

## ПРОБЛЕМЫ ОЦЕНКИ ДОБЫВНЫХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ТЕКСТУРНО-НЕОДНОРОДНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

**А. А. Дьячков**

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия  
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень, Россия*

**Аннотация.** Выполнен анализ фильтрационно-емкостных характеристик юрских отложений при наличии текстурной неоднородности, а также оценен вклад слоистости при определении подсчетных параметров. Установлено количественное влияние текстурной неоднородности на петрофизические и добывные характеристики. Лучшее сопоставление прогнозных дебитов с фактическими данными работы скважин получено с учетом скорректированных значений проницаемости и мощности прослоев. При этом настройка гидродинамической модели осуществлялась с учетом деления фазовых проницаемостей по  $\chi_{гп}$ . По результатам проведенных работ ожидается, что полный анализ данных геофизических исследований скважин и материалов по исследованию керна позволит повысить технологическую эффективность проектов разработки.

**Ключевые слова:** текстурная неоднородность; слоистая глинистость; проницаемость; коллектор; обводненность

## APPROACHES TO ESTIMATING OF POTENTIAL PRODUCTIVITY OF TEXTURE-HETEROGENEOUS RESERVOIRS

**A. A. Diachkov**

*Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia  
Branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «KogalymNIPIneft», Tyumen, Russia*

**Abstract.** The article analyses reservoir properties of Jurassic sediments, where there is textural non-uniformity, and estimates the role of laminated clay volume in determining the calculation parameters. The forecast of flow rates and comparison with actual data of wells operation are produced with the counting of adjusted values of permeability and thickness. It is recommended to carry out the tuning of the hydrodynamical model taking into account the division of the phase permeability by layered clay. According to the results of the performed work we can expect that complete analysis of well testing data and the core materials will allow increasing technological efficiency.

**Key words:** textural non-uniformity; laminated clay volume; permeability; reservoir; water-cut

На современном этапе преимущественно разрабатываются объекты со сложно-построенными коллекторами. Таким примером являются отложения тюменской свиты. Сложность строения коллекторов вызвана текстурной неоднородностью, заключающейся в тонкослоистом распределении глинистых прослоев и включений, размером от нескольких миллиметров до десятков сантиметров, что обусловлено литолого-фаціальными условиями седиментации.

Часто наличие текстурной неоднородности приводит к ухудшению корреляции фильтрационно-емкостных и петрофизических параметров и, как следствие, снижает точность определения подсчетных параметров по данным геофизических исследований скважин (ГИС). Текстуры неоднородности размером 20–25 см могут выделяться на диаграммах ГИС в качестве пропластков ограниченной мощности. Такие текстурные неоднородности при большом шаге квантования по глубине (0,2 м) могут быть проинтерпретированы как отклонения геофизического

поля. Поэтому слоистая текстурная неоднородность, или тонкослоистость, выделяется по результатам исследования керна или регистрируется с помощью специальных методов ГИС (микросканеры). Кроме того, текстурные неоднородности образуют микроловушки нефти, осложняя разработку продуктивного горизонта [1].

Вопросами интерпретации методов ГИС в тонкослоистом разрезе занимались многие отечественные исследователи, такие как Б. Ю. Вендельштейн, Р. А. Резванов, В. Н. Дахнов, Б. И. Извеков, Я. Н. Басин и др. Однако до настоящего времени не решены вопросы, связанные с повышением достоверности количественной оценки добычных характеристик (процента обводненности, дебита) в скважинах со стандартным комплексом ГИС. Кроме того, остается открытым вопрос с обоснованием параметров гидродинамической модели при наличии слоистой глинистости.

Для решения поставленных проблем необходимо комплексное исследование геолого-геофизической информации, включая результаты изучения керна материала, данных ГИС и испытаний скважин.

В данной работе проведен анализ фильтрационно-емкостных характеристик юрских отложений Ивановского месторождения при наличии текстурной неоднородности, оценено ее влияние на подсчетные параметры —  $H_{эф}$ ,  $K_{п}$ ,  $K_{пр}$ , а также добычные характеристики коллекторов.

