

УДК 550.4(470.13)

Данилов В.Н., Огданец Л.В.Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Ухта, Россия, seismic@sng.vniigaz.gazprom.ru**Макарова И.Р.**Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (ФГУП «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург, Россия, ins@vnigri.ru**Гудельман А.А.**Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Ухта, Россия, seismic@sng.vniigaz.gazprom.ru**Суханов А.А., Журавлев А.В.**Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (ФГУП «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург, Россия, ins@vnigri.ru

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ИЗУЧЕНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА И УВ-ФЛЮИДОВ АДАКСКОЙ ПЛОЩАДИ

Представлены результаты исследований органического вещества пород и УВ-флюидов, полученных при бурении поисково-оценочных скважин на Адакской площади в центральной части поднятия Чернышева. В результате проведенных комплексных исследований установлены тип и биоценотический состав органического вещества, выявлено его распределение по разрезу вскрытых скв. 1, 2-Адакские и 1-Харутамылькская отложений, определена степень катагенетической преобразованности и оценен нефтегазоматеринский потенциал пород, проанализированы особенности состава и свойств нефтяных флюидов. Полученные в ходе аналитических работ геохимические данные свидетельствуют о положительном прогнозе нефтегазоносности доманиково-турнейского и среднеордовикско-нижнедевонского карбонатных НГК центральной части поднятия Чернышева.

Ключевые слова: нефть, органическое вещество, сапропель, биофациальные комплексы, степень катагенеза, битумонасыщение, нефтегазоматеринская толща, поднятие Чернышева.

Поднятие Чернышева – линейная положительная структура I порядка в составе Предуральского краевого прогиба (рис. 1). Большая его часть характеризуется выходом на поверхность интенсивно дислоцированных преимущественно палеозойских карбонатных отложений.

Лишь в северной половине выделяются перекрытые орогенным комплексом и мезозойским неоавтохтоном Хоседаюский вал и Адзвинская депрессия II порядка, к которым до 2000 г. относились все начальные суммарные ресурсы УВ Хоседаюского нефтегазоносного района, выделяемого в границах поднятия Чернышева.

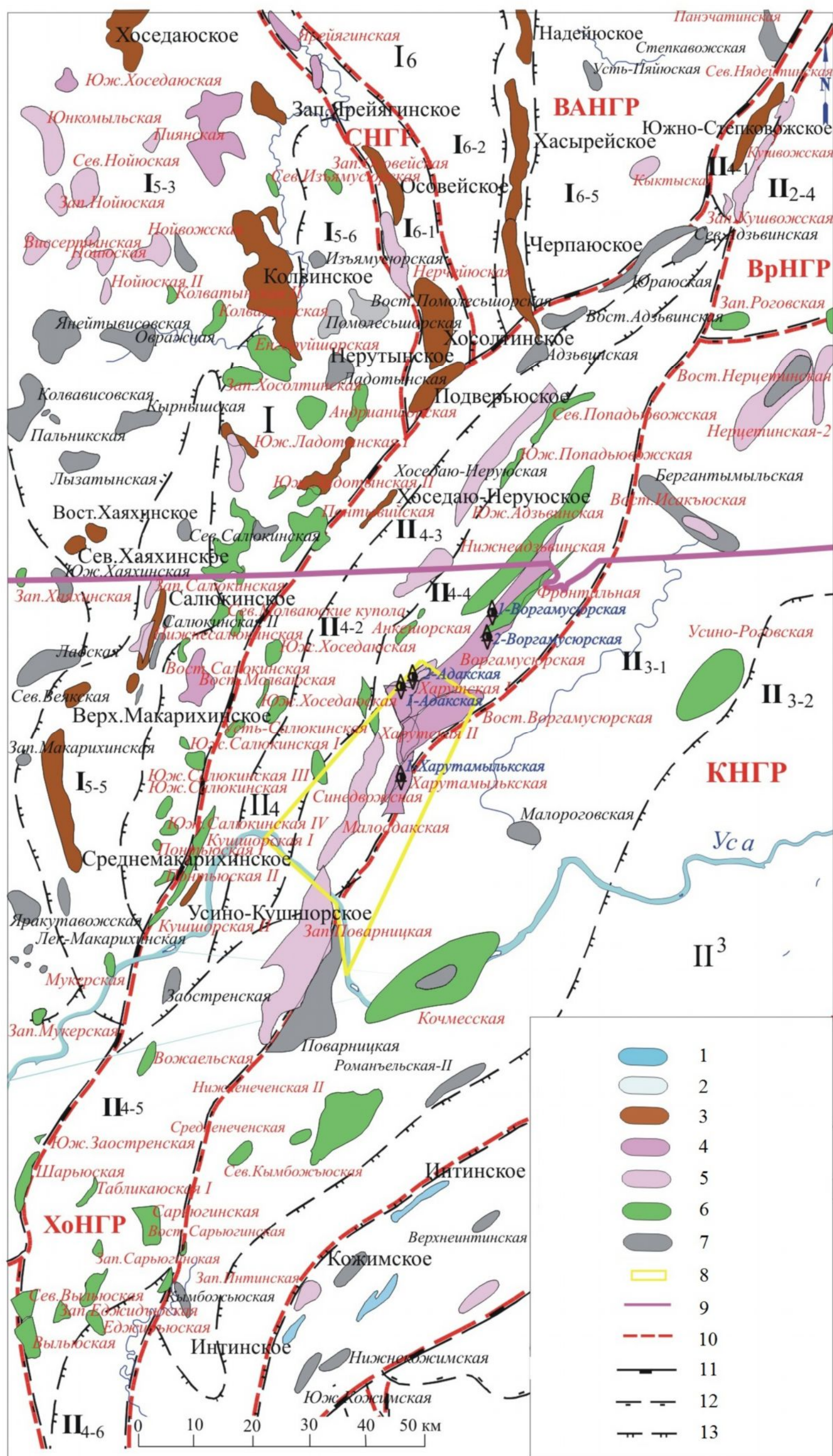


Рис. 1. Схема района работ с элементами тектонического и нефтегазгеологического районирования ТПП (Острижный, 1999, с дополнениями)

Условные обозначения к рис. 1.

1-3 – месторождения: 1 – газовые, выработанные, 2 – газовые, не учтенные госбалансом РФ, 3 – нефтяные; 4-7 – структуры: 4 – находящиеся в бурении, 5 – подготовленные, 6 – выявленные, 7 – выведенные из бурения; 8 – Адакский лицензионный участок; 9 – граница Тимано-Печорской провинции; 10 – границы нефтегазоносных районов; 11-13 – границы тектонических элементов: 11 – надпорядковых (I – Печорская синеклиза, II – Предуральский краевой прогиб, IV – Уральская складчато-надвиговая область), 12 – I порядка (I₁ – Ижма-Печорская впадина, I₂ – Печоро-Кожвинский мегавал, I₃ – Денисовский прогиб, I₄ – Колвинский мегавал, I₅ – Хорейверская впадина, I₆ – Варандей-Адзьвинская структурная зона, I₇ – Малоземельско-Колгуевская моноклираль, I₈ – Печороморский погребенный вал), 13 – II порядка (I_{4.4} – Возейский вал, I_{4.5} – Усинский вал, I_{5.1} – Чернореченская депрессия, I_{5.2} – Садаггинская ступень, I_{5.3} – Колвависовская ступень, I_{5.4} – Сандивейское поднятие, I_{5.5} – Макариха-Салюкинская антиклинальная зона, I_{5.6} – Цильегорская депрессия, I_{5.7} – Сынянырдская котловина, I_{5.8} – Гуляевский вал, II₁ – Коротаихинская впадина, II₂ – Воркутское поперечное поднятие, II₃ – Косью-Роговская впадина, II₄ – поднятие Чернышева, II₅ – Большесынинская впадина, II₆ – Среднепечорское поднятие, II₇ – Верхнепечорская впадина, II₈ – Полюдовское поднятие, II₉ – Соликамская впадина, IV₅ – Лемвинское опускание, II_{2.4} – Падимейская зона, II_{3.1} – Кочмеская ступень, II_{3.2} – Абезьская депрессия, II_{3.3} – Прилемвинская складчато-покровная зона, II_{4.1} – Северный блок, II_{4.2} – Хоседаюский вал, II_{4.3} – Адзьвинская депрессия, II_{4.4} – Тальбейский блок, II_{4.5} – Шарью-Заостренский блок, II_{4.6} – Яньюский блок, II_{5.1} – Нитчемью-Сынинская ступень, II_{5.2} – Вяткинская депрессия). Индексы нефтегазоносных районов: ВРНГР – Воркутский НГР, ИЛНГР – Интинско-Лемвинский НГР, КНГР – Кочмеский НГР, ХоНГР – Хоседаюский НГР, БНГР – Большесынинский НГР, ВАНГР – Верхнеадзьвинский НГР, СНГР – Сорокинский НГР.

В области интенсивных дислокаций нефте- и битумопроявления описаны в верхнесилурийских и верхнедевонских отложениях при проведении полистной геологической съемки масштаба 1:200000, однако по причине залегания потенциальных нефтегазоносных комплексов в сводах локальных структур на дневной поверхности эта значительная по размерам территория считалась бесперспективной в отношении нефтегазоносности.

Штамп «раскрытой» структуры в последнее десятилетие XX века опровергнут сейсморазведочными работами, выявившими погребенный надвиговыми дислокациями самостоятельный структурный уровень осадочных образований, смятых в относительно пологие складки. В своде Южно-Степковожской поднадвиговой структуры, расположенной в пределах Северного блока II порядка (северная часть поднятия Чернышева), в 1991 г. открыто одноименное месторождение нефти. В пределах Тальбейского блока II порядка при бурении скв. 1-Воргамусюрская с целью опоскования поднадвиговой Воргамусюрской структуры в 1998 г. установлено интенсивное нефтегазопроявление. Созданная им аварийная ситуация не позволила определить стратиграфическую принадлежность вмещающих УВ отложений, как и их приуроченность к тектоническим блокам (аллохтонному или поднадвиговому). Нефтегазопосковые работы на Воргамусюрской структуре продолжены в

рамках лицензионных соглашений на Воргамусюрской (ООО «Северная нефть») и Адакской (ООО «Газпром переработка») площадях.

В наиболее гипсометрически высоких участках погребенной Воргамусюрской тектонически ограниченной структуры, прогнозировавшихся соответственно по верхневизейско-нижнепермскому и верхнеордовикско-нижнедевонскому карбонатным НГК, ООО «Газпром переработка» осуществлено строительство поисково-оценочных скв. 1 и 2-Адакские. Еще одна скв. 1-Харутамыльская пройдена в своде одноименной тектонически ограниченной структуры в зоне сочленения поднятия Чернышева и Косью-Роговской впадины (см. рис. 1).

Вскрытый разрез осадочного чехла неизученной ранее глубоким бурением территории близок известному по результатам нефтегазопроисковых работ на Кочмесской, Поварницкой, Бергантымыльской площадях разрезу внешней прибортовой зоны Косью-Роговской впадины при соблюдении региональных закономерностей изменения стратиграфической полноты и мощности отложений на этапах региональных размывов (предверхнедевонского, предвизейского). При этом разрезы скв. 1, 2-Адакские тектонически нарушены, ими вскрыты аллохтонная пластина, надвинутая в восточном направлении, и поднадвиговые образования (рис. 2).

В строении осадочного чехла наиболее древними из изученных являются карбонатно-сульфатно-галогенные образования позднеордовикского возраста (вскрыты в основании аллохтонной пластины мощностью 1075-975 м), которые согласно перекрыты верхнеордовикско-нижнедевонскими карбонатными отложениями мощностью 1330-1230 м с возрастающей к западу глубиной предверхнедевонского размыва. В полном объеме этот комплекс вскрыт в аллохтонном блоке, до нижнесилурийских отложений скв. 2-Адакская в поднадвиговом блоке (забой 4607 м) и до кровли верхнесилурийских – в скв. 1-Харутамыльская (забой 3550 м).

Верхнедевонско-турнейские отложения мощностью 820-900 м представлены рифогенными образованиями в аллохтонной пластине и глинисто-карбонатными депрессионного типа разреза в поднадвиговом блоке и скв. 1-Харутамыльская. Верхняя часть комплекса последовательно сокращается к западу (в аллохтонной пластине турнейские отложения отсутствуют), как и нижняя часть с размывом перекрывающего комплекса визейско-нижнепермских карбонатных отложений общей мощностью около 1000 м, полностью охарактеризованного только в разрезе скв. 1-Харутамыльская. Венчают разрез последней ниже-верхнепермские терригенные отложения мощностью около 1500 м.

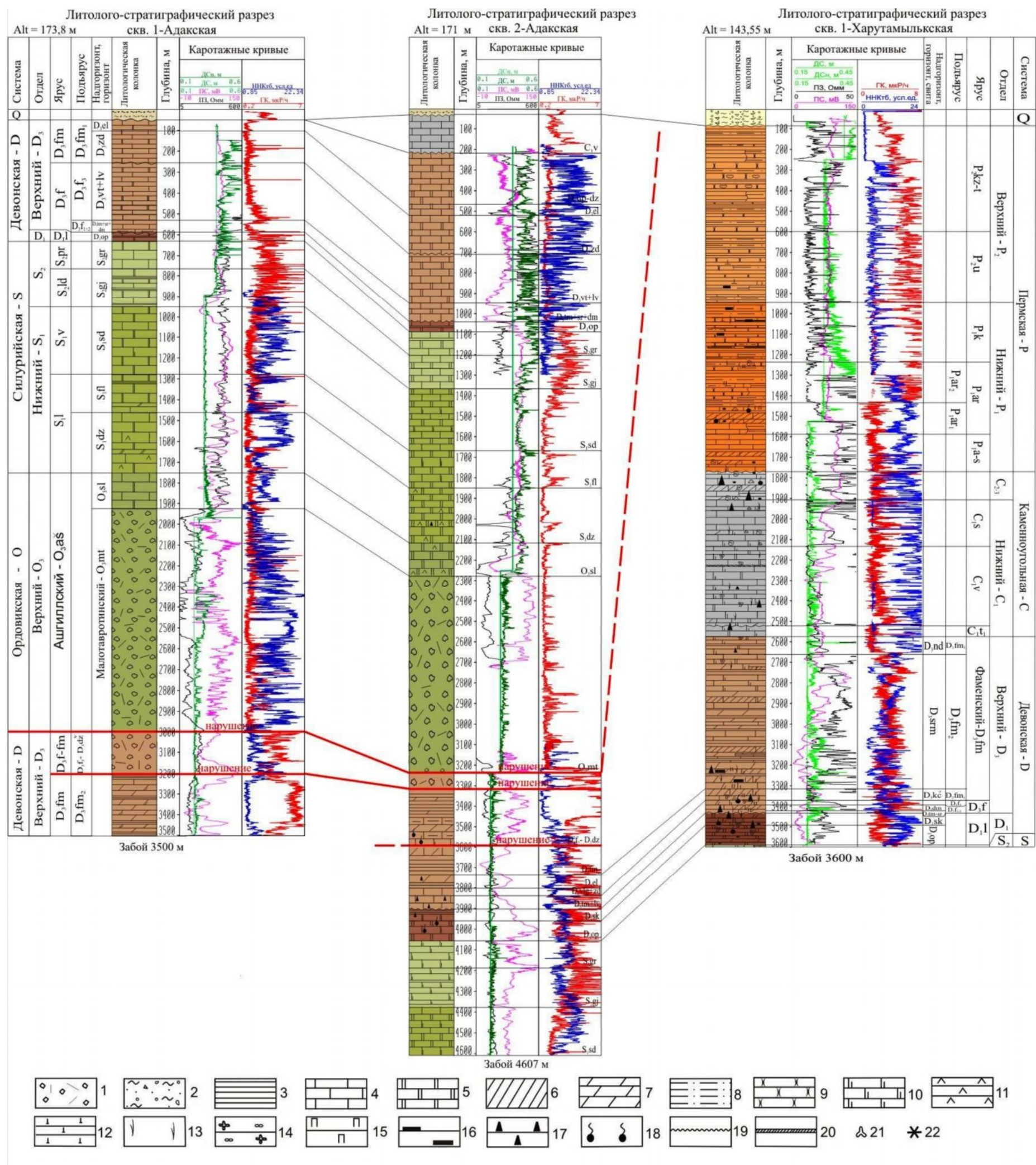


Рис. 2. Литолого-стратиграфические разрезы скважин Адакской площади

1 – брекчии; 2 – галечники, пески, супесь; 3 – глины и аргиллиты; 4 – известняки; 5 – доломиты; 6 – глинистость; 7 – мергели; 8 – алевролиты; 9 – песчаники; 10 – известняки доломитизированные; 11 – ангидриты; 12 – известковистость; 13 – трещиноватость; 14 – кавернозность; 15 – пиритизация; 16 – углистость; 17 – битуминозность; 18 – нефтенасыщенность; 19 – несогласие; 20 – тектоническое нарушение; 21 – конодонты; 22 – споры и пыльца.

Таким образом, в разрезе осадочного чехла Адакской площади установлены перспективные в отношении нефтегазоносности среднеордовикско-нижнедевонский, доманиково-турнейский и верхневизейско-нижнепермский карбонатные НГК.

В верхневизейско-нижнепермском карбонатном НГК скв.1-Харутамыльская вскрыт коллекторский горизонт в отложениях среднего карбона, однако результаты опробования поглощающего в процессе бурения интервала не однозначны (полученный флюид по заключению аналитических исследований не является пластовой водой).

В отложениях доманиково-турнейского карбонатного НГК скв. 2-Адакская выявлена тектонически экранированная залежь нефти с АВПД (приток при опробовании в эксплуатационной колонне менее $1 \text{ м}^3/\text{сут}$), приуроченная к изолированному блоку (параавтохтону) на контакте крупных надвиговых пластин, и имеющая небольшие размеры.

Нефтеносность отложений среднеордовикско-нижнедевонского карбонатного НГК доказана в скв. 2-Адакская и 1-Харутамыльская. Опробованием в процессе бурения и в эксплуатационной колонне скв. 2-Адакская получены небольшие притоки нефти (до $1 \text{ м}^3/\text{сут}$.) из верхнесилурийско-нижнедевонских отложений. В скв. 1-Харутамыльская в составе флюидов, полученных в двух интервалах опробования в процессе бурения нижнедевонских отложений, присутствовали пленки нефти.

Выявленные в верхнесилурийско-нижнедевонских отложениях небольшие залежи нефти массивные сводовые, тектонически экранированные, контролируемые крупными тектонически ограниченными Воргамусюрской (юго-западный купол) и Харутамыльской структурами. Коллекторами являются доломиты и известняки нижнего девона и верхнего силура, покрывкой – перекрывающие тиманско-верхнефранские глинисто-карбонатные отложения. Полученные нефти легкие, непарафинистые, гипергенно неизмененные, что отличает их от углеводородов, ранее известных на поднятии Чернышева (Усино-Кушшорское месторождение, Воргамусюрская площадь).

Новые данные по составу нефтей, достаточно богатая геологическая фактура определили актуальность исследований органической составляющей пород и флюидов Адакской площади с целью изучения закономерностей процессов генерации, миграции и аккумуляции УВ в пределах поднятия Чернышева.

Такие масштабные исследования проведены ООО «Газпром переработка» в рамках анализа и обобщения геологической информации по Адакской лицензионной площади силами филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, ФГУП «ВНИГРИ», ФГУП ВНИГНИ, ИГ Коми НЦ УрО РАН. Выполнены следующие виды работ:

- люминесцентно- и химико-битуминологические, в том числе определение содержания $C_{орг}$ (филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, ИГ Коми НЦ УрО РАН);
- пиролитические по методу Rock-Eval (ФГУП ВНИГНИ и филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта);
- палинологические (ФГУП «ВНИГРИ»);
- ИК-спектроскопические (ФГУП «ВНИГРИ»);
- определение термальной зрелости отложений по индексу окраски конодонтов (ФГУП «ВНИГРИ»);
- термогазохроматографические (филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта);
- определение физико-химических характеристик и индивидуального состава УВ-флюидов методами газожидкостной хроматографии (ГЖХ) (филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта).

Характеристика битумоидов и показатели $C_{орг}$

Изучение органической составляющей отложений методами люминесцентно-битуминологического (ЛБА) и химико-битуминологического анализов (ХБА) [Корчагина, Четверикова, 1976] проведено на 92 образцах пород из скв. 1-Харутамыльская и 156 пробах из скв. 2-Адакская.

Битумоиды нижней перми скв. 1-Харутамыльская сингенетичны вмещающему их органическому веществу (ОВ), содержание хлороформенного битумоида (ХБ) низкое, на уровне 0,007-0,050 %. Для этих отложений, а также пород нижнего и среднего карбона массовое содержание $C_{орг}$ определено на уровне от 0,19 до 1,70 % (рис. 3).

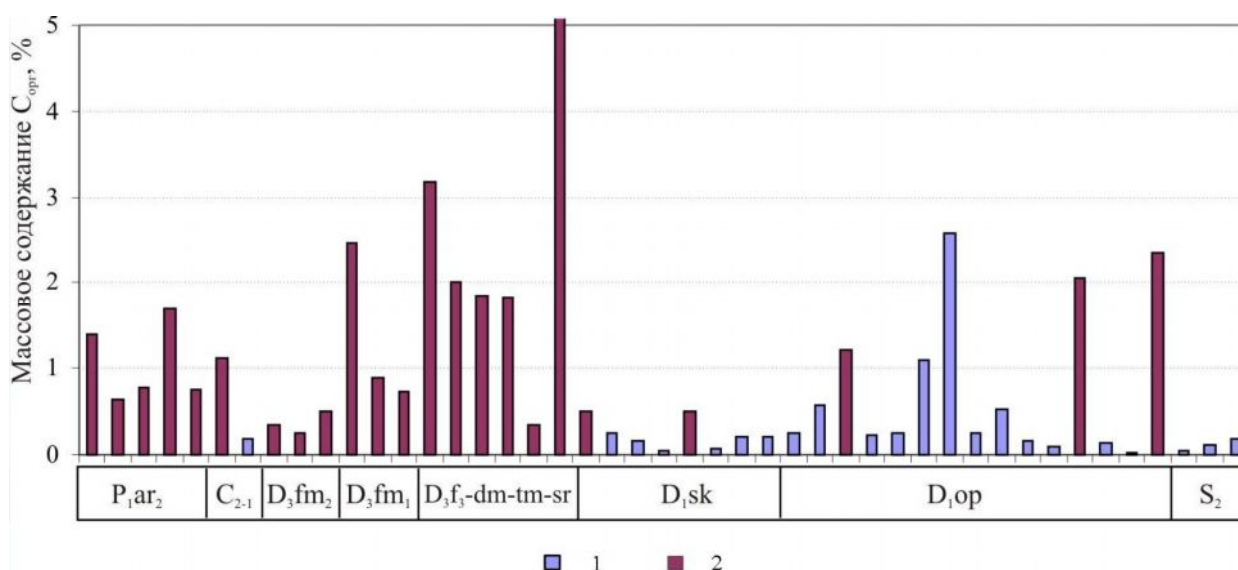


Рис. 3. Распределение содержания органического углерода в отложениях, вскрытых скв. 1-Харутамыльская

1 – карбонатные породы; 2 – глинистые породы.

Для франско-фаменских образцов в инт. 3395-3402; 3420-3427 м скв. 1-Харутамылькская и инт. 3743,0-3748,96; 3830,5-3832,0; 3898,7-3899,71 м скв. 2-Адакская зафиксированы максимально высокие значения битумонасыщения (массовое содержание ХБ равно 0,276-0,9998 %) при высоком содержании $C_{орг}$, составляющем 3,21 – 10,0 % и низком битумоидном коэффициенте $\beta_{ХБ}$, равном 3,6-8,6 ед., специфичный групповой состав битумоидов (масел – 25 %, смол – 31,5 %, асфальтенов – 43,5 %).

По совокупности вышеуказанных показателей данные битумоиды отнесены к сингенетичным, связанным с нефтепроизводящими материнскими доманикоидными отложениями.

Большая часть силурийско-нижнедевонских отложений характеризуется преимущественно сингенетичным насыщением (низкие значения ХБ, узкие люминесцирующие зоны, невысокое отношение нейтральных компонентов к кислым). Повышенные значения битуминологических показателей, свойственные битумоидам из нефтепродуктивных отложений и свидетельствующие о положительной оценке перспектив нефтеносности этих отложений, отмечены для образцов из инт. 3445,5-3448,9; 3515,1-35226,9 м (D_{1sk} и D_{1op}) скв. 1-Харутамылькская (массовое содержание ХБ составило 0,12-0,62 %) и инт. 3920,1-3923,3; 3988,63-3994,18; 4016,8-4023,8 м (D_{1sk} и D_{1op}), инт. 4192-4199; 4232,0-4238,8 м (S_2) и инт. 4494,5-4501,5 м (S_1) скв. 2-Адакская (массовое содержание 0,16-2,74 %).

Среди этих образцов определено несколько проб, имеющих продуктивную характеристику. Однако основную часть выделенных эпибитумоидов нельзя было соотнести с интервалами, из которых возможно получение промышленных притоков УВ-флюидов. Причины этого связаны с приуроченностью их к отдельным маломощным прослоям карбонатов или с недостаточно высокими ФЕС отложений, которые обычно хорошо коррелируются с данными ЛБА и ХБА пород.

По распределению $C_{орг}$ в силурийско-нижнедевонских отложениях установлена ожидаемая закономерность к повышенным показаниям этого параметра для аргиллитов и мергелей, чистые разности карбонатных пород отмечены, в основном, пониженными значениями $C_{орг}$ за редким исключением (рис. 4).

Ранги изменения содержаний $C_{орг}$ в этих отложениях составляют 0,02-2,59 % для скв. 1-Харутамылькская и 0,06-6,17 % для скв. 2-Адакская. Наиболее высокие значения $C_{орг}$ выявлены в глинистых разностях пород овинпармского горизонта нижнего девона обеих скважин и верхнесилурийских скв. 2-Адакская. По существующим классификациям

нефтегазоматеринских пород (НГМП) [Ларская, 1983] рассматриваемые отложения скв. 1-Харутамылькская и 2-Адакская относятся к категориям низко- и среднепродуктивных.

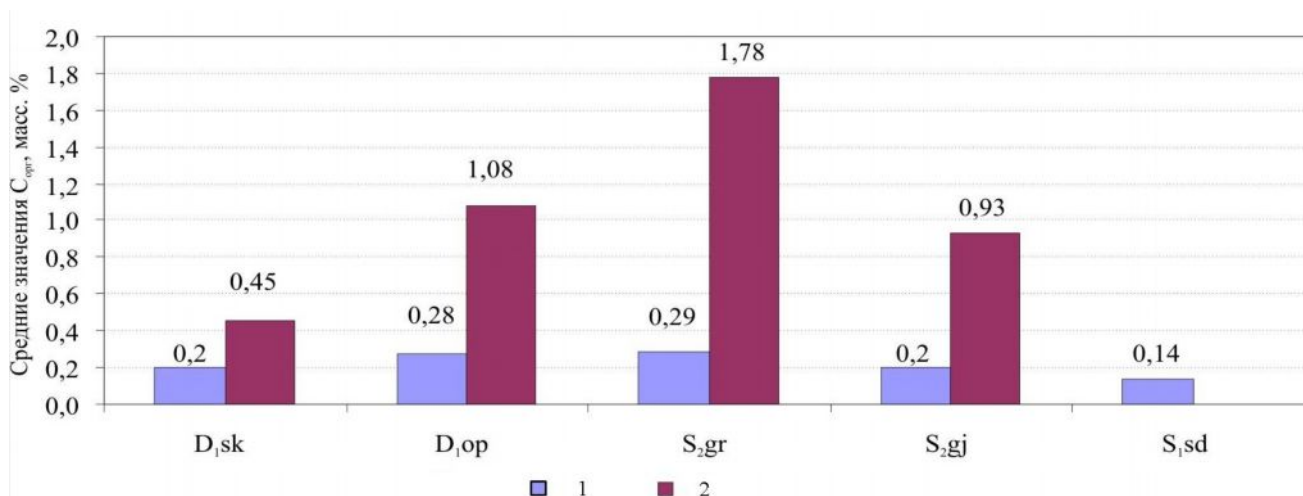


Рис. 4. Распределение средних содержаний органического углерода для различных литологических разностей в силурийско-нижнедевонских отложениях скв. 2-Адакская 1 – карбонатные породы; 2 – аргиллиты.

Следы миграции, четко фиксируемые по трещинам и кавернам пород как при визуальном описании керна верхнесилурийско-нижнедевонских отложений, так и наблюдаемые под УФ-излучением, отмечены для обеих скважин. По данным ГЖХ и результатам группового состава битумоидов скв. 1-Харутамылькская снизу вверх по разрезу выявлено снижение массового содержания смол (от 27,1 до 19,2 %) и асфальтенов (от 16,3 до 7,7 %) при одновременном увеличении масляной фракции (от 56,6 до 73,1 %), что свидетельствует о вертикальной миграции УВ и возможности их накопления в овинпармско-сотчемкыртинских породах (рис. 5).

В разновозрастных отложениях скв. 2-Адакская также выделены образцы с повышенными значениями битумоидного коэффициента (битумонасыщение смешанное – сингенетичное и эпигенетичное), указывающие на перераспределение УВ внутри рассматриваемой толщи и возможность их аккумуляции.

Исследования пород по методу Rock-Eval

По ряду пиролитических параметров (S_1 , S_2 , PP, HI), определенных по методике Rock-Eval [Эспиталье, 1994] и по содержанию $C_{орг}$ в пределах Тальбейского блока поднятия Чернышева установлены классические для ТПП нефтегазоматеринские породы в отложениях среднефранско-нижнефаменского возраста и впервые выделены нефтематеринские породы в среднеордовикско-нижнедевонском НГК (рис. 6, 7).

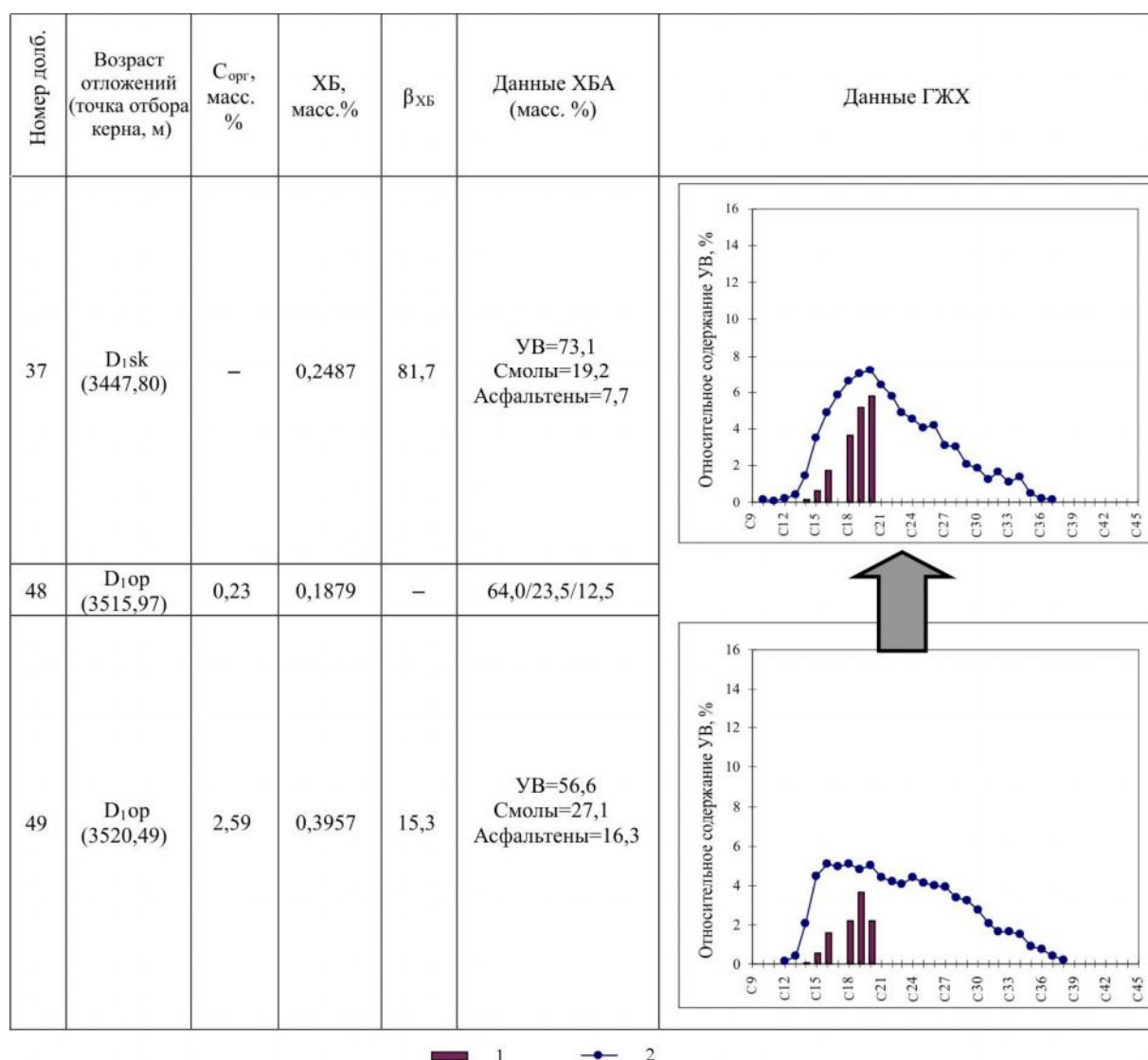


Рис. 5. Характеристика битуминоидов скв. 1-Харутамыльская

1 – изопреноиды; 2 – n-алканы.

Генерационный потенциал верхнедевонских пород (РР) имеет значения этого показателя от 2 до 16 по скв. 1-Харутамыльская и от 9,48 до 61,57 для скв. 2-Адакская, что в основном характеризует его как умеренный и высокий. При этом остаточный потенциал породы (параметр S_2) определяется как высокий для скв 1-Харутамыльская (значения выше 5 ед.) и очень высокий для скв. 2-Адакская (8,96-59,11 мг/г). Немного ниже для такого типа НГМП установлено содержание свободных УВ (параметр S_1) для скв. 1-Харутамыльская (0,14-1,24 мг/г), для скв. 2-Адакская оно соответствует этому типу НГМП (0,52-2,46 мг/г). Значения водородного показателя (НП) составляют 270-591 мг/г $S_{орг.}$. По общности этих данных и содержанию $S_{орг.}$, рассматриваемые отложения принадлежат к классу хороших (богатых) нефтематеринских пород (НМП) и по некоторым критериям даже могут оцениваться как очень хорошие.

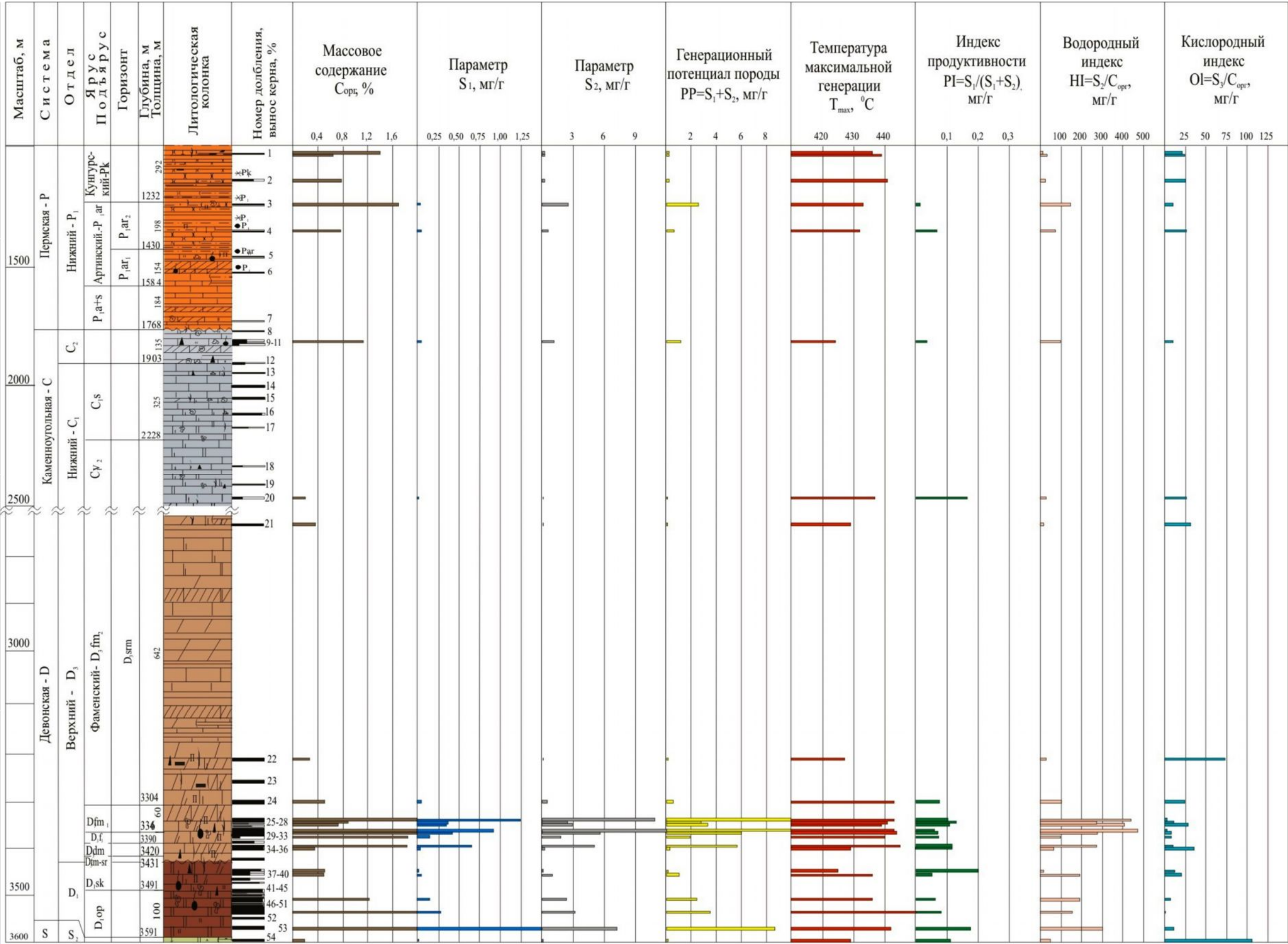


Рис. 6. Геохимическая характеристика разреза скв. 1-Харутамыльская по данным Rock-Eval

Условные обозначения см. на рис. 2.

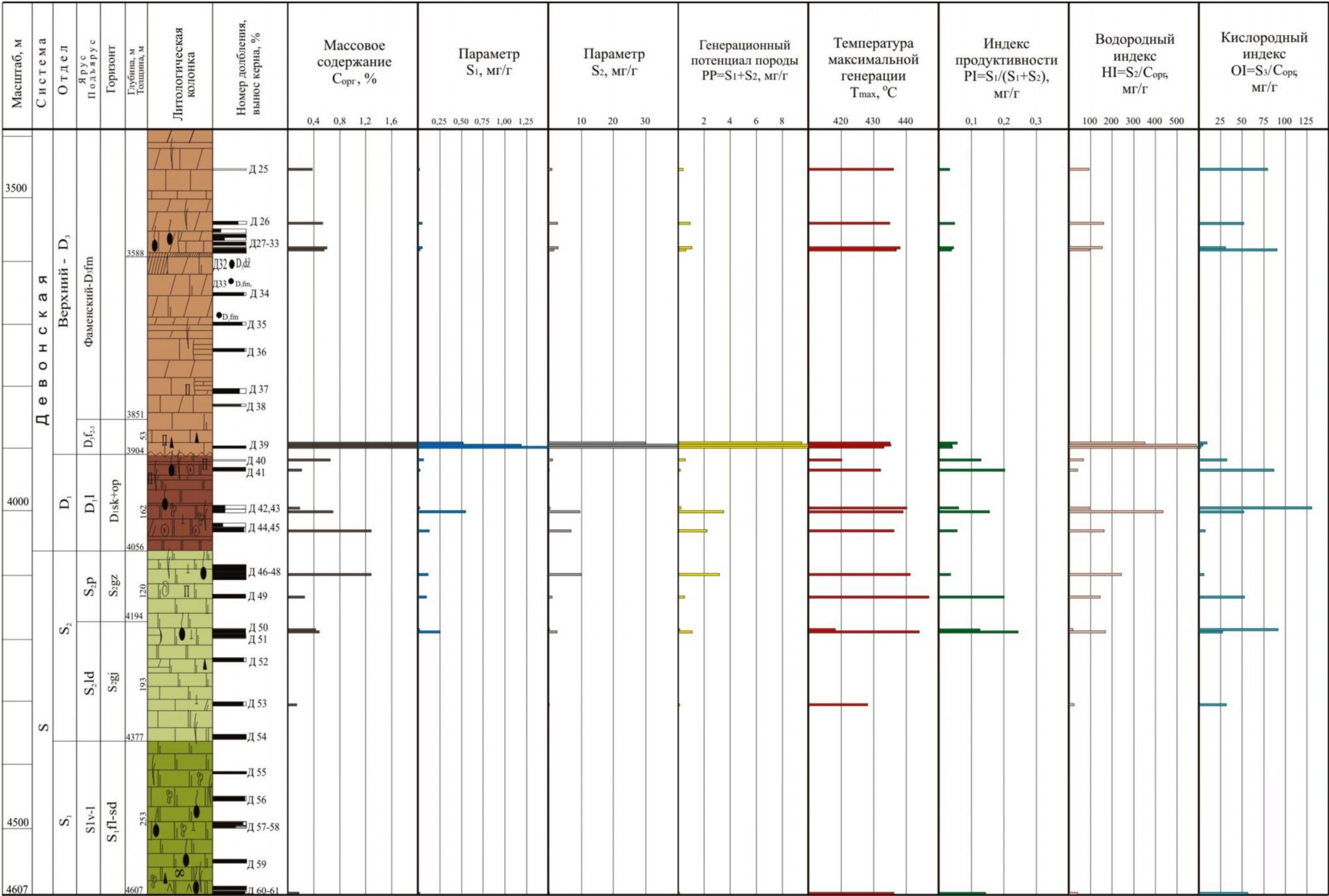


Рис. 7. Геохимическая характеристика разреза скв. 2-Адакская по данным Rock-Eval

Условные обозначения см. на рис. 2.

Значение $T_{\max}$ для отложений верхнего девона скв. 1-Харутамыльская в основном составляет 439-445 °С, что свидетельствует об их нахождении в зоне нефтегенерации, значения индекса продуктивности PI выше 0,1 также подтверждают этот факт. Для скв. 2-Адакская $T_{\max}$ зарегистрировано на уровне 433-435 °С (долб. 36), что указывает на достижение отложениями термобарических условий, соответствующих началу входа в зону нефтегенерации.

По диаграммам, построенным в координатах HI и OI аналогично диаграмме Ван-Кревелена, ОВ верхнедевонских отложений преимущественно относится к типу II (сапропелево-гумусовое, морское) и I (сапропелевое, морское).

Для силурийско-нижнедевонских отложений генерационный потенциал (параметр PP) имеет значения от 0,99 до 8,65 мг/г для скв. 1-Харутамыльская и от 2,18 до 3,48 для скв. 2-Адакская, что характеризует его как умеренный.

Остаточный потенциал породы (параметр S_2) для обеих скважин определяется как средний (2,06-7,14 мг/г), содержание свободных УВ (параметр S_1) занижено. Значения водородного показателя (HI) составляют 162-432 мг/г $C_{\text{орг}}$. По вышерассмотренным критериям, с учетом содержания $C_{\text{орг}}$, данные отложения относятся к классу удовлетворительных (средних) НМП, в единичных случаях классифицируются как плохие (бедные).

Кероген рассматриваемых отложений обеих скважин испытывал термобарические нагрузки, характерные для зоны нефтегенерации, так как значение $T_{\max}$ составляет 436-451 °С для скв. 1-Харутамыльская и 436-444 °С для скв. 2-Адакская, в единичных случаях органическое вещество является незрелым (PI ниже 0,1).

По диаграммам, представленным в координатах HI и OI, кероген ОВ силурийско-нижнедевонских отложений принадлежит к типам I и II, но вероятнее всего, что он представлен сапропелевым РОВ (показатели HI занижены вследствие типового состава ОВ), на что указывают результаты палинологических исследований.

Палинофацциальные исследования и оценка катагенеза

Палинологические исследования с целью установления основного биоценотического состава отложений проведены на 67 образцах керна, отобранных из отложений нижней перми и до силура включительно (скв. 1, 2-Адакские, Харутамыльская).

В образцах пермского возраста скв. 1-Харутамыльская присутствуют акритархи, ткани высших растений, пыльца и споры, встречается аморфная органика (сапропель). В целом, в образцах преобладает гумусовое вещество.

Образцы из отложений нижнего-среднего карбона скв. 1-Харутамыльская характеризуются массовым развитием водорослей, здесь также встречены остатки бентосной фауны, единичные споры, присутствуют акритархи и сине-зеленые водоросли.

В девонских – силурийских отложениях трех изученных разрезов скважин при палинологических исследованиях в проходящем свете были выделены пять основных биофациальных комплексов органических остатков (по преобладающим формам комплексы подразделены на подкомплексы).

Первый комплекс (1). В комплексе преобладают остатки зообентоса (сколекодонты), встречены представители планктонной фауны – меланосклеритоподобные «прутикообразные» формы. Остатки фауны сколекодонтов имеют темно-коричневый и черный цвет, а формы, условно отнесенные к меланосклеритам – прозрачные.

Второй комплекс (2). Во втором комплексе присутствуют остатки зообентоса (сколекодонтов), акритарх и водорослей. Сохранность микрофитофоссилий плохая (в виде отдельных фрагментов).

Третий комплекс (3) характеризуется преобладанием водорослей, их массовым развитием. Здесь также встречены остатки бентосной фауны, единичные споры, в массе присутствуют акритархи и сине-зеленые водоросли. Для этого комплекса характерны водоросли *Dictyotidium sp.*, *Tasmanites sp.*, за исключением подкомплекса, представленного сине-зелеными водорослями, образующими водорослевые корки (водорослевые постройки), где фитопланктон с зелеными и прازیнофитовыми водорослями отсутствует.

Четвертый комплекс (4) характеризуется более обедненным таксономическим составом, в основном растительными остатками, присутствием разнообразных леосферидий, в том числе крупных (более 150 мкм), в то же время бентосная фауна практически отсутствует.

Пятый комплекс представлен в основном остатками акритарх, сине-зеленых водорослей, пеллетами (5а), а также аморфными остатками зоопланктона (5б).

В отложениях верхнего девона скв. 1-Харутамыльская и 2-Адакская преобладают образцы с аморфными остатками зоопланктона (подкомплекс 5б), часть проб обеднена органическим веществом (подкомплекс 4а), в гораздо меньшем количестве встречаются образцы с наличием сколекодонтов, акритарх, водорослей и единичных спор (комплексы 2, 3). В скв. 1-Адакская, наоборот, образцов с зоопланктоном (5б) не отмечено, присутствуют фитопланктон, споры и зообентос (комплексы 3, 4).

Образцы из отложений нижнего девона скв. 1-Харутамыльская содержат преимущественно фитопланктон (5а), в меньшей степени зоопланктон и зообентос (комплексы 2, 3). В одновозрастных образцах скв. 2-Адакская ОБ представлено зообентосом, реже – фитопланктоном. В скв. 2-Адакская образцов с зоопланктоном (подкомплекс 5б) не выявлено, характерно преобладание водорослей, спор и зообентоса (комплексы 3, 4).

В отложениях силурийского возраста всех скважин содержится ОБ с доминированием акритарх, сине-зеленых водорослей, присутствуют пеллеты (подкомплекс 5а, комплекс 3) и сколекодонт в незначительном количестве (подкомплекс 2б).

В целом, обогащенные органическим веществом образцы с повышенным массовым содержанием аморфного ОБ (остатки акритарх, водорослей и/или зоопланктона) относятся к отложениям, вмещающим комплексы 3 и 5 (а, б).

В разрезах скважин, кроме автохтонной органики, содержится «привнесенное», предположительно, аллохтонное ОБ в виде обуглероженных органических остатков черного цвета. Обуглероженное ОБ встречается во всех скважинах Адакской площади, но наиболее часто по разрезу скв. 1-Харутамыльская.

Оценка катагенеза ОБ выполнялась комплексом методов на основе данных, полученных при определении степени термального изменения отложений по индексу окраски конодонтов (ИОК), с помощью палинологического и ИК-спектроскопического методов, а также вышепоказанных результатов Rock-Eval.

Определение уровня катагенеза палинологическим методом (67 образцов пород из трех скважин) выполнено в соответствии с руководящим документом, утвержденным Министерством нефтяной промышленности в 1984 г. [РД-39-11-1142-84, 1984].

Своеобразие большинства изученных образцов заключалось в том, что практически все они представлены ОБ морского генезиса, не содержащим остатков высшей растительности или содержащим в небольшом количестве споры. По индексу цвета последних, на основании имеющейся шкалы катагенеза, оценен уровень катагенетической преобразованности ОБ. Ввиду того, что оценка катагенеза проводилась по цветовому индексу спорополлениновых компонентов, спорам, пыльце, а в образцах комплексов 1 и 5 и в комплексе 3 (подкомплекс с сине-зелеными водорослями) спорополлениновые компоненты отсутствуют, то для этих образцов оценка катагенеза была определена в достаточной мере условно по цвету остатков сколекодонтов, зоопланктона (рис. 8).

Возраст	Номер долбления	Данные палинологических исследований			Данные пиролиза		
		Номер биофацциального палинокомплекса	Основной биоценотический состав ОВ	Стадия катагенеза	C _{орг.} масс. %	T _{max}	HI
Скв. 1-Харутамылькская							
Р	1	1б	Зообентос, споры, пыльца	МК ₁₋₂	0,63	-	-
	2	1в	Зообентос, споры, водоросли	МК ₁₋₂	0,70	-	-
	4	2в-3в	Гумусовые компоненты, водоросли	МК ₁₋₂	0,75	432	72,0
С	10	5б	Зоопланктон, фитопланктон	ПК-МК ₁	1,13	424	97,3
	15	3	Зоопланктон, фитопланктон	ПК-МК ₁ силикаты	-	-	-
D ₃	21	4а-5а	Фитопланктон	МК ₁₋₂	0,35	-	-
	22	4а-5а	Фитопланктон	МК ₁₋₂	0,26	-	-
	26	5б	Зоопланктон	МК ₁₋₂	2,46	443	441,1
	27	5б	Зоопланктон	МК ₂	0,88	441	272,7
	30	5б	Зоопланктон	МК ₁₋₂	3,18	443	474,5
	31	5а	Фитопланктон, зоопланктон, пеллеты	МК ₂	2,01	444	278,6
	36	2-3	Фитопланктон, б/планктон, споры	МК ₂	0,34	-	-
D ₁	40	5а	Фитопланктон, пеллеты	ПК-МК ₁	0,50	436	188,0
	47	2-3	Зообентос, фитопланктон, пеллеты	МК ₂ +черн	1,22	436	188,5
	51	2а	Зообентос	МК ₂	2,06	451	153,4
S ₂	54	2б	Фитопланктон, зообентос	МК ₂₋₃	0,18	-	-

Возраст	Номер долбления	Данные палинологических исследований			Результаты метода ИК-спектрометрии	Данные пиролиза		
		Номер биофацциального палинокомплекса	Основной биоцено- тический состав ОВ	Стадия катагенеза		$C_{орг.}$ масс. %	T_{max}	HI
Скв. 2-Адакская								
D ₃	39	5б	Зоопланктон	МК ₂	-	2,59	435	345,9
	39	5б	Зоопланктон	МК ₂	-	5,06	435	582,4
	39	5б	Зоопланктон	МК ₂	-	10,0	433	591,1
D ₁	40	2б	Зообентос фитопланктон	МК ₂	-	0,64	-	-
	41	3г	Водорослевые корки	МК ₁₋₂	-	0,21	-	-
	42	3б	Зообентос фитопланктон	МК ₂₋₃	-	0,17	-	-
	43	1а	Зообентос	МК ₂	МК ₁₋₂	0,68	439	432,4
	45	5б	Зообентос фитопланктон	МК ₂ +силикаты	МК ₂₋₃	1,27	436	162,2
S ₂	49	5б	Зоопланктон, фитопланктон	МК ₂ +силикаты	МК ₁₋₂	0,25	447	144,0
	50	5а	Фитопланктон	МК ₁₋₂	-	0,48		
	53	4	Зоопланктон, фитопланктон	МК ₂₋₃	-	0,13	428	164,6
S ₁	61	5б	Зоопланктон, зообентос	МК ₂₋₃	-	0,16	435	37,5
Скв. 1-Адакская								
D ₃	32	3а	Фитопланктон, споры, зообентос	МК ₂	МК ₂₋₃	-	-	-
	37	3-4	Фитопланктон, споры, зообентос	МК ₁₋₂	-	0,16	435	206,3
S ₁	9	2б	Зообентос	МК ₂₋₃	-	0,18	-	-

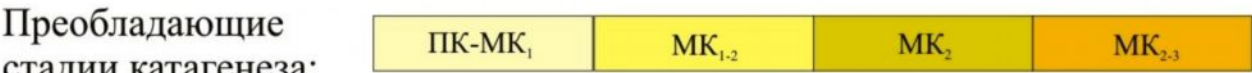


Рис. 8. Характеристика в степени катагенеза РОВ

Экспериментальная оценка катагенеза органического вещества осадочных пород ИК-спектроскопическим методом основывалась на существовании зависимости особенностей ИК-спектров нерастворимого органического вещества (НОВ) от степени его катагенетической преобразованности. Методом ИК-спектроскопии проанализированы четыре образца керогена, извлеченного из керна скв. 2-Адакская (долб. 43, 45, 49) и скв. 1-Адакская (долб. 32). На рис. 9 представлен пример ИК-спектра образца скв. 2-Адакская, (инт. 4130,33-4137,33 м).

Палинологические и ИК-спектроскопические данные оказались сходными. Однако при определении уровня катагенеза палинологическим методом при наличии в образцах склеропротеидных и коллагеновых микрокомпонентов (зооостатков), имеющих коричневые и черные цвета, оценка катагенеза ОВ оказывалась несколько завышенной по сравнению с данными ИК-спектроскопии (см. рис. 8).

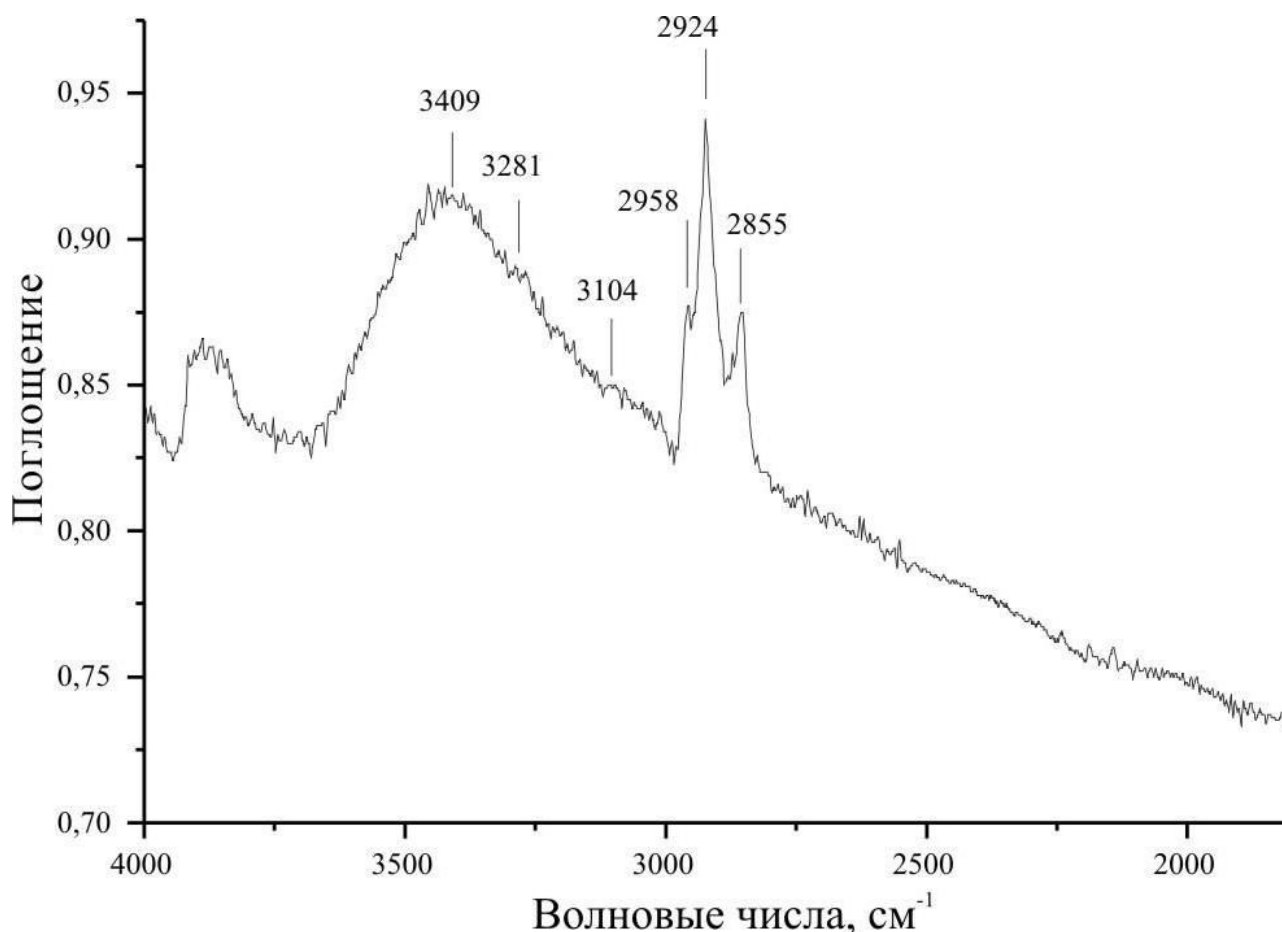


Рис. 9. ИК-спектр образца НОВ из долб. 43 скв. 2-Адакская, измеренный в диапазоне 4000-1800 см⁻¹

Это связано с тем, что в зависимости от состава геополимеров, оптические и геохимические свойства ОВ при одинаковой палеотемпературе изменяются в различной

степени. В характере преобразованности микрокомпонентов в одних и тех же образцах установлен следующий последовательный ряд: склеропротеиды и коллагенные микрокомпоненты > спорополлениновые и витринитовые микрокомпоненты > хитиновые и целлюлозные микрокомпоненты [Макарова, Суханов, 2011].

Методика определения степени термального изменения вмещающих отложений по ИОК основана на экспериментально установленной зависимости изменения окраски конодонтов от интенсивности и длительности термального воздействия. Это позволяет использовать цвет конодонтов, выраженный через индексы окраски, для приблизительной оценки степени термального преобразования вмещающих пород [Epstein, Epstein, Harris, 1977]. В изученных скважинах удалось определить ИОК для ряда уровней, результаты исследований и интерпретации данных представлены на примере скв. 1-Харутамыльская (рис. 10).

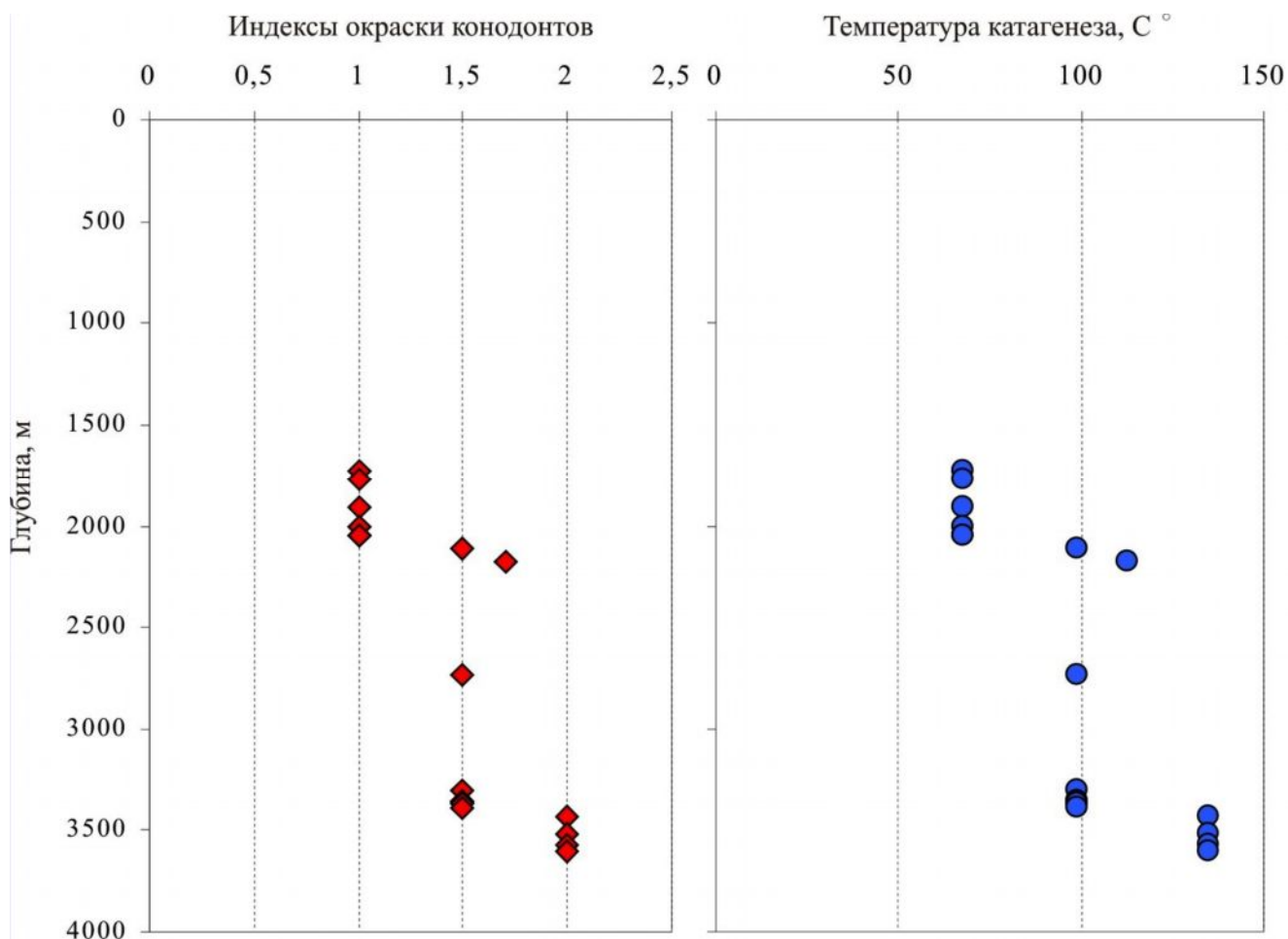


Рис. 10. Индексы окраски конодонтов и их интерпретация по скв. 1-Харутамыльская

В результате сопоставления палинологических данных с ИК-спектроскопическими, результатами ИОК, а также информацией по методу Rock-Eval (см. рис. 8) были сделаны следующие **выводы**:

По данным палинологических исследований установлено, что уровень катагенеза ОВ зависит от био- и литофаций. В разновозрастных отложениях уровень катагенеза ОВ (подкомплекс 5б), представленного зоопланктоном, в целом определен как более высокий, чем комплексов и подкомплексов, в которых преобладает фитопланктон (1, 2, 3, 4а и 5а).

Глубинная зональность катагенеза четко не прослеживается ни в одном разрезе поисково-оценочных скважин Адакской лицензионной площади. Все стратиграфические уровни характеризуются разбросом в значениях уровня катагенеза ОВ, установленным разными методами: пиролитическим, ИК-спектроскопическим, палинологическим, методом ИОК. Эта неритмичность в уровне катагенеза может быть обусловлена не только типовым составом ОВ, но и нелинейностью теплового потока, теплофизическими свойствами отложений и скоростью осадконакопления.

При сопоставлении биоценотических данных со значениями водородного потенциала НІ, полученных методом Rock-Eval, в девонских и силурийских отложениях достаточно четко выделяются два подтипа сапропелевого ОВ, отличающихся по биоценотическим параметрам. Третий подтип ОВ выделяется при смешанной характеристике первых двух подтипов.

Первый подтип ОВ с зоопланктоном (подкомплекс 5б) и зообентосом (комплексы 1 и 2), для которого установлена наибольшая катагенетическая преобразованность, определены средние и высокие значения НІ.

Второй подтип ОВ с преимущественно фитопланктонной составляющей, состоящей из компонентов водорослевой целлюлозы, отличается наиболее низкими значениями катагенетической преобразованности $T_{\max}$ и НІ.

Третий подтип ОВ представлен фито- и зоопланктонном, зообентосом и характеризуется усредненными значениями $T_{\max}$ и сравнительно низкими значениями НІ.

По палинологическим данным определено, что фактически во всех образцах, кроме пермских, присутствует ОВ морского генезиса, не содержащее остатков высшей растительности. При этом в образцах, которые содержат РОВ преимущественно фитопланктонного состава, отмечаются наиболее низкие показания $T_{\max}$ и НІ, что, вероятно, связано с «псевдогумусовой» особенностью отдельных таксонов водорослей (в основном сине-зеленых), оболочки которых состоят из водорослевой целлюлозы. Эту информацию следует учитывать при определении типа ОВ по данным Rock-Eval (рис. 11).

Степень преобразованности рассеянного органического вещества, установленная разными методами в стратиграфическом диапазоне отложений от нижнего силура до перми

включительно соответствует начальной фазе генерации УВ и главной зоне нефтеобразования (уровни катагенеза определены как ПК₃-МК₁, МК₁₋₂, МК₂ и МК₂₋₃). В целом, прогрев отложений несильный (стадий МК₃ и МК₄ зафиксировано не было).

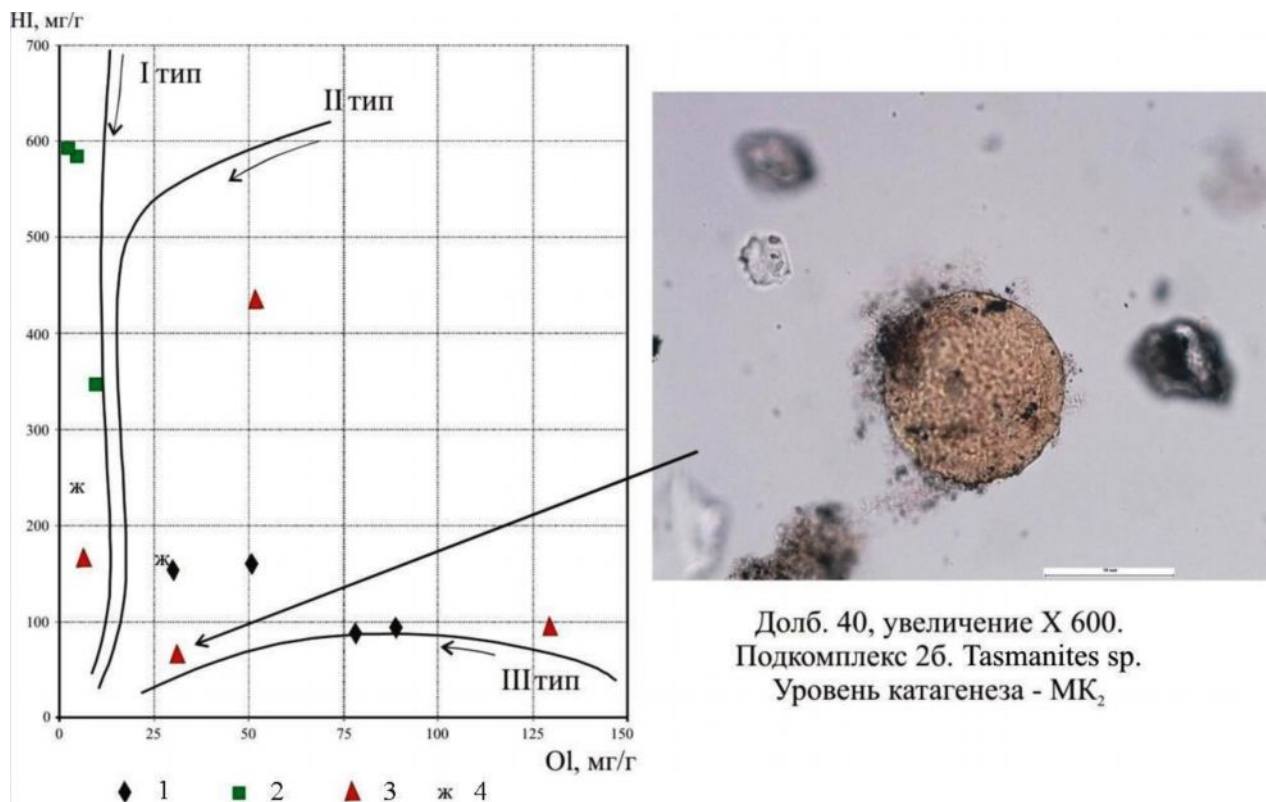


Рис. 11. Зависимость ОI и НI для отложений скв. 2-Адакская и палинологическая характеристика ОВ

1 – D_3fm_{2-1} ; 2 – D_3dm ; 3 – D_1sk+op ; S_{2-1} .

По данным пиролиза и других видов исследований можно говорить о том, что ОВ каменноугольно-пермских отложений является незрелым (индекс продуктивности $PI < 0,1$; генерационный потенциал очень низкий). Девонско-силурийская часть разреза пробуренных скважин Адакской площади испытывала термобарические нагрузки, благоприятные для генерации жидких УВ.

Одновозрастные отложения аллохтонного и поднадвигового блоков (силурийские породы скв. 1 и 2-Адакские) имеют одинаковую степень катагенной преобразованности ОВ (стадия катагенеза МК₂₋₃). Этот факт еще раз подтверждает сделанные ранее выводы о своеобразной зональности поднятия Чернышева, на распределении которой в разрезе не сказалась варисцийская тектоническая перестройка – катагенетическая зональность поднятия чрезвычайно сходна с таковой внешнего борта Косью-Роговской впадины [Данилевский, Складорова, Трифачев, 2003].

Характеристика глубокосорбированных газов пород

В целях выделения участков разреза, возможно перспективных в отношении нефтегазоносности, шлам при бурении поисково-оценочных скважин был исследован методом термогазовой хроматографии (ТГХ), который сочетает в себе термодегазацию образца породы при температуре 200 °С с последующим хроматографическим анализом состава выделившихся углеводородных газов [СТО ГАЗПРОМ 5-24-2008, 2009].

В интервалах распространения газогеохимических зон, связанных с отложениями верхнего и нижнего девона скв. 1-Харутамыльская и 2-Адакская, установлено явное повышение общей адсорбционной газонасыщенности отложений, особенно концентраций тяжелых гомологов метана, которые свойственны нефтяным газам. В относительном составе газов отмечено доминирование насыщенных УВ (метан, этан, пропан, бутаны и пентаны) над непредельными (этилен, пропилен, бутилен) в соотношении 81,7–98,9 % к 1,1–18,3 %.

Максимально высокие значения газопоказаний до 2,62 см³/кг и характерный состав газов зафиксированы для франских глинистых разностей пород, которые служат покрывкой для нижележащих продуктивных толщ. В отложениях нижнего девона значения адсорбционной газонасыщенности пород гораздо ниже, по сравнению с вышележащими франскими отложениями, – от 0,0079 до 0,2710 см³/кг. Такие значения общего газосодержания являются повышенными относительно фоновых показаний, но не служат явными поисковыми признаками нефтегазопродуктивных интервалов. В то же время полученные результаты исследований шлама скв. 1-Харутамыльская и скв. 2-Адакская методом ТГХ не исключают перспектив в отношении нефтеносности верхнесилурийско-нижнедевонских отложений на изучаемой территории. Важным условием при этом является не только наличие ловушки и надежного флюидоупора, но и сочетание их с оптимальными ФЕС вмещающих отложений.

Результаты аналитических исследований проб пластовых флюидов

Из карбонатных верхнедевонских отложений скв. 2-Адакская в процессе бурения (II объект, инт. 3509,05-3588 м) и при испытании в колонне (V объект, инт. 3604-3509 м) были получены пробы УВ-флюидов. Нефть по плотности относится к классу средних нефтей (0,858 г/см³), является среднесмолистой (12,65 %), низкоасфальтенистой (0,53 %), среднепарафинистой (3,5 %) и низкосернистой (0,42 %).

Из верхнесилурийско-нижнедевонских отложений в период испытания в колонне (II объект, инт. 4094-3906 м) скв. 2-Адакская также была получена нефть, ее характеристики установлены по трем пробам, отобранным на устье. Нефть в стандартных условиях по

сравнению с флюидами, полученными из отложений верхнего девона, является более легкой по плотности – $0,8454 \text{ г/см}^3$, менее смолистой – 5,85 %, характеризуется повышенным содержанием серы – 0,70 %, количество асфальтенов составляет 0,60 %, парафинов – 2,5 %. На рис. 12 представлены графики распределения нормальных и изопреноидных алканов нефтей, полученных из отложений верхнедевонского и верхнесилурийско-нижнедевонского возраста скв. 2-Адакская.

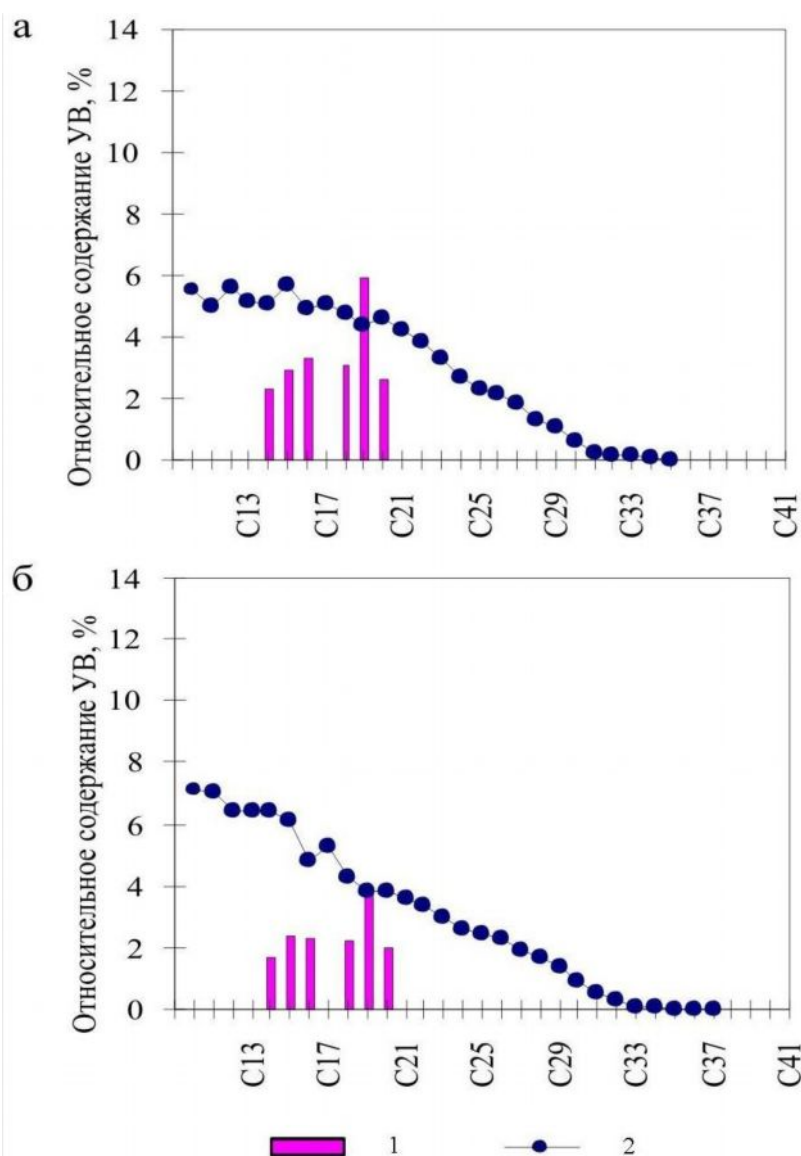


Рис. 12. Изменение содержания нормальных и изопреноидных алканов в нефтях скв. 2-Адакская: а – инт. 3604-3509 м (D₃); б – инт. 4094-3906 м (S₂-D₁)

1 – изопреноиды; 2 – n-алканы.

Из карбонатных отложений овинпармского горизонта нижнего девона при испытании V объекта скв. 1-Харутамылькская (инт. 3539,6-3594 м) отобрана устьевая проба нефти. Плотность нефти в стандартных условиях составила $0,8376 \text{ г/см}^3$, массовое содержание смол определено на уровне 6,6 %, асфальтенов 0,26 %, парафинов 1,03 %, серы 0,80 %.

Нефтяные флюиды, полученные из верхнесилурийско-нижнедевонских отложений на Адакской лицензионной площади, относятся к классу легких нефтей, являются смолистыми, низкоасфальтенистыми, низко- и среднепарафинистыми, по содержанию серы принадлежат к группе сернистых.

В составах бензиновых фракций нефтей из верхнесилурийско-нижнедевонских отложений преобладают метановые УВ, при этом для скв. 1-Харутамыльская зафиксировано повышенное содержание аренов (относительная доля 8,5 %), тогда как в нефти из скв. 2-Адакская они практически отсутствуют (относительное содержание менее 1 %). По коэффициентам метаморфизма можно указать на среднюю степень катагенной преобразованности генерировавших УВ-флюиды РОВ.

Выявленный характер распределения нормальных и изопреноидных алканов свидетельствует о том, что УВ-флюиды верхнесилурийско-нижнедевонских отложений не подвергались значительным гипергенным преобразованиям, по преобладанию нормальных алканов над изопреноидными они относятся к типу А¹. Флюиды образованы ОВ сапропелевого типа, фациально-генетический тип ОВ – морской.

Несмотря на близкие физико-химические характеристики УВ-флюидов двух скважин, их нельзя отнести к единому генетическому типу.

Особенности состава, отмеченные для нефтей из нижнедевонских отложений скв.1-Харутамыльская (доминирование нечетных УВ над соседними четными n-алканами, преобладание пристана над фитаном, значения изопреноидного коэффициента менее 1 и др.), присущи флюидам, материнскими толщами для которых выступали среднеордовикско-нижнедевонские отложения.

При сравнении нефтей, полученных ранее в пределах Косью-Роговского очага генерации (Косью-Роговская впадина, поднятие Чернышева и прилегающая часть Хорейверской впадины), с таковыми скв. 1-Харутамыльская наиболее близким к последним является УВ-флюид скв. 3-Кочмесская. Данная нефть отобрана на устье после прекращения самопроизвольного фонтанирования газом из верхнеордовикских отложений (инт. 3678-5629 м).

Нефти скв. 1-Харутамыльская и 3-Кочмесская не только наиболее коррелируемы по физико-химическим параметрам, но и по индивидуальному составу. Иллюстрацией к последнему служит сравнение кривых концентрационного распределения алканов этих нефтей, которое указывает на их явное генетическое единство (рис. 13).

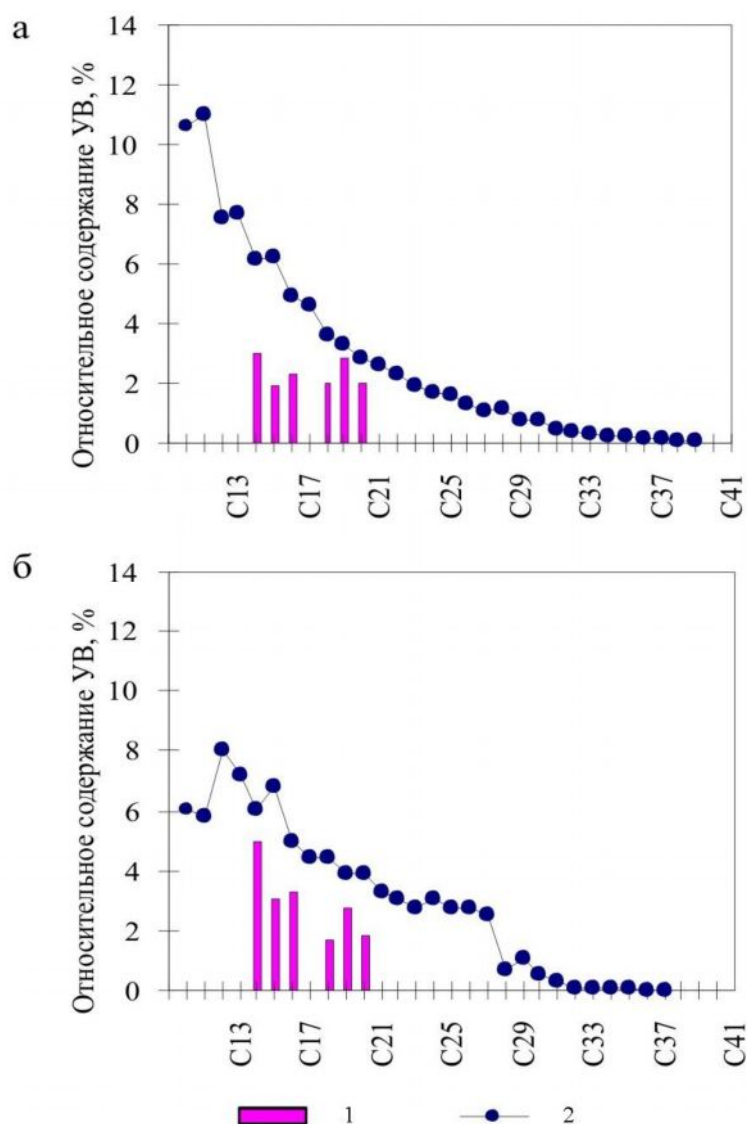


Рис. 13. Изменение содержания нормальных и изопреноидных алканов в нефтях: а – скв. 1-Харутамыльск (инт. 3539,6-3594 м); б – скв. 3-Кочмеская (инт. 3678-5629 м)
1 – изопреноиды; 2 – n-алканы.

В индивидуальном составе нефтей из верхнесилурийско-нижнедевонских отложений скв. 2-Адакская прослеживаются характерные признаки, которые указывают на то, что в образование этих флюидов определенную долю внесло РОВ доманиково-турнейского НГК (см. рис. 12). Объяснить этот факт с точки зрения миграции УВ не представляется возможным. Пути миграции завуалированы сложной дизъюнктивно-складчатой структурой надвиговой системы поднятия Чернышева, не позволяющей дешифровать палеоструктуры, образованные тектоническими движениями, предшествовавшими мезозойской коллизии. Предположение о вкладе РОВ доманиково-турнейского НГК требует дальнейшего изучения ОВ пород и УВ-флюидов на основе биомаркерного анализа.

Оценка вклада исходного ОВ в углеводороды нефти

Основной вклад в состав углеводородов в скв. 2-Адакская осуществлялся за счет органического вещества хемосинтезирующих бактерий и зоопланктона и в меньшей степени за счет планктонных водорослей.

В скв. 1-Харутамыльская основной вклад в углеводороды нефти внесло преимущественно ОВ, представленное бактериофлорой, в меньшей степени – синезелеными водорослями и зоосоставляющей.

Состав нефти скв. 1-Харутамыльская по сравнению со скв. 2-Адакская характеризуется повышенным содержанием арен, что может быть связано с исходным составом ОВ, представленным в основном оболочками бактериофлоры, состоящими из пептидогликана – полимера, содержащего полисахариды и белковые включения. Исходя из состава оболочек прокариот можно предположить, что повышенное содержание арен может быть связано с исходным присутствием органического вещества белковой природы, которое претерпевает более глубокое катагенетическое преобразование при более низких палеотемпературах, чем полисахариды.

Заключение

Впервые для территории Тальбейского блока поднятия Чернышева выполнены масштабные исследования в области онтогенеза УВ при комплексировании различных методов изучения ОВ. Выделены нефтегазоматеринские толщи и продуктивные горизонты осадочного чехла.

Нефтегазоматеринские толщи связаны со среднефранско-нижнефаменскими и силурийско-нижнедевонскими отложениями, приуроченными к Косью-Роговскому очагу генерации. Верхнедевонские отложения принадлежат к классу хороших (богатых) НМП. Отложения силурийско-раннедевонского возраста относятся преимущественно к классу удовлетворительных (средних) НМП (установлены впервые). По комплексу данных пиролитического и палинологического анализов ОВ верхнедевонских отложений относится к сапропелевому и сапропелево-гумусовому типу, силурийско-нижнедевонских – только к сапропелевому типу (состав ОВ, в основном, фито- и зоопланктонный).

Степень преобразования ОВ и значение $T_{\max}$ для этих отложений свидетельствуют об их нахождении в зоне нефтегенерации при растянутости начальных и средних стадий катагенеза. Отсутствие катагенетической зональности в зависимости от палеоглубины погружения пород (одновозрастные породы аллохтонных и поднадвиговых блоков имеют сходный уровень катагенеза) свидетельствует о максимальной интенсивности проявления

глубинного теплового потока до тектонической перестройки на рубеже триаса и юры, сформировавшей современную структуру надвиговой системы поднятия Чернышева.

К продуктивным отложениям Адакской площади относятся образования доманиково-турнейского и среднеордовикско-нижнедевонского карбонатных НГК, что доказано опробованием скважин и подтверждено битуминологическими и термогазохроматографическими исследованиями.

Установлена вертикальная миграция УВ по разрезу скв. 1-Харутамыльская от верхнесилурийских отложений к кровле нижнедевонских и возможность накопления битумоидов, близких по групповому составу к нефтяным, в верхней части среднеордовикско-нижнедевонского карбонатного НГК. Образования верхнего силура – нижнего девона и верхнего девона отличаются отчетливо повышенными относительно фоновых газопоказаниями и индивидуальным составом глубокосорбированных газов, характерным для зон нефтяных скоплений. Совместная интерпретация результатов ТГХ и ЛБА позволяет положительно оценить перспективы нефтеносности этих отложений (при наличии всех факторов формирования ловушки).

Нефтяные флюиды, полученные из верхнесилурийско-нижнедевонских отложений, относятся к классу легких нефтей, являются смолистыми, низкоасфальтенистыми, низкопарафинистыми и сернистыми, не испытывшими значительных гипергенных преобразований.

В результате выполненных работ по изучению органического вещества пород и УВ флюидов Адакской площади установлены геохимические критерии нефтегазоносности поднадвиговых структур поднятия Чернышева.

Литература

Данилевский С.А., Склярова З.П., Трифачев Ю.М. Геофлюидалные системы Тимано-Печорской провинции. – Ухта, 2003 – 298 с.

Корчагина Ю.И., Четверикова О.П. Методы исследования рассеянного органического вещества осадочных пород. – М.: «Недра», 1976 – 229 с.

Ларская Е.С. Диагностика и методы изучения нефтегазоматеринских толщ. – М.: «Недра», 1983.

Макарова И.Р., Суханов А.А. Методические аспекты изучения катагенеза сапропелевого органического вещества в связи с оценкой нефтегазоносности отложений фанерозоя и позднего протерозоя // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т.6. - №1. - http://www.ngtp.ru/rub/12/5_2011.pdf.

Острижний М.Ю. Оценка перспектив нефтегазоносности Приполярных районов Предуральяского краевого прогиба по комплексу геолого-геофизических данных. - автореф. дисс. на соискание степени кандидата геолого-минералогических наук. – М., 1999. – 27 с.

РД-39-11-1142-84. Определение исходного типа и уровня катагенеза рассеянного органического вещества палинологическим методом. – М.: «Министерство нефтяной промышленности», 1984 – 17 с.

СТО ГАЗПРОМ 5-24-2008. Керн. Шлам. Определение компонентного состава глубокосорбированных газов методом газовой хроматографии. – М.: Газпром экспо, 2009 – 20 с.

Эспиталье Дж. Оценка нефтеносности с помощью прибора ROCK-EVAL с компьютером // Геология нефти и газа, 1994. - № 1. - С. 23-32.

Epstein A.G., Epstein J.B., & Harris L.D. Conodont Color Alteration - an Index Organic Metamorphism // U.S. Geological Survey Professional Paper 995, 1977. - P. 27.

Рецензент: Макаревич Владимир Николаевич, доктор геолого-минералогических наук.

Danilov V.N., Ogdanets L.V.

Branch of Gazprom VNIIGAZ LLC, Ukhta, Russia

Makarova I.R.

All-Russia petroleum research exploration institute (VNIGRI), Saint Petersburg, Russia, ins@vnigri.ru

Gudelman A.A.

Branch of Gazprom VNIIGAZ LLC, Ukhta, Russia

Sukhanov A.A., Zhuravlev A.V.

All-Russia petroleum research exploration institute (VNIGRI), Saint Petersburg, Russia, ins@vnigri.ru

ADAK AREA - MAIN RESULTS OF ORGANIC MATTER AND HYDROCARBON FLUIDS' STUDY

The results of organic matter and hydrocarbon fluids' study, obtained through wells' drilling at the Adak area in the central part of the Chernyshev swell (Timan-Pechora basin), are presented. The type and biocenotic composition of organic matter were studied; the distribution of organic matter across the sections of wells 1, 2-Adak and 1-Kharutamylk was studied; the degree of catagenetic maturity was identified. The oil-and-gas source potential of rocks was evaluated. The specifics of oil fluids composition and their properties were analyzed. The geochemical data have proved oil and gas potential of the Domanic-Tournasian and Middle Ordovician – Lower Devonian carbonaceous oil and gas bearing complexes in the central part of the Chernyshev swell.

Key words: oil, organic matter, sapropel, biofacies complexes, degree of catagenesis, bitumen saturation, oil-and-gas source strata, the Chernyshev swell.

References

Danilevskij S.A., Sklârova Z.P., Trifačev Ū.M. Geoflûidal'nye sistemy Timano-Pečorskoj provincii. – Uhta, 2003 – 298 s.

Korčagina Ū.I., Četverikova O.P. Metody issledovaniâ rasseânnogo organičeskogo vešestva osadočnyh porod. – M.: «Nedra», 1976 – 229 s.

Larskaâ E.S. Diagnostika i metody izučeniâ neftegazomaterinskih tolš. – M.: «Nedra», 1983.

Makarova I.R., Suhanov A.A. Metodičeskie aspekty izučeniâ katageneza sapropelevogo organičeskogo vešestva v svâzi s ocenкой neftegazonosnosti otloženij fanerozoâ i pozdnego proterozoâ // Neftegazovaâ geologija. Teoriâ i praktika. – 2011. – T.6. - #1. - http://www.ngtp.ru/rub/12/5_2011.pdf.

Ostrižnyj M.Ū. Ocenka perspektiv neftegazonosnosti Pripolârnyh rajonov Predural'skogo kraevogo progiba po kompleksu geologo-geofizičeskikh dannyh. - avtoref. diss. na soiskanie stepeni kandidata geologo-mineralogičeskikh nauk. – M., 1999. – 27 s.

RD-39-11-1142-84. Opredelenie ishodnogo tipa i urovnâ katageneza rasseânnogo organičeskogo vešestva palinologičeskim metodom. – M.: «Ministerstvo neftânoj promyšlennosti», 1984 – 17 s.

STO GAZPROM 5-24-2008. Kern. Šlam. Opredelenie komponentnogo sostava glubokosorbirovannyh gazov metodom gazovoj hromatografii. – M.: Gazprom êkspo, 2009 – 20 s.

Ėspital'e Dž. Ocenka neftenosnosti s pomoš'û pribora ROCK-EVAL s komp'ûterom // Geologija nefti i gaza, 1994. - # 1. - S. 23-32.

Epstein A.G., Epstein J.B., & Harris L.D. Conodont Color Alteration - an Index Organic Metamorphism // U.S. Geological Survey Professional Paper 995, 1977. - P. 27.

© Данилов В.Н., Огданец Л.В., Макарова И.Р.,
Гудельман А.А., Суханов А.А., Журавлев А.В., 2011