

# ОСОБЕННОСТИ ВЕЩЕСТВЕННОГО СОСТАВА НИЖНЕКАМЕННОУГОЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ СУНЧЕЛЕЕВСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В настоящей работе представлены результаты литолого-минералогических исследований керна нижнекаменноугольных отложений скважины 3 «врезовой» зоны Сунчелеевского месторождения Восточного борта Мелекесской впадины методами оптической микроскопии и ЭПР-спектроскопии. Выявлены некоторые литолого-минералогические и литолого-парамагнитные особенности строения нижнекаменноугольных отложений, выражающие литолого-стратиграфическую зональность разреза.

**Ключевые слова:** месторождения нефти, визейский «врез», ЭПР-спектроскопия и оптическая спектроскопия, коллектор нефти и газа.

Сунчелеевское месторождение в региональном тектоническом отношении приурочено к восточному борту Мелекесской впадины, к зоне развития визейских «врезов», выполненных терригенными отложениями и углестыями сланцами увеличенных мощностей.

Эрозионные «врезы» по стратиграфическому положению выполняющих их пород разделяются на две возрастные группы. Эрозионные ложбины первой группы заполнены радаевско-бобриковскими терригенными образованиями, лежащими на размытой поверхности турнейского яруса. Отложения, выполняющие «врезы» второй группы, представлены терригенными породами, которые залегают среди известняков с турнейской фауной, что позволяет отнести их по времени образования к турнейскому веку (Васясин и др., 1974). Однако большинство исследователей (например, (Войтович, Шельнова, 1976)) объединяют эти разновозрастные образования и считают, что они накапливались в одних и тех же речных и озерно-болотных условиях визейского века при активном участии карста. Критериями выделения эрозионно-карстовых врезов (Ларочкина, 2008) являются, в основном, сейсмические критерии (прогибание отражающего горизонта, связанного с турнейской или башкирской денудационной поверхностью; появление дополнительных отражений в толще отложений, выполняющих «врез»; нарушение корреляции отражений в теле «врезовой» толщи; образова-

ние петель возврата отраженных волн для врезов с крутыми бортами). В то же время явные вещественные признаки закарстованности известняков пока обнаружить не удалось. Кроме того, часто отмечается переслаивание терригенных и карбонатных пород слоев, слагающих пограничную зону турнейского и визейского ярусов. Обнаружены также признаки фаций подводных дельт во «врезах», а в заволжском и кизеловском горизонтах – такой признак континентальных фаций как аутигенный каолинит (Васясин и др., 1974). На восточном борту Мелекесской впадины, в районе Аксубаевской палеовозвышенности (Войтович, Шельнова, 1976) отложения турнейского яруса существенно отличаются от своих аналогов на остальной части впадины и сопредельном западном склоне Южно-Татарского свода. Наряду с закономерным сокращением мощности горизонтов в направлении указанной палеовозвышенности в их кровле появляются прослои терригенных пород, свидетельствующие о континентальном перерыве не только в конце заволжского и кизеловского времени, но также и в конце малевского, упинского и черепетского времени (Васясин и др., 1974; Ларочкина, 2008). Как известно, существование континентальных условий предполагает возможность возникновения русловых отложений.

Скважина 3 приурочена к «врезовой» зоне (в бортовой части) (Рис. 1). Ее разрез в изучаемой части нижнего карбона представлен турнейскими карбонатами и бобриковско-тульскими терригенными породами (песчаниками, глинистыми песчаниками, алевролитами) (Рис. 2). Нефтенасыщенность (преимущественно слабая – в основном с неподвижным или слабо подвижным флюидом) установлена в интервалах 1238 – 1247,5 м (визейские отложения), 1249,2 – 1259,5 м (турнейские отложения). По геофизическим данным установлены довольно высокие значения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород: пористости, проницаемости и нефтенасыщенности (Рис. 2).

Разрез скважины 3 представляет собой пример сложной по распознаванию границы между турнейским и визейским ярусами.

Действительно, если рассмотреть заключение по материалам ТНГФ, то граница между верхнетурнейским подъярусом и визейским ярусом (представленным в скважине, начиная с бобриковских отложений) проходит на глубине 1249,2 м, при этом не охарактеризованным ока-



зался переходный интервал от 1247,5 до 1249,2 м.

Для распознавания исследуемой границы целесообразно проведение литолого-минералогических исследований образцов керн, который удалось извлечь из этой скважины.

В настоящей работе представлены результаты, полученные методом оптической микоскопии и методом электронного парамагнитного резонанса (ЭПР). Выбор этих методов обусловлен тем, что они являются достаточно эффективными для выявления литолого-минералогических и литолого-парамагнитных признаков стратифицированности осадочных пород. Всего было изучено 14 образцов (Рис. 2).

По исследованию в шлифах выявлены характерные типы пород в изученном керне (Рис. 3). Флюидоупор нефтенасыщенного интервала песчаников представлен алевролитом мелко-среднезернистым с неоднородной текстурой. Обломочный материал представлен, в основном, кварцем. Зерна кварца полуокатанные и окатанные. Цемент представлен глинистым веществом базально-порового типа. Встречаются отдельные зерна кремней и полевых шпатов. Отмечаются углистые включения и пирит. Коллектор в нефтенасыщенном интервале с кровлей на глубине 1238 м сложен песчаником кварцевым, средне-, мелкозернистым. По относительной размерности зерен отмечается неравномернозернистая структура. По степени окатанности зерна окатанные, полуокатанные, угловатые.

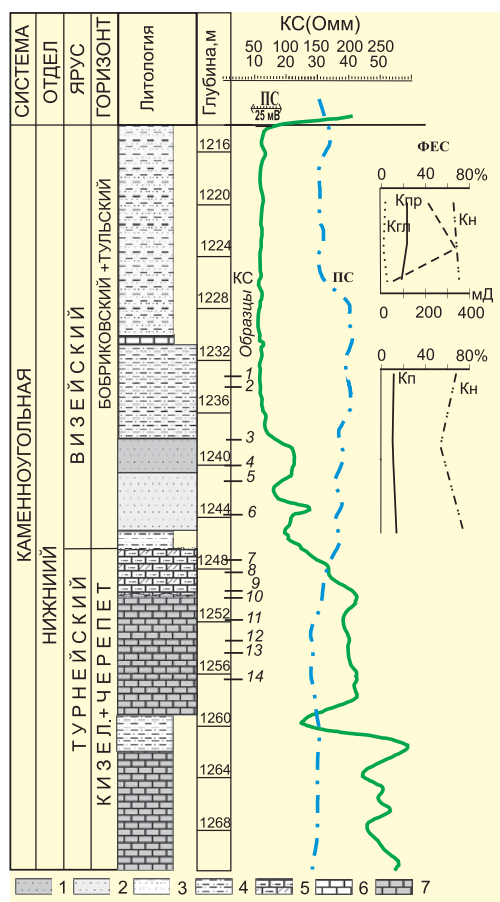
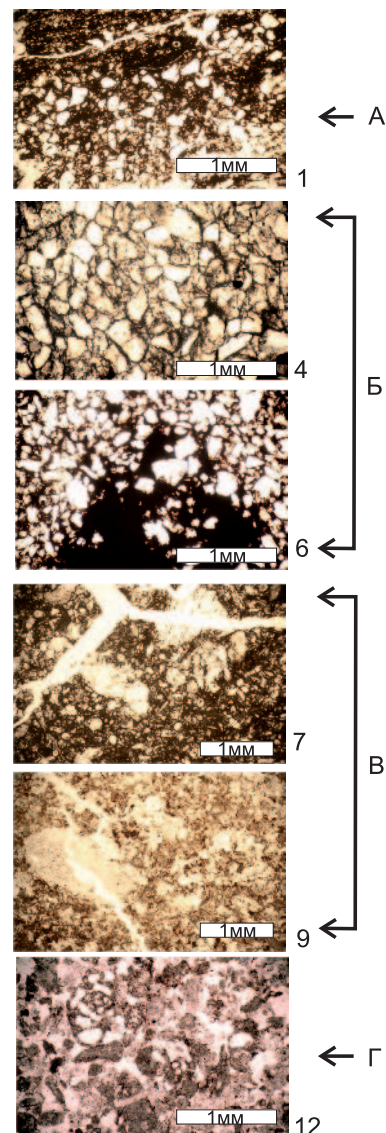