По данным лабораторных описаний образцы керна, отобранные из отложений тюменской свиты, представлены песчаниками и алевролитами. Алевролиты светло-серые, серые, мелко- и крупнозернистые, песчанистые, глинистые, слоистые. Аргиллиты серые, алевритовые, слоистые и углистые. Песчаники светло-серые, серые, мелкозернистые и средне- и мелкозернистые, иногда с примесью псефитового материала, алевритовые, часто карбонатистые. По всему разрезу отмечаются намывы углисто-слюдяного материала, конкреции и линзы угля, стяжения пирита.

Текстурная неоднородность связана преимущественно с наличием слоистости (рис. 1).

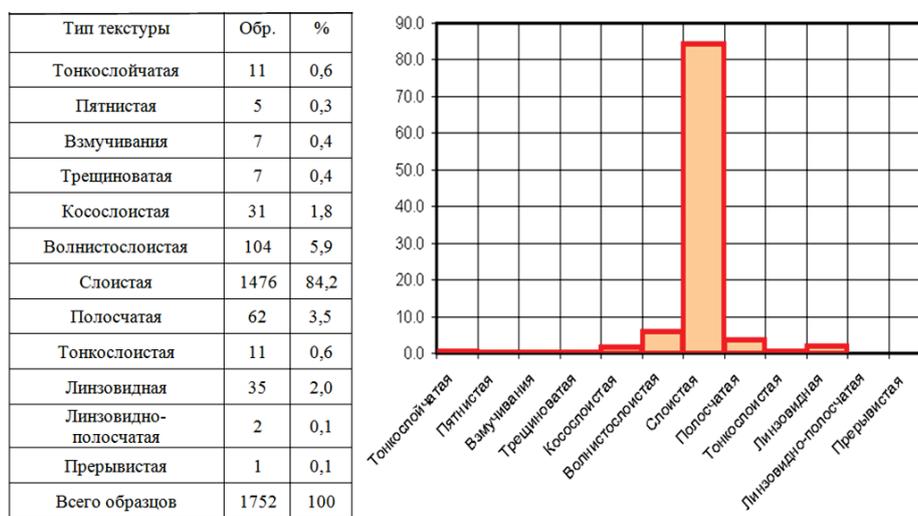


Рис. 1. Соотношение типов текстуры по данным лабораторного описания образцов керна, отобранных из отложений тюменской свиты Ивановского месторождения

Микрослои представлены в первую очередь углистым и углисто-растительным материалом в нижней части и глинистым материалом в верхней части разреза тюменской свиты (рис. 2).

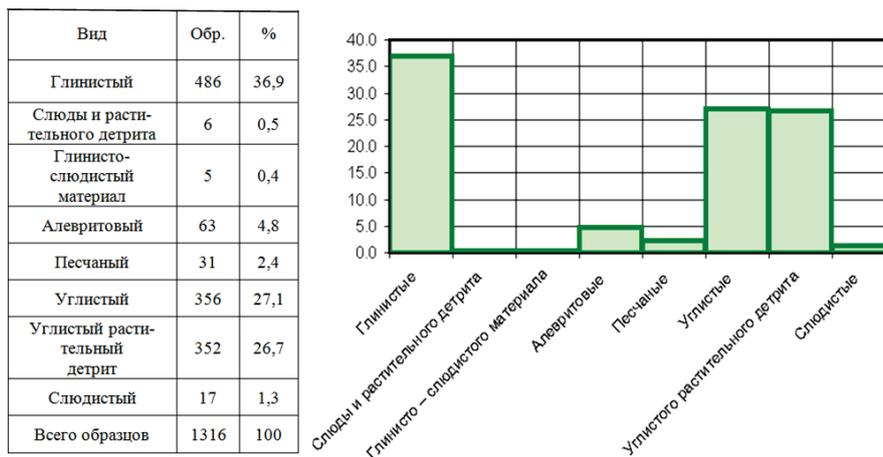


Рис. 2. Соотношение видов микропрослоев по данным лабораторного описания образцов ядра, отобранных из отложений тюменской свиты Ивановского месторождения

Соотношение текстурно-неоднородных (микрослоистых) и текстурно-однородных (неслоистых) песчаников и алевритов в целом по месторождению изменяется от ~5 до ~70 % и в среднем составляет 40–50 %. Пример оценки соотношения слоистых и неслоистых разностей приведен на рисунке 3.

