

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/34_2015

УДК 552.578.061.4:551.733/.734(470.111)

Танинская Н.В., Васильев Н.Я., Мясникова М.А., Яшина В.Н.Федеральное государственное унитарное научно-производственное предприятие «Геологоразведка» (ФГУНПП «Геологоразведка»), Санкт-Петербург, Россия, tannv@yandex.ru

ВОЗМОЖНОСТИ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ДЛЯ ДИАГНОСТИКИ ОРГАНОГЕННЫХ ПОСТРОЕК НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМЕНИ А. ТИТОВА ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ

Представлены методические приемы расчленения карбонатного разреза и выделения органогенных построек в силурийских и девонских отложениях на основе комплексной фациальной интерпретации керна и геофизических исследований в скважинах на примере месторождения имени А. Титова на северо-востоке Хорейверской впадины Тимано-Печорской провинции, что позволило проследить этапы развития органогенных построек в силурийско-девонское время. Притоки нефти на месторождении получены из нижнедевонских карбонатных коллекторов, связанных с органогенными постройками.

Ключевые слова: *органогенная постройка, карбонатные фации, радиоактивный каротаж, силур-девон, коллекторы, месторождение имени А. Титова, Тимано-Печорская провинция.*

Введение

Карбонатные породы относятся к широко распространенным осадочным породам и по разным оценкам составляют от 18 до 29% объема стратисферы без учета эффузивов [Ронов, 1993]. В них сосредоточено более 40% мировых запасов углеводородов и открыты многочисленные месторождения нефти и газа – в Мексике, США, Канаде, Сирии, Омане, Ираке и России. Однако поиски, разведка и эксплуатация месторождений в карбонатных породах значительно затруднены из-за их фациальной неоднородности, латеральной изменчивости, многообразия литолого-петрографических типов пород и непостоянства петрофизических свойств. Особые трудности с фациальной диагностикой возникают в разрезах скважин с низким выходом керна. Использование комплекса геологических (седиментологических, биостратиграфических, литолого-петрографических, фациальных) и геофизических методов исследований при корреляции и расчленении карбонатных разрезов по данным ГИС, позволяет решать ряд этих задач. На примере силурийско-девонской терригенно-карбонатной толщи, вскрытой скважинами на месторождении имени А. Титова, рассмотрены методические приемы расчленения карбонатных толщ и выделения органогенных построек с использованием данных геофизических исследований скважин.

Нефтяное месторождение имени А. Титова, открытое в 1987 г. на Оленьей площади, расположено в северо-восточной бортовой зоне Хорейверской впадины, в северо-восточной части Колвависовской ступени Тимано-Печорской провинции (рис. 1). Месторождение приурочено к крупной антиклинальной, стратиграфически-экранированной ловушке, амплитудой 173 м и площадью 305 км², в его пределах выявлены три самостоятельные залежи, имеющие единый водонефтяной контакт. Промышленные притоки нефти получены из карбонатных коллекторов овинпармского горизонта лохковского яруса нижнего девона, которые экранируются глинистой покрывкой тиманского горизонта верхнего девона.

Материалы и методы

Изучение строения силурийско-девонской терригенно-карбонатной толщи проводилось на основании детального седиментологического изучения кернового материала по 5 скважинам с использованием комплекса ГИС по 12 скважинам и литолого-петрографических исследований пород в больших шлифах с подсчетом параметров пористости и трещиноватости по методике ВНИГРИ (250 образцов), а также с привлечением данных одномерного сейсмического моделирования [Енгальчев и др., 1989] и фильтрационно-емкостных свойств (50 образцов).

В интервалах скважин, не охваченных керновым материалом, выделение литологических типов и фаций устанавливалось по анализу кривых каротажных диаграмм. Наибольшую информативность для этих целей имеют диаграммы радиоактивного каротажа (ГК и НГК). Этот комплекс ГИС был определен И.Е. Постниковой и В.Г. Постниковым (1980) при изучении карбонатных комплексов Припятской впадины, как наиболее оптимальный и позволяющий с наибольшей достоверностью различать литологические особенности карбонатного разреза, обычно характеризующегося циклическим строением. Выделение карбонатных фаций и органогенных построек по данным радиоактивного каротажа получило дальнейшее развитие в монографии «Органогенные постройки девона Белоруссии» [Махнач и др., 1989] и в работах В.А. Москвича (1989).

Скважинами на Оленьей площади вскрыты карбонатные и терригенно-карбонатные отложения нижнего-верхнего силура и нижнего-верхнего девона. Детальные литолого-фациальные исследования изучаемых отложений выявили сложное строение разреза и их разнофациальный состав (рис. 2), а также позволили проследить этапы формирования органогенных построек в течение силурийско-девонского времени.

В работе особое внимание уделялось выделению органогенных построек, с которыми связаны улучшенные коллекторы. Определение построек производилось по керновым данным: наличию организмов, способных создавать жесткий каркас (кораллы,

строматопоры, водоросли), а также по содержанию нерастворимого глинистого остатка (н.о.) в биогермных породах (менее 5%), что фиксируется на диаграммах гамма-каротажа.

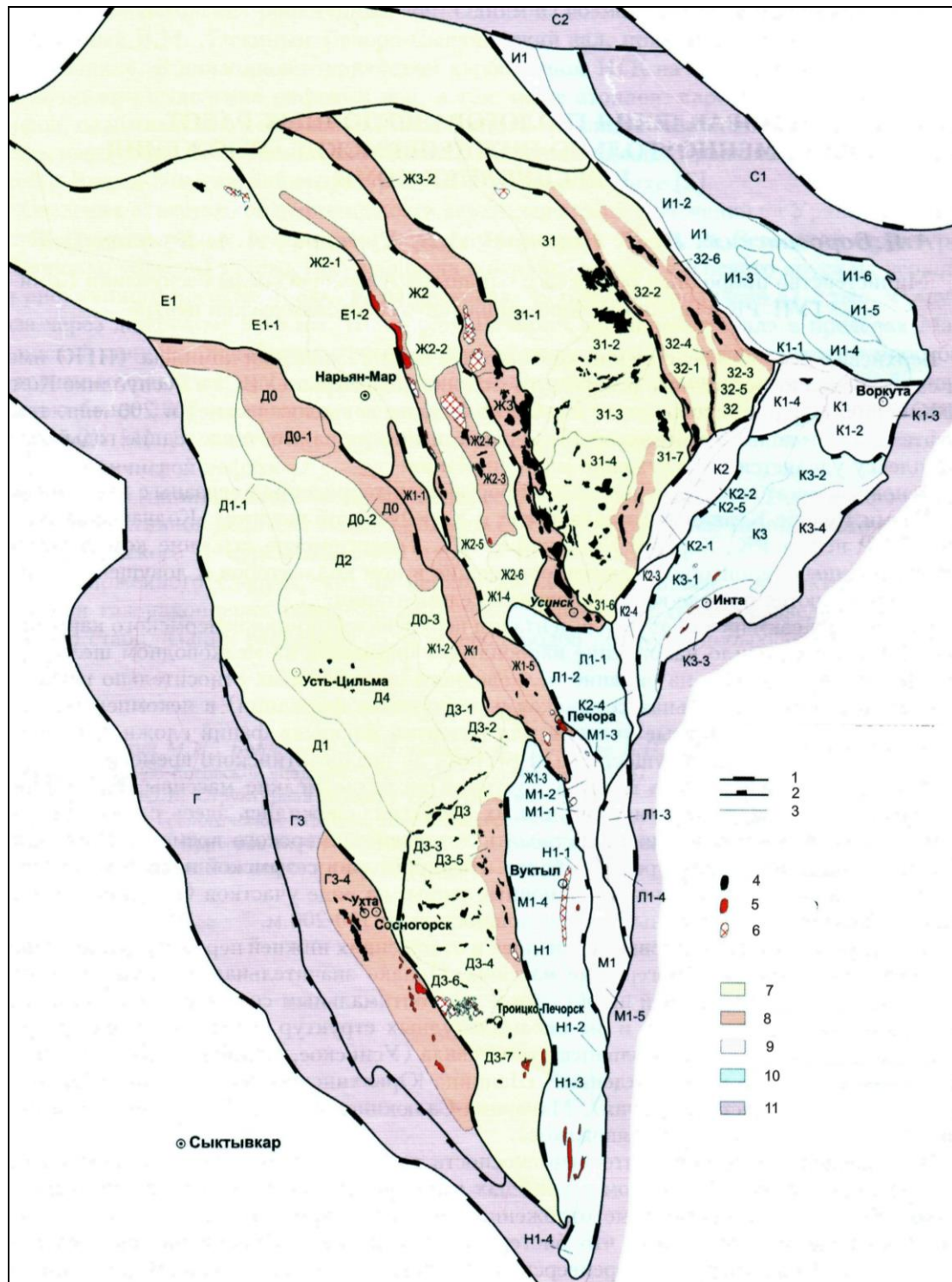


Рис. 1. Схема тектонического районирования Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции [Боровинских и др., 2008]

Типы тектонических элементов: 1 – надпорядковые, 2 – I порядка, 3 – II порядка; месторождения: 4 – нефтяные, 5 – газовые, 6 – смешанные; 7 – впадины Печорской синеклизы, 8 – валы, мегавалы, 9 – складчатые зоны, 10 – впадины Предуральяского прогиба, 11 – складчато-надвиговые зоны Тимана и Западного склона Урала.

На первом этапе выполнялось седиментологическое изучение керн глубоких скважин. Результаты анализа керн, литолого-фациальных и петрографических исследований сопоставлялись с данными интерпретации кривых каротажных диаграмм ГК и НГК (рис. 3). Далее по данным ГИС выделялись крупные литологические классы пород: карбонатные, глинистые и смешанного состава (карбонатно-глинистые и глинисто-карбонатные).

Для каждого из выделенных литологических классов производился статистический подбор геофизических параметров. За основу для дифференциации разреза были взяты нормированные показания кривой гамма каротажа (ΔGK) и данные по нерастворимому остатку, которые сопоставлялись с результатами анализа керн. Переход к нормированным значениям производился с целью исключения изменчивости показаний кривой, получаемых от одного геологического тела в разных скважинах, ввиду меньшей зависимости ΔGK от условий измерения [Горбачев, 1990] и других факторов (рис. 4).

На графике зависимости кривой ГК от кривой ΔGK видно, что одному нормированному значению соответствуют не равные абсолютные значения естественной радиоактивности в разных скважинах.

Нормирование кривой ГК производилось по каждой скважине в пределах изучаемого разреза, по формуле:

$$\Delta GK = \frac{GK - GK_{\min}}{GK_{\max} - GK_{\min}},$$

где GK_{\max} – максимальное значение кривой гамма каротажа, соответствующее глинистым породам тиманского горизонта, GK_{\min} – минимальное значение кривой гамма каротажа, соответствующее наиболее чистым карбонатам в ядерных частях органогенных построек.

Полученная кривая ΔGK имеет диапазон значений от 0 до 1, при этом нулевое значение кривой ΔGK приравнивается к минимальному содержанию нерастворимого глинистого остатка (н.о.) в породе, а 1 – к максимальному.

Чистыми карбонатными породами считались породы с содержанием н.о. не более 5%, что соответствует показаниям кривой $\Delta GK < 0,2$ у.е. (рис. 5). Для глинистых пород, развитых в отложениях тиманского горизонта для каждой скважины, была проведена выборка значений кривой ΔGK и построены гистограммы их распределения. Определено минимальное значение кривой ΔGK , при котором породы относились преимущественно к глинистым (рис.6). В результате анализа ГИС исследуемых скважин разработаны критерии выделения пород по кривой ΔGK , преимущественно карбонатной ($\Delta GK < 0,25$ у.е.), преимущественно глинистой ($\Delta GK > 0,57$ у.е.) и глинисто-карбонатной (ΔGK от 0,2 до 0,57 у.е.) части разреза.

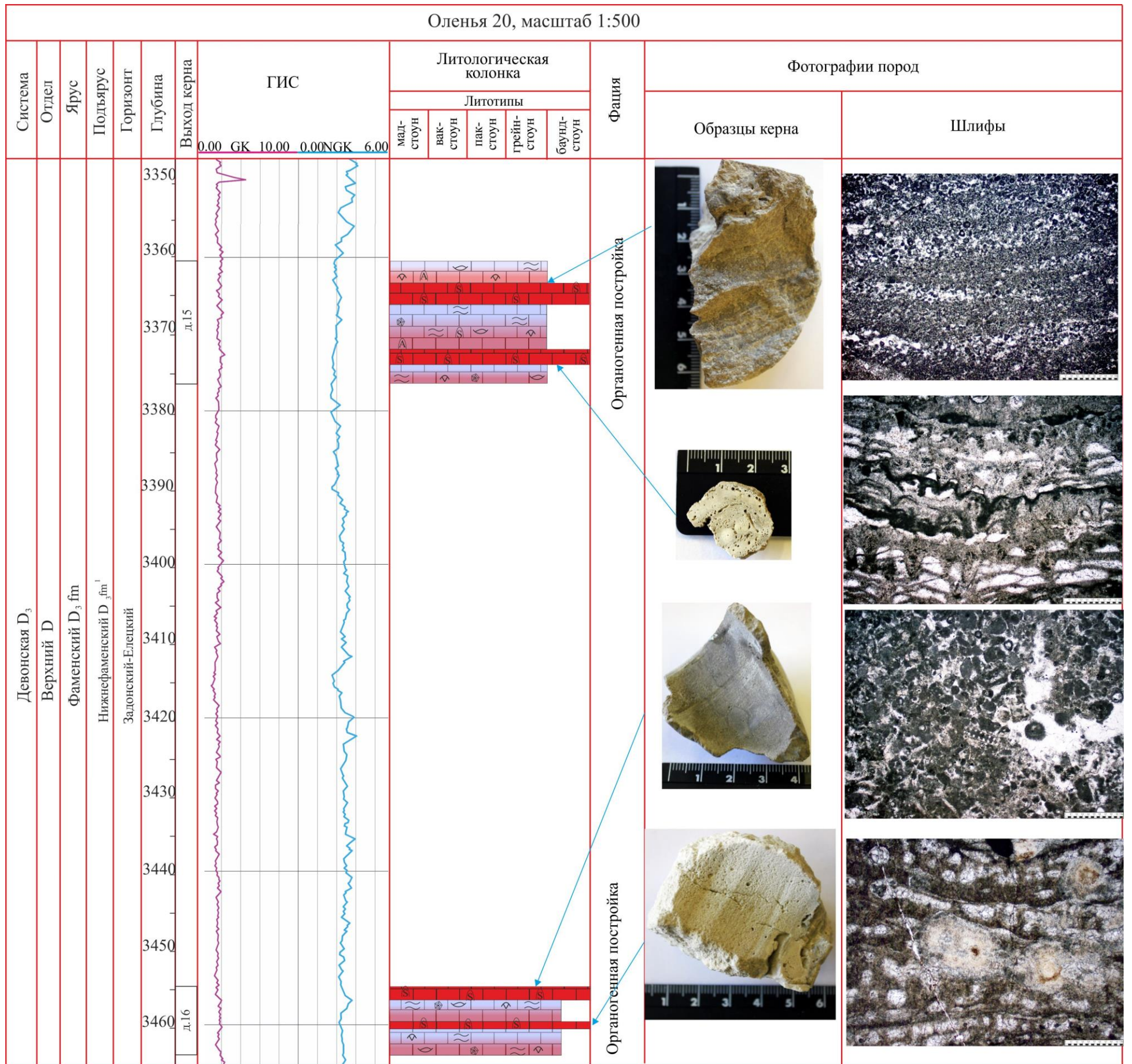


Рис. 3. Седиментологическая колонка по скв. Оленья 20 (М 1:500)

Условные обозначения см. на рис. 2.

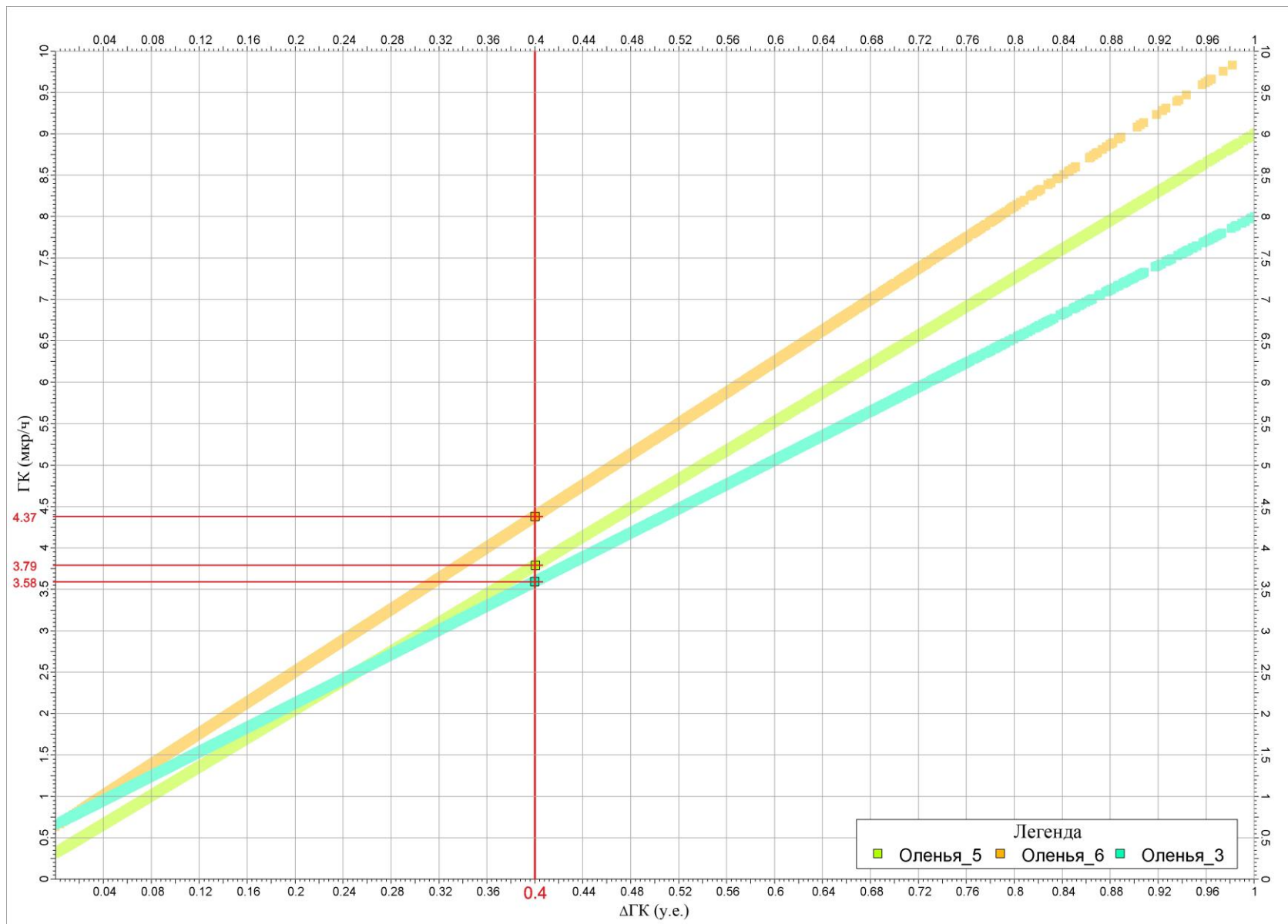


Рис. 4. График зависимости кривой GK от кривой ΔGK

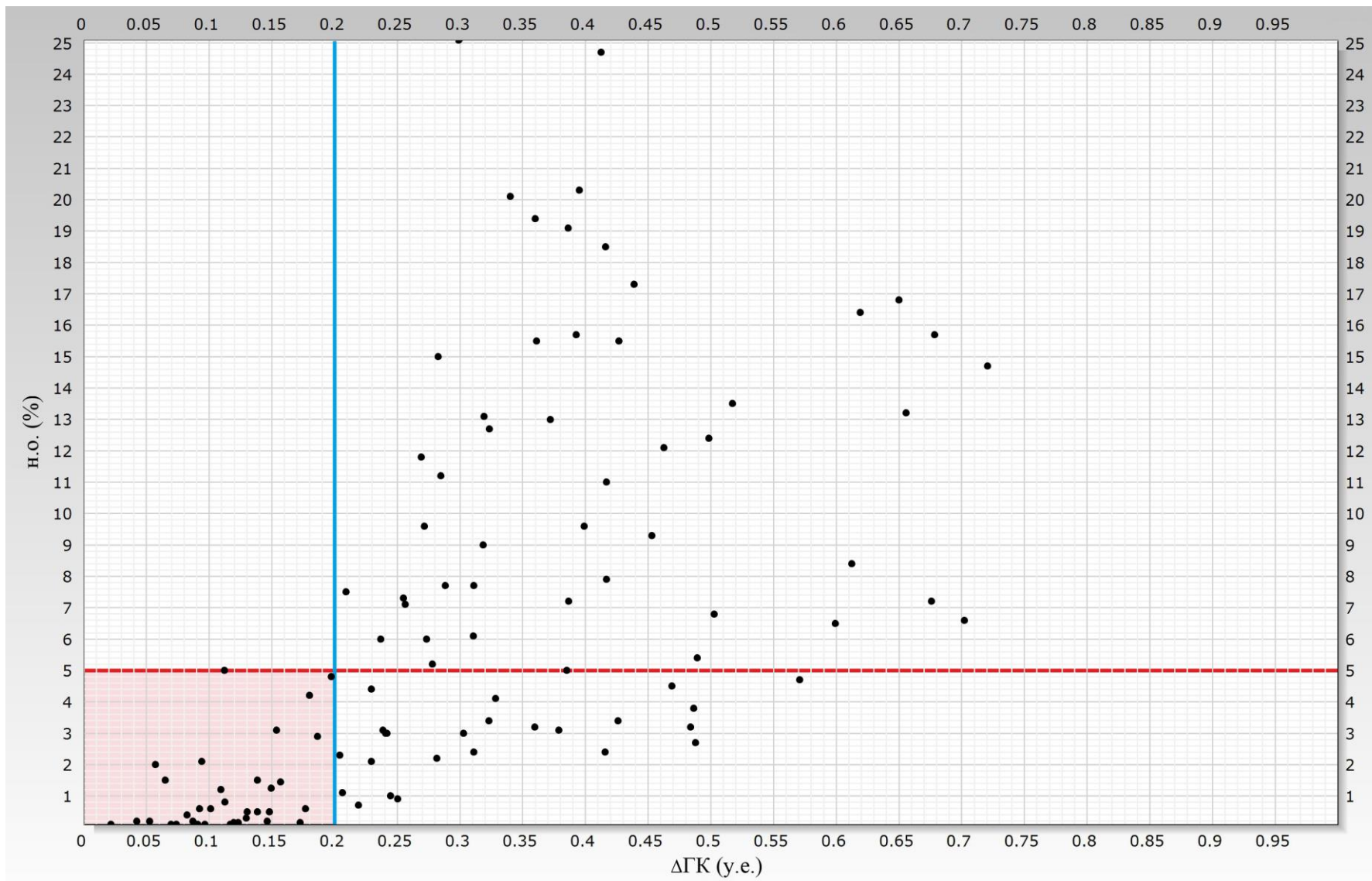


Рис. 5. График зависимости содержания нерастворимого глинистого остатка (%) от значений кривой ΔГК (ед.)
 Цветом выделена область значений, исключающая содержание глинистой примеси более 5%.

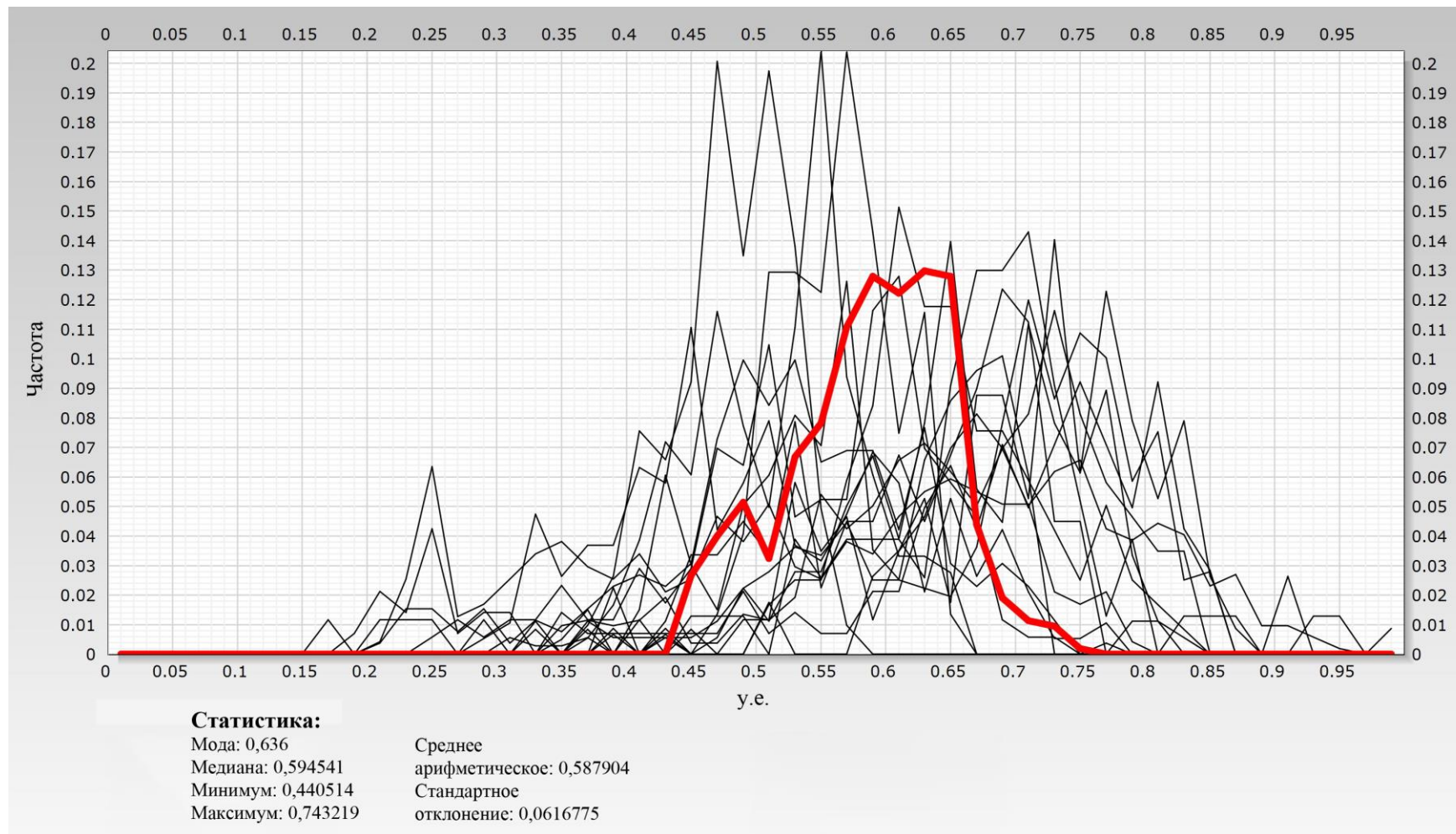


Рис. 6. Гистограммы распределения значений кривой ΔГК в интервале распространения аргиллитов тиманского горизонта
Цветом выделена скв. 20 Оленья.

При выделении органогенных построек учитывалось, что они характеризуются довольно низкими содержаниями нерастворимого глинистого остатка. Сравнение содержания н.о. по данным лабораторных исследований керна с кривой ДГК, показало, что наименьшее количество глинистого вещества соответствует значениям кривой $\Delta ГК < 0,15$ у.е. Анализ гистограмм распределения значений кривой ДГК органогенных построек в каждой скважине (рис. 7), подтверждает данную зависимость ($0,14 \pm 0,02$ у.е.).

На основе данных нейтронного каротажа и коэффициентов пористости, в интервалах с органогенными постройками выделены их наиболее пористые части. Нормирование кривой НГК осуществлялось для каждой скважины аналогично кривой ГК. Далее были построены графики зависимости коэффициентов пористости от значений кривой ДНГК по интервалам органогенных построек, выделенных по керну. Анализ графиков показал, что повышенные значения коэффициентов пористости ($> 8-9\%$) соответствуют значениям кривой ДНГК менее $0,3$ у.е. Детальный анализ гистограмм распределения значений кривой ДНГК по интервалам органогенных построек в каждой скважине позволил выделить среднее значение кривой ДНГК, равное $0,3 \pm 0,03$ у.е., при котором коэффициент пористости в органогенной постройке будет иметь повышенное значение ($> 9\%$).

На основе полученных граничных параметров кривых ДГК и ДНГК разрез каждой скважины в изучаемом стратиграфическом интервале дифференцирован на три литологических класса: глинистый, смешанный и карбонатный, с выделением в последнем интервалов развития органогенных построек, а также их наиболее пористых разностей.

Результаты

Применение изложенного метода позволило уточнить строение (рис. 8) и фациальную зональность силурийско-девонских отложений месторождения имени А. Титова, а также выявить органогенные постройки и проследить этапы их развития (рис. 9).

В силуре и раннем девоне большую часть территории Печорского палеобассейна занимала область широкого полого погружающегося на восток карбонатного шельфа, что отразилось на смене фациальных зон: супралиторали, литорали, верхней и нижней сублиторали и органогенных построек, установленных Н.В. Танинской [1997, 2010].

В лландоверийскую эпоху месторождение имени А. Титова находилось в зоне супралиторали, литорали и верхней сублиторали [Танинская, 1991]. В юго-западной части площади в условиях регрессии моря накапливались осадки супралиторали, а в северо-восточной части площади преобладали осадки сублиторальной зоны.

Венлокская эпоха характеризуется трансгрессией моря, на исследуемой площади отложения накапливались в условиях нижней сублиторали.

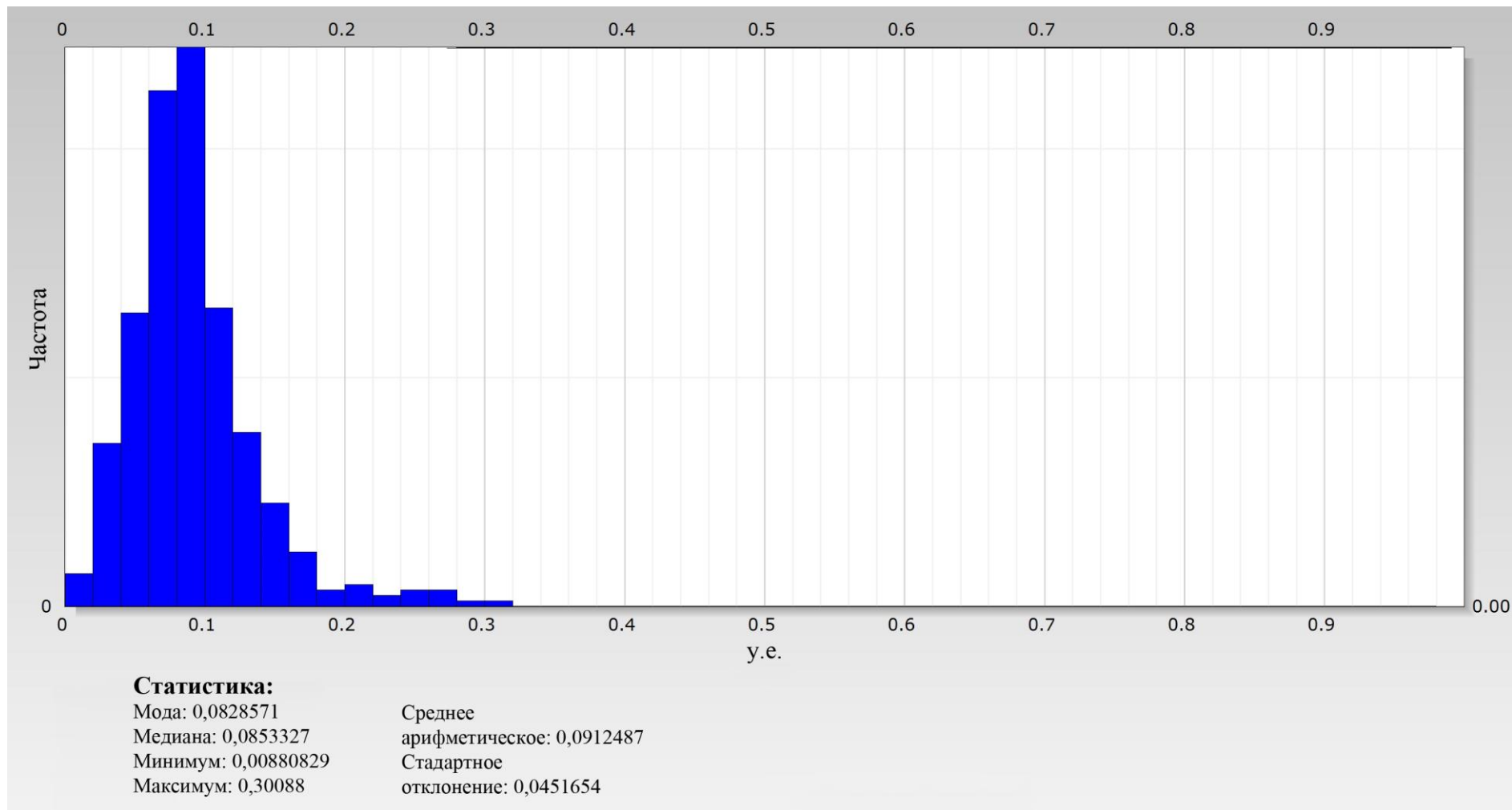


Рис. 7. Гистограмма распределения значений содержания нерастворимого глинистого остатка в интервалах органических построек

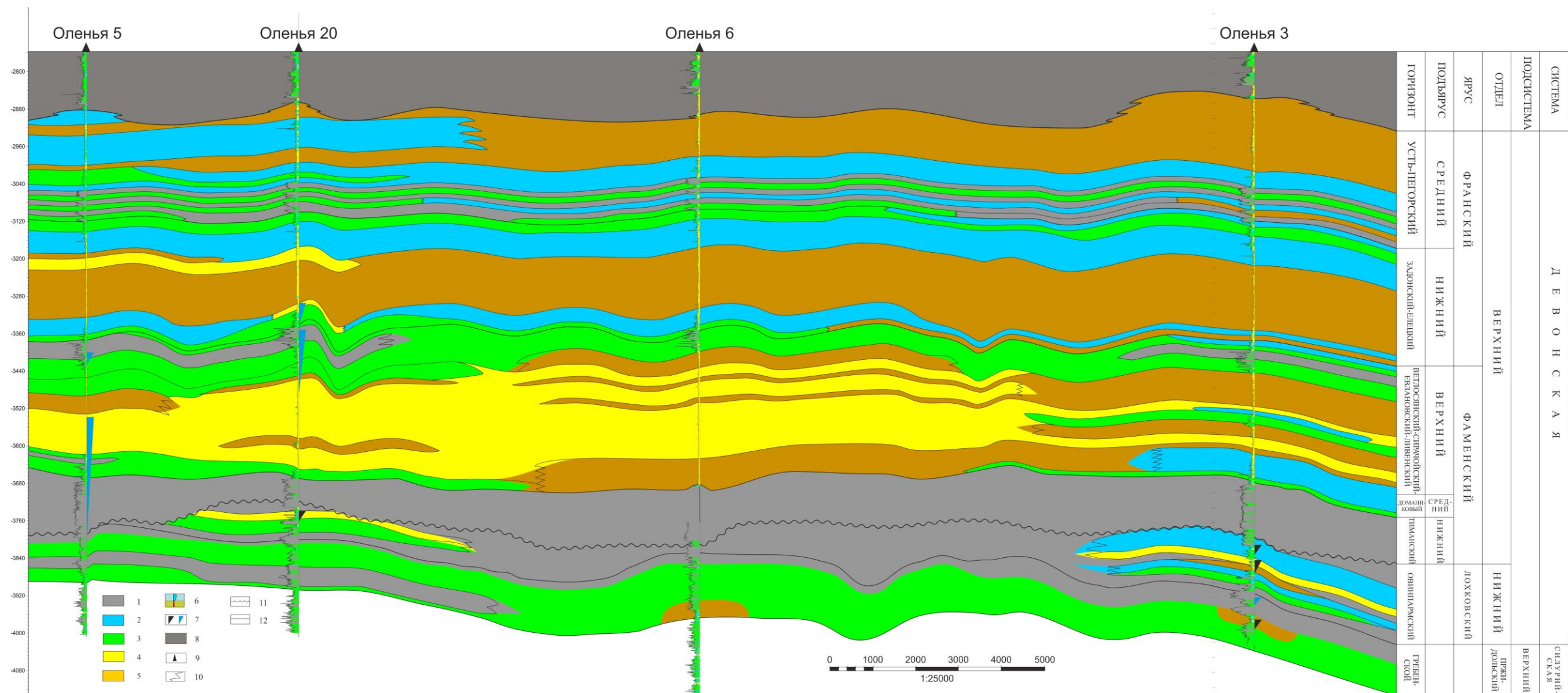


Рис. 8. Литологический профиль по линии скважин Оленья 5 - Оленья 20 - Оленья 6 - Оленья 3 (горизонтальный М 1:25000, вертикальный М 1:400)

1 – глины, 2 – карбонаты, 3 – глинисто-карбонатные отложения, 4 - рифовые постройки с пористостью 14-24%, 5 – рифовые постройки с пористостью 6-10%, 6 – кривая каротажа ДГК, 7 – притоки нефти, 8 – отложения карбона, 9 - скважины, 10 - границы фациальных замещений, 11 - границы несогласий, 12 - условные границы горизонтов.

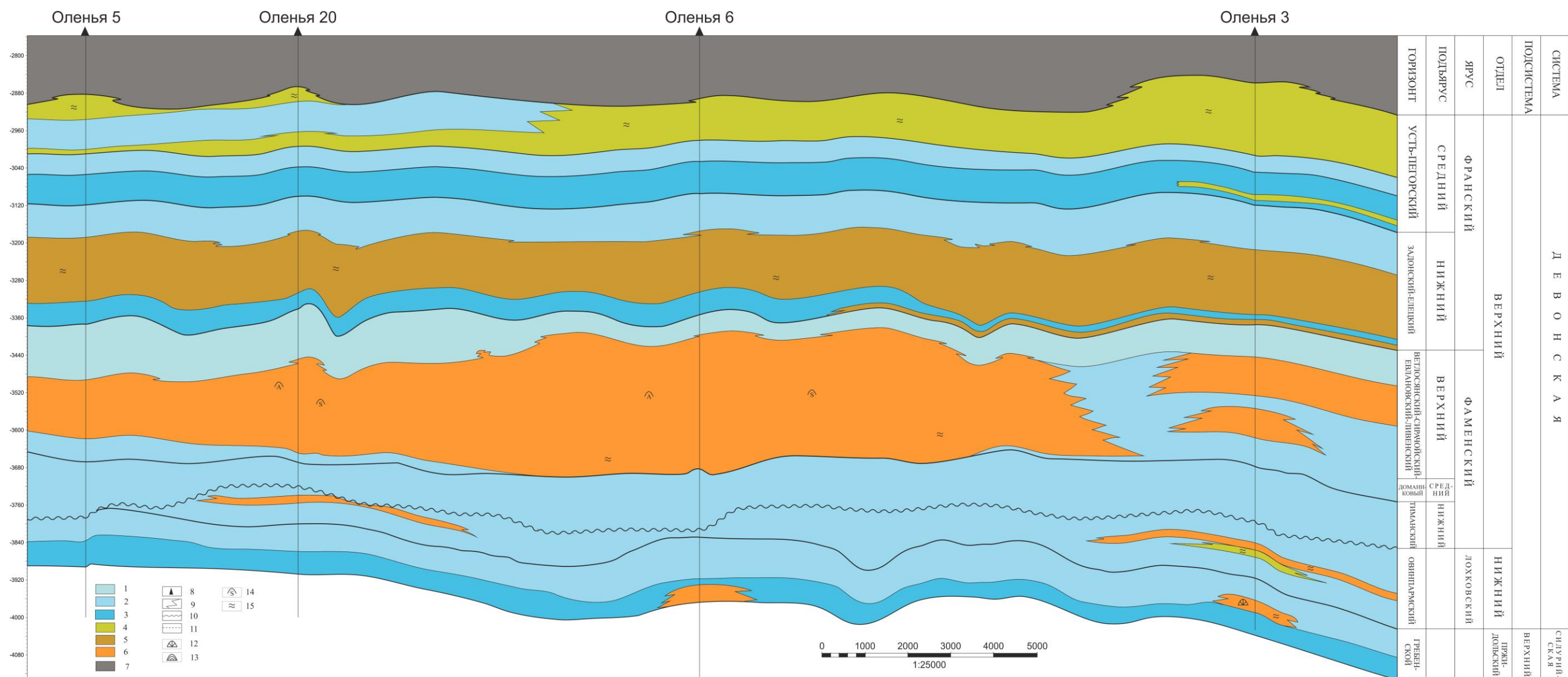


Рис. 9. Фациальный профиль по линии скважин Оленья 5 - Оленья 20 - Оленья 6 - Оленья 3 (горизонтальный М 1:25000, вертикальный М 1:400)

1 – литораль, 2 – верхняя сублитораль, 3 – нижняя сублитораль, 4 – водорослевая постройка, 5 – органогенно-водорослевая постройка, 6 – водорослево-органогенная постройка, 7 – отложения карбона, 8 – скважины, 9 – границы фациальных замещений, 10 – границы несогласий, 11 – условные границы горизонтов, 12 – кораллы, 13 – строматолиты, 14 – строматопоры, 15 – водоросли.

В поздневенлокское время при небольшом обмелении бассейна на приподнятых участках создавались благоприятные условия для развития биоты. В условиях отмели формируется одиночная водорослевая постройка мощностью 60 м. Она сложена серыми и коричнево-серыми водорослевыми, органогенно-водорослевыми известняками пятнистыми, узорчатыми, со структурой баундстоуна и известняками доломитовыми (35-40%) со структурой грейнстоуна. Литокласты известняка и биокласты (60-65%) брахиопод, криноидей, сине-зеленых водорослей, остракод сцементированы средне-мелкозернистым доломитом, реже кальцитом.

В лудловскую эпоху на Оленьей площади в условиях регрессии моря широкое развитие получают обстановки верхней сублиторали и литорали с глинисто-карбонатной седиментацией и обедненным составом фауны [Танинская, 1997].

В скв. Оленья 20 выделяется водорослевый биостром мощностью 15 м. Он сложен строматолитовыми доломитами со структурой баундстоуна. Отмечаются поры и каверны, выполненные прозрачным мелко-среднезернистым доломитом и кальцитом. Текстура пятнистая, узорчатая, реже псевдобрекчиевидная. Породы стилолитизированы, участками трещиноваты.

Пржидольская эпоха отвечает трансгрессивной стадии развития бассейна и накоплением известняков органогенно-детритовых, органогенно-обломочных с многочисленными брахиоподами, криноидеями, мшанками, остракодами, гастроподами и трилобитами и развитием органогенных построек.

Органогенные постройки позднепржидольского времени выделяются по данным керна и каротажа (рис. 10) и характеризуются мощностью от 8 до 35 м, представлены светло-серыми и серо-коричневыми массивными и узорчатыми водорослево-строматопоровыми известняками, пятнами доломитовыми (25-40%) со структурой баундстоуна [Танинская, 1997]. Из каркасных организмов присутствуют строматопоры, кораллы (рис. 11), мшанки, гирванеллы, мутовчатые и кодиевые сифонеи, из сопутствующих – трилобиты, брахиоподы, криноидеи, остракоды, гастроподы.

Лохковский век характеризуется кратковременным подъемом уровня моря, в результате которого обстановки верхней сублиторали распространяются и на территорию месторождения имени А. Титова, где создаются благоприятные условия для развития фауны и формируются водорослево-органогенные биостромы, которые содержат залежи нефти. Они сложены коричневато-серыми строматолитовыми, строматопоро-водорослевыми известняками доломитовыми (45-50%) со структурой баундстоуна и доломитами массивными, пятнистыми с реликтовой строматопоровой структурой (рис. 12). Отмечаются

биокласты криноидей, брахиопод, гастропод, остракод и сине-зеленых водорослей [Танинская, 1997].

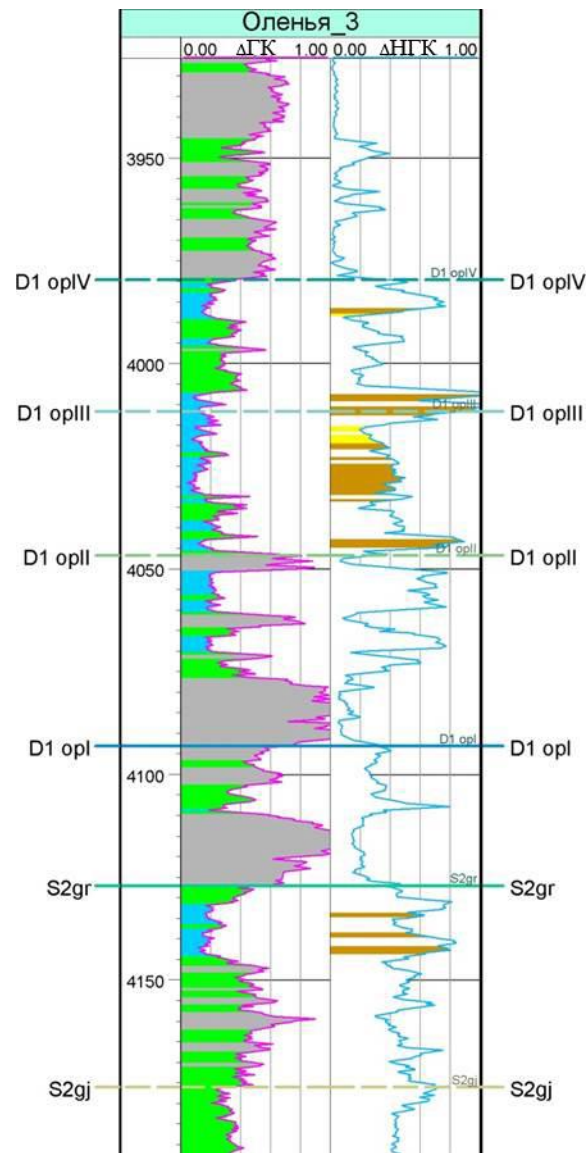


Рис. 10. Выделение литологических классов и интервалов развития органогенных построек по данным каротажных диаграмм кривых $\Delta ГК$ и $\Delta НГК$ по верхнесилурийско-нижнедевонскому разрезу скв. Оленья 3

Литологические классы: карбонатные породы – голубой, глинистые породы – серый, породы смешанного состава – зеленый. Органогенные постройки: $K_{пор} = 5-8\%$ - коричневый, $K_{пор} = 9-11\%$ - желтый.