Рис. 2. Геолого-геофизический разрез скважины 3, Сунчелевское месторождение. 1 – нефтенасыщенный песчаник; 2 – слабо нефтенасыщенный песчаник; 3 – переслаивание аргиллитов, алевролитов, глинистых песчаников; 4 – переслаивание алевролитов и глинистых песчаников; 5 – переслаивание мергелей и известняков; 6 – известняк; 7 – нефтенасыщенный известняк.

Рис. 3. Литолого-минералогическая зональность керн скв. 3 в шлифах. А – Флюидоупор (бобриковский): Алевролит глинистый; Б – Бобриковские средне-, мелкозернистые кварцевые песчаники; В – Граница между турнейским и визейским ярусами (известняк глинистый, переходящий в мергель известковистый); Г – Турнейский органогенно-обломочный известняк.



Минеральный состав: 85 – 90 % кварца. Многие зерна подвергнуты изменениям: отмечаются корродированность зерен и срастание зерен. Цемент представлен преимущественно глинистым веществом. Доля цемента в породе – 10 – 15%. Цемент порового типа выполнения.

Наибольший интерес представляют образцы 7 и 9 (Рис. 3), которые, собственно, и характеризуют пограничную зону между турнейским и визейским ярусами. Данные образцы представляют известняки сгустково-детритовые глинистые, переходящие в мергели известковистые. Отмечается высокая степень неоднородности пород. Характерны микротрещиноватость и крупные кристаллы кальцита. Наблюдаются единичные фрагменты растительного детрита.

Образец 12 (Рис. 3) представляет собой «классический» турнейский органогенно-обломочный известняк, сложенный обломками фораминифер и другого зоо-, фитогенного материала, сцементированного глинисто-кальцитовым цементом базально-порового типа.

Спектры ЭПР порошковых проб пород по отобранным образцам показаны на Рис. 4.

Образец 7 (черные кривые – Рис. 4), опробованный в трех своих зонах по вертикальной составляющей керн, зафиксировал литолого-парамагнитный переход, подтверждаемый и шлифами (Рис. 3), который, видимо, указывает на вероятную границу между турнейским и визейским ярусами. Этот переход знаменует смену турнейских известняков (синие кривые с характерными спектрами  $Mn^{2+}$  в кальците – Рис. 4) бобриковскими терригенными образованиями с сигналами от радикалов кварца и сульфатных радикалов.

Таким образом, устанавливаются достаточно выразительные литолого-минералогические и литолого-парамаг-

## ВЛИЯНИЕ ЭРРОЗИОННОГО ВРЕЗА НА РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НАЧАЛЬНОГО ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

На изучаемой территории имеет место широтная дифференциация пластового давления в массивной карбонатной залежи нефти турнейского возраста, вызванная наличием эрозионного вреза вышележащих толщ. В данной работе выявлена причина влияния эрозионного вреза на пластовое давление в нефтяной залежи.

**Ключевые слова:** пластовое давление, эрозионный врез, залежь нефти.

В административном отношении нефтяное месторождение расположено в Аксубаевском районе Республики Татарстан и в тектоническом плане приурочено к северо-восточной части восточного бортового склона Мелекесской впадины.

Залежь нефти турнейского яруса является одним из трех основных эксплуатационных объектов на месторождении, важной особенностью которой является осложненность терригенными врезами бобриковского возраста.