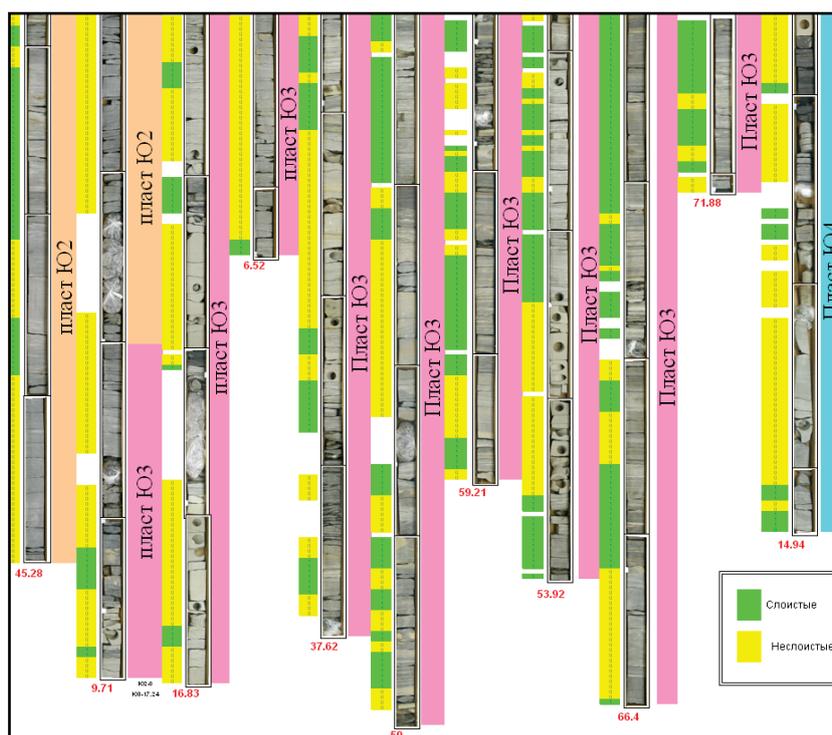


Рис. 3. Пример оценки соотношения интервалов выраженной слоистости и условно неслоистых интервалов по фотографиям ядра

Сопоставление основных петрофизических характеристик показывает, что микростлоистость почти не влияет на вид данных сопоставлений. Можно сказать, что неоднородность текстуры отмечается только визуально и не формализуется при количественных оценках петрофизических свойств на цилиндрах стандартного размера (рис. 4).

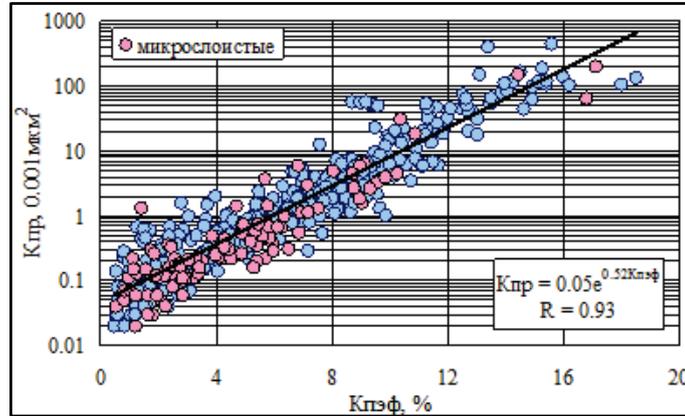


Рис. 4. Зависимость  $K_{пр}(K_{п.эфф})$  для пласта Ю<sub>3</sub> Ивановского месторождения

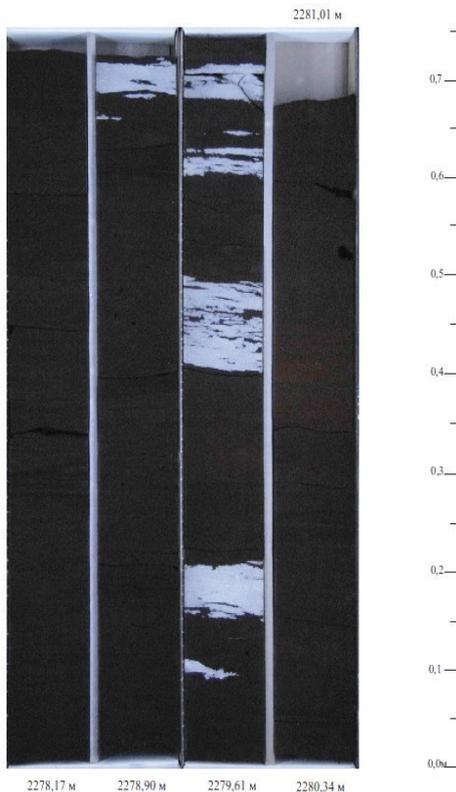


Рис. 5. Пример текстурной неоднородности на фотографии керна в ультрафиолетовом свете

Однако при переходе к масштабу скважины необходим учет влияния текстурной неоднородности на петрофизические и добывные характеристики отдельных пластопересечений.

В связи с этим были поставлены и решены следующие задачи:

1. Отбор группы скважин, вскрывших исследуемый объект, на которых представлено описание кернового материала с фотографиями их в дневном и ультрафиолетовом свете (УФ).

2. Расчет  $\alpha_{пс}$  и  $\chi_{гл}$  по выбранным скважинам. Расчет  $\alpha_{пс}$  был произведен в программном продукте «Геопоиск»,  $\chi_{гл}$  рассчитывалось по фотографиям керна с учетом соотношения мощностей

$$\chi_{гл} = \frac{H_{общ} - H_{песч}}{H_{общ}}, \quad (1)$$

где  $H_{общ}$  — анализируемый метраж кернового материала;  $H_{песч}$  — эффективная толщина прослоя по керну (со свечением в УФ).

3. Сопоставление параметров  $\alpha_{пс}$  и  $\chi_{гл}$ .

На рисунке 5 в качестве примера приведена фотография керна в УФ, используемая для оценки слоистой глинистости.

В итоге была получена зависимость коэффициентов слоистой глинистости от относительной амплитуды потенциалов собственной поляризации пачек слоистых коллекторов (рис. 6). Уравнение  $\alpha_{пс} = f(\chi_{гг})$  может быть скорректировано с учетом дополнительно проведенных исследований по изучению гранулометрического состава пород как лазерным анализатором «Микротрек», так и гидравлическим методом.

Зависимость  $\alpha_{пс} = f(\chi_{гг})$  имеет ограничения по диапазону относительного параметра ПС от 0,7 до 0,45 д.ед., поэтому при расчете слоистой глинистости данные проверялись на ограничения от 0 до 1 д.ед.

Так как основной петрофизической характеристикой, определяющей количественную оценку добычных возможностей коллекторов, является проницаемость, то в первую очередь было важно оценить влияние текстурной неоднородности на этот параметр. При определении коэффициента проницаемости на практике, как правило, используются эмпирические уравнения связи этой величины с пористостью или с эффективной пористостью (см. рис. 4). Учет значений слоистой глинистости возможен опосредованно через введение поправок в значения открытой пористости

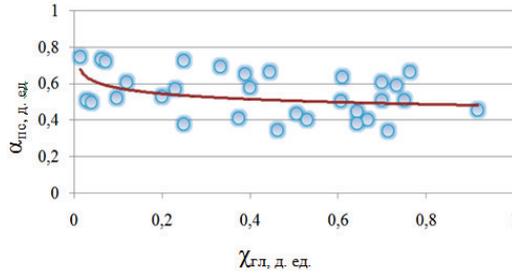


Рис. 6. Зависимость  $\alpha_{пс} = f(\chi_{гг})$

$$K_{п.песч} = \frac{K_{п.пачки} - 0,1 \cdot \chi_{гг}}{(1 - \chi_{гг})}, \quad (2)$$

где  $K_{п.песч}$  — пористость песчаных прослоев;  $K_{п.пачки}$  — пористость пачки.

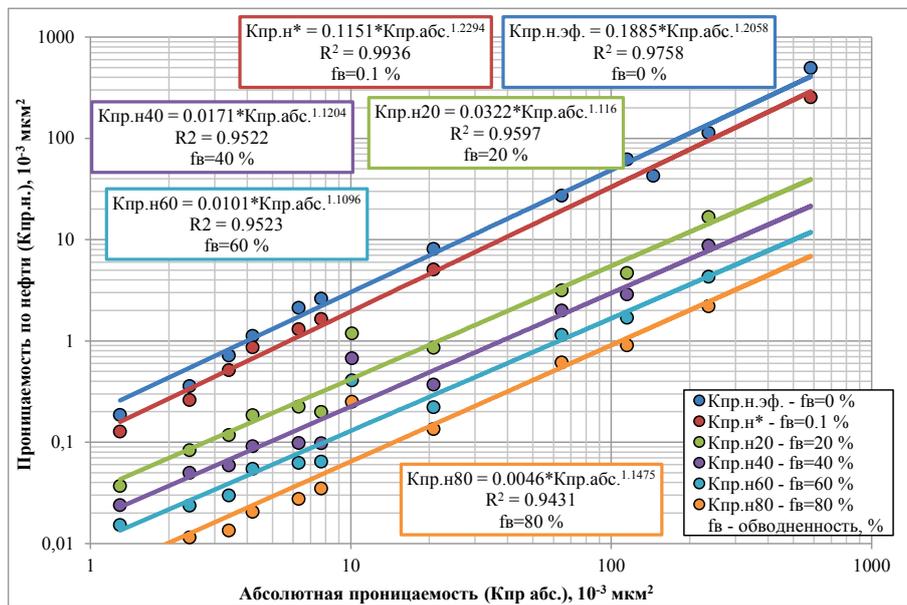


Рис. 7. Сопоставление фазовых проницаемостей по нефти с абсолютной проницаемостью образцов ядра по газу при различной обводненности потока, пласты Ю<sub>2-6</sub> Ивановского месторождения

По исправленным значениям пористости «чистых» прослоев в дальнейшем производился расчет проницаемости. Для прогноза фазовых проницаемостей при создании фильтрационной модели были построены зависимости  $K_{пр.н}(K_{прабс.})$  по критерию обводненности с шагом 20 % (рис. 7) и  $K_{пр.в}(K_{прабс.})$ .

Прогноз обводненности продукции и дебитов жидкости производился уже с учетом скорректированных значений проницаемости и мощности прослоев:

$$H_{эфф} = H_{пачки} \cdot (1 - \chi_{гл}), \quad (3)$$

где  $H_{эфф}$  — мощность коллекторов;  $H_{пачки}$  — общая мощность песчаной пачки.

Процент обводненности рассчитывался по известным формулам Лаверетта, дебит — по уравнению Дарси [2].

Несмотря на неплохую сходимость полученных данных с фактической работой скважин, был проведен численный эксперимент по гидродинамическому моделированию слоистого коллектора со значительным  $\chi_{гл}$ , как однородного. Сравнение технологических показателей по участку моделирования показало существенное завышение обводненности на 15 % и снижение накопленной добычи нефти. Данная ситуация ожидалась, так как при использовании интегральных характеристик мощных пропластков  $K_{п}$  и  $K_{н}$  имеют заниженные значения (рост обводненности, снижение добычи нефти), тогда как дебит жидкости выходит на прогнозные величины из-за отсутствия снижения линейных запасов (рис. 8).

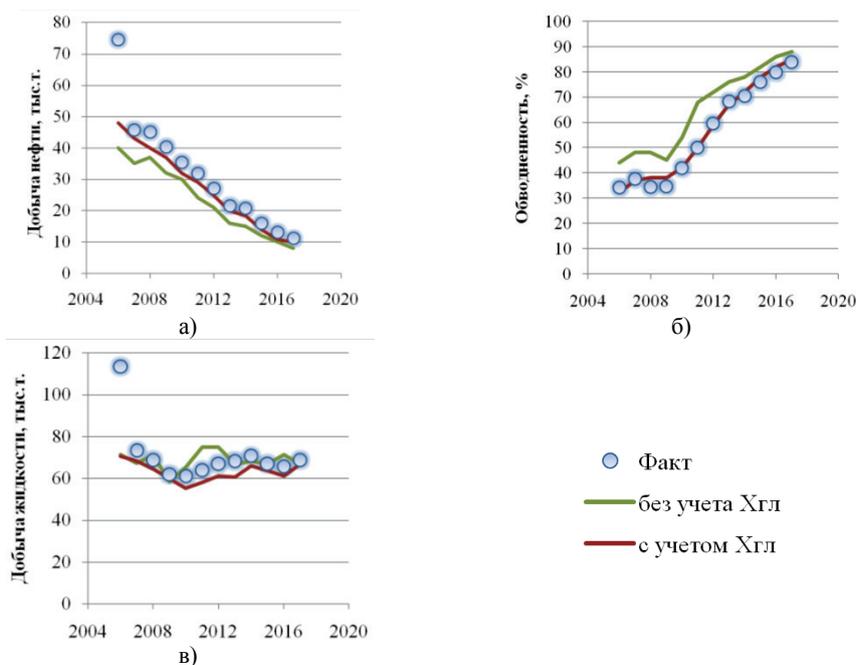


Рис. 8. Добывные характеристики по результатам гидродинамического моделирования на секторе с учетом слоистой глинистости и без нее: а) добыча нефти; б) обводненность; в) добыча жидкости

Таким образом, ожидается, что полный анализ данных ГИС и материалов по исследованию керна позволит повысить технологическую эффективность за счет повышения точности проектов разработки месторождения.

#### *Библиографический список*

1. Акиньшин А. В. Повышение точности определения подсчетных параметров текстурно-неоднородных песчано-алеврито-глинистых коллекторов по данным геофизических исследований скважин: на примере викуловских отложений Краснотурнейского свода: дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – Тюмень, 2013. – 135 с.

2. Количественная оценка добывных характеристик коллекторов нефти и газа по петрофизическим данным и материалам ГИС / Л. М. Дорогиницкая [и др.]. – Томск: STT, 2007. – 278 с.

#### *Сведения об авторе*

**Дьячков Артем Андреевич**, магистрант, Тюменский индустриальный университет, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИИ-Шнефть», г. Тюмень, тел. 89220041031, e-mail: DyachkovAA@tmn.lukoil.com

#### *Information about the author*

**Dyachkov A. A.**, Master's Student, Industrial University of Tyumen, Branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «KogalymNIPIneft», Tyumen, phone: 89220041031, e-mail: DyachkovAA@tmn.lukoil.com

DOI: 10.31660/0445-0108-2018-5-57-62

УДК 553.98

## **ЛИТОЛОГО-МИНЕРАЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД ВЕРХНЕТАУРНЕЙСКОГО ПОДЪЯРУСА АЛЕКСЕЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**И. П. Зинатуллина<sup>1</sup>, Л. Б. Кадырова<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, Россия

<sup>2</sup>Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск, Россия

**Аннотация.** На современном этапе развития геологических наук все большее значение приобретают более детальные литолого-петрографические исследования. Микроскопические исследования кернового материала в верхнетурнейском подъярусе позволили выделить литотипы карбонатов, характерных для исследуемого месторождения: комковатые, сгустково-детритовые, шламово-детритовые, фораминиферо-сгустковые.

Из выделенных структурно-генетических разностей коллекторами являются только известняки комковатые и сгустково-детритовые. Изучение кернового материала верхнетурнейского подъяруса Алексеевского месторождения позволило сделать вывод о том, что кизеловский и черепетский горизонты являются отдельными объектами разработки.

**Ключевые слова:** литотипы; карбонаты; кальцит; детрит; фораминиферы

### **LITHOLOGICAL AND MINERALOGICAL PECULIARITIES OF CARBONATE ROCKS IN THE UPPER TOURNAISIAN SUBSTAGE AT THE ALEKSEEVSKY OIL FIELD**

**I. P. Zinatullina<sup>1</sup>, L. B. Kadyrova<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Kazan (Volga region) Federal University, Kazan, Russia

<sup>2</sup>Almetyevsk State Oil Institute, Almetyevsk, Russia

**Abstract.** At the present stage of the development of geological sciences more detailed lithological and petrographic studies become more important. Microscopic studies of core material in the Upper Taurus substage made it possible to isolate the lithotypes of carbonates characteristic of the investigated field. There are cloddy, clot-detrital, clay-detrital, and foraminifera-clotting lithotypes.

The collectors are only limestones lumpy and clotty-detritus of the isolated structural-genetic differences. The study of the core material of the Upper Taurus substage of the Alekseevsky oil field allowed to conclude that the Kizel and Cherepets horizons are separate development objects.

**Key words:** lithotypes; carbonates; calcite; detritus; foraminifers