Конец раннего девона завершился предсреднедевонским региональным перерывом в осадконакоплении.

В начале среднедевонской эпохи вновь началось преимущественное погружение Тимано-Печорской плиты и возобновление трансгрессии палеоокеана. Отложения тиманского горизонта нижнего франа несогласно залегают на погребенном рельефе нижнего девона - верхнего силура, имеющего эрозионно-тектоническое происхождение. Они

образовались в мелководно-морском, временами опресненном бассейне [Ларионова, 1988] и представлены переслаиванием песчано-алевролитовых, глинистых и глинисто-карбонатных пачек, мощностью от 60 до 130 м. Эти отложения являются региональной покрывкой продуктивной толщи нижнего девона. Наиболее высокими изолирующими свойствами обладает средняя часть тиманских отложений, сложенная аргиллитами хлорит-гидрослюдистыми, алевроитовыми, известково-доломитовыми, тонкослоистыми с детритом остракод, пелеципод, брахиопод [Танинская, 1997].

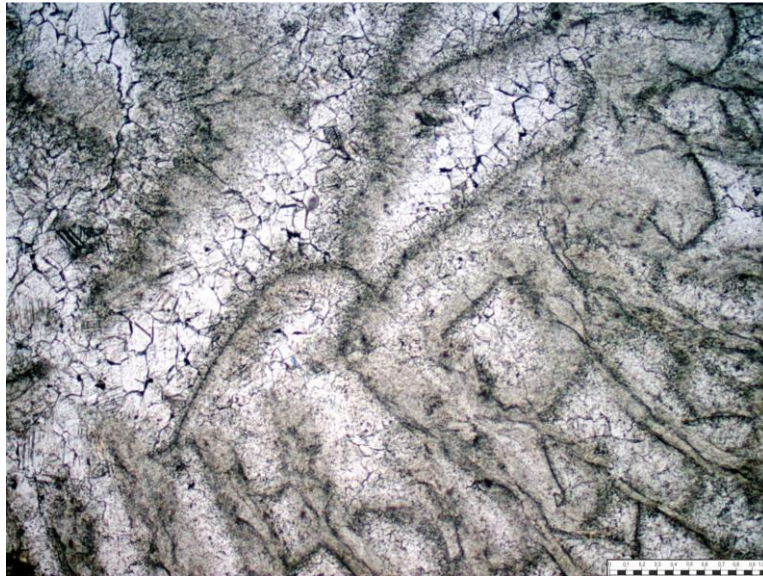


Рис. 11. Известняк коралловый. Верхний силур. Скв. Оленья 3. Фото шлифа. Николи П



Рис. 12. Известняк строматопоровый со сгустками, комками сине-зеленых сифонниковых и харовых водорослей и обломками остракод. Нижний девон. Овинпармский горизонт. Скв. Оленья 3. Фото керна

В среднем фране продолжается прогибание краевой части платформы, по периферии унаследованных поднятий и по бортам некомпенсированных прогибов уже с доманикового времени формировались рифовые массивы [Беляева и др., 1998; Пармузина, 2007]. Конец среднего франа характеризуется регрессивной стадией развития морского бассейна. В начале и середине позднего франа отмечается первая трансгрессия моря, а затем в конце позднего франа и последующая регрессия [Пармузина, 2007]. Отложения франского яруса верхнего девона формируются в условиях мелководного, умеренно-глубоководного шельфа и рифовых построек (рис. 13).

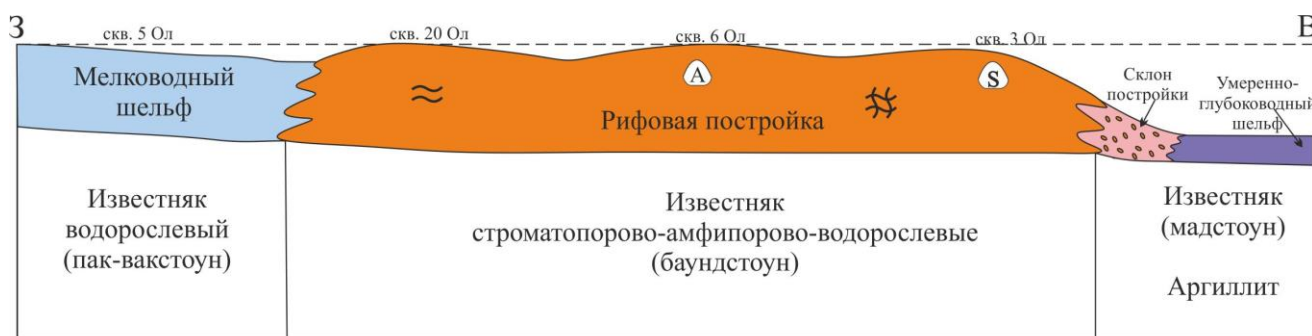


Рис. 13. Седиментационная модель верхнефранского подъяруса месторождения имени А. Титова

В отложениях франского яруса верхнего девона по результатам комплексного анализа в разрезах скважин выявлены органические постройки мощностью от 60 до 240 м (рис. 14). Известняки, слагающие органические постройки светло-серые и белые строматопоровые, водорослево-строматопоровые, доломитовые (15-50%), пористо-кавернозные со структурой баундстоуна. Каркасостроителями являются пластинчатые строматопораты, амфиפורы, кораллы, багряные, сине-зеленые водоросли, мшанки. Сопутствующие представлены криноидеями, остракодами, брахиоподами. Узорчатую текстуру породы создают первичные поры и каверны причудливой формы, выполненные прозрачным разнозернистым кальцитом, иногда открытые (рис. 15).

В фамене отложения накапливались преимущественно в условиях мелководно-шельфовой области и рифов и характеризовались уменьшением площади бассейна с нормальной соленостью [Беляева и др., 1998; Пармузина, 2007]. Отложения фаменского яруса верхнего девона керном охарактеризованы слабо.

В нижнем фамене по данным радиоактивного каротажа и имеющимся керновым данным выделяется органическая постройка мощностью от 90 до 140 м. Она сложена светло-серыми известняками строматопорowo-водорослевыми, сферово-сгустковыми (рис. 16), органично-обломочными доломитистыми (15-20%). Каркасостроители представлены

строматопорами, амфипорами и водорослями. Сопутствующие - криноидеи, остракоды, брахиоподы, гастроподы. Цемент (10-15%) прозрачный, мелко- и средне-мелкозернистый кальцитовый и доломитовый порово-крупстификационного и регенерационного типов.

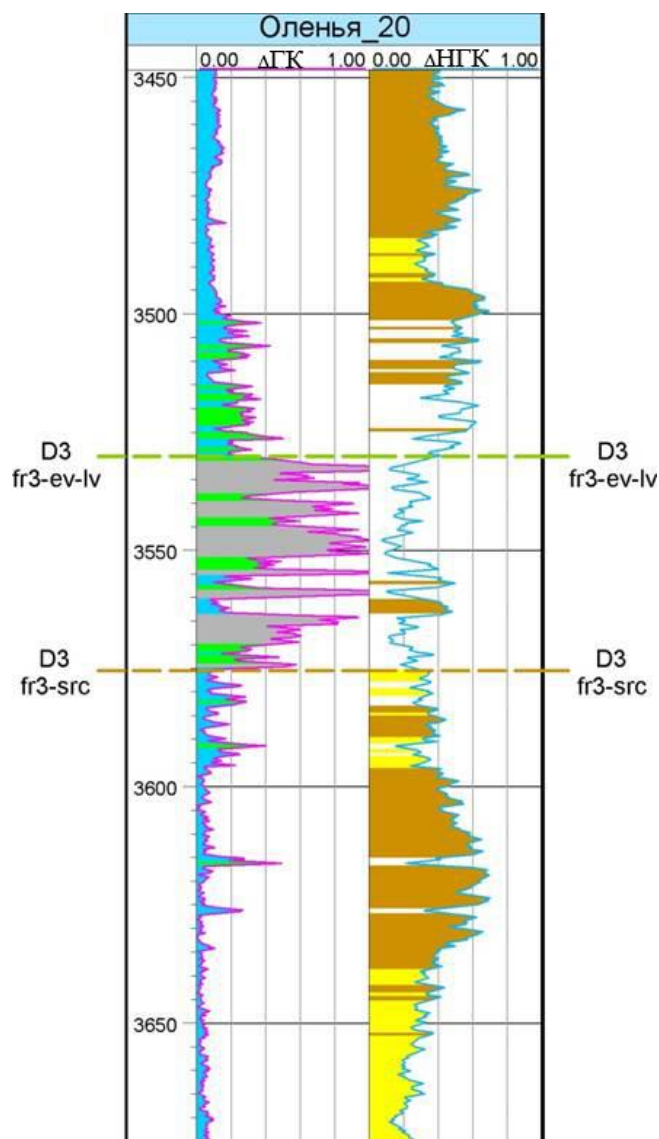


Рис. 14. Выделение литологических классов и интервалов развития органогенных построек в верхнефранское время по данным каротажных диаграмм кривых $\Delta Г К$ и $\Delta Н Г К$, скв. Оленья 20

Литологические классы: карбонатные породы – голубой, глинистые породы – серый, породы смешанного состава – зеленый. Органогенные постройки: $K_{пор} = 5,9-10\%$ - коричневый, $K_{пор} = 14-24\%$ - желтый.

Отложения верхнего фамена представлены фациями литорали и верхней сублиторали. Наличие в известняках значительной алевроито-глинистой примеси (35-40%), мелкого детрита сине-зеленых и харовых водорослей, мшанок, криноидей, указывает на прибрежно-мелководные условия седиментации [Танинская, 1997].



Рис. 15. Известняк строматопоровый пористо-кавернозный с примазками желтого битума. Верхний девон. Евлановский горизонт. Скв. Оленья 6. Фото керна

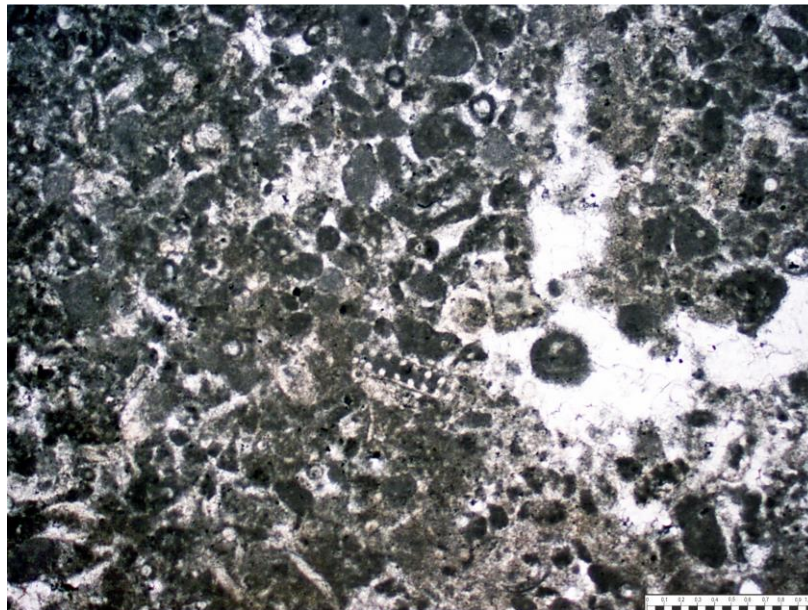


Рис. 16. Известняк сгустковато-комковатый со сферами сине-зеленых водорослей. Верхний девон. Задонский - Елецкий горизонт. Скв. Оленья 20. Фото шлифа. Николи II

Органогенная постройка в верхнем фамене имеет мощность от 50 до 80 м и сложена светло-серыми сферово-сгустковыми, органогенно-водорослевыми известняками доломитовыми (20-50%), пористыми, массивными, со структурой баундстоуна. Отмечаются биокласты криноидей, сине-зеленых водорослей и брахиопод. Цемент (30-35%) тонкозернистый кальцитовый.

Породы-коллекторы связаны с кораллово-строматопоровыми, водорослевыми известняками и доломитами со структурой баундстоуна и пак-грейнстоуна, формирующимся в зоне верхней сублиторали с нормальной соленостью, хорошей аэрацией и освещенностью, где, как правило, существовали благоприятные условия для образования органогенных построек.

На основе анализа фильтрационно-емкостных свойств карбонатных пород различных фациальных типов силурийско-девонских отложений (табл. 1), развитых на месторождении имени А. Титова, установлено, что коллекторы с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами в исследуемом разрезе в основном связаны с фациями органогенных построек и верхней сублиторали.

На формирование улучшенных фильтрационно-емкостных свойств карбонатных пород органогенных построек значительное влияние в процессе литогенеза оказали вторичные преобразования, одни из которых уменьшали, а другие увеличивали пустотное пространство. Решающее влияние на образование эффективной пористости оказали диагенетическая доломитизация-перекристаллизация, трещинообразование и выщелачивание. К сокращению объема пустотного пространства привели процессы ангидритизации (0-2, редко до 12%) и окремнения (0-2%).

При рассмотрении влияния доломитизации на фильтрационно-емкостные свойства карбонатов органогенных построек и рифовых массивов Л.Н. Капченко (1994) делает вывод о положительном влиянии доломитизации только при ее протекании в достаточно жестком каркасе, препятствующем последующему сжатию за счет уплотнения слагающих породу зерен. Анализ фактического материала показывает, что доломитизация известняков органогенных построек месторождения имени А. Титова изменяется в силуре от 25 до 60%, а в девоне - от 5 до 45%. Наличие вторичных доломитов с реликтовой органогенной структурой в исследуемом разрезе силура-девона свидетельствует о значительной степени доломитизации пород. Значения открытой пористости до 17-20% отмечаются в доломитах органогенных построек верхнего франа.

Процессы выщелачивания (растворения) способствуют формированию открытых пор и каверн вторичного выщелачивания. Наиболее активно эти процессы протекали в зоне гипергенеза, проявившиеся в результате размывов в регрессивные циклы развития палеобассейна. Вторичная пористость выщелачивания в породах органогенных построек в нижнем силуре достигает 3-7%, в верхнем силуре - 6-12%, в нижнем девоне - 3-11% и в верхнем девоне - 17-20%.

Следует отметить значительное влияние трещиноватости на фильтрационные и емкостные характеристики пород-коллекторов. По результатам исследования трещиноватости

в шлифах установлено, что плотность открытых трещин в силуре изменяется от 7 до 171 1/м, в нижнем девоне - от 24 до 78 1/м, а в верхнем девоне - от 2 до 67 1/м. Повышенная трещиноватость карбонатных пород, обусловленная тектонической активностью района исследований, способствовала образованию сложных порово-трещинных и трещинно-поровых коллекторов в органогенных постройках силура-девона месторождения имени А. Титова.

Выводы

В результате проведенных исследований:

- Разработаны методические приемы расчленения карбонатного разреза и выделения органогенных построек по данным радиоактивного каротажа в интервалах разреза скважин, не охарактеризованных керновым материалом по аналогии с керновыми данными.

- По данным керна и интерпретации ГИС на месторождении имени А. Титова установлены закономерности распределения в разрезе органогенных построек, формирование которых происходило в несколько этапов: в поздневенлокское, позднепржидольское, раннеохковское, средне- и позднефранское, ранне- и позднефаменское времена, когда существовали благоприятные условия для их образования.

- Органогенные постройки, с которыми связаны породы-коллекторы, сложены преимущественно кораллово-строматопоровыми и водорослевыми известняками и доломитами с реликтовой органогенно-водорослевой структурой с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами.

- Выполненные исследования показали, что пространственное распределение пород коллекторов прерывистое, обусловленное развитием водорослевых, строматолитовых и кораллово-строматопоровых органогенных построек в зоне верхней сублиторали, максимальное количество которых совпадало со стабильным режимом осадконакопления в фазу высокого стояния уровня моря.

Таблица 1

Характеристика коллекторских свойств отложений силура и девона Оленьей площади

Система	Отдел	Ярус	Подъярус	Индекс	Фация	Пористость ср/макс (%)	Поровая проницаемость ср/макс (мД)	Трещинная проницаемость ср/макс (мД)	Тип коллектора	
Девонская	Верхний	фаменский	верх.	D3fm2	нижняя сублитораль	1,7/2,8	-	2,9/6,38	порово-трещинный	
					верхняя сублитораль	1,8/4,8	-	3,0/3,92	порово-трещинный	
					водорослево-органогенная постройка	5,97	-	0	поровый	
		нижн.	D3fm1	водорослево-органогенная постройка	5,7/10,4	1,4/5,7	1,1/2,9	трещинно-поровый		
				литоральная зона	1,3/1,5	-	2,2/3,3	порово-трещинный		
				водорослево-органогенная постройка	6,8/24,2	51,3/255,1	2,6/3,9	трещинно-поровый		
	верх.	D3fr3	литоральная зона	1,7/3,7	-	2,1/4,3	порово-трещинный			
			лохковский	D11	водорослево-органогенная постройка	5,34/11,5	1,36/5,44	2,43/3,7	трещинно-поровый	
	Силурийская	Верхний	пржидольский			S2pr	верхняя сублитораль	1,79/2,78	-	-
				нижняя сублитораль			2,5/5,8	-	3,2/8,5	порово-трещинный
органогенно-водорослевая постройка				5,2/9,6			0,9/2,6	1,6/4,6	трещинно-поровый	
лудловский			S2ld	верхняя сублитораль	2,0/7,8	2,35	3,0/14,5	порово-трещинный		
				нижняя сублитораль	1,4/3,0	-	1,5/4,1	порово-трещинный		
				органогенно-водорослевая постройка	6,5/12	-	0,8/2,5	трещинно-поровый		
Нижн.		венлокский	S1v	верхняя сублитораль	2,1/6,2	-	2,6/8,5	порово-трещинный		
				верхняя сублитораль	0,7/0,8	-	7,0/17,0	порово-трещинный		
		лландоверийский	S11	органогенно-водорослевая постройка	2,5/7	-	1/5,4	порово-трещинный		
				верхняя сублитораль	1,4/2,2	-	3,4/7,2	порово-трещинный		
супралитораль	0,8/1,9	-	2,5/8,0	-						

Литература

Беляева Н.В., Корзун А.Л., Петрова Л.В. Модель седиментации франско-турнейских отложений на севере-востоке европейской платформы (в связи с формированием рифовых резервуаров). - СПб.: Наука, 1998. – 154 с.

Боровинских А.П., Никонов Н.И., Куранов А.В., Кутлинский А.А. Направления геологоразведочных работ на каменноугольно-нижнепермские отложения в республике Коми // Геология и нефтегазоносность Тимано-Печорского бассейна. - Киров: ОАО «Кировская областная типография», 2008. - С. 29-37.

Горбачев Ю.И. Геофизические исследования скважин: Учеб. для вузов / Под ред. Е.В. Каруса. – М.: Недра, 1990. - 398 с.

Енгальчев Э.А., Журавлева А.В., Танинская Н.В., Яковлева О.В. Создание геолого-петрофизической модели нефтеносного объекта на примере Оленьей площади Тимано-Печорской провинции // Развитие теории и методики создания геолого-петрографических моделей нефтеносных объектов различной генезиса с целью локального прогноза // Тр. ВНИГРИ, 1990. - С. 98-118.

Капченко Л.Н. Образование доломитовых пород ордовика и силура юга Хорейверской впадины в аспекте эволюции их коллекторских свойств // В сб. Поиски, разведка и добыча нефти и газа в Тимано-Печорской провинции и Баренцевом море. (тез. докл. Междун. конф.), С-Петербург, ВНИГРИ, 1994. - с.73.

Ларионова В.В. Условия формирования поддоманиковых нефтегазоносных толщ // Стратиграфия и литология нефтегазоносных отложений Тимано-Печорской провинции. - Л.: ВНИГРИ, 1988. - С. 36-46.

Махнач А.С., Москвич В.А., Кручек С.А., Урьев И.И. Органогенные постройки девона Белоруссии. – Минск: Наука и техника, 1984. - С. 236.

Москвич В.А. Тектонические закономерности образования биогенно-карбонатных формаций нефтегазоносных бассейнов древних платформ // Автореф. дисс. д. геол.-мин. наук. - М., 1989. - С. 42.

Пармузина Л.В. Верхнедевонский комплекс Тимано-Печорской провинции (строение, условия образования, закономерности размещения коллекторов и нефтегазоносность). – СПб.: «Недра», 2007. - 152 с.

Постникова И.Е., Постников В.Г. Опыт геолого-промыслового изучения и детальной корреляции разрезов продуктивных карбонатных толщ сложного строения. М.: Изд-во ВНИИОЭНГа, 1980. - С. 16-21.

Ронов А.Б. Стратисфера, или осадочная оболочка Земли (количественное исследование). - М.: Наука, 1993. - 144 с.

Танинская Н.В. Седиментологические критерии прогноза коллекторов в среднеордовикско-нижнедевонских отложениях Тимано-Печорской провинции // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2010. – Т.5. - №4. - http://www.ngtp.ru/rub/2/52_2010.pdf

Танинская Н.В. Условия формирования отложений верхнего ордовика и нижнего силура севера Тимано-Печорской провинции // Вопросы совершенствования стратиграфической основы фанерозойских отложений нефтегазоносных регионов России. - СПб, 1997. - С. 15-23.

Танинская Н.В. Фациальные модели карбонатных и терригенно-карбонатных отложений силура и девона Оленьей площади Тимано-Печорской провинции // Низкопористые породы-коллекторы и их роль при оценке нефтегазоносности. - Л., 1991. - С. 117-130.

Taninskaya N.V., Vasiliev N.Ya., Myasnikova M.A., Yashina V.N.
“Geologorazvedka”, St. Petersburg, Russia, tannv@yandex.ru

OPPORTUNITIES OF GEOLOGICAL AND GEOPHYSICAL METHODS FOR DIAGNOSIS OF ORGANOGENOUS BUILDUPS ON THE EXAMPLE OF A. TITOV FIELD, TIMAN-PECHORA PROVINCE

The methodical techniques of divisions of carbonate section and distinguishing of biogenic buildups in the Silurian and Devonian sediments on the basis of a comprehensive facial interpretation of the core and geophysical studies in wells are presented on the example of A. Titov field in the northeast of Khoreyver depression, Timan-Pechora province. This allowed us to trace the stages of development of organogenous buildups in the Silurian-Devonian period. Oil flow to the field took place from the Lower Devonian carbonate reservoirs associated with organogenous buildups.

Keywords: organogenous buildups, carbonate facies, radioactive logging, Silurian-Devonian, reservoirs, A. Titov field, Timan-Pechora province.

References

Belyaeva N.V., Korzun A.L., Petrova L.V. *Model' sedimentatsii fransko-turneyskikh otlozheniy na severe-vostoke evropeyskoy platformy (v svyazi s formirovaniem rifovykh rezervuarov)* [Model of sedimentation of Frasnian-Tournaisian deposits in the north-east of the European platform (due to the formation of reef reservoirs)]. Saint Petersburg: Nauka, 1998, 154 p.

Borovinskikh A.P., Nikonov N.I., Kuranov A.V., Kutlinskiy A.A. *Napravleniya geologorazvedochnykh rabot na kamennougol'no-nizhnepermskie otlozheniya v respublike Komi* [Areas of exploration work on Carboniferous-Lower Permian deposits in the Komi Republic]. *Geologiya i neftegazonosnost' Timano-Pechorskogo basseyna*. Kirov: OAO «Kirovskaya oblastnaya tipografiya», 2008, p. 29-37.

Engalychev E.A., Zhuravleva A.V., Taninskaya N.V., Yakovleva O.V. *Sozdanie geologo-petrofizicheskoy modeli neftenosnogo ob'ekta na primere Olen'ey ploshchadi Timano-Pechorskoy provintsii* [Creation of geological and petrophysical model of the object on the example of the Olenek oil-bearing area of Timan-Pechora province]. *Razvitie teorii i metodiki sozdaniya geologo-petrograficheskikh modeley neftenosnykh ob'ektov razlichnoyu genezisa s tsel'yu lokal'nogo prognoza*. Tr. VNIGRI, 1990, p. 98-118.

Gorbachev Yu.I. *Geofizicheskie issledovaniya skvazhin: Ucheb. dlya vuzov* [Well logging: Textbook. for universities]. Editor E.V. Karus. Moscow: Nedra, 1990, 398 p.

Kapchenko L.N. *Obrazovanie dolomitovykh porod ordovika i silura yuga Khoreyverskoy vpadiny v aspekte evolyutsii ikh kollektorskikh svoystv* [Formation of dolomitic rocks of the Ordovician and Silurian of south of Khoreyver depression in terms of the evolution of their reservoir properties]. *Poiski, razvedka i dobycha nefi i gaza v Timano-Pechorskoy provintsii i Barentsevom more. (tez. dokl. Mezhdun. konf.)*, Saint Petersburg, VNIGRI, 1994, p. 73.

Larionova V.V. *Usloviya formirovaniya poddomanikovykh neftegazonosnykh tolshch* [Conditions of formation of under-domanic oil and gas bearing strata]. *Stratigrafiya i litologiya neftegazonosnykh otlozheniy Timano-Pechorskoy provintsii*. Leningrad: VNIGRI, 1988, p. 36-46.

Makhnach A.S., Moskvich V.A., Kruchek S.A., Ur'ev I.I. *Organogennnye postroyki devona Belorussii* [Organogenic buildups of Devonian Belarus]. Minsk: Nauka i tekhnika, 1984, p. 236.

Moskvich V.A. *Tektonicheskie zakonomernosti obrazovaniya biogenno-karbonatnykh formatsiy neftegazonosnykh basseynov drevnikh platform* [Tectonic regularities of biogenic carbonate formations of oil and gas basins of ancient platforms]. Avtoref. diss. d. geol.-min. nauk. Moscow, 1989, p.42.

Parmuzina L.V. *Verkhnedevonskiy kompleks Timano-Pechorskoy provintsii (stroenie, usloviya obrazovaniya, zakonomernosti razmeshcheniya kollektorov i neftegazonosnost')* [Upper

Devonian complex of the Timan-Pechora province (the structure, conditions of formation, regularities of reservoirs and oil and gas potential)]. Saint Petersburg: Nedra, 2007, 152 p.

Postnikova I.E., Postnikov V.G. *Opyt geologo-promyslovogo izucheniya i detal'noy korrelyatsii razrezov produktivnykh karbonatnykh tolshch slozhnogo stroeniya* [Experience in geological-field study and detailed correlation of the productive carbonate sections of strata of complex structure]. Moscow: Izd-vo VNIOENG, 1980, p.16-21.

Ronov A.B. *Stratisfera, ili osadochnaya obolochka Zemli (kolichestvennoe issledovanie)* [Stratisphere or sedimentary shell of the Earth (quantitative research)]. Moscow: Nauka, 1993, 144 p.

Taninskaya N.V. *Fatsial'nye modeli karbonatnykh i terrigenno-karbonatnykh otlozheniy silura i devona Olen'ey ploshchadi Timano-Pechorskoy provintsii* [Facial models of carbonate and clastic-carbonate deposits of Silurian and Devonian of Olenek area of the Timan-Pechora province]. *Nizkoporistye porody-kollektory i ikh rol' pri otsenke neftegazonosnosti*. Leningrad, 1991, p. 117-130.

Taninskaya N.V. *Sedimentologicheskie kriterii prognoza kollektorov v sredneordoviksko-nizhnedevonskikh otlozheniyakh Timano-Pechorskoy provintsii* [Sedimentological criteria for forecast of reservoirs in the Middle Ordovician-Lower Devonian deposits of the Timan-Pechora province]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2010, vol. 5, no. 4, available at: http://www.ngtp.ru/rub/2/52_2010.pdf

Taninskaya N.V. *Usloviya formirovaniya otlozheniy verkhnego ordovika i nizhnego silura severa Timano-Pechorskoy provintsii* [Terms and conditions of formation of deposits of the Upper Ordovician and Lower Silurian of the north of the Timan-Pechora province]. *Voprosy sovershenstvovaniya stratigraficheskoy osnovy fanerozoyskikh otlozheniy neftegazonosnykh regionov Rossii*. Saint Petersburg, 1997, p. 15-23.

© Танинская Н.В., Васильев Н.Я., Мясникова М.А., Яшина В.Н., 2015