Залежь по своему строению относится к типу массивных. Отложения турнейского возраста сложены преимущественно высокопроницаемыми известняками нескольких структурно-генетических разностей, характеризующихся микро- и макротрещиноватостью хаотичного и субвертикального направления, которая является основной флюидопроводящей системой (приемущественно тре-

щинно-поровый тип) (Муслимов, 1999). По результатам исследований пластовых и поверхностных проб, нефть залежи можно отнести к классу тяжелых, сернистых, высоковязких. Динамическая вязкость пластовой нефти турнейской залежи составляет 145,7 мПа·с (Шавалиев, 2002).

На карте изобар начальных пластовых давлений (Рис.1) видно, что значения давлений на залежи изменяются в широких пределах от скважины к скважине, причем наблюдаются различия значений пластовых давлений в зоне эрозионного вреза и на территории с «нормальным» (безврезным) типом разреза. Так, в скважине № 11 начальное пластовое давление равно 4,7 МПа, а в скважине № 16 – 12,1 МПа.

В результате анализа карты изобар была выявлена закономерность распределения пластового давления по территории, т.е. на территории с нормальным типом разреза

Окончание статьи А.Г. Нуриева, Н.М. Хасановой «Особенности вещественного состава...»

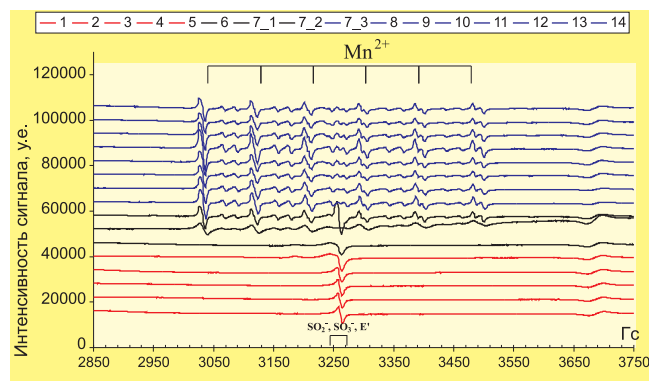


Рис. 4. ЭПР-спектрометрия нижнекаменноугольного разреза скв. 3 (Рис. 2), Сунчелевское месторождение, Восточный борт Мелекесской впадины. Пограничная зона выделена серией кривых с черным абрисом.

нитные признаки стратифицированности нижнекаменноугольной толщи (в объеме верхнетурнейского яруса и бобриковского горизонта). А граница между турнейским и визейским ярусом скорректирована до глубины 1246,5 м (Рис. 2).

### Литература

Васясин Г.И., Напалков В.И., Кричары Г.А. О континентальных и лагунных фациях турнейского яруса Татарии. *Материалы по геологии востока Русской платформы*. Казань: Изд-во Казанского ун-та. Вып. 4. 1974. 60-67.

Войтович Е.Д., Шельнова А.К. Влияние предвизейских эрозионных врез на размещение нефти в нижнекаменноугольных от-

ложениях Татарии. *Геология нефти и газа*. №3. 1976. 17-22.

Ларочкина И.А. Геологические основы поисков и разведки нефтегазовых месторождений на территории Республики Татарстан. Казань: ООО «ПФ ГАРТ». 2008.

### А.Г. Нуриев, Н.М. Хасанова. Material constitution features of Lower Carboniferous sediments of Syncheleevskoe oil field.

In present paper results on Lower Carboniferous core studies by thin sections microscopy and ESR – spectroscopy have been discussed on example of one borehole within incised paleo-valley zone of Eastern slope of Melekess depression. Some lithological and paramagnetic features of Tournaisian and Visean have been determined.

**Keywords:** oil field, Visean incised valley, optical spectroscopy, ESR – spectroscopy, petroleum and gas reservoir.

**Аннур Гантрауфович Нуриев**  
Аспирант кафедры геологии нефти и газа КГУ.

420008, Россия, Татарстан, Казань, ул. Кремлевская, д. 18. Тел.: (843) 233-79-92.



**Наиля Митхатовна Хасанова**

Кандидат физико-математических наук, с.н.с. лаборатории ФМА кафедры минералогии КГУ.

420008, Россия, Татарстан, Казань, ул. Кремлевская, д. 18. Тел.: (843) 233-79-92.