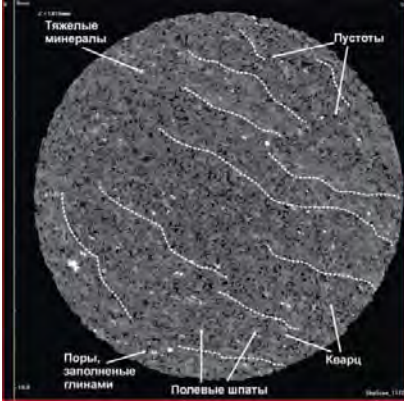
№№ образца	Рентгеновский плотностной срез
306	 <p>Тяжелые минералы, Пустоты, Поры, заполненные глинами, Полевые шпаты, Кварц</p>
346	 <p>Седиментационная глинистая линза, Тяжелые минералы, Пустоты, Поры, заполненные глинами, Полевые шпаты, Кварц</p>
416	 <p>Тяжелые минералы, Пустоты, Поры, заполненные глинами, Полевые шпаты, Кварц</p>
436	 <p>Тяжелые минералы, Пустоты, Поры, заполненные глинами, Полевые шпаты, Кварц</p>

Рис.8. Микротомографическая характеристика образцов керна, отобранных из интервала 2495.52 -2498.18 м

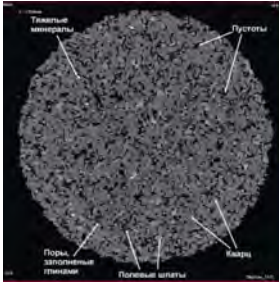
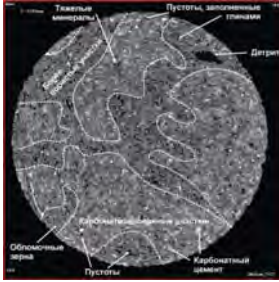
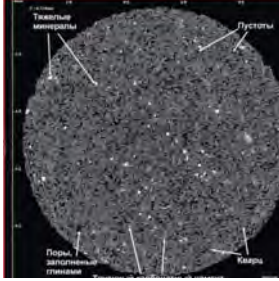
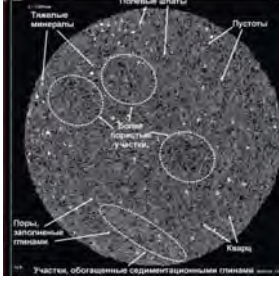
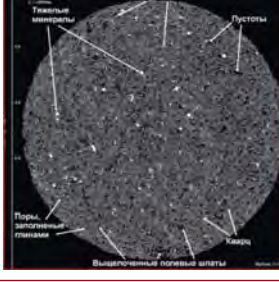
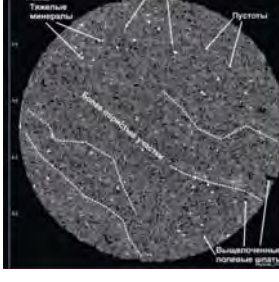
№№ образца	Рентгеновский плотностной срез
46	 <p>Тяжелые минералы, Пустоты, Поры, заполненные глинами, Полевые шпаты, Кварц</p>
146	 <p>Тяжелые минералы, Пустоты, заполненные глинами, Дегрит, Оболочный золь, Пустоты, Карбонатный цемент, Кварц</p>
166	 <p>Тяжелые минералы, Пустоты, Поры, заполненные глинами, Кварц</p>
226	 <p>Тяжелые минералы, Пустоты, Поры, заполненные глинами, Кварц, Участки обогащенные седиментационными глинами</p>
246	 <p>Тяжелые минералы, Пустоты, Поры, заполненные глинами, Кварц, Выщелоченные полевые шпаты</p>
256	 <p>Тяжелые минералы, Пустоты, Поры, заполненные глинами, Кварц, Выщелоченные полевые шпаты</p>

Рис.9. Характеристика образцов керна, отобранных из интервалов 2488.5-2491.9 и 2491.9-2493 м



прочих равных условиях, будет контролировать общую и эффективную пористость в породе.

Образцы из интервала 2488.5-2491.9 м (образцы 16б и 14б) имеют различный характер заполнения межзерновых пустот аутигенным карбонатным цементом, что, в итоге, и определяет качество коллектора в указанном диапазоне глубин.

Точечная карбонатная цементация в образце 16б незначительно сказывается на изменении структуры пустотного пространства и его связанности. В значительно же карбонатизированной части разреза (образец 14б) карбонатный цемент заполняет значительную часть интерстиций, чем не только занижает общее количество пустот, но и значительно изменяет их взаимосвязь, что безусловно сказывается на фильтрационных свойствах пород-коллекторов.

В интервале 2487.1-2488.5 м породы обладают наилучшими коллекторскими свойствами, что, естественно, определяется их строением пустотного пространства. Крупные поры (средний диаметр более 200 мкм) весьма хорошо связаны друг с другом, образуя единую систему поровых каналов (образец 4б).

По результатам микротомографического изучения можно сделать несколько предварительных структурно-текстурных выводов:

- образцы 4б, 30б, 25б и 34б характеризуются массивным (массивным прерывистым) строением, наличием значительного объема аутигенных образований (карбонатный или глинистый цемент, пирит);
- образцы 16б, 22б и 24б характеризуются слоистым строением, что определяется ориентированным развитием цемента, наличием зон перемыва и уплотнения, наличием прослоев седиментационных глин;
- образцы 14б и 41б характеризуются ячеистым строением;
- образец 43б имеет пятнистое строение, являясь частным случаем ячеистого строения.

В заключение очень важно проанализировать содержание тяжелых минералов в образцах. Это связано со следующими обстоятельствами.

Известно, что по ширине дельтового канала в соответствии с распределением скоростей в нем и его морфологией выделяется стрежневая и краевая зоны, отличные по условиям накопления тяжелой фракции. В стрежневой зоне потока скапливаются тяжелые и крупные частицы, а в краевой зоне преобладают процессы разубоживания и накопления мелкозернистых фракций с незначительным содержанием тяжелых металлов.

По результатам наших исследований максимальным содержанием тяжелых минералов (последний столбец на рисунке 4) характеризуются отложения стрежневой части дельтового распределительного канала, несколько меньшими – отложения краевой части дельтового канала и прируслового вала.

Соответственно, минимальные содержания тяжелых минералов будут связаны с отложениями междельтовых заливов, по которым образцы ядра не отбирались.

В результате проведенного комплексного анализа установлено, что отложения пласта Ю<sub>2</sub> формировались в условиях активной дельты, в сильнообводненных прибрежно-дельтовых обстановках, с редкими русловыми фациями, проградировавшими с северо-западной части изученной территории.

Данные компьютерной микротомографии позволяют расчленить осадки дельтового канала на три основных подтипа отложений, характеризующиеся различными структурно-литологическими особенностями и фильтрационно-емкостными свойствами. Результаты данного расчленения позволяют более обоснованно подойти к выбору интервалов перфорации перспективных геобъектов и детализировать трехмерные геологические модели.

Таким образом, можно с уверенностью утверждать, что результаты компьютерной микротомографии наряду с другими методами исследований являются одной из составных частей комплексного фациального анализа терригенных отложений и трехмерного геологического моделирования.

*Авторы выполненного исследования выражают глубокую признательность и благодарность Д.В.Коросту (МГУ им. М.В.Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых) за предоставленные материалы и ценные советы при обсуждении статьи.*

#### Литература

1. S.L.Wellington, H.J.Vinegar. X-ray computerized tomography //Journal of Petroleum Technology. -1987. -Vol. 39. -P. 885 - 898.
2. С.В.Галкин, А.А.Ефимов, С.Н.Кривошеков и др. Применение метода рентгеновской томографии при петрофизических исследованиях ядра нефтяных и газовых месторождений //Геология и геофизика. -2015. -Т. 56. -№ 5. -С. 995 – 1007.
3. Д.В.Корост, Г.А.Калмыков, В.О.Япаскерт, М.К.Иванов. Применение компьютерной микротомографии для изучения строения терригенных коллекторов //Геология нефти и газа. -2010. -№ 2. -С. 36 - 42.

#### References

1. S.L.Wellington, H.J.Vinegar. X-ray computerized tomography //Journal of Petroleum Technology. -1987. -Vol. 39. -P. 885 - 898.
2. S.V.Galkin, A.A. Efimov, S.N. Krivoshchekov, et al. X-ray tomography in petrophysical studies of core samples from oil and gas fields //Russian Geology and Geophysics. -2015. -Vol. 56. -No. 5. -P. 782-792.
3. D.V.Korost, G.A.Kalmykov, V.O.Yapaskurt, M.K.Ivanov. Using of computer microtomography for studying terrigenous reservoirs structure //Oil and Gas Geology. -2010. -No. 2. -P.36 - 42.

4. Н.М.Еременко, Ю.А.Муравьева. Применение методов рентгеновской микротомографии для определения пористости в керне скважин //Нефтегазовая геология. Теория и практика. -2012. -Т. 7. -№ 3. - С. 5.
5. Д.В.Корост. Неоднородность строения терригенных коллекторов и типы структуры их пустотного пространства (на примере верхней части тюменской свиты Уренского нефтяного месторождения Западной Сибири) //Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. М.: МГУ, 2012.
6. В.С.Муромцев. Электрометрическая геология песчаных тел - литологических ловушек нефти и газа. Л.: Недра, 1984.
7. Л.С.Чернова. Генетические модели некоторых типов фаций прибрежно-морских и континентальных отложений //Сборник научных трудов СНИИГГиМС «Литология и коллекторские свойства палеозойских и мезозойских отложений Сибири». Новосибирск: СНИИГГиМС, 1976. - С.93 – 98.
8. Л.С.Чернова. Модели генетических типов терригенных коллекторов нефти и газа //Сборник научных трудов СНИИГГиМС «Породы коллекторы нефтегазоносных отложений Сибири». Новосибирск: СНИИГГиМС, 1984. -С.13 – 26.
9. Т.С.Изотова, С.Б.Денисов, Б.Ю.Вендельштейн. Седиментологический анализ данных промысловой геофизики. М.: Недра, 1993.
10. Г.Я.Шилов, И.С.Джафаров. Генетические модели осадочных и вулканогенных пород и технология их фациальной интерпретации по геолого-геофизическим данным. М.: ИЦ ВНИИГеосистем, 2001.
11. В.П.Алексеев. Атлас фаций юрских терригенных отложений (угленосные толщи Северной Евразии). Екатеринбург: УГГУ, 2007.
12. С.Б.Шишлов. Структурно-генетический анализ осадочных формаций. С-Пб.: СПГИ им. Г.В. Плеханова; ЛЕМА, 2010.
13. П.П.Тимофеев. Эволюция угленосных формаций в истории Земли //Труды ГИН РАН. – 2006. - Выпуск 557.
14. А.Э.Конторович, В.А.Конторович, С.В.Рыжкова и др. Седиментогенез коллекторов среднего-позднего бата и их нефтеносность в Широком Приобье //Геология и геофизика. -2010. -Т. 51. -№ 2. -С.187 - 200.
15. С.И.Филина. Особенности строения пласта Ю2 Западной Сибири и размещения в нём залежей нефти и газа //Геология нефти и газа. – 1985. –№ 3. –С.48 – 53.
16. Г.П.Мясникова, Г.С.Ясович. Условия формирования пласта Ю2 центральной части Западной Сибири в связи с поисками неантиклинальных залежей углеводородов // Труды ЗапСибНИГНИ «Критерии поисков неантиклинальных залежей углеводородов Западно Сибирской провинции». Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1980. –С.32 – 39.
17. А.Г.Мушер, А.В.Тугарева. Перспективы нефтегазосности среднеюрских отложений центральной части Западной Сибири //Труды VI научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО». Ханты Мансийск. -2002. –Т. 1. –С. 98 – 108.
18. А.А.Ефимов, Я.В.Савицкий, С.В.Галкин и др. Исследование смачиваемости коллекторов нефтяных месторождений методом рентгеновской томографии керна //SOCAR Proceedings. -2016. -№ 4. -С.55 - 63.
4. N.M.Eremenko, Yu.A.Murav'eva. Application of the X-ray microtomography for porosity determination in borehole core //Petroleum Geology. Theoretical and Applied Studies. -2012. -Vol. 7. –No. 3. -P. 5-6.
5. D.V.Korost. Neodnorodnost stroeniya terrigennyih kollektorov i tipyi strukturyi ih pustotnogo prostranstva (na primere verhney chasti tyumenskoy svityi Urnenskogo neftyanogo mestorozhdeniya Zapadnoy Sibiri) // Dissertatsiya na soiskanie uchenoy stepeni kandidata geologo-mineralogicheskikh nauk. M.: MGU, 2012.
6. V.S.Muromtsev. Electrometric geology of sand bodies – lithologic traps of oil and gas. L.: Nedra, 1984.
7. L.S.Chernova. Geneticheskie modeli nekotoryih tipov fatsiy pribrezhno-morskih i kontinentalnyih otlozheniy //Sbornik nauchnyih trudov SNIIGGiMS «Litologiya i kollektorskie svoystva paleozoyskih i mezozoyskih otlozheniy Sibiri». Novosibirsk: SNIIGGiMS, 1976. -S.93 – 98.
8. L.S.Chernova. Modeli geneticheskikh tipov terrigennyih kollektorov nefti i gaza //Sbornik nauchnyih trudov SNIIGGiMS «Porody kollektoryi neftegazonosnyih otlozheniy Sibiri». Novosibirsk: SNIIGGiMS, 1984. -S. 13 – 26.
9. T.S.Izotova, S.B.Denisov, B.Yu.Vendel'shtein. Sedimentology interpretation of field geophysics' data. M.: Nedra, 1993.
10. G.Ya.Shilov, I.S.Dzhafarov. Geneticheskie modeli osadochnyih i vulkanogennyih porod i tehnologiya ih fatsialnoy interpretatsii po geologo-geofizicheskim dannym. M.: ITs VNIIGeosistem, 2001.
11. V.P.Alekseev. Atlas fatsiy yurskih terrigennyih otlozheniy (uglenosnyie tolschi Severnoy Evrazii). Ekaterinburg: UGGU, 2007.
12. S.B.Shishlov. Strukturno-geneticheskiy analiz osadochnyih formatsiy. S-Pb.: SPGGI im. G.V. Plehanova; LEMA, 2010.
13. P.P.Timofeev. Evolyutsiya uglenosnyih formatsiy v istorii Zemli //Trudy GIN RAN. –2006. -Vyipusk 557.
14. A.E.Kontorovich, L.G.Vakulenko, V.A.Kazanenkov, et al. Sedimentogenesis and resource potential of Middle-Upper Bathonian reservoirs in the Middle Ob' region //Russian Geology and Geophysics. - 2010. –Vol. 51. –No. 2. -P. 147-158.
15. S.I.Filina. Osobennosti stroeniya plasta Yu2 Zapadnoy Sibiri i razmescheniya v nYom zalezhey nefti i gaza //Geologiya nefti i gaza. –1985. –No. 3. –S. 48 – 53.
16. G.P.Myasnikova, G.S.Yasovich. Usloviya formirovaniya plasta Yu2 tsentralnoy chasti Zapadnoy Sibiri v svyazi s poiskami neantiklinalnyih zalezhey uglevodorodov // Trudy ZapSibNIGNI «Kriterii poiskov neantiklinalnyih zalezhey uglevodorodov Zapadno Sibirskoy provintsii». Tyumen: ZapSibNIGNI, 1980. –С. 32 – 39.
17. A.G.Muher, A.V.Tugareva. Perspektivy neftegazonosnosti sredneyurskih otlozheniy tsentralnoy chasti Zapadnoy Sibiri //Trudy VI nauchno-prakticheskoy konferentsii «Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala HMAO». Hantyi Mansiysk. -2002. –Т. 1. –S.98 – 108.
18. A.A.Efimov, Ya.V.Savitskiy, S.V.Galkin, et al. Study of wettability of reservoirs of oil fields by the method of X-ray tomography core //SOCAR Proceedings. -2016. -№ 4. -C. 55 - 63.



## Выделение отложений различного генезиса по материалам микротомографии керна

*А.Р.Курчиков, А.К.Ягафаров, И.П.Попов, В.М.Александров,  
А.А.Пономарев, М.Д.Заватский, М.А.Кадыров*  
Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

### Реферат

В данной работе обосновывается необходимость внедрения компьютерной микротомографии ( $\mu$ -КТ) в комплекс стандартных исследований керна с целью уточнения фациальных условий формирования пород-коллекторов. Объектом исследования явились породы пласта Ю<sub>2</sub> тюменской свиты в скважине № 47 Урненского нефтяного месторождения Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Проанализированы образцы керна диаметром 8 мм с помощью метода рентгеновской микротомографии. Исследование заключалось в структурном анализе томографических срезов и корреляции геолого-геофизических, текстурно-структурных и литолого-фациальных данных. Выявлена связь данных микротомографии и результатов геолого-геофизических исследований. Анализ этих материалов позволяет выделить в дельтовом канале отложения трех подтипов отложений, отождествляемых с осадочными субмикрочашиями. Проведено изучение структуры порового пространства пород-коллекторов пласта Ю<sub>2</sub>. Был сделан вывод о необходимости использования результатов компьютерной микротомографии при проведении фациального анализа терригенных отложений Западно-Сибирского осадочного мегабассейна и построении трехмерных геологических моделей.

**Ключевые слова:** компьютерная микротомография; керн; осадконакопление; фациальный анализ; спектрометрическая модификация гамма-каротажа на керне; осадочные фации; субмикрочашии; петрофизические исследования; породы-коллекторы.

## Kernin mikrotomografiyası əsasında müxtəlif genezisli çöküntülərin ayrılması

*A.R.Kurçikov, A.K.Yaqafarov, İ.P.Popov, V.M.Aleksandrov,  
A.A.Ponomaryov, M.D.Zavatskiy, M.A.Kadırov.*  
Tümen Sənaye Universiteti, Tümen, Rusiya

### Xülasə

Məqalədə kollektor süxurların formalaşmasının fasial şərtlərinin dəqiqləşdirilməsi məqsədi ilə standart kern tədqiqatları kompleksinə kompüter mikrotomografiyasının ( $\mu$ -KT) tətbiqinin zəruriliyi əsaslandırılmışdır. Tədqiqatın obyektı Qərbi-Sibir neft-qaz hovzəsinin Urnensk neft yatağının № 47 quyusunda tümen lay dəstəsinin Ю<sub>2</sub> süxurları olmuşdur. Rentgen mikrotomografiyası metodunun köməyi ilə diametri 8 mm. olan kern nümunələri təhlil edilmişdir. Tədqiqat tomoqrafik kəsiklərin struktur təhlili və geoloji-geofiziki, tekstur-struktur və litoloji-fasial məlumatların korrelyasiyasından ibarət olmuşdur. Mikrotomografiya məlumatları və geoloji-geofiziki tədqiqatların nəticələrinin əlaqəsi aşkar edilmişdir. Bu materialların analizi delta kanalında çöküntü submikrofasiyaları ilə eyniləşdirilən üç alttıpli çöküntü ayırmağa imkan vermişdir. Ю<sub>2</sub> layının kollektor süxurlarının məsaməli fəzasının strukturunun öyrənilməsi keçirilmişdir. Qərbi-Sibir çöküntü meqahövzəsinin terrigen çöküntülərinin fasial analizinin keçirilməsi və üçölçülü geoloji modellərin qurulması zamanı kompüter mikrotomografiyasının nəticələrindən istifadənin zəruriliyi qənaətinə gəlinmişdir.

**Açar sözlər:** kompüter mikrotomografiyası; kern; çöküntü yığıntısı; fasial analiz; kərdə qamma karotajın spektrometrik modifikasiyası; çöküntü fasiyaları; submikrofasiyalar; petrofiziki tədqiqatlar; kollektor süxurlar.