

Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта

На правах рукописи



Кочкина Юлия Вячеславовна

УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ
ЮЖНОЙ ЧАСТИ ПЕЧОРО-КОЖВИНСКОГО МЕГАВАЛА
ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАССЕЙНА

25.00.12 – Геология, поиски и разведка
нефтяных и газовых месторождений

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель –
канд. геол.-минерал. наук Данилов В. Н.

Ухта – 2017

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	3
ГЛАВА 1. ИЗУЧЕННОСТЬ ТЕРРИТОРИИ.....	8
ГЛАВА 2. МЕТОДЫ И МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ.....	19
ГЛАВА 3. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ТЕРРИТОРИИ.....	23
3.1. Структурно-тектоническое районирование.....	23
3.2. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза.....	30
3.3. Нефтегазоносность.....	37
ГЛАВА 4. ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАССЕЯННОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА И ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ.....	55
4.1. Геохимическая характеристика рассеянного органического вещества.....	55
4.2. Геохимическая характеристика пластовых флюидов.....	73
ГЛАВА 5. ТЕРМОБАРИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ЗАЛЕГАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ.....	83
ГЛАВА 6. УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ.....	90
6.1. История формирования ловушек.....	90
6.2. Определение времени генерации углеводородов и заполнения ловушек.....	108
6.3. Условия формирования залежей Западно-Печорогородского и Западно-Печоро- кожвинского месторождений.....	117
ГЛАВА 7. ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ.....	127
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	133
СПИСОК ОБОЗНАЧЕНИЙ И СОКРАЩЕНИЙ.....	139
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	142

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы. Южная часть Печоро-Кожвинского мегавала (ПКМ), входящего в состав Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна (ТП НГБ), является одним из старейших нефтегазоносных районов, в котором ведется добыча углеводородного (УВ) сырья. В связи с тем, что разрабатываемые месторождения на сегодняшний день находятся на поздней стадии промышленного освоения, актуальной для района является проблема, связанная с восполнением ресурсной базы. Поэтому в исследуемом районе активно проводятся геологоразведочные работы (ГРР), за последние годы здесь открыто четыре месторождения УВ-сырья, характеризующихся различным фазовым составом.

При прогнозе нефтегазоносности девонских отложений, содержащих основные запасы УВ, южная часть ПКМ традиционно считалась зоной нефтегазоконденсатного накопления, однако обнаруженные в 1997 и 2008 гг. нефтяные Западно-Печорогородское и Западно-Печорокожвинское месторождения, расположенные в непосредственной близости от нефтегазоконденсатных, изменили это представление. Открытие нефтяных месторождений в районе, характеризующемся преимущественной газоносностью, выявило необходимость дополнительного генетического изучения территории с помощью геохимических критериев и объяснения причин подобного распределения залежей. Предложенная автором модель формирования залежей УВ, выполненная на основе анализа накопленной геологической информации, вновь полученных геохимических данных и дополнительного изучения нефтегазоматеринских (НГМ) отложений, является актуальной для данной территории, повышает качество прогноза фазового состояния залежей и обосновывает направление проведения дальнейших поисково-разведочных работ с целью восполнения минерально-сырьевой базы УВ-сырья.

Основным **объектом исследования** являются отложения среднедевонско-франского поддоманикового нефтегазоносного комплекса (НГК), в котором сосредоточено более 96 % извлекаемых запасов УВ-сырья.

Цель работы: Выяснение условий формирования и закономерностей размещения залежей среднедевонско-франского НГК для оценки перспектив и раздельного прогноза нефтегазоносности южной части ПКМ.

Задачи исследования:

1. Анализ физико-химических свойств и параметров индивидуального состава пластовых флюидов, добываемых из залежей УВ.
2. Изучение термобарических условий залегания пород и пластовых флюидов.
3. Определение типа и степени катагенетической преобразованности органического вещества (ОВ) отложений и сопоставление результатов, полученных по различным методикам.
4. Реконструкция температурной и катагенетической зональности отложений, определение времени прохождения НГМ-породами стадий нефте- и газообразования.
5. Определение времени и условий формирования ловушек с использованием палеотектонических построений.
6. Оценка перспективности структур на основе анализа моделей генерации УВ и формирования ловушек.
7. Выделение зон различного фазового насыщения и прогноз размещения залежей.

Научная новизна исследований.

1. Впервые для южной части ПКМ построены совмещенные модели генерации УВ и формирования ловушек, на основе которых выполнена оценка перспективности структур.
2. Впервые сделано предположение о возможном формировании нефтяных залежей Западно-Печорогородского и Западно-Печорокожвинского месторождений по принципу дифференциального улавливания.

Научная ценность. Используя геолого-геохимические методы исследования, дано комплексное обоснование степени перспективности локальных структур на основе соотнесения времени их формирования и генерации УВ-флюидов и

выполнен отдельный прогноз нефтегазоносности по фазовому состоянию залежей.

Практическая значимость. Исследуемый район характеризуется наличием развитой инфраструктуры. Разрабатываемые месторождения, наряду с уникальным Вуктыльским нефтегазоконденсатным месторождением (НГКМ), расположены в непосредственной близости от транспортных путей и формируют сырьевую базу Сосногорского газоперерабатывающего завода (ГПЗ). Целесообразность переработки газов рассматриваемого района обусловлена высоким содержанием в них этана, пропана, бутана, а также УВ C_{5+} . Степень выработанности запасов месторождений в настоящее время составляет 57 – 86 % по газу, 32 – 75 % по конденсату, 48 – 85 % по нефти. В связи с истощением ресурсной базы данного района необходим резерв для восполнения добычи УВ-сырья запасами категории C_1 . Несмотря на то, что запасы разведанных, но неразрабатываемых на сегодняшний день залежей составляют 20 % по нефти и 74 % по свободному газу от начальных извлекаемых запасов разрабатываемых месторождений, его следует пополнять.

Выполненная работа повышает эффективность ГРП, проводимых в данном районе, и обосновывает выбор приоритетного направления поисковых работ, нацеленных в первую очередь на выявление залежей нефтегазоконденсатного состава, что в случае успешного опознания структур поможет восполнить ресурсную базу Сосногорского ГПЗ.

Положения, выносимые на защиту.

1. В пределах южной части ПКМ выделены два очага генерации УВ, различающиеся типом исходного ОВ генерирующих отложений: Югидский и Печорогородский.

2. Формирование ловушек в среднедевонско-франском НГК определено с позднефранского времени и предшествует генерации УВ, начавшейся в фаменский век.

3. Нефтяные залежи Западно-Печорогородского и Западно-Печорокожвинского месторождений сформированы за счет дифференциального улавливания нефти из залежей Печорогородского и Печорокожвинского месторождений.

4. Раздельный прогноз нефтегазоносности поддоманиковых отложений, который позволит повысить эффективность ГРП на исследуемой территории.

Фактический материал и методы исследования. Работа написана по результатам исследований, проведенных автором в период 1998 – 2016 гг. в Ухтинском индустриальном институте, Тимано-Печорском научно-исследовательском центре и филиале ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. Выяснение условий формирования залежей УВ выполнено на основе анализа литологических, пиролитических и палинологических исследований керна, геолого-геофизических данных (временные разрезы, структурные карты по отражающим горизонтам, диаграммы геофизических исследований скважин, данные опробования и испытания скважин), результатов исследования состава и свойств УВ-флюидов. Всего проанализировано около 100 разрезов скважин, обобщены сведения по испытаниям, замерам пластовых температур и давлений в 228 объектах, проинтерпретированы результаты исследований физико-химических свойств и индивидуального состава более 300 проб жидких и 470 проб газообразных УВ. Специально для целей данной работы был проведен анализ 46 образцов керна по четырем месторождениям методом Rock-Eval и палинологическим методом, а также исследование индивидуального УВ-состава фракций выше 200 °С и НК-150 °С пробы нефти, отобранной из скв. 10-Печорогородская. Анализ геологического строения территории и палеотектонические построения выполнены на основе данных результатов обработки и интерпретации сейсморазведочных материалов МОГТ-2D в объеме 3004 пог. км и МОГТ-3D в объеме 413 км² на территории южной части ПКМ и примыкающей части Среднепечорского поперечного поднятия (СПП), проведенных в филиале ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. В ходе работы использованы материалы фондовой и опубликованной литературы.

Апробация работы. Основные положения диссертации докладывались на XV и XVI Геологических съездах Республики Коми «Геология и минеральные ре-

сурсы Европейского Северо-Востока России» (Сыктывкар, 2009, 2014), международных научно-технических семинарах «Рассохинские чтения» (Ухта, 2012, 2014, 2016, 2017), на конференции, посвященной 85-летию ВНИГРИ (Санкт-Петербург, 2014).

Публикации. По теме диссертации опубликовано 16 научных работ, в том числе 5 статей в научно-технических рецензируемых изданиях, входящих в «Перечень...» ВАК Минобрнауки РФ.

Структура и объем работы. Работа состоит из введения, семи глав и заключения общим объемом в 158 страниц. Содержит 41 рисунок и 8 таблиц, список литературы из 136 наименований.

Благодарность. Автор выражает большую признательность А.А. Гудельман, Т.К. Баженовой, А.В. Журавлеву и Э.А. Мартынову за помощь при отборе кернового материала и содействие при пиролитическом анализе образцов; И.Р. Макаровой за палинологическое исследование керна; А.Н. Волкову и Л.В. Огданец за предоставление материалов по составу и свойствам пластовых флюидов и дополнительно проведенный анализ пробы нефти скв. 10-Печорогородская.

В ходе работы над диссертацией автор пользовался ценными указаниями и советами Т.В. Антоновской, С.С. Клименко, С.В. Сенина, Ю.Б. Силантьева, И.Р. Макаровой, А.В. Мартынова, которым также приносит искреннюю и сердечную благодарность. Глубокую признательность и благодарность за помощь в реализации данной работы автор выражает своему научному руководителю кандидату геолого-минералогических наук Данилову Владимиру Николаевичу.

ГЛАВА 1. ИЗУЧЕННОСТЬ ТЕРРИТОРИИ

Рассматриваемая территория (рисунок 1.1), охватывающая южную часть ПКМ и частично непосредственно примыкающую к ней, тектонически единую по нижним горизонтам осадочного чехла северную часть СПП, является одним из старейших нефтегазоносных районов, в котором началось исследование геологического строения и промышленная разработка залежей.

Еще в конце XIX в. было начато изучение геоморфологии и тектоники данного региона, выполнено описание разновидностей пород, выходящих на поверхность (А. Кайзерлинг, 1846 г.; В. Антипов, 1858 г.; А. Штукенберг, 1874 г.; П. Кротов, 1885 г.; Е. Федоров, 1887 – 1989 гг. и др.). Исследование продолжилось в послереволюционный период по результатам рекогносцировочных исследований по р. Печоре и ее притокам (Т.А. Добролюбова, 1925, 1927, А.А. Чернов, 1926). В результате геологических съемок 1929 – 1935 гг. (Т.А. Добролюбова) составлена первая геологическая карта района, выявлена антиклинальная структура в районе рек Вои и Сопляса, установлены выходы нефти по берегам Югидвожа.

Планомерные геолого-геофизические исследования территории начаты в 1940 – 1950 гг. Геологическое изучение района в это время вели В.А. Варсанофьева, А.А. Чернов, К.Г. Войновский-Кригер, Б.Н. Любомиров, А.Г. Чернов, Н.И. Бирюков и др. Многочисленными партиями проводились электроразведочные (1943 – 1944, 1952, 1961), аэромагнитные (1959, 1960, 1978, 1980), гравиметрические (1932, 1949, 1950, 1962, 1995) исследования, благодаря которым детализирована схема тектонического районирования ТП НГБ, оценена толщина осадочного чехла и выявлен ряд структур, на которых впоследствии открыты месторождения УВ.

Наиболее полные представления о глубинном строении территории получены благодаря широкому проведению сейсморазведочных работ. Первые сейсморазведочные исследования методом отраженных волн (МОВ) выполнены в 1949 г. на Кыртаельском поднятии (В.А. Дмитриев, 1949 – 1950). В 1958 – 1959 гг. по

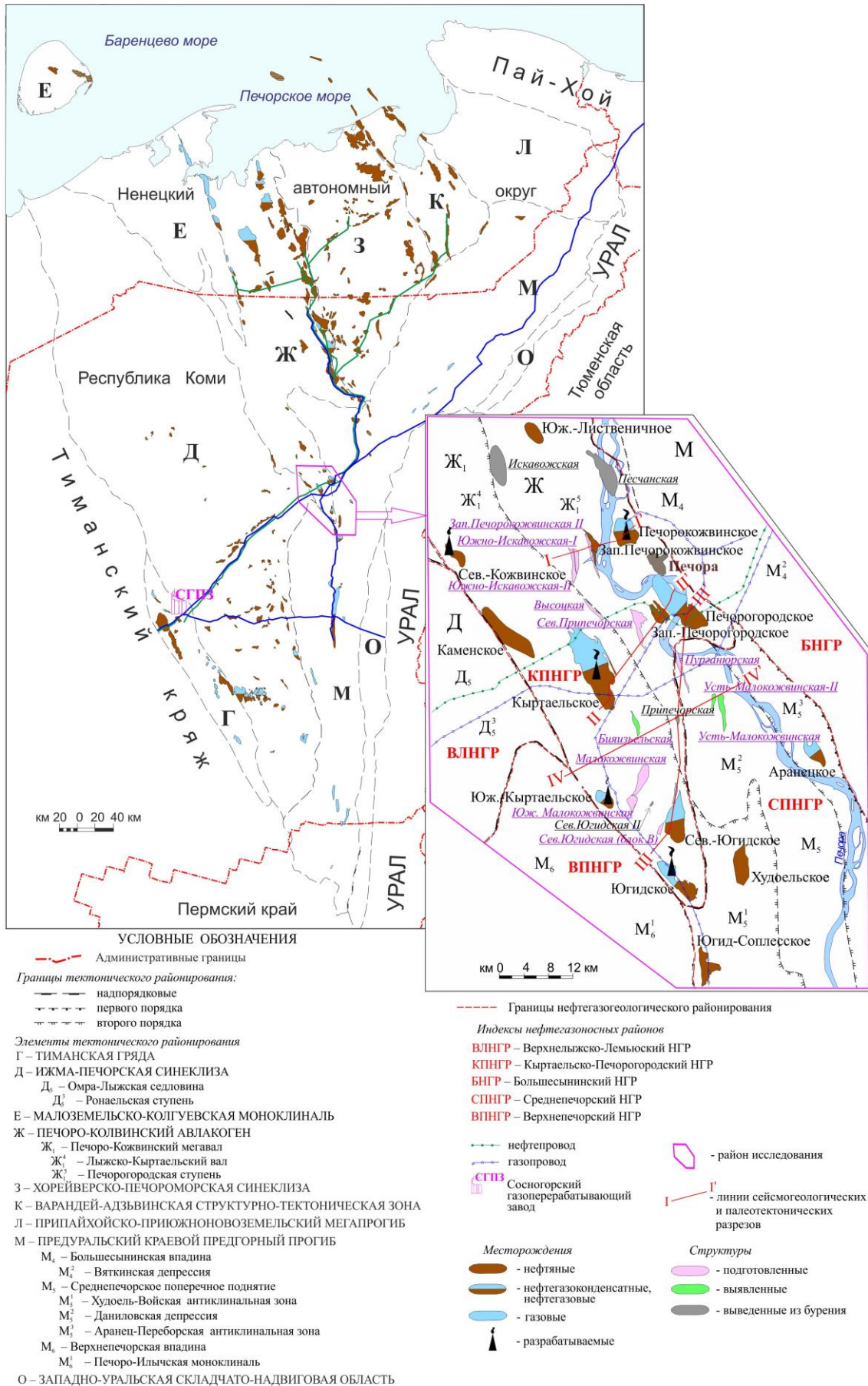


Рисунок 1.1 – Обзорная карта Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна и района исследования (с использованием материалов [82])

результатам сейсморазведочных работ МОВ (Ю.М. Портнов, 1959) выделены Песчанская структура, Печорогородское и Печорокожвинское поднятия, в дальнейшем подготовленные и переданные в глубокое бурение (В.Л. Геворкова, 1967). В 1969 – 1971 гг. изучена область сочленения Кыртаельской и Печорогородской структур (Л.А. Маер, 1970; Л.В. Дегтярева, 1971), впервые выявлена Южно-Кыртаельская структура.

Начиная с 1972 г. сейсморазведочные работы выполнялись методом общей глубинной точки (МОГТ). По итогам исследований МОГТ-2D, проведенным в период 1972 – 1978 гг., изучено строение Югидской структуры по отложениям карбона – девона, установлен дизъюнктивный характер ее сочленения с Верхнепечорской впадиной. Структура подготовлена к глубокому бурению по нижнекаменноугольным (Л.В. Дегтярева, 1973) и среднедевонским (Л.В. Шитиков, 1979) отложениям. В период с 1982 по 1986 гг. выполнены поисковые сейсморазведочные работы 2D на Кожвинской площади (Н.В. Коршунова, 1982; А.Г. Казанцева, 1983, 1986), в 1989 г. проведены детальные сейсморазведочные работы 2D на Кыртаельском поднятии (Е.Р. Кириллов, 1990).

Бурение скважин началось в 1931 г. на Югидской площади вблизи поверхностных нефтяных выходов, в результате из визейских терригенных отложений в интервале глубин 493 – 540 м получена первая промышленная нефть в Печорском районе (К.Г. Войновский-Кригер, 1933 – 1934). К 1943 г. на нефтенасыщенные песчаники было пробурено десять скважин. Полученная нефть оказалась тяжелой и высоковязкой, скважины характеризовались низкими дебитами, поэтому месторождение в 1943 г. было законсервировано. Крелиусное, структурно-поисковое, а позднее разведочное бурение на каменноугольно-пермские отложения велось в 1930 – 1950 гг. не только на Югидской, но и на Кыртаельской и Худоельской площадях.

В 1960 – 70-е гг. наблюдался интенсивный рост глубокого бурения на фоне развития комплекса геофизических работ (ТТ, МОВ, МОГТ-2D и КМПВ, аэромагниторазведка), в результате чего открыт целый ряд месторождений. Первоначальное поисковое бурение было направлено на поиски залежей УВ в отложениях

перми и карбона: вслед за открытием залежи тяжелой нефти на Югиде залежи газа обнаружены в верхнепермских отложениях на Печорогородском (1961 г.) и Печорокожвинском (1962 г.) месторождениях. На девонские отложения поисковое, а затем разведочное бурение велось в период с 1960-х по 1980-е гг., промышленная нефтегазоносность установлена на Печорогородском (1966 г.), Кыртаельском (1969 г.), Печорокожвинском (1970 г.), Южно-Кыртаельском (1976 г.) и Югидском (1978 г.) нефтегазоконденсатных месторождениях.

Всего за период 1930 – 1980-х гг. пробурено 147 скважин, из них:

– 69 структурно-поисковых глубиной до 1000 м (при этом 41 скважина на Югидской структуре);

– 19 поисково-разведочных глубиной от 1000 до 1500 м (все на Печорогородской и Печорокожвинской структурах, направленные на поиски залежей УВ в отложениях перми и карбона);

– две параметрические (скв. 1-Печорогородская, глубиной 3461,5 м, и 20-Кыртаельская, глубиной 3770,0 м), 38 поисковых и 19 разведочных глубоких скважин, вскрывших девонские отложения (глубина скважин от 2129,7 до 3756 м, максимальная – 4005,2 м в скв. 8-Печорогородская и 4296,3 м в скв. 8-Кыртаельская). Общий объем поискового бурения составил 123884,8 м, разведочного – 52087,8 м.

В 1992 г. по данным поисковых сейсморазведочных работ 2D (Г.А. Карамзин, 1992), выявлена и подготовлена к передаче в глубокое бурение Малокожвинская приразломная структура, изучение которой продолжено позднее сейсморазведочными и тематическими исследованиями (А.И. Никифоров, 2007, 2008). В 1994 г. с целью детализации строения продуктивных верхнепермских, каменноугольных и среднедевонских отложений выполнены сейсморазведочные работы 2D на Печорогородском месторождении (Л.В. Закамалдина, 1994), по результатам которых выявлена Западно-Печорогородская приразломная структура.

В 1995 г. проведены детально-поисковые сейсморазведочные работы 2D на Песчанской, Печорокожвинской, Печорогородской и Западно-Печорогородской площадях (Н.Т. Кудрявцева, 1995) с целью изучения строения продуктивных

верхнепермских, каменноугольных и верхне-среднедевонских отложений, по итогам которых впервые выделена Высоцкая приразломная структура, а также подготовлены к передаче в глубокое бурение Песчанская и Западно-Печорогородская структуры.

В 1999 г. выполнены поисковые сейсморазведочные работы 2D на территории Печорогородской и Западно-Печорогородской площадей (А.Л. Федотов, 1999), по результатам которых впервые выявлены Припечорская, Усть-Малокожвинская, Пурганюрская и Южно-Пурганюрская приразломные структуры по среднедевонско-нижнефранским образованиям. Детализировано строение Северо-Припечорской, Печорогородской и Западно-Печорогородской приразломных структур, подготовлена к передаче в глубокое бурение Верхнеюгидская принадвиговая структура по каменноугольным (яснополянским) отложениям.

В 2001 – 2002 гг. на Кожвинском лицензионном участке выполнены поисково-детальные сейсморазведочные работы 2D с целью выявления нефтегазоперспективных объектов. В результате интерпретации сейсмических материалов (А.Л.Федотов, 2002) впервые выделены Западно-Печорокожвинские приразломные структуры. В 2002 – 2003 гг. по результатам сейсморазведочных исследований 2D и гравиметрических данных Северо-Югидская приразломная структура подготовлена к передаче в глубокое бурение по терригенным поддоманиковым отложениям, впервые выявлены Северо-Югидские – I, II, III приразломные структуры (А.И. Никифоров, 2003), уточнено структурно-тектоническое состояние исследуемой территории и геометрия Песчанской, Кожвинской-I, Западно-Печорокожвинской, Северо-Припечорской, Пурганюрской, Усть-Малокожвинской, Припечорской, Северо-Югидской и Малокожвинской приразломных структур (А.Л. Федотов, 2004).

Трехмерная съемка МОГТ-3D, позволяющая на качественно новом уровне изучать структурно-тектоническое состояние территории, в исследуемом районе проводится, начиная с 1999 – 2001 гг. Первые сейсморазведочные работы 3D проведены на Печорогородском и Печорокожвинском месторождениях с целью построения детальной геологической модели продуктивных отложений, уточнения

прогнозной модели резервуара и оптимизации местоположения скважин (С.Л. Федотов, 2001, 2002).

В 2006 г. проведены детальные сейсморазведочные работы 3D на Северо-Югидской площади, в 2008 г. – на Малокожвинской площади и Южно-Кыртаельском лицензионном участке, в 2009 – 2010 гг. в пределах Кожвинского лицензионного участка. На стадии обработки полевые материалы были объединены с ранее полученными материалами съемки 3D, что позволило сформировать единый куб сейсмических данных и создать единую структурно-тектоническую модель строения Печорокожвинского НГКМ и Кожвинской площади по девонско-нижнепермским образованиям, детализировать строение среднедевонско-франского НГК. Впервые выделен блок 1в Северо-Югидской структуры, Исковожская-I и Южно-Исковожская-II структуры.

В 2012 – 2013 гг. по результатам переинтерпретации сейсморазведочных материалов и обобщения геолого-геофизических работ на территории исследования впервые выявлены и изучены Северо-Высоцкая, Южно-Высоцкая, Восточно-Кыртаельская, Биязельская, Южно-Малокожвинская и Усть-Малокожвинская-II приразломные структуры, изучено строение ранее выделенных структур (Печорокожвинской, Западно-Печорокожвинских-I, II, Южно-Исковожских-I, II, Печорогородской, Западно-Печорогородской, Северо-Припечорской, Припечорской, Пурганюрской, Усть-Малокожвинской, Северо-Югидских, Малокожвинской, Верхнеюгидской). Проведен палеоструктурный анализ, проанализированы геолого-геофизические данные, в том числе петрофизические исследования керн, определены закономерности распределения коллекторов в пространстве [122].

К настоящему времени на территории исследования общий объем сейсморазведочных работ МОГТ-2D составил порядка 6000 пог. км, МОГТ-3D 800 км². В целом, район характеризуется достаточно густой сеткой сейсмопрофилей МОГТ 2,2 пог. км/км² при средней плотности сейсмопрофилей на территории ТП НГБ 1,02 пог. км/км² [60]. Карта изученности территории работами МОГТ приведена на рисунке 1.2, а.

лежи в среднедевонских отложениях на Западно-Печорогородском (1997 г.) и Западно-Печорокожвинском (2008 г.) месторождениях, нефтегазоконденсатная залежь на Северо-Югидском (2005 г.) месторождении. Отрицательный результат получен на Припечорской структуре: поисковой скв. 1 (2003 г.) в терригенных средне-верхнедевонских породах установлено практически полное отсутствие коллекторов. Общий объем поискового бурения с 1990-х гг. до настоящего времени составил 35893,5 м (10 скважин), разведочного бурения 44671 м (13 скважин). Следует отметить, что в результате поисковых работ, проводимых в этот период также на прилегающей территории СПП, выявлено Югид-Соплесское (1995) и Худоельское (2007) нефтяные месторождения, а в центральной части ПКМ открыты залежи нефти на Южно-Лиственичном (1987), Южно-Терехевейском (1990), Сигавейском (1997), Каменском (1998) месторождениях.

В целом, разбуренность территории юга ПКМ (показатель, характеризующий отношение суммарного объема глубокого бурения в пределах территории к ее площади) высокая, составляет $95,8 \text{ м/км}^2$ при средней разбуренности ТП НГБ $28,3 \text{ м/км}^2$ [60]. Разведанность (отношение площади территории к общему количеству законченных бурением глубоких скважин) составляет $34,1 \text{ км}^2/\text{скв.}$ при среднем показателе по ТП НГБ $65,7 \text{ км}^2/\text{скв.}$ [60]. При этом коэффициент успешности бурения (характеризующий отношение продуктивных скважин к общему количеству пробуренных скважин) равен $68,6 - 72,5 \%$. Невысокое значение коэффициента связано со сложным тектоническим строением района, наличием большого количества нарушений и блоковым строением залежей. Самый низкий коэффициент отмечался на Южно-Кыртаельском месторождении, открытом в так называемой «слепой зоне» вблизи Припечорской системы разломов (восемь из 17 скважин пробурено в законтурной области, часть скважин пробурена вторым стволом).

Всего за период проведения ГРП (с 1930-х годов по настоящее время) на рассматриваемой территории объем параметрического бурения составил 7231,5 пог. м, поисково-разведочного бурения 337293,12 пог. м. Схема изученности территории глубоким бурением приведена на рисунке 1.2, б.

Открываемые залежи очень быстро вводились в опытно-промышленную эксплуатацию (ОПЭ). На Печорокожвинском месторождении в 1962 – 1964 гг. проводилась пробная эксплуатация верхнепермской залежи, с 1973 г. ведется ОПЭ старооскольской залежи. На Югидском месторождении в ОПЭ сначала была введена нефтяная часть залежи (1978 – 1980 гг.), затем газовая шапка (1987 г.). С 2000 г. оно находится в стадии промышленного освоения. С 1988 г. ведется разработка Кыртаельского НГКМ, с 1995 г. – добыча нефти на Южно-Кыртаельском месторождении. Печорогородское месторождение подготовлено к промышленной эксплуатации (находится в нераспределенном фонде).

В настоящее время все разрабатываемые месторождения южного окончания ПКМ, а также близрасположенные месторождения (Западно-Соплесское, Северо-Вуктыльское и уникальное Вуктыльское) находятся на поздней стадии разработки. Степень выработанности запасов составляет 40 – 85 % от начальных извлекаемых.

Кроме геолого-геофизических работ, в исследуемом районе выполнен большой объем тематических исследований. Первое обобщение всех результатов ГРР, проведенных на территории провинции, сделано в 1974 г. в монографии А.Я. Кремса, Б.Я. Вассермана, Н.Д. Матвиевской [59]. С 1980-х годов тематические работы по комплексному обобщению данных о строении и нефтегазоносности осадочного чехла и фундамента ТП НГБ проводятся регулярно. Основное количество работ направлено на выяснение литолого-фациальных и тектонических критериев нефтегазоносности [14, 19, 35 – 37, 39 – 41, 47, 61 – 63, 66 – 74, 78, 81 – 83, 90, 95, 96, 102, 105 – 107, 110, 112, 121 – 122, 130 – 135 и др.]. Большое значение при выполнении региональных и поисково-разведочных работ на нефть и газ имеют также геохимические исследования пластовых флюидов, ОВ, рассеянного в осадочных породах, изучение современных и палеотермобарических условий в осадочном чехле [1 – 3, 6 – 11, 21 – 25, 43, 44, 103, 109, 111, 131, 136 и др.].

В целом, на территории ТП НГБ исследованием закономерностей распределения рассеянного ОВ (РОВ), диагностикой его типов и параметров, отражающих степень катагенетического преобразования НГМ-пород, определением положения

главных зон нефте- и газообразования занимались и занимаются Л.А. Анищенко, Т.К. Баженова, В.И. Богацкий, В.А. Горбань, С.А. Данилевский, Д.А. Бушнев, Э.Л. Жданова, С.С. Клименко, З.М. Кузьбожева, В.М. Песецкая, З.П. Складорова, О.Н. Тимошенко и др. [1, 2, 8, 21 – 24, 36]. Анищенко Л.А. проведена типизация и характеристика природных УВ-систем, выделено шесть катагенетических зон генерации, в которых обоснованы генотипы флюидов, определен характер перемещений и трансформаций УВ во времени и в пространстве [2]. Данилевским С.А. и Складоровой З.П. описан полиочаговый характер генерации УВ-флюидов в ТП НГБ: выявлена система очагов нефтегазообразования и с учетом современных термобарических параметров выделены сингенетические и миграционные типы нефтей, сформированные в результате вертикальной и латеральной миграции [23]. Л.А. Анищенко, Т.К. Баженовой, С.С. Клименко выполнено моделирование процессов погружения и прогрева отложений [8, 10, 43, 44] как для всего ТП НГБ в целом, так и отдельных его регионов (ПКМ не вошел в их число). В обобщающей работе [12] рассмотрены вопросы геологии и нефтегазоносности ТП НГБ, показана история развития очагов нефтеобразования.

Таким образом, исследуемый район характеризуется высокой степенью изученности. Большой объем ГРП, выполненных на данной территории, включает работы от рекогносцировочных полевых наблюдений до детализированной 3D-сейсморазведки. Разбуривание территории начато еще в довоенные и военные годы неглубокими скважинами (глубина от 30 до 663 м) на Югидской и Кыртаельской площадях.

В дальнейшем поисково-разведочном бурении можно выделить три этапа. В течение 1960 – 1970-х гг. первоначальное поисковое бурение, проводимое на каменноугольно-пермские отложения, залегающие на небольших глубинах (до 1500 м), сменилось на глубокое бурение в средне-верхнедевонских породах. В результате были открыты залежи на Печорогородском, Печорокожвинском, Югидском, Кыртаельском и Южно-Кыртаельском НГКМ. При этом на многих месторождениях залежи практически сразу после открытия вводились в ОПЭ.

В 1980 – 1990-е гг. продолжалось активное разведочное и эксплуатационное бурение на открытых месторождениях; для поискового бурения на новых структурах отмечается закономерный для этого времени спад работ. С конца 1990-х гг. возобновляется и до настоящего времени проводится поисковый этап, в последние десятилетия открыты залежи на Западно-Печорогородском, Югид-Соплесском, Западно-Печорокожвинском, Северо-Югидском месторождениях.

При проведении поисковых работ в таком тектонически сложном районе, с достаточно глубоким (более 3000 м) расположением залежей, перспективность вводимых в бурение структур необходимо оценивать с различных сторон, как по литологическим и тектоническим критериям, так и с помощью геохимических исследований. Комплексный геолого-геохимический подход к изучению отложений и залегающих в них флюидов, основанный на биогенной осадочно-миграционной теории, на сегодняшний день является основополагающим при проведении поисково-разведочных работ и определяет высокую достоверность отдельного прогноза перспектив нефтегазоносности любого исследуемого района [7, 34].

Высокая степень изученности и разбуренности территории в таком случае, очевидно, уменьшает вероятность обнаружения крупных залежей, но в тоже время положительно сказывается на качестве прогноза нефтегазоносности оставшихся неразбуренных структур.

ГЛАВА 2. МЕТОДЫ И МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ

Изучение территории велось по схеме, являющейся базовой для исследователей-геохимиков и подробно изложенной в многочисленных работах О.К. Баженовой, Т.К. Баженовой, Н.В. Вассоевича, Д. Вельте, М.В. Дахновой, С.Г. Неручева, Б. Тиссо, Дж. Ханта и многих других [6, 10, 76, 88, 90, 93]. Согласно этой схеме для каждого конкретного осадочно-породного бассейна (или элемента его нефтегазогеологического районирования) проводится пространственное выделение НГМ-пород, определяется состав и тип содержащегося в них ОВ, оценивается генерационный потенциал продуктивных отложений и выделяются возможные периоды генерации и миграции УВ [34]. При наложении последних на периоды формирования ловушек определяется время аккумуляции УВ в породах-коллекторах и, как следствие, возможного заполнения ловушек и образования залежей [99, 100]. Последовательное решение перечисленных задач позволяет из общего фонда структур выделить наиболее перспективные объекты для поисков УВ и прогнозировать фазовый состав залежей.

Для определения состава, типа ОВ и степени его преобразования автором использовались данные исследований специально отобранных образцов керна, выполненные экспресс-методом Rock-Eval, анализ петрографических шлифов, а также сведения по отражательной способности витринита (ОСВ), собранные из опубликованных источников. Отбор керна осуществлялся из различных стратиграфических подразделений (НГК), сложенных глинистыми разностями, с видимыми невооруженным глазом углистыми включениями. При этом на открытых в последние десятилетия Северо-Югидском, Западно-Печорокожвинском, Югид-Соплесском месторождениях керн поднят в скважинах в основном из продуктивных среднедевонско-нижне-среднефранских отложений, из других керн не отбирался. На Югидской площади керн отобран практически по всему разрезу скважин, поэтому и его пиролитическое изучение наиболее широко в стратиграфическом и глубинном интервале было выполнено в скв. 62, 63-Югидские. Всего про-

анализировано 46 образцов, из них 18 образцов из отложений D_2 и девять образцов из D_3f_{1-2} подкомплекса (рисунок 2.1).

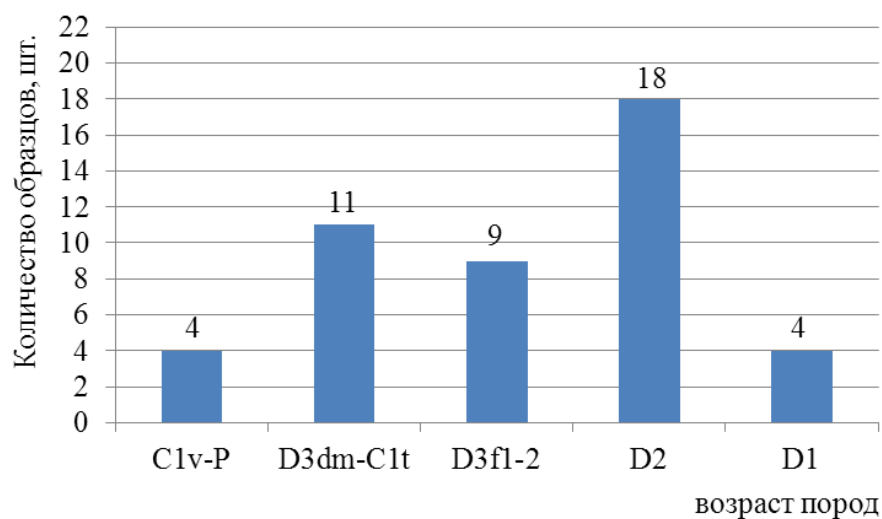


Рисунок 2.1 – Распределение исследованных образцов по стратиграфии

Rock-Eval является экспрессным методом, позволяющим быстро анализировать большое число образцов, что значительно повышает надежность выделения, картирования и оценки генерационного потенциала материнских толщ. Суть метода состоит в программируемом нагреве образца и регистрации выделяющихся при пиролизическом разложении керогена органических (параметры S_1 и S_2) и неорганических (параметр S_3) соединений. Комбинирование этих параметров, а также четвертого параметра $T_{\text{макс}}$, соответствующего максимуму генерации УВ при пиролизе, позволяет получать информацию о типе керогена, величине генетического потенциала и оценки степени зрелости материнских пород [65, 91, 97].

По результатам исследований керн установлено присутствие НГМ-пород в разрезе скважин, определены фациально-генетический тип исходного ОВ и степень его катагенетической преобразованности, закономерности распределения пиролизических показателей. Для картирования материнских толщ использованы литолого-геохимические разрезы скважин, построенные по результатам изучения керн методом Rock-Eval с учетом данных каротажа. Степень зрелости ОВ определена также заведующей лабораторией ВНИГРИ И.Р. Макаровой по цветовой шкале катагенеза микрофитофоссилий по методике Л.В. Ровниной [84, 85]. Используются данные и традиционного исследования керн люминесцентно-

битуминологическим и химико-битуминологическим методами, определение содержания $C_{\text{орг}}$ в породе, а также данные по ОСВ. Большой объем этих исследований был выполнен в лаборатории геохимии ТП НИЦ, в некоторых из них автор принимала непосредственное участие, работая в данной лаборатории с 1999 по 2006 гг.

Кроме того, изучены физико-химические свойства и индивидуальный состав УВ открытых на исследуемой территории залежей нефтей, газов и конденсатов. Особенности распределения высокомолекулярных алканов, различия в физико-химическом составе флюидов использованы для подтверждения выводов об исходном типе генерирующего ОВ [48, 50]. В результате исследований выделены очаги нефтегазообразования.

При выполнении данной работы автор опирался не только на геохимические методы исследования, но и многочисленные и детальные литологические, сейсмические, тектонические, палеонтологические и др. работы других исследователей, имеющиеся в настоящее время. В процессе работы использовано огромное количество геологических разрезов и структурных карт, построенных по результатам обработки и интерпретации сейсморазведочных материалов МОГТ-2D и МОГТ-3D, с учетом данных бурения, опробования и испытания скважин. Интерпретация материалов была проведена в течение 2012 – 2013 гг. [112, 122] высококвалифицированными специалистами отдела ресурсов и запасов УВ-сырья филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. На основе этих материалов выполнены палеотектонические реконструкции и определено возможное время формирования ловушек.

С целью определения геологического времени генерации УВ построены модели погружения и прогрева отложений. Стадии катагенеза отложений приняты по ОСВ, уточнялись по результатам пиролиза керн и палинологического анализа шлифов, выполненным специально в процессе данной работы, и не противоречат данным, приведенным в опубликованных работах [10, 23]. Анализ современных термобарических условий существования залежей проведен на основании сведе-

ний по исследованиям скважин и реальным замерам пластовых температур и давлений (более 400 замеров).

Для выяснения времени и условий заполнения ловушек УВ и образования залежей выделены периоды генерации, эмиграции, вторичной миграции и аккумуляции УВ-флюидов. Все факторы, влияющие на образование и сохранение залежей, сведены в единую «диаграмму событий» («events chart») [98 – 101], на которой графически отображены элементы геологической системы (НГМ-отложения, породы-коллекторы, покрывающие и перекрывающие толщи) и происходящие в ней процессы (образование ловушек, генерация УВ, их миграция и аккумуляция). Примененный системный подход к генетическому изучению нефтегазоносной территории известен в западной практике под названием «моделирование УВ-системы» («Petroleum System Modeling») [100]. Выводы о высокой перспективности ловушек сделаны, если период их формирования предшествует времени генерации УВ.

На основе всего комплекса геолого-геохимических данных выполнен раздельный прогноз нефтегазоносности исследуемой территории.

Таким образом, знания, полученные на основе интерпретации геохимических сведений и анализов, занимают достойное место в общем представлении о геологическом строении территории, дополняют и собирают воедино все данные – тектонические, литологические, палеонтологические, геофизические, технологические, и как недостающий пазл, вставленный в центре картины, полностью воссоздают представление о развитии территории и ее нефтегазоносности. Только «интегрирование разных видов геологических, геофизических и геохимических исследований в единый комплекс и всесторонний анализ проблемы образования и сохранения залежей могут дать обоснованный прогноз нефтегазоносности» [34].

ГЛАВА 3. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ТЕРРИТОРИИ

3.1. Структурно-тектоническое районирование

Регион исследований охватывает южную часть ПКМ, входящего в состав Печоро-Колвинского авлакогена. Анализ РОВ пород был выполнен также для отложений Югид-Соплесского нефтяного месторождения, входящего в состав смежного с мегавалом СПП, выделяемого в составе Предуральского краевого прогиба (см. рисунок 1.1). Изучению тектонического строения не только данной территории, но также всего ТП НГБ посвящены работы многих исследователей – Л.З. Аминова, В.И. Богацкого, В.Г. Гецена (Оловянишникова), С.А. Данилевского, В.А. Дедеева, И.В. Запорожцевой, В.М. Ласкина, Н.А. Малышева, Н.И. Тимонина, В.Е Хаина, В.В. Юдина и многих других [12, 25, 31, 35, 36, 66, 67, 83, 87, 90].

В современном структурном плане ПКМ представляет собой крупную положительную структуру размерами $350 \times (15 - 50)$ км и амплитудой около 2,0 км. В пределах его западного борта выделены три кулисообразно расположенных инверсионных вала – Лебединский, Мутноматериковый, Лыжско-Кыртаельский, контролируемые на западе тектоническими нарушениями Припечорской зоны разломов. Общими признаками валов являются их ассиметричное строение с крутым западным крылом и более пологим восточным, северо-западное простирание и линейная вытянутость. В пределах восточного борта ПКМ выделяются Нялтаянская и Печорогородская ступени, ограниченные с востока системой Печорогородских разломов. Южное окончание мегавала по системам разрывов переходит в СПП, входящее в состав Предуральского краевого прогиба.

Лыжско-Кыртаельский вал занимает самое южное положение в пределах ПКМ, имеет размеры около 160×20 км, погружается в юго-восточном направлении и осложнен серией локальных структур, располагающихся на различных гипсометрических отметках и не объединенных общим цоколем [36, 72]. Среди структур наибольшими размерами характеризуются Кыртаельская, Северо-

Югидская, Югидская. По системам тектонических нарушений на западе Лыжско-Кыртаельский вал сочленяется с Мутноматериковым валом, Ронаельской ступенью Ижма-Печорской синеклизы и Илыч-Чикшинской моноклиналию Верхнепечорской впадины, на юге и юго-востоке – с Худоель-Войской антиклинальной зоной и Даниловской депрессией СПП, соответственно (см. рисунок 1.1). Составные фрагменты временных разрезов, показывающие характер сочленения Лыжско-Кыртаельского вала с Верхнепечорской впадиной и Даниловской депрессией, приведены на рисунках 3.1 и 3.2 соответственно.

На востоке Лыжско-Кыртаельский вал граничит с Печорогородской ступенью (рисунок 3.3). Зона сочленения Лыжско-Кыртаельского вала с Печорогородской ступенью и Даниловской депрессией в пределах исследуемой территории проходит либо по флексуорообразному перегибу, либо по тектоническим нарушениям сбросо-взбросового типа, ориентированным в северо-западном направлении. Максимальные (350 – 500 м) амплитуды нарушений характерны для нижнедевонских отложений. На уровне доманиковых образований амплитуды уменьшаются до 20 – 100 м. В фаменско-нижнепермском интервале разреза на большей части площади зона сочленения отмечена флексурным перегибом (см. рисунок 3.3), на севере мегавала проходит по разрывным нарушениям.

Печорогородская ступень представляет собой моноклиналию северо-западного простирания размерами порядка $100 \times (14 - 20)$ км, разделенную тектоническими нарушениями на блоки и осложненную серией локальных поднятий (зачастую приразломных), среди которых одними из самых крупных являются Печорогородская и Печорокожвинская. На юге Печорогородская ступень граничит с Аранец-Переборской антиклинальной зоной и Даниловской депрессией, выделенными в составе СПП, на востоке с Большесынинской впадиной (см. рисунок 1.1).

В течение длительного периода истории своего развития (от раннего ордовика до ранней перми – начала активной фазы формирования Уральского складчато-надвигового сооружения с его передовым прогибом) современные ПКМ и

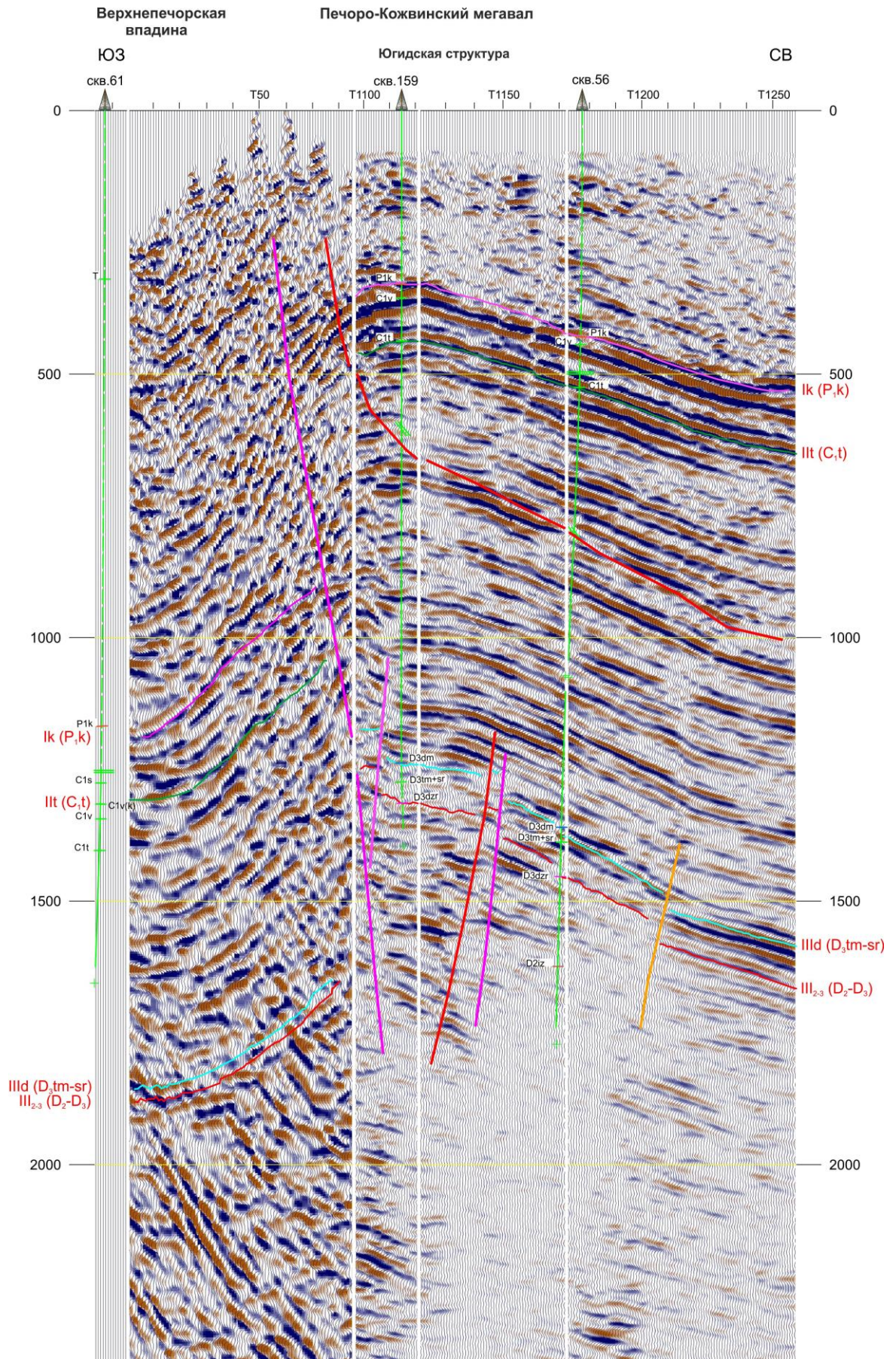


Рисунок 3.1 – Характер сочленения Лыжско-Кыртаельского вала и Верхнепечорской впадины (по данным отчета [112])

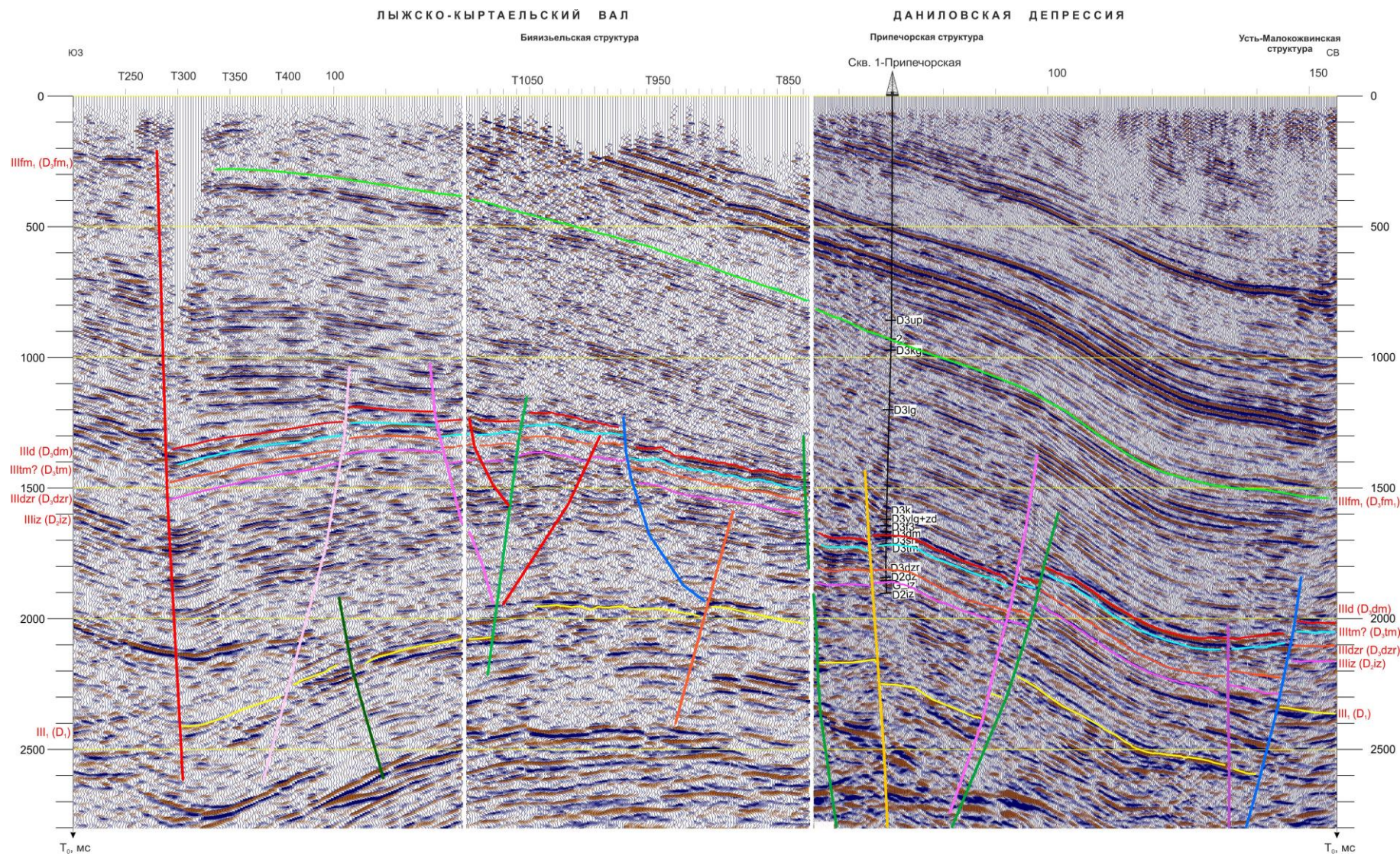


Рисунок 3.2 – Характер сочленения Лыжско-Кыртаельского вала и Даниловской депрессии
(по данным отчета [122])

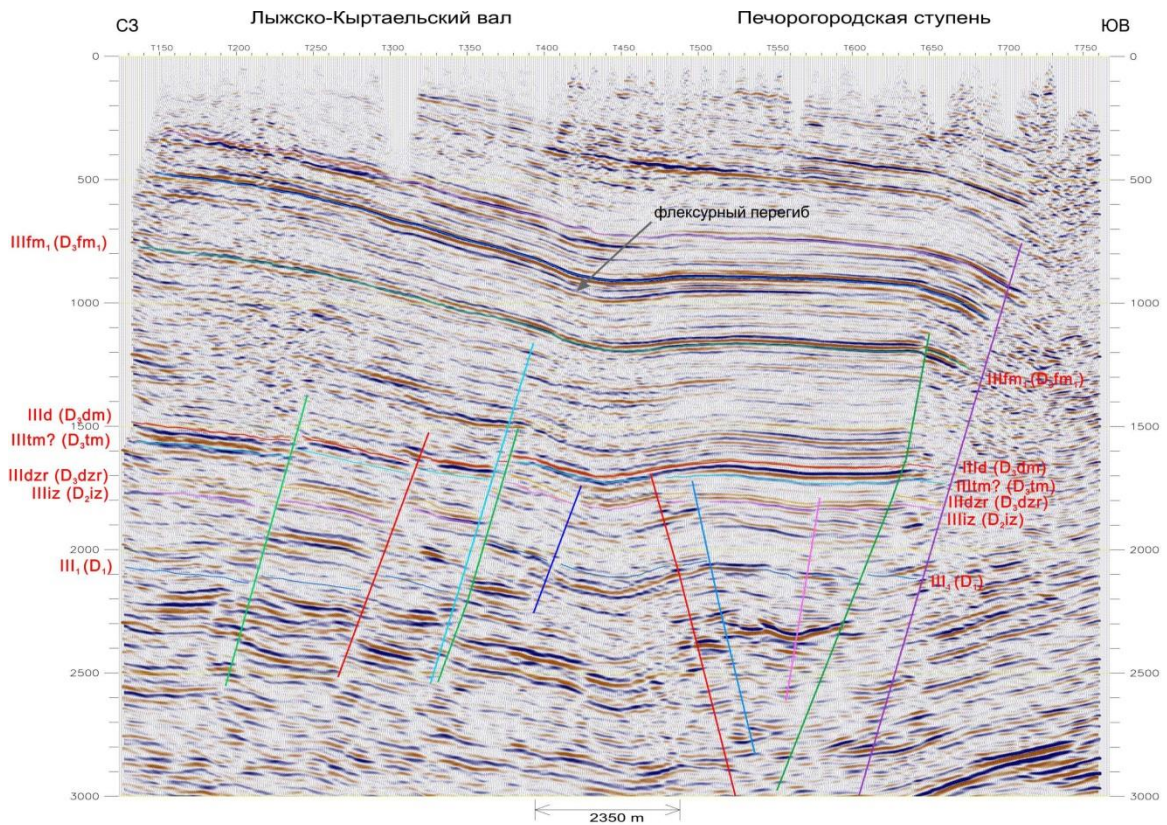


Рисунок 3.3 – Характер сочленения Лыжско-Кыртаельского вала и Печорогородской ступени (по данным отчета [122])

СПП представляли собой единую авлакогенную структуру со всеми характерными для нее чертами и особенностями геологического строения. По поверхности фундамента и подошве среднедевонских отложений эта зона представляет собой обширный прогиб северо-западного простирания, борта которого с запада ограничены крупноамплитудными разрывными нарушениями Припечорской системы, а с востока Печорогородской зоной глубинных разломов. Глубины залегания поверхности фундамента, оцениваемые по сейсмическим данным, в пределах региона исследования варьируют от 5 – 6 км на территории ПКМ, увеличиваясь до 8 – 10 км на СПП [37].

Зона Припечорского разлома (рисунок 3.4) протягивается в северо-западном направлении на расстояние порядка 450 км. В пределах Лыжско-Кыртаельского вала она представлена серией крупных нарушений, расположенных на расстоянии 2 – 4 км друг от друга и образующих узкие приразломные блоки, и хорошо выра-

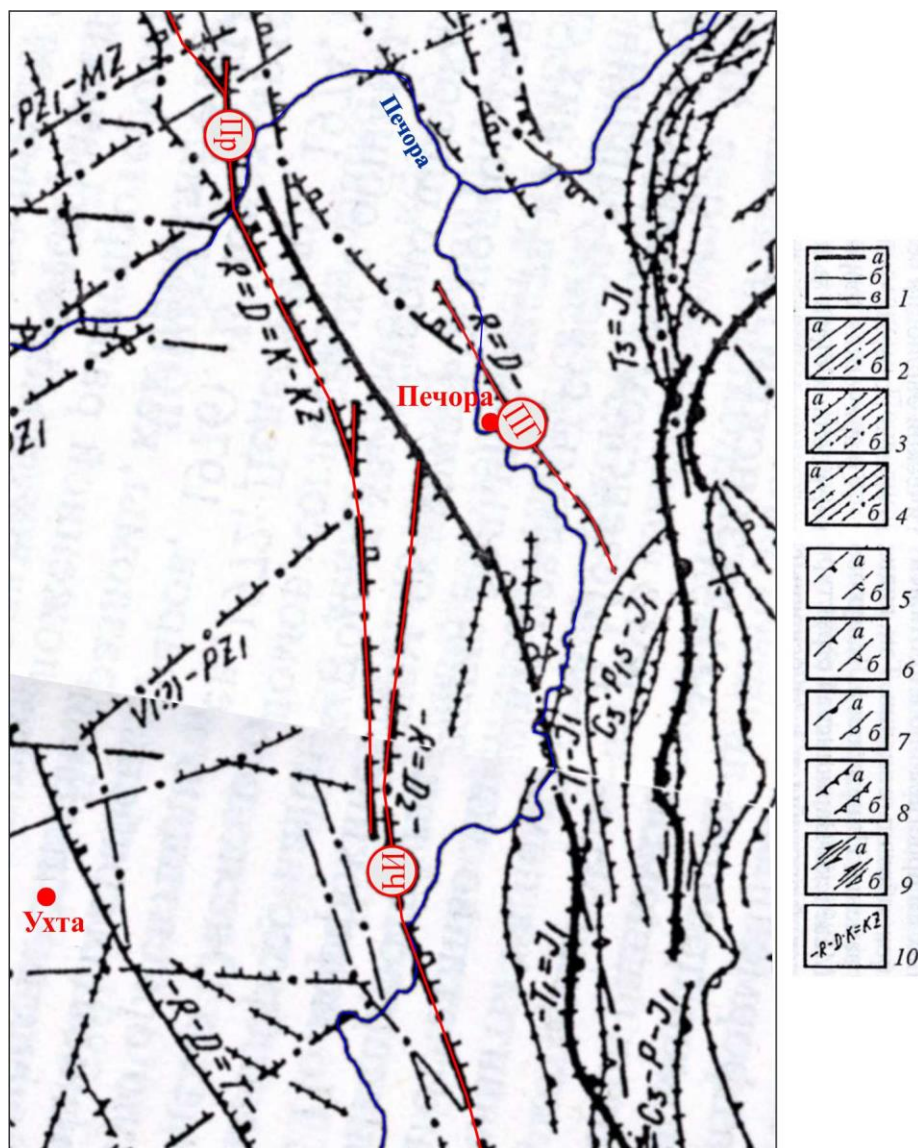


Рисунок 3.4 – Карта тектонических нарушений (выкопировка из работы [66])

Подписи к условным обозначениям:

Геологические характеристики и положение разломов (1 – 4) в земной коре:
 1а – крупнейшие, 1б – крупные, 1в – средние и мелкие, 2 – только в фундаменте, 3 – в фундаменте и в платформенном чехле, 2а, 3а, 4а – выходящие на земную поверхность, 2б, 3б, 4б – невыходящие на земную поверхность.

Морфокинематическая характеристика разломов (а – установленные, б – предполагаемые): 5 – сбросы, 6 – взбросы, 7 – надвиги, 8 – шарьяжи, 9 – сдвиги, 10 – возраст заложения и этапы развития разлома.

Названия разломов: ИЧ – Илыч-Чикшинский, Пр – Припечорский, ПГ – Печорогородский.

жена в магнитном поле в виде цепочки локальных положительных аномалий, резкой смены знака и морфологии поля, в гравитационном поле – полосой максимумов и линейной зоной горизонтальных градиентов [66, 90, 134]. Положение и

амплитуда Припечорского разлома меняются на разных структурных уровнях, обусловлены многоэтапной эволюцией от рифея до юрского времени и характеризуют его как проницаемую среду для пластовых флюидов в периоды растяжения и экранирующую при стабилизации и сжатии [131].

Зона Печорогородского разлома протяженностью до 200 км представлена серией разрывных нарушений, менявших кинематику во времени. Пространственное положение и конфигурация этого разлома слабо меняется на разных структурных картах основных реперных горизонтов осадочного чехла. Некоторые отклонения к востоку по верхним горизонтам осадочного чехла (до 1 – 2 км) отмечаются на восточных крыльях Печорокожвинской и Печорогородской структур [131]. Печорогородский разлом имеет похожую с Припечорским историю развития, хотя и является менее выраженным [66, 90].

Эволюция Печорогородской зоны разломов привела к изменчивости вертикальных амплитуд на разных гипсометрических уровнях (восточные крылья структур везде опущены). По поверхности фундамента она составляет около 600 м, возрастает до 2 км по подошве доманика и 3,0 – 3,5 км по подошве визе и несколько уменьшается (до 2 – 3 км) по кровле карбонатов нижней перми-карбона. Высокая периодическая активность зоны Печорогородского разлома на протяжении всего этапа развития осадочного чехла, вплоть до настоящего времени, позволяет сделать вывод о том, что наряду с Припечорским разломом, он мог играть заметную роль в формировании структурного плана и ловушек для УВ, а также способствовать их вертикальной миграции при образовании залежей [122].

Контролирующие ПКМ зоны нарушений и оперяющие их сколы разбивают отложения нижнего структурного этажа на разновысокие, различные по протяженности и простирацию блоки. В фаменских образованиях выделенные дизъюнктивы практически полностью прекращают свое существование. Все разломы многократно активизировались в период заложения палеопрогиба и его последующей инверсии. Почти до конца позднедевонской эпохи нарушения данной системы представляли собой сбросы. В результате инверсионных движений, начавшихся в каменноугольном периоде и связанных с началом закрытия Уральского

палеоокеана, характер тектонических нарушений трансформировался из сбросового во взбросовый [66]. Последующая активизация вертикальных движений на рубеже позднего карбона – начала кунгура, позднего триаса – ранней юры способствовала дальнейшему воздыманию исследуемой территории и перерождению Печоро-Кожвинского палеорифта в мегавал, окончательное формирование которого в виде, близком к современному, произошло к концу триасового периода.

До конца триаса СПП развивалось в составе ПКМ, а с артинско-кунгурского времени и до начала юрского периода территория СПП, являющаяся частью Предуральского прогиба, вовлеклась в процессы надвигообразования Уральской зоны [90]. Усилившиеся движения Уральского орогена «отразились на увеличении амплитудности структурных форм СПП и формировании новых надвиговых структур к востоку от Аранец-Переборской антиклинальной зоны» [26, 30].

Тектоническая активность исследуемой территории вдоль долго живущих Припечорского и Печорогородского разломов, связанная с событиями складкообразования и орогенения в смежном Уральском подвижном поясе, способствовала превращению Печоро-Кожвинского девонско-турнейского мегаграбена в одноименный мегавал с обособлением СПП в его южной оконечности, и формированию в ее структурном плане клавишеобразно расположенных блоков, к которым приурочены практически все месторождения ПКМ и СПП [66, 90].

3.2. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Изучением литологии и стратиграфии отложений ТП НГБ в разное время занимались и занимаются огромное количество исследователей, в том числе литологи Н.В. Беляева, Л.Т. Белякова, Е.Г. Довжикова, О.Л. Ермакова, В.А. Жемчугова, З.В. Ларионова, А.В. Мартынов, Н.И. Никонов, Л.В. Пармузина, Е.В. Попова, Н.Н. Рябинкина и многие другие, палеонтологи и стратиграфы Р.М. Арасланова, Н.В. Вербова, А.В. Дуркина, М.Н. Москаленко, К.А. Москаленко, Н.И. Шамсутдинова, Ю.А. Юдина и другие [14, 40, 61 – 63, 69, 71, 73, 74].

Стратиграфическое расчленение осадочного чехла исследуемой территории выполнено в соответствии с унифицированной «Стратиграфической схемой Тимано-Печорской провинции» с использованием каталогов скважин, разработанных специалистами ТП НИЦ [108]. Некоторые стратиграфические разбивки уточнены в процессе корреляции разрезов скважин специалистами производственных отчетов филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта [112, 122], в работе над которыми автор принимала непосредственное участие.

В геологическом строении изучаемой территории участвуют породы протерозойского складчато-метаморфизованного фундамента и осадочные образования палеозойской, мезозойской и кайнозойской групп. Разрез осадочного чехла изучен бурением только до нижнедевонских отложений включительно – до глубин 4614 м в скв. 62-Югидская и 6904 м в скв. 1-Тимано-Печорская на примыкающем СПП.

Протерозойская группа – PR

Метаморфизованные, сильно дислоцированные породы фундамента на исследуемой территории бурением не изучены. Они вскрыты в восточной части Верхнепечорской впадины в скв. 1-Новая на глубине 4230 м (вскрытая толщина 271 м) и представлены интрузией габбро-амфиболитов, габбро-диоритов, прорванной более поздними внедрениями гранитов и плагиогранитов. Залегание фундамента в изучаемом районе по геофизическим данным предполагается на глубинах порядка 5 – 8 км [13, 37].

Палеозойская группа – PZ

Отложения палеозойской группы присутствуют в объеме ордовикской, силурийской, девонской, каменноугольной и пермской систем.

Ордовикская система – O

Ордовикские отложения, с угловым и стратиграфическим несогласием залегающие на эродированной поверхности фундамента, являются самыми древними и менее изученными образованиями осадочного чехла. Исходя из результатов регионального литолого-фациального анализа, нижний отдел ордовика предпо-

жительно сложен базальной обломочной пестро-, сероцветной континентальной формацией – толщами мономиктовых (кварцевых) и олигомиктовых песчаников [40]. Средне-верхнеордовикские отложения предположительно характеризуются алевроито-глинисто-карбонатным составом. Толщина ордовикских пород составляет порядка 600 – 900 м.

Силурийская система – S

Отложения силурийской системы в составе нижнего и верхнего отделов на исследуемых месторождениях не вскрыты, вскрыты они в восточной части Верхнепечорской впадины в скв. 1, 3-Белые, 78-Западно-Соплесская.

Нижнесилурийские образования, согласно залегающие на верхнеордовикских породах, сложены чередованием сгустково-водорослевых, органогенно-обломочных, иловых доломитов и неравномерно доломитизированных известняков. Породы неравномерно пористо-кавернозные.

Породы верхнего отдела силура согласно перекрывают нижнесилурийские отложения. Литологически они представлены доломитами с прослоями известняков и доломитовых мергелей, а также маломощными прослоями аргиллитов и известняков. Для отложений верхней части (гребенской горизонт) характерно увеличение глинистой составляющей, здесь предполагается переслаивание глинистых известняков, мергелей и аргиллитов с разнообразными органическими остатками [112].

Предполагаемая толщина силура составляет 700 – 1000 м.

Девонская система – D

Девонские отложения, залегающие на силурийских породах с признаками субаэрального перерыва, имеют повсеместное распространение, характеризуются резкой фациальной изменчивостью, значительными колебаниями толщин и стратиграфических объемов. Отличительной особенностью южной части ПКМ и северо-западной части СПП, связанной с раннефранским этапом магматизма, является внедрение магматических пород в разновозрастные девонские толщи, что свидетельствует о постседиментационной тектонической активности территории [35,

66, 90] и осложняет расчленение разреза на стратиграфические подразделения и отдельные пачки.

На территории исследования девонская система присутствует в объеме нижнего, среднего и верхнего отделов. Нижнедевонские отложения установлены по данным бурения скв. 62-Югидская (вскрытая толщина составляет 497 м), 1-Тимано-Печорская (вскрытая толщина 875 м). Литологически отложения представлены неравномерным переслаиванием известняков, мергелей, аргиллитов с редкими прослоями алевролитов и песчаников. В верхней части разреза встречаются прослойки доломитов и ангидритов. В скв. 62-Югидская зафиксированы магматические породы, прорывающие нижнедевонские отложения, представленные диабазами темно-серыми с зеленоватым оттенком, крупнокристаллическими, очень крепкими, с многочисленными мелкими гнездами белого кальцита [126].

Отложения среднего девона в объеме *эйфельского и живетского ярусов* с большим стратиграфическим несогласием залегают на нижнедевонских образованиях, резко отличаясь от подстилающих толщ по литолого-фациальным признакам. Толщина среднедевонских отложений изменяется от 1298 м в скв. 62-Югидская до 2002 м в скв. 1-Тимано-Печорская. Максимальные значения толщин среднего девона наблюдаются вдоль западных бортов ПКМ и СПП. Отложения представлены неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов с маломощными прослоями мелкогалечных конгломератов и гравелитов в основании ритмов [105, 110]. В средней части разреза отчетливо выделяется реперная более глинистая толща (в объеме *среднечикшинской подсвиты*), литологически представленная аргиллитами темно-серыми, коричневатыми, известковистыми и алевролитами серыми, темно-серыми, участками глинистыми, песчанистыми со следами биотурбации. Вышележащие отложения живетского яруса преимущественно терригенного состава, содержат основную долю коллекторов на исследуемой территории и являются промышленно нефтегазоносными на большинстве месторождений [113 – 120, 123 – 129]. *Верхнечикшинская подсвита* сложена кварцевыми песчаниками с редкими глинисто-алевролитовыми прослойками, *изъельская свита* выделяется в разрезе как важный литологический и каро-

тажный репер по наиболее глинистому составу, темной окраске пород, появлению известковой примеси в обломочных и глинистых разностях и тонких прослоев глинистых известняков, *дзельская свита* сложена ритмичным переслаиванием мощных пачек песчаников с пластами глинисто-алевритового состава [63, 74]. В результате детального петрографического изучения керна, используя метод больших шлифов ВНИГРИ, сделан вывод, что в среднедевонско-франской части разреза на Лыжско-Кыртаельском валу, в частности на Северо-Югидском месторождении, преобладают мономинеральные кварцевые песчаники с незначительным количеством примесей и глинистого цемента [4, 81]. На Печорогородской ступени одновозрастные отложения более расслоены, характеризуются меньшими значениями эффективных толщин и более низкими коэффициентами песчаности [70, 81].

Верхнедевонские отложения в объеме *франского и фаменского ярусов*, трансгрессивно залегающие на среднедевонских породах, имеют широкое распространение на исследуемой территории. Толщина верхнего отдела девона составляет 1900 – 2800 м. Отложения *яранского горизонта* (в объеме *ронаельской свиты*) развиты спорадически. Породы *джьерского горизонта* (*среднешапкинская свита*) трансгрессивно залегают на старооскольских породах и представлены ритмичным переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. В основании ритмов встречаются крупнозернистые прослои с галькой кварца, обломками кварцитов, метаморфических сланцев, глинистыми катунами. Вышележащие нерасчлененные *тиманско-саргаевские отложения* (*мутноматериковая свита*), слагающие региональную покрывку на всей территории ТП НГБ, представлены переслаиванием алевролитов и аргиллитов с прослоями песчаников и известняков, накопление которых связано с трансгрессивной фазой эволюции франского бассейна. *Доманиковский горизонт* на исследуемой территории, по мнению Л.В. Пармузиной, представлен склоновыми фациями – темно-серыми до черными битуминозными пиритизированными известняками, местами слабо доломитизированными и неравномерно глинистыми, черными битуминозными мергелями с прослоями темно-серых глинистых песчаников, алевропесчаников и алевролитов

[47, 78, 121]. Вышележащие отложения *верхнефранского подъяруса*, выделенные в объеме *соплесской свиты*, сложены в основном черными, битуминозными известняками, прослоями переходящими в мергели, в нижней и верхней частях свиты с прослоями серых кварцевых песчаников.

В составе глинисто-карбонатных пород *фаменского яруса*, по литолого-фациальным признакам и данным ГИС отчетливо выделяется *нижнефаменская часть разреза*, которая делится на две толщи: нижнюю – мергельную депрессионную, и более мощную верхнюю – глинисто-карбонатную, являющуюся толщей заполнения. Нижнефаменские образования постепенно переходят в мелководно-шельфовые карбонатные и глинисто-карбонатные отложения *средне- и верхнефаменского подъярусов*.

Каменноугольная система – С

На рассматриваемой территории породы каменноугольной системы представлены в неполном стратиграфическом объеме, распространение их контролируется как седиментационными условиями (перерывами в осадконакоплении, палеорельефом дна бассейна), так и последующими размывами, связанными с инверсией отдельных блоков и общим подъемом территории. Минимальные (290 – 370 м) толщины каменноугольных отложений установлены в пределах Северо-Югидской площади, максимальные до 720 м на Печорогородской структуре. Стратиграфически в более полном объеме присутствуют нижний и средний отделы каменноугольной системы, которые сложены преимущественно карбонатными образованиями. Отложения верхнего отдела зафиксированы только в скважинах на Печорокожвинской и Западно-Печорокожвинской площадях, сложены известняками светло-серыми, органогенно-детритовыми, криноидно-мшанковыми, слабопористыми, участками окремненными, трещиноватыми, с примесью терригенного материала и примазками темно-серых глин по трещинам и наслоению [113 – 120, 123 – 129].

Пермская система – Р

Пермские отложения со стратиграфическим несогласием залегают на разновозрастных каменноугольных образованиях. *Нижнепермские породы* на рассмат-

риваемой территории имеют сокращенный стратиграфический объем. На Печорокожвинской площади отсутствует артинский ярус, на сводах Печорогородской и Припечорской структур – ассельский и сакмарский ярусы. В пределах Югидской, Югид-Соплесской и Западно-Соплесской площадей отложения представлены терригенными разностями кунгурского яруса. Глубокие предтриасовый, предъюрский и современный размыты предопределили полное отсутствие *средневерхнепермских отложений* на территории Лыжско-Кыртаельского вала. На Печорогородской ступени они присутствуют и представлены прибрежно-морскими, континентальными, озерно-аллювиальными, красноцветными, пестроцветными и сероцветными разностями [112, 122]. Толщина отложений пермской системы изменяется от 370 м на Югидской площади до 650 м на Печорокожвинской и 1170 м на Югид-Соплесской структурах.

Триасовая система

Триасовая система на рассматриваемой территории представлена нижним отделом. Отложения с большим стратиграфическим несогласием перекрывают нижележащие породы и имеют ограниченное распространение. Их присутствие установлено на Печорокожвинской, Западно-Печорокожвинской, Печорогородской и Западно-Печорогородской площадях [123, 127 – 129], на остальной площади они эродированы. На территории СПП триасовые отложения выявлены на Югид-Соплесском месторождении [115]. Толщина нижнего отдела триаса изменяется от 0 до 200 м. Разрез представлен переслаиванием глин, песчаников и алевролитов.

Четвертичная система

Отложения четвертичной системы, со значительным стратиграфическим перерывом залегающие на размытой поверхности разновозрастных (триасовых, пермских) пород, представлены серыми суглинками с прослоями песков и глин, с галькой и гравием кристаллических пород [112, 122]. Толщина четвертичной системы составляет 20 – 120 м.

3.3. Нефтегазоносность

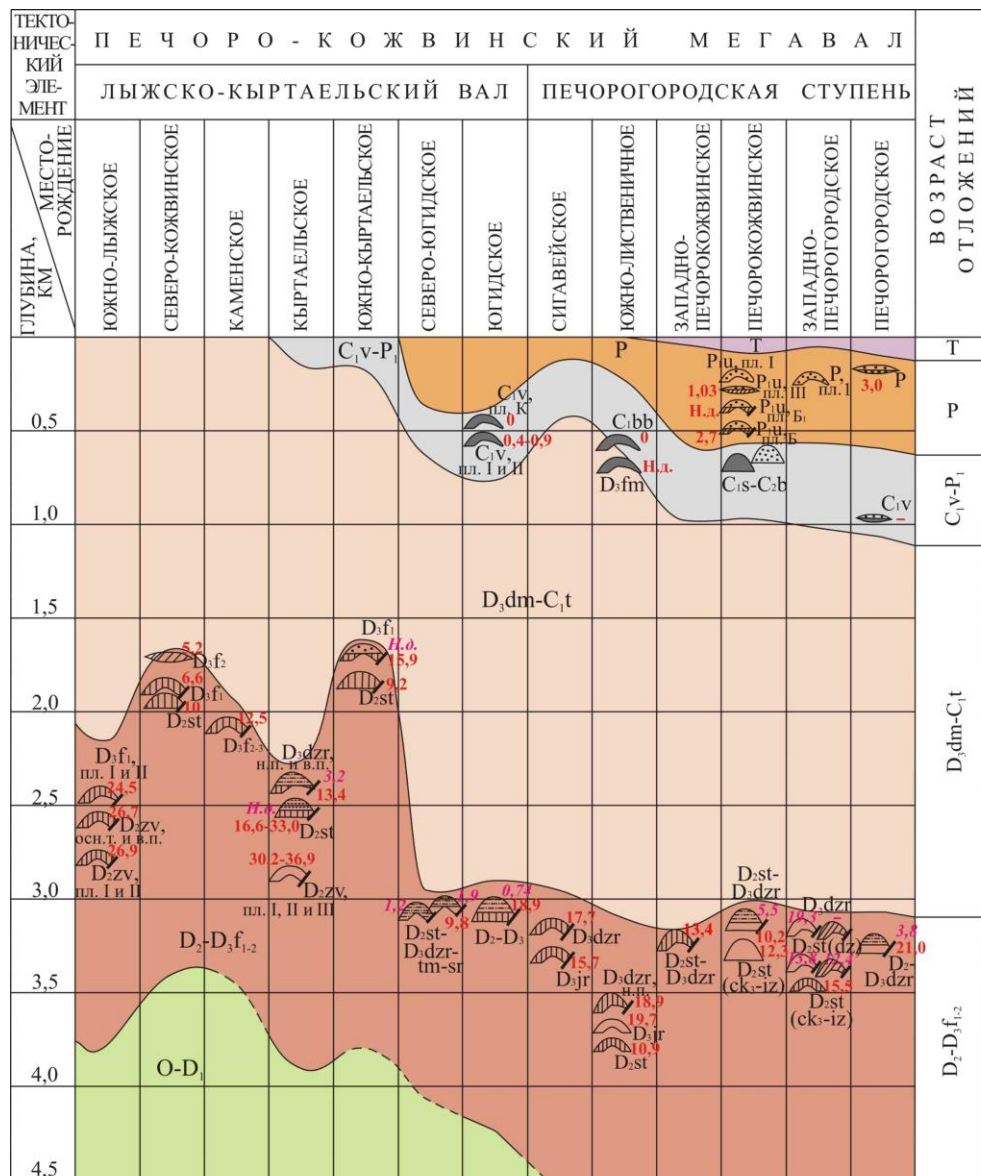
Согласно нефтегазогеологическому районированию территория ПКМ относится к Кыртаельско-Печорогородскому нефтегазоносному району (НГР). К настоящему времени в пределах данного НГР открыто и учтено госбалансом 13 нефтяных и смешанных нефтегазоконденсатных месторождений (рисунок 3.5).

В пределах ТП НГБ в осадочном чехле выделены следующие НГК: среднеордовикско-нижнедевонский карбонатный, среднедевонско-франский терригенный, доманиково-турнейский карбонатный, ниже-средневизейский терригенный, средневизейско-нижнепермский карбонатный, нижнепермский (артинско-кунгурский) терригенный, уфимско-верхнепермский терригенный и триасовый терригенный [82].

Основная промышленная нефтегазоносность Кыртаельско-Печорогородского НГР связана с отложениями среднедевонско-франского поддоманикового НГК. Залежи приурочены к ловушкам пластовым или массивно-пластовым, сводовым, тектонически и литологически экранированным, в джьерских отложениях преимущественно с литологическим экранированием. По фазовому составу в северной и центральной частях ПКМ залежи нефтяные, в южной (исследуемой) части – нефтяные и нефтегазоконденсатные.

Небольшие залежи УВ (газовые, нефтегазовые, газонефтяные, тяжелой нефти) и нефтепроявления выявлены также на территории ПКМ в отложениях доманиково-турнейского, ниже-средневизейского, средневизейско-нижнепермского и уфимско-верхнепермского НГК.

Отложения *среднеордовикско-нижнедевонского* карбонатного комплекса изучены слабо в связи со значительными глубинами их залегания. Нижнедевонские отложения частично вскрыты бурением в скв. 62-Югидская, нефтенасыщенность или запах УВ в них не обнаружены. Признаки нефтегазоносности установлены в силурийских отложениях скв. 78-Западно-Соплеская, пробуренной в зоне сочленения соседнего СПП с Верхнепечорской впадиной, в так называемой «слепой» зоне. При опробовании в открытом стволе инт. 4490 – 4597 м



- УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:**
- Нефтегазоносные комплексы*
- T Триасовый
 - P Нижне-верхнепермские
 - C_{1v}-P₁ Визейско-нижнепермский
 - D₃dm-C₁t Доманиково-турнейский
 - D₂-D₃f₁₋₂ Среднедевонско-нижне-среднефранский
 - O-D₁ Ордовикско-нижнедевонский
- Тип ловушек*
- Пластовая сводовая
 - Пластовая сводовая тектонически экранированная
 - Пластовая сводовая литологически экранированная
 - Пластовая тектонически экранированная
 - Массивная
 - Массивная тектонически экранированная
 - Линзовидная
- Нефть*
- Особо легкая (плотность < 830 г/см³)
 - Легкая (плотность 831 - 850 г/см³)
 - Средняя (плотность 851 - 870 г/см³)
 - Тяжелая (плотность 871 - 895 г/см³)
 - Битуминозная (плотность > 895 г/см³)
- Газ*
- Конденсат*
- Плотностью < 730 кг/м³
 - Плотностью 730 - 770 кг/м³
- 1,9 Содержание парафинов в конденсатах, % масс.
12,9 Содержание парафинов в нефтях, % масс.

Рисунок 3.5 – Схема размещения залежей Кыртаельско-Печорогородского нефтегазоносного района

получен приток газа расчетным дебитом 6,5 тыс. м³/сут, из инт. 4590,0 – 4596,9 м поднят керн, где в доломитах по трещинам отмечаются примазки нефти.

В *среднедевонско-франском НГК* основная доля коллекторов и основные промышленные запасы УВ приурочены к песчано-алевритовым толщам дзельской свиты старооскольского надгоризонта среднего девона и джьерского горизонта верхнего девона. Региональным флюидоупором служат глинисто-алевритовые образования тиманского и саргаевского горизонтов верхнего девона. Роль локальных покрышек выполняют межпластовые глинистые пачки.

Обнаруженные в отложениях этого НГК залежи УВ на Печорокожвинском, Западно-Печорокожвинском, Печорогородском, Западно-Печорогородском, Северо-Югидском и Югидском месторождениях, краткое описание которых приводится ниже, являются основными объектами изучения. По залежам перечисленных месторождений неоднократно проводились подсчеты и пересчеты запасов УВ, в некоторых из них автор работы принимала непосредственное участие. Материалы из отчетов [113 – 120, 123 – 129] были использованы при составлении данного раздела.

В пределах Печорокожвинского НГКМ залежи УВ выявлены в верхнечикшинско-изъельских и дзельско-джьерских образованиях.

Нефтегазоконденсатная залежь в дзельско-джьерских отложениях служит основным объектом разработки, содержит 84,2 % газа, 100 % конденсата, 41,9 % извлекаемых запасов нефти всего месторождения. Залежь разбита на блоки системой субпараллельных разломов сбросового типа преимущественно северо-западного простирания [116]. По данным исследования скважин нарушения являются проводящими, что позволяет принять единые уровни ВНК и ГНК.

Коллекторы представлены серыми, светло-серыми и реже темно-серыми, иногда коричневатыми песчаниками, средне-мелкозернистыми, редко крупнозернистыми. Основные параметры ФЕС коллекторов приведены в таблице 3.1. Флюидоупором для залежи служат глинистые и алевритовые породы тиманского и саргаевского возраста.

Таблица 3.1 – Основные параметры залежей среднедевонско-франского нефтегазоносного комплекса южного окончания Печоро-Кожвинского мегавала

Месторождение	Печорокожвинское		Зап.- Печоро- кожвин- ское	Печорого- родское	Западно-Печорогородское				Югидское			Северо-Югидское		Кыртаельское							
	D _{2st} (ck ₃ -iz)	D _{2st} -D _{3dzt}	D _{2st} (dz)- D _{3dzt}	D _{2st} -D _{3dzt}	D _{2st} (ck ₃ -iz)	D _{2st} (dz)		D _{3dzt}		D _{2st} (dz)-D _{3dzt} -tm-sr			D _{2st} (dz)-D _{3dzt} -tm-sr		D _{2st} (ck ₃ -iz)			D _{2st} (dz)	D _{3dzt}		
Блок, купол	Скв. 110	–	–	–	Централь- ный блок	Цен- тральный и юго- западный блоки	Северо- восточ- ный блок	Цен- тральный и юго- западный блоки	Северо- восточ- ный блок	Северо- запад- ный купол	Цен- траль- ный купол	Юго- восточ- ный купол	Основная залежь (блоки 1а, г)	Северная залежь (блок 1б)	Пласт I	Пласт II	Пласт III	–	Нижняя пачка	Верхняя пачка	
Тип ловушки	Массив- ная сводо- вая	Пластовая сводовая, тектони- чески экраниро- ванная	Пластовая сводовая, тектони- чески экра- нирован- ная	Пластовая, сводовая, тектониче- ски и лито- логически экраниро- ванная	Пластовая сводовая	Пластовая сводовая, тектони- чески экраниро- ванная	Пласто- вая сво- довая, текто- нически экрани- рован- ная	Пласто- вая сво- довая, тектони- чески экрани- рован- ная	Пласто- вая сво- довая, тектони- чески экрани- рован- ная	Массивно-пластовая, сводовая, тектонически экранированная, с частич- ным литологическим ограничением			Массивно- пластовая сводовая, тектони- чески экра- нирован- ная	Массив- но-плас- товая сводовая, тектони- чески экраниро- ванная	Пластовая тектони- чески экра- ниро- ванная	Пластовая тектони- чески экра- ниро- ванная	Пластовая тектони- чески экра- ниро- ванная, литологиче- ски ограни- ченная	Массивная тектони- чески экра- ниро- ванная	Пластовая тектони- чески экра- ниро- ванная, с литологиче- ским ограни- чением	Пластовая тектони- чески экра- ниро- ванная, с литологиче- ским ограни- чением	
Тип залежи по фазовому составу флюидов	Нефтяная	Нефтега- зоконден- сатная	Нефтяная	Нефтегазо- конденсат- ная*	Нефтяная	Нефтяная	Нефтя- ная	Нефтяная	Нефтя- ная	Нефтегазоконденсатная			Нефтегазо- конденсат- ная	Газокон- денсатная	Нефтяная	Нефтяная	Нефтяная	Нефтегазо- конденсат- ная	Нефтегазо- конденсатная	Нефтегазо- конденсатная	
Литологический состав коллектора	Песчани- ки тонко- мелкозер- нистые, алеврити- стые	Песчани- ки средне- мелкозер- нистые, иногда алеврити- стые	Песчаники и алевро- песчаники	Песчаники и алевро- литы	Песчаники мелко- среднезер- нистые, иногда алеврити- стые	Песчани- ки сред- некруп- нозерни- стые	Песча- ники мелко- средне- зерни- стые	Песча- ники мелко- средне- зерни- стые, иногда алеврити- стые	Песча- ники мелко- зерни- стые, иногда алеврити- стые	Песчаники разнозернистые			Песчаники разнозернистые		Песчаники мелко- среднезер- нистые	Песчаники мелко- среднезер- нистые	Песчаники мелко- среднезер- нистые	Песчаники разнозер- нистые с гравийной примесью	Песчаники мелко- тонкозерни- стые, иногда алеврити- стые	Песчаники мелко- тонкозер- нистые, иногда алеврити- стые	
Газонасыщенные эффективные толщины: пределы средневзвешенное значение, м	–	<u>0,8->80</u> 22,3	–	<u>15,2-80,4</u> 25,2	–	–	–	–	–	<u>25,0-87,3</u> 29,5	<u>5,6</u> 2,5	<u>2,4-64,1</u> 37,5	<u>2,1-29,6</u> 9,1	<u>43,8</u> 35,9	–	–	–	<u>1,6-45,2</u> 11,8	<u>1,0-12,4</u> 4,5	<u>0,8-10,4</u> 4,3; 7,6	
Нефтенасыщенные эффективные толщины: пределы средневзвешенное значение, м	<u>0-23,8</u> 12,0	<u>0,8-33,6</u> 10,1	<u>0,6-14,2</u> 26,6	<u>0-15,0</u> 5,1	<u>0-4,6</u> 3,5	<u>0-46,8</u> 25,4	<u>0-18,4</u> 10,8	<u>0-7,5</u> 3,6	<u>0-4,9</u> 1,9	<u>1,6-56,0</u> 25,5	<u>4,4-5,2</u> 3,4	<u>3,0-48,2</u> 15,9	<u>1,9-37,6</u> 7,5	–	<u>1,3-4,0</u> 1,7	<u>7,2-15,6</u> 8,3	<u>6,4-10,6</u> 8,2	<u>1,6-57,8</u> 31,3	<u>2,0-15,0</u> 4,6	<u>1,8-8,4</u> 4,1	
Пористость: пределы средневзвешенное значение, %	<u>6,5-13,0</u> 8,0	<u>5,2-11,1</u> 8,6	<u>7,2-14,3</u> 10,3	<u>5,6-12,9</u> 7,8	<u>7,2-13,1</u> 10,2	<u>5,9-14,5</u> 9,0	<u>7,0-9,3</u> 8,3	<u>8,4-15,1</u> 11,1	<u>7,1-10,5</u> 8,7	<u>4,7-17,4</u> 5,6-12,9			<u>4,6-12,6</u> 8,7	<u>5,8-12,3</u> 8,9	<u>7,0-13,3</u> 10,0	<u>7,0-13,3</u> 12,0	<u>7,0-13,3</u> 11,0	<u>4,6-17,8</u> 8,0-12,0	<u>5,0-15,1</u> 9,0	<u>5,0-9,2</u> 8,5	
Газопроницаемость: пределы средневзвешенное значение, 1·10 ⁻¹⁵ м ²	<u>1,0-2,3</u> 1,0	<u>0,1-203</u> 15,3	<u>0,6-192,5</u> 30,2	<u>0,1-64,8</u> 6,2	<u>0,02-19,1</u> 1,25	<u>0,03-120,6</u> 12,3	<u>0,01-1</u> 0,9	<u>0,05-17,49</u> 0,42	<u>0,01-0,48</u> 0,08	<u>0,51-406,8</u> 29,9			<u>0,07-339,1</u> 25,6-53,8	<u>0,01-282,1</u> 41,6	<u>0,98-437</u> 50	<u>0,98-437</u> 84	<u>0,98-437</u> 50	<u>0,3-816</u> 80,2	<u>0,5-65</u> 50	<u>0,5-65</u> 54	
Литологический состав покрышки	Глинисто- алеврито- вый	Глинисто- алеврито- вый	Глинисто- алеврито- вый	Глинисто- алеврито- вый	Глинисто- алеврито- вый	Глинисто- алевритовый		Глинисто- алевритовый		Глинисто-алевритовый			Глинисто- алеврито- вый	Глинисто- алеврито- вый	Глинисто- алеврито- вый	Глинисто- алеврито- вый	Глинисто- алеврито- вый	Глинисто- алеврито- вый	Глинисто- алеврито- вый	Глинисто- алеврито- вый	
Возраст покрышки	D ₂ iz	D ₃ tm-sr	D ₃ tm-sr	D ₃ tm-sr	D ₂ iz	D ₃ dzt		D ₃ tm-sr		D ₃ tm-sr			D ₃ tm-sr	D ₃ tm-sr	D ₂ ef	D ₂ ef	D ₂ ef	D ₃ dzt	D ₃ dzt	D ₃ tm-sr	
Класс покрышки	Локаль- ный	Регио- нальный	Регио- нальный	Региональ- ный	Локальный	Локальный		Региональный		Региональный			Регио- нальный	Регио- нальный	Локальный	Локальный	Локальный	Локальный	Локальный	Локальный	Регио- нальный

*Госбалансом нефтяная оторочка не учтена.

Свободный газ метан-этан-пропанового типа, жирный, низкоазотный и повышенной азотности, низкоуглекислый. Содержание конденсата в газе при давлении 33,89 МПа составляет 358 г/м³. Конденсаты – легкие, высокобензиновые, мало- и среднепарафинистые. Дегазированные нефти относятся к категории особо легких по плотности, высокопарафинистых, с низким содержанием смол, асфальтенов и серы; по групповому УВ-составу метанового типа.

Пластовые воды, подстилающие залежь, изучены по единичным пробам и представлены рассолами хлоридного кальциево-натриевого состава (хлоркальциевого типа по В. А. Сулину) с минерализацией 200,7 – 202,6 г/л, плотностью 1,142 – 1,143 г/см³ (в нормальных условиях) и около 1,116 г/см³ (в пластовых условиях).

В пределах центрального блока месторождения наиболее глубоко пробуренная скв. 110 вскрыла нефтяную залежь в верхнечикшинско-изъельских отложениях среднего девона. При опробовании этой скважины получены промышленные притоки нефти максимальным дебитом 32,8 т/сут через штуцер диаметром 5,5 мм. Нефть по составу близка нефтяным флюидам основной залежи [129].

Коллекторами являются кварцевые песчаники с поровым типом пустотного пространства (см. таблицу 3.1). Покрышкой служит толща непроницаемых аргиллито-алевролитовых пород изъельской свиты среднего девона. Запасы нефти составляют 28,2 % от извлекаемых запасов всего месторождения.

В 5 км к западу от Печорокожвинского НГКМ открыто Западно-Печорокожвинское НМ. На месторождении установлена мелкая по запасам залежь нефти в дзельско-джьерских отложениях, вытянутая в северо-западном направлении вдоль разрывного нарушения, являющегося тектоническим экраном. С востока залежь ограничена контуром нефтеносности.

Коллекторы представлены средне-крупнозернистыми кварцевыми песчаниками, обладающими средней проницаемостью, невысокой водонасыщенностью, и мелкозернистыми алевропесчаниками, характеризующимися более низкой проницаемостью и высокой водонасыщенностью. Пределы изменения пористости и проницаемости коллекторов даны в таблице 3.1. Роль флюидоупора для залежи выполняют плотные разности (глины, аргиллиты) тиманско-саргаевского возраста.

Нефти в стандартных условиях относятся к классам легких и особо легких по плотности, высокопарафинистых, малосернистых, низкосмолистых и низкоасфальтенистых.

Подстилающие залежь воды хлоркальциевого типа (по классификации В.А. Сулина) с минерализацией 212,23 г/л, плотностью 1,142 г/см³.

На Печорогородском месторождении выявлена газоконденсатная залежь с нефтяной оторочкой в терригенных поддоманиковых отложениях, запасы газа и конденсата которой поставлены на госбаланс, а запасы нефти госбалансом не учтены. Морфологически структурно-тектоническая ловушка выражена в виде трехкупольной антиклинальной складки северо-западного простирания, разбитой тектоническими нарушениями на блоки.

Продуктивность отложений связана с пластами песчаников старооскольского (верхнечикшинская подсвита, изъельская и дзельская свиты) надгоризонта среднего девона и джьерского горизонта верхнего девона. Основная доля коллекторов содержится в песчаниках старооскольского надгоризонта, наиболее выдержанных по площади и обладающих лучшими коллекторскими свойствами.

Коллекторы представлены серыми, светло-серыми, иногда коричневатосерыми из-за насыщенности нефтью кварцевыми песчаниками и алевролитами. Преобладают тонко- и мелкозернистые разности. Отмечается закономерное увеличение песчанности и ФЕС коллекторов к своду залежи. Тип коллектора – поровый (см. таблицу 3.1). Роль флюидоупора для залежи выполняют аргиллиты и алевролиты тиманского возраста.

Притоки конденсатного газа, дебиты которых изменяются от 1,0 до 226 тыс. м³, получены из всех скважин, пробуренных на месторождении. Свободный газ метанового типа, с высоким содержанием этана и пропана, низкоазотный, низкоуглекислый, бессероводородный. Содержание конденсата при начальных термобарических условиях составляет 369,5 г/м³. Плотность стабильного конденсата изменяется от 0,732 до 0,767 г/см³, с высоким содержанием легких бензиновых фракций (более 50 %).

В четырех скважинах на месторождении получены притоки чистой нефти, в одной скважине нефти с газом. Дебиты нефти, оцененные по подъему уровня, изменяются от 0,92 до 11,7 м³/сут. Нефти в стандартных условиях легкие и особо легкие по плотности, высокопарафинистые, малосмолистые, малоасфальтенистые, малосернистые. Выход бензиновых фракций составляет 14 – 29 %.

Пластовые воды, подстилающие залежь, представлены рассолами хлоридного натриевого-кальциевого состава (хлоркальциевого типа по классификации В.А. Сулина) с минерализацией 212,9 – 214,8 г/л.

В 1 км западнее от Печорогородского НГКМ открыто Западно-Печорогородское месторождение. Одноименная структура представляет собой брахиантиклинальную складку северо-западного простирания, разбитую тектоническими нарушениями на разновысотные блоки – северо-восточный, вскрытый скв. 10, центральный и юго-западный [113, 120]. Наиболее высокое гипсометрическое положение занимает центральный блок, вскрытый скв. 23, в пределах которого находится сводовая часть структуры. Разрывное нарушение, ограничивающее данный блок с востока, является тектоническим экраном. Дизъюнктив, контролирующий центральный блок с запада, является проводящим, поэтому уровни ВНК приняты едиными для залежей центрального и юго-западного блоков.

В пределах месторождения по результатам опробования скв. 23, 24 и 10 установлены: залежь нефти в верхнечикшинско-изъельских отложениях, приуроченная к центральному блоку, и по две залежи в дзельских и джьерских отложениях, приуроченных к блокам скв. 23 и 10. Нефти залежей характеризуются различными физико-химическими свойствами.

Наиболее легкая газонасыщенная нефть получена при испытании в колонне джьерских и дзельских отложений в скв. 23, расположенной в центральном блоке. Более тяжелой по составу является нефть изъельских отложений, вскрытых скв. 23, и джьерских и дзельских отложений, вскрытых скв. 10, расположенной в северо-восточном блоке. Состав нефти и условия формирования залежей подробно рассмотрен в подглаве 6.3.

Коллекторами являются разномерные кварцевые песчаники порового типа, пористость изменяется по данным ГИС в пределах 5,9 – 15,1 %. Преобладают породы с открытой пористостью. Проницаемость верхнечикшинско-изъельских отложений составляет $(0,02 - 19,1) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, пород дзельского возраста изменяется в более широком диапазоне – от 0,03 до $120,6 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, при среднем значении $23,5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Джъерские отложения характеризуются еще более низкими значениями проницаемости – $(0,05 - 17,49) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Следует отметить, что керном непосредственно продуктивная часть отложений освещена слабо, но в целом для дзельских и джъерских отложений прослеживается тенденция к улучшению ФЕС коллекторов в блоке скв. 23 и снижение значений пористости и проницаемости в блоке скв. 10 (см. таблицу 3.1).

Пластовые воды, подстилающие залежи, относятся к типу хлоркальциевых с минерализацией 214 г/л. Роль покрышек для залежей в изъельских и дзельских отложениях выполняют межпластовые глинистые отложения, в джъерских отложениях флюидоупором служат плотные породы тиманско-саргаевского возраста [113].

В пределах Кыртаельского НГКМ основные промышленные запасы нефти и все запасы конденсатного газа приурочены к дзельско-джъерским отложениям. В нижележащих пластах верхнечикшинско-изъельского возраста установлены небольшие нефтяные залежи (рисунок 3.6).

Залежи УВ приурочены к различным блокам структурно-тектонической ловушки, имеющей сложное геологическое строение вследствие дизъюнктивной тектоники. В геоморфологическом отношении структура представляет собой крупную брахиантиклинальную складку северо-западного простирания, разбитую системой разломов сбросового типа северо-западного простирания на узкие линейные блоки. Амплитуда вертикального смещения пород по разрывам изменяется от 20 – 40 до 160 м [125].

Коллекторы представлены сероцветными иногда с коричневатым оттенком из-за нефтенасыщения песчаниками. Верхнечикшинско-изъельские породы сложены мелкозернистыми песчаниками с незначительным содержанием тонко-

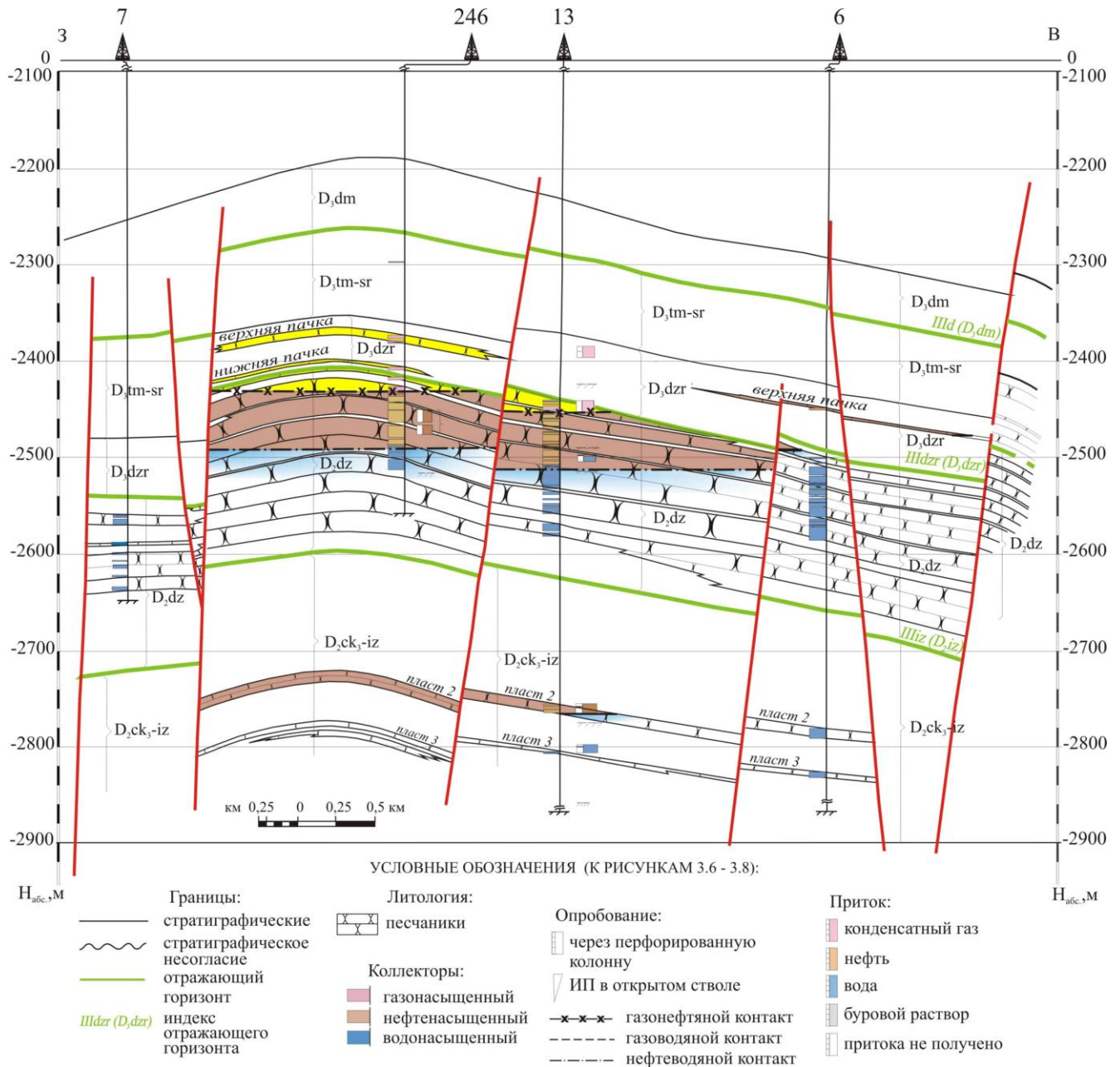


Рисунок 3.6 – Геологический разрез вкрест простирания Кыртаельского НГКМ

и среднезернистого материала. Дзельский интервал разреза слагают разнозернистые песчаники с гравийной примесью, обладающие высокой и средней пористостью и проницаемостью, дзержско-тиманский интервал – мелко-тонкозернистые, иногда алевритистые песчаники, характеризующиеся худшими коллекторскими свойствами по сравнению со старооскольскими (см. таблицу 3.1).

Пластовые воды на месторождении представлены рассолами хлоридного натриевого и хлоридного кальциево-натриевого состава (хлоркальциевого типа по

В.А. Сулину) с минерализацией 165 – 204 г/л и плотностью в стандартных условиях 1,08 – 1,17 г/см³.

Залежи нефти в песчаных пластах I, II и III верхнечикшинско-изъельских отложений содержат 16,2 % от суммы извлекаемых запасов нефти на месторождении. Нефти залежей I и II пластов в стандартных условиях особо легкие (плотностью 0,822 – 0,830 г/см³), высоковязкие, малосмолистые, малосернистые, высокопарафинистые. Нефть залежи III пласта из-за отсутствия проб не изучена.

Роль покрышек для залежей выполняют межпластовые глинистые пачки, разделяющие пласты между собой.

В песчаниках основной толщи старооскольского горизонта нефтегазонасыщение установлено в центральной части Кыртаельской структуры, а также в пределах тектонически изолированных блоков, осложняющих ее западное и восточное крылья. Залежь связана с ловушкой массивного типа, содержит наибольшее количество извлекаемых запасов нефти (79,1 %), газа (44 %) и конденсата (53,7 %) и является основным объектом разработки. Флюидоупором служат непроницаемые глинистые породы джьерского возраста.

Газ газовой шапки является высокоэтановым (содержание этана – 8,2 %), полужирным, низкоазотным, низкоуглекислым. Конденсаты характеризуются плотностью 0,711 – 0,731 г/см³, с объемным содержанием бензиновой фракции 86,5 – 93,2 %. Нефти в поверхностных условиях являются легкими, неподвижными при 20 °С, высокопарафинистыми, малосмолистыми, малоасфальтенистыми, малосернистыми.

В вышележащих песчаниках джьерского возраста небольшие УВ-скопления обнаружены в нижней и верхней пачках, содержащие соответственно 27,0 и 29,0 % газа, 19,7 и 26,6 % конденсата, 1,5 и 3,1 % нефти. Покрышкой для залежи нижней пачки служат глинистые породы джьерского возраста, для залежи верхней пачки – толща глинисто-алевритовых тиманско-саргаевских отложений.

Свободный газ метанового типа, с высоким содержанием этана и пропана, низкоазотный, низкоуглекислый, низкогелиеносный. Содержание конденсата в пластовом газе составляет 225,8 г/м³. Плотность конденсата – 0,739 г/см³, с высо-

ким массовым содержанием парафинов (3,2 %). Нефти в стандартных условиях представлены легким флюидом (плотностью $0,841 \text{ кг/м}^3$), неподвижным при $20 \text{ }^\circ\text{C}$, высокопарафинистым, с низким содержанием смол, асфальтенов и серы.

На Северо-Югидском НГКМ установлена промышленная нефтегазоносность средне-верхнедевонских терригенных отложений, в тектонически обособленных блоках которого выделены две разные по своему фазовому составу залежи – основная нефтегазоконденсатная и северная газоконденсатная (рисунок 3.7) [119]. Приуроченность выявленных залежей к изолированным блокам, имеющим конседиментационное развитие и различный минеральный состав пород-коллекторов, доказаны анализом керна методом больших шлифов [4].

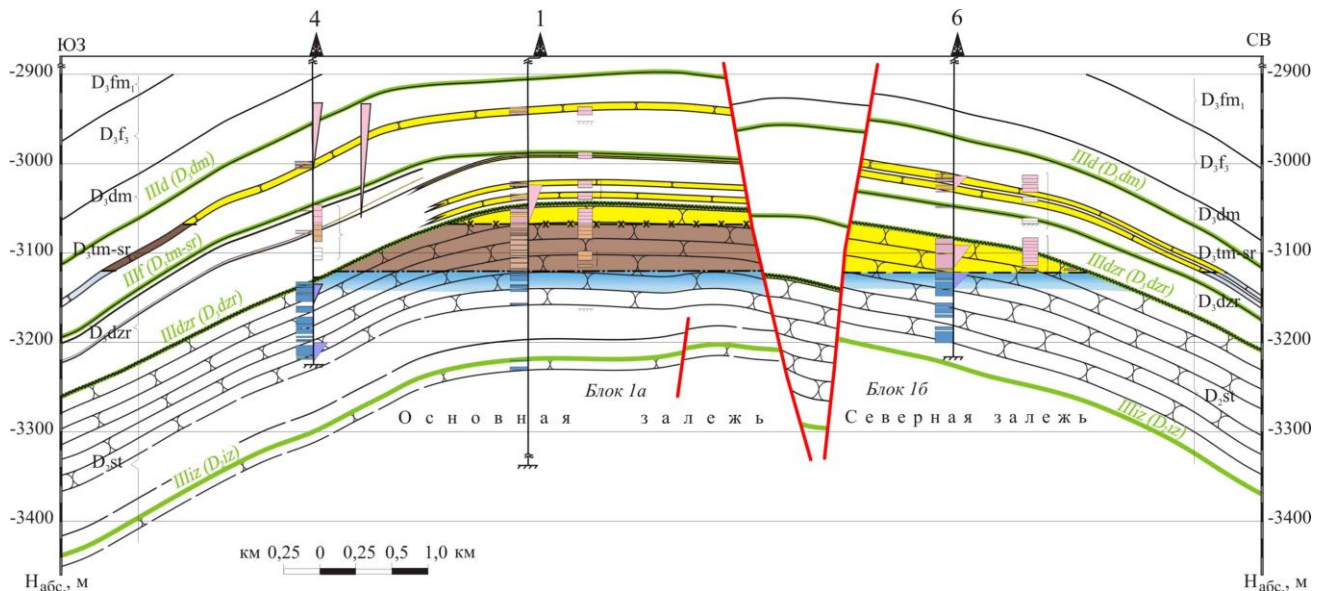


Рисунок 3.7 – Геологический разрез вдоль простирания Северо-Югидского НГКМ (условные обозначения см. рисунок 3.6)

Пластово-массивный резервуар месторождения слагают пласты песчаников старооскольского (дзельская свита) надгоризонта среднего девона, джьерского и тиманского горизонтов верхнего девона. Лучшими коллекторскими свойствами обладают дзельские, худшими – тиманские песчаники, что подтверждается результатами гидродинамических исследований скважин. По латерали наблюдается улучшение ФЕС продуктивных пластов в сторону сводовой части структуры. Тип коллектора поровый (см. таблицу 3.1).

Физико-химические свойства флюидов обеих залежей близки. Устьевые газы залежей состоят преимущественно из метана (67,01 – 91,83 %), сумма гомологов метана составляет 1,31 – 21,86 %. Тип газа – углеводородный, подтип – метановый, низкой и средней жирности, низкоазотный, низко-среднеуглекислый. Содержание стабильного конденсата в пластовом газе оставляет 313,9 г/м³. Конденсаты в стандартных условиях легкие, маловязкие, малопарафинистые (парафинов 1,66 – 2,20 %) и бессернистые. Нефти при 20 °С легкие по плотности, высоковязкие, с высоким массовым содержанием парафинов (10,60 %) и асфальтосмолистых веществ (6,86 %), малосернистые.

Пластовые воды, подстилающие залежь, представляют собой рассолы хлор-кальциевого типа (по классификации В. А. Сулина) с минерализацией от 104,89 до 153,6 г/л, плотностью от 1,073 до 1,101 г/см³.

Покрышкой для залежей служат плотные разности (глины, аргиллиты, алевролиты) тиманского и саргаевского горизонтов верхнего девона.

На Югидском НГКМ продуктивными являются старооскольские отложения (верхнечикшинско-изъельские и дзельские) среднего девона и джьерские – тиманско-саргаевские песчаники верхнего девона, вмещающие нефтегазоконденсатную залежь [56, 124]. Залежь содержит 100 % конденсатного газа и 72,2 % нефти от извлекаемых запасов всего месторождения.

Структурно-тектоническая ловушка, вмещающая залежь, имеет сложное блоковое строение, характеризуется наличием множества тектонических нарушений, обладающих различными экранирующими свойствами по площади, которые обусловили различные уровни ВНК и ГНК на отдельных участках залежи (рисунок 3.8). В структурном плане выделяются два купола – северо-западный, юго-восточный и опущенный блок, примыкающий к куполам с востока в центре. Юго-западное крыло поднятия срезано тектоническим нарушением северо-западного простирания, примыкающим к зоне Припечорского глубинного разлома. Данное нарушение классифицируется как взбросо-надвиг, плоскость сместителя в зоне его воздымания трассируется под углом порядка 60° в северо-восточном направлении и, постепенно выполаживаясь, в эйфельской части разреза прослеживается

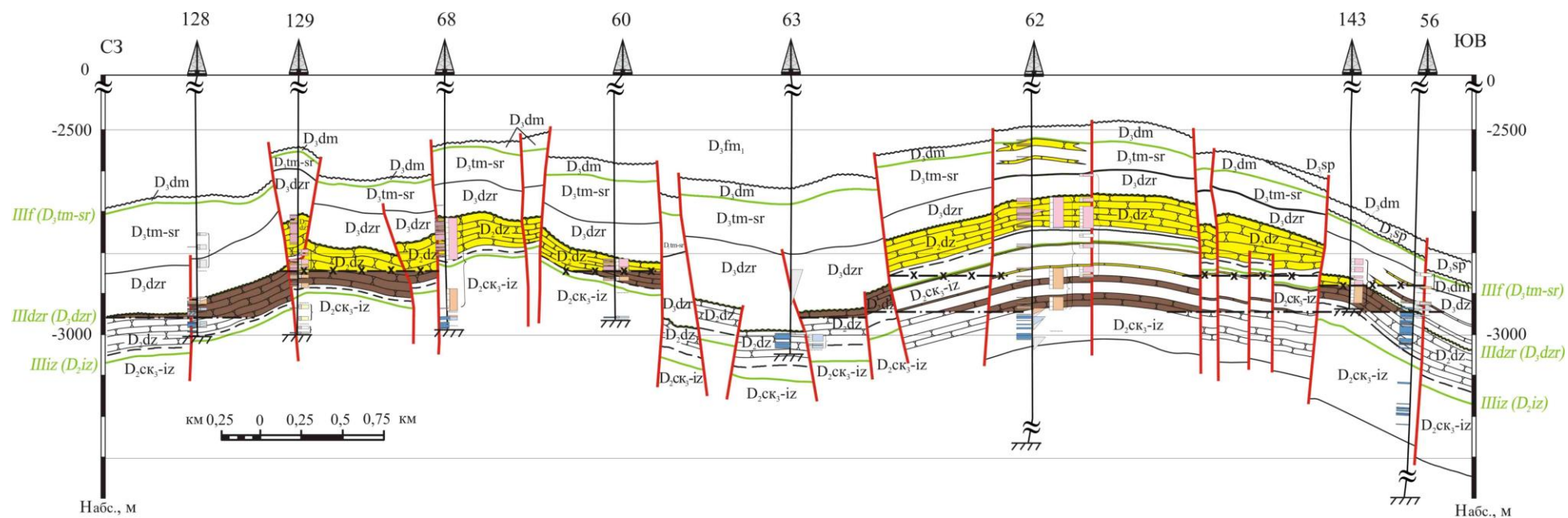


Рисунок 3.8 – Геологический разрез вдоль простирания Югидского НГКМ
(условные обозначения см. рисунок 3.6)

практически согласно напластованию пород. Амплитуда взбросо-надвига изменяется от 500 м по среднедевонским отложениям до 1000 м по нижнепермско-каменноугольным.

Коллекторы представлены кварцевыми разномерными песчаниками светло-серыми и серыми, иногда с зеленовато-буроватым оттенком. Наиболее выдержаны по площади и разрезу и обладают лучшими коллекторскими свойствами отложения дзельского возраста, к ним приурочены основные запасы УВ. По строению порового пространства породы неоднородны. Пористость и проницаемость коллекторов изменяется в широком диапазоне (см. таблицу 3.1). Отмечается значительная трещиноватость пород по керну, развитая вследствие разломной тектоники и улучшающая их проницаемость. Установлено, что лучшими коллекторскими свойствами обладают дзельские отложения, ухудшенными – джьерского.

Свободный газ, добываемый на месторождении, представлен, в основном, метаном – до 84 % при очень высоком содержании его гомологов. Содержание стабильного конденсата, определенное графоаналитическим способом на начальные пластовые условия, составляет 333 г/м³. Конденсаты легкие (плотностью 0,749 – 0,692 г/см³), маловязкие, высокобензиновые, характеризуются отсутствием смол, асфальтенов и серы. Содержание парафинов составляет от отсутствия до 2,06 %. Разгазированные нефти относятся к категории легких, высоковязких, высокопарафинистых, с низким содержанием асфальто-смолистых веществ и серы.

Пластовые воды, подстилающие залежь, представлены рассолами хлоридного кальциево-натриевого состава (хлоркальциевого типа по В.А. Сулину) с минерализацией 93 – 130 г/л и плотностью при 20°С 1,055 – 1,095 г/см³.

Покрышкой для залежи являются аргиллиты и глинистые алевролиты джьерского, тиманского и саргаевского горизонтов, а также глинисто-мергелистые образования нижнефаменского подъяруса верхнего девона.

На непосредственно примыкающем к исследуемой территории СПП открыто Югид-Соплесское НМ. Керн месторождения изучен в процессе выполнения работы, поэтому его строение приведено в данном разделе.

В пределах Югид-Соплесского месторождения по данным ГИС и результатам опробования, проведенных в скважинах, установлена промышленная нефтеносность эйфельских (пласты I и II) и старооскольско-джьерских отложений среднего – верхнего девона. Залежи приурочены к пластовым тектонически экранированным ловушкам. Коллекторами служат песчаники серые, темно- и коричневато-серые, мелкозернистые, кварцевые, сильно трещиноватые, с прослоями алевролитов. ФЕС изучены на образцах пород эйфельских возраста, проницаемый керн из старооскольско-джьерских отложений не вынесен. Тип коллектора – поровый и трещинно-поровый с преобладанием порового типа. Пористость изменяется в пределах 5,3 – 10,4 %, в среднем 8,6 %. Проницаемость составляет $(1,91 - 45,0) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, при среднем значении $23,5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Средневзвешенная по залежам эффективная нефтенасыщенная толщина равна 8,5 – 13,0 м.

По результатам исследования свойств УВ-флюидов однозначная идентификация их фазового состояния невозможна, поскольку они по разным пробам представляют собой то нефть, то газоконденсат [15]. При 20 °С жидкие УВ-флюиды характеризуются плотностью 0,7732 – 0,7900 г/см³, соломенного и желтого цвета, классифицируются как высокобензиновые, среднепарафинистые, малосернистые с низким содержанием асфальтосмолистых веществ. Газосодержание свыше 1050 м³/т. По результатам исследования глубинных проб, а также постановки экспериментальных работ по изучению флюидалльной системы, проведенных на рекомбинированных пробах, сделан вывод о его околокритическом состоянии. При подсчете запасов принято, что жидкие УВ представляют собой «летучую» нефть и характеризуются высокой степенью термической зрелости [115].

Геологическое строение залежей неоднозначно. Результаты испытания скважин, данные петрофизических, пиролитических и палинологических исследований керна свидетельствуют о возможной приуроченности флюидов разных скважин к различным блокам, обособленным друг от друга тектоническими нарушениями (рисунок 3.9) [5, 53].

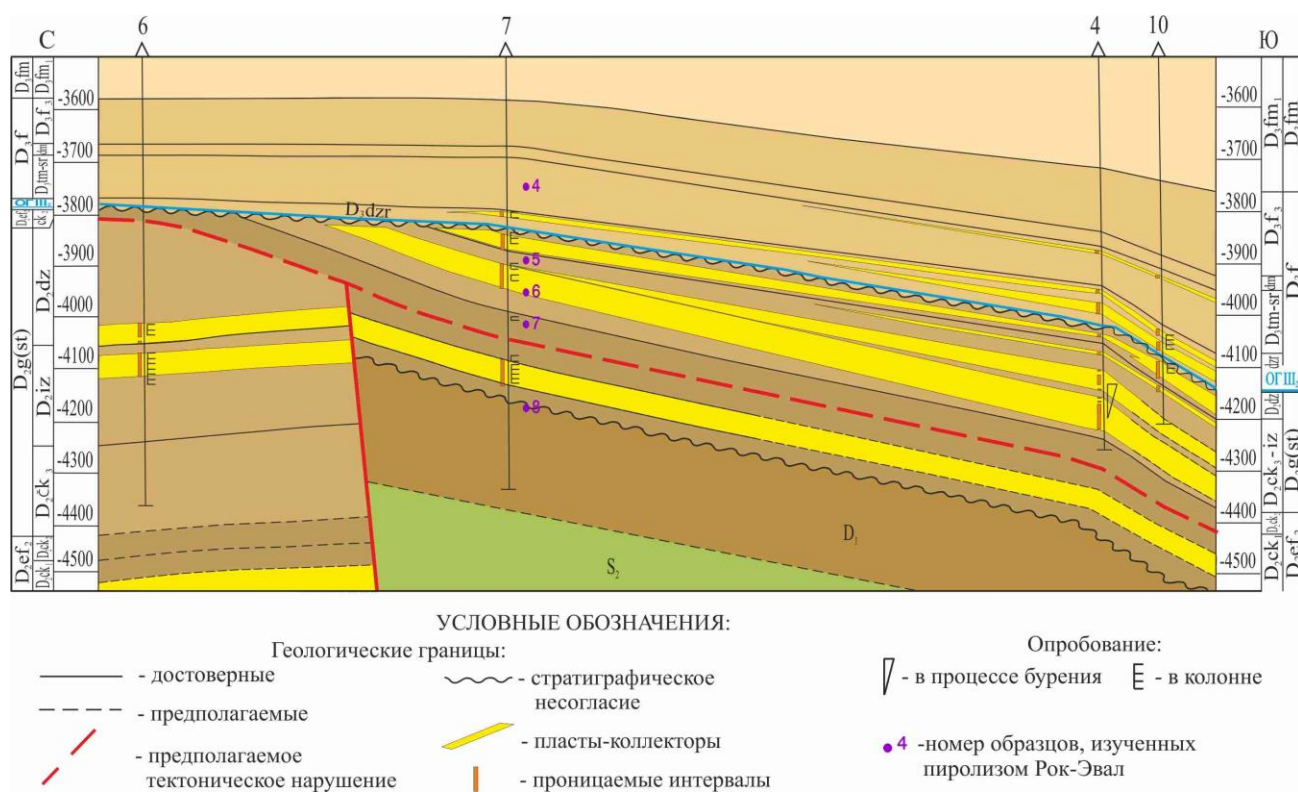


Рисунок 3.9 – Схематичный геологический разрез
Югид-Соплесского месторождения (по работе [53])

В доманиково-турнейском НГК нефтегазопроявления отмечаются практически на всех разведанных структурах ПКМ. На Югидском месторождении в скв. 63 из фаменских отложений поднят нефтенасыщенный керн (инт. 835 – 837 м), в скв. 20 и 21, пробуренных на каменноугольные отложения, из турнейских известняков зафиксировано нефтенасыщение по трещинам и кавернам.

В ниже-средневизейском НГК на Печорогородском месторождении при опробовании яснополянских песчаников в скв. 51 был получен приток газа дебитом 151 тыс. м³/сут через 12,5 мм диафрагму, выявленная залежь оказалась весьма ограниченной по размерам и запасам. Запасы залежи не учтены госбалансом.

На Югидском месторождении в отложениях визейского яруса открыты две залежи тяжелой нефти в песчаных пластах I а+б и II а+б. Суммарная доля извлекаемых запасов составляет 18,2 % от запасов всего месторождения. Ловушки пластовые, сводовые, литологически экранированные. Коллекторами являются кварцевые песчаники с пористостью 23 – 29 %, общей толщиной 2 – 17 м, средней эф-

фективной нефтенасыщенной толщиной 3,6 – 3,7 м. Покрышкой для залежей служат вышележащие непроницаемые породы визейского возраста. Нефти низкогазофакторные, биодegradированные, в стандартных условиях (при 20 °С) тяжелые, с плотностью 0,933 – 0,944 г/см³, высоковязкие, смолистые и асфальтенистые, низкопарафинистые (до 0,5 %), фракции, выкипающие до 200 С, практически отсутствуют.

В *средневизейско-нижнепермском НГК* на Югидском месторождении в отложениях визейского яруса открыта еще одна залежь тяжелой нефти в карбонатном пласте «К», представленном известняками органогенно-обломочными, в подошве известняки содержат кварцевую примесь. Извлекаемые запасы нефти составляют 9,6 % от запасов месторождения. Покрышкой для залежи служат терригенные плотные породы пермского возраста. Нефть по данным устьевых проб тяжелая, с плотностью 0,943 г/см³, высоковязкая, беспарафинистая, смолистая и асфальтенистая.

На Печорогородской площади в отложениях рассматриваемого комплекса в керне из скв. 3, 52, 55 отмечались примазки битума и запах бензина.

На Печорокожвинском месторождении в известняках среднего карбона и серпуховского яруса нижнего отдела карбона выявлены нефтяная и газовая залежи, приуроченные, соответственно, к западному и восточному куполам, осложняющим структуру. Залежь нефти водоплавающего типа приурочена к массивной ловушке. Средняя эффективная нефтенасыщенная мощность пласта составляет 3,46 м. Коллекторы представлены известняками, пористостью по данным ГИС и по керну 24,5 %, роль флюидоупора играют глинистые отложения нижней перми. Нефти при 20°С относятся к классу тяжелых (0,945 г/см³), высоковязких, малопарафинистых (0,48 %), высокосмолистых (18,84 %), асфальтенистых (1,8 %). Доля извлекаемых запасов залежи в общем объеме нефти месторождения составляет 17,6 %.

Залежь газа приурочена к ловушке массивного типа. Средняя эффективная газонасыщенная толщина составляет 24,5 м, пористость – 12 %. Коллекторы

представлены известняками, флюидоупором являются глинистые нижнепермские отложения. Запасы газа составляют 12,7 % от запасов всего месторождения.

В *уфимско-верхнепермском* терригенном НГК на Печорогородском и Западно-Печорогородском месторождениях в нерасчлененных уфимско-верхнепермских отложениях обнаружены залежи газа. Продуктивные полимиктовые песчаники имеют линзовидное распространение, чем обусловлены ограниченные размеры выявленных залежей. На Печорокожвинском месторождении в уфимских песчаниках выявлены небольшие газовые, нефтегазовые и нефтяные залежи, приуроченные к пластам Б₁, Б, I и III. Доля запасов газа данных залежей изменяется от 0,1 % до 2,3 % от общих запасов на месторождении, нефти от 1,1 % до 10,0 %.

На Югидском месторождении при бурении мелких крелиусных и структурно-поисковых скважин в пермских отложениях отмечались нефтепроявления в виде пленки нефти, разгазирования бурового раствора и нефтенасыщенного керена. Непромышленный приток нефти дебитом 0,7 м³/сут получен из казанско-татарских отложений в скв. 22. При испытании уфимских пород в скв. 25 получен приток минерализованной воды в объеме 2,73 м³ с пленкой нефти.

В пределах соседнего СПП в данном НГК известны небольшие газовые залежи в линзовидных пермских песчаниках на Аранецкой и Войской структурах. На Западно-Соплесском месторождении из этих отложений в скв. 1-Усть-Воя получен приток газа. На Югид-Соплесском месторождении в отложениях верхней перми (пласт I) открыта залежь утяжеленной нефти плотностью 0,893 г/см³.

Кроме того, в разрезе Худоельского месторождения установлены залежи нефти в карбонатном пласте «К» и терригенных пластах I+II+III визейских отложений.

Таким образом, анализ нефтегазоносности показывает, что основным перспективным объектом для поисков УВ на изучаемой территории является среднедевонско-франский поддоманиковый НГК. В нем содержится 95,7 % извлекаемых запасов нефти, 100 % конденсата, 97,1 % газа.

ГЛАВА 4. ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАССЕЯННОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА И ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ

4.1. Геохимическая характеристика рассеянного органического вещества

Выяснение условий формирования и закономерностей размещения месторождений УВ-сырья и отдельный прогноз фазового состава залежей невозможны без применения геохимических методов изучения, выделения на их основе нефтегазогенерирующих отложений в разрезе и по площади исследуемой территории [6, 34].

Основой отнесения тех или иных отложений к нефтегазоматеринским является наличие в них РОВ с высоким и умеренным генерационным потенциалом и нахождение этих пород в главных зонах нефте- или газообразования (ГЗН или ГЗГ). Генерационный потенциал отложений изучается комплексом таких показателей, как: исходный состав ОВ (тип керогена); содержание ОВ ($C_{орг}$); уровень катагенеза и генетический потенциал ОВ пород (Pp). Для идентификации типа ОВ, его нерастворимой части или керогена могут использоваться результаты исследований микрокомпонентного и петрографического составов, элементного анализа, инфракрасной спектроскопии, газожидкостной хроматографии синбитумоидов. Для определения типов керогена по данным метода Rock-Eval часто используют модифицированную диаграмму ван Кревелена [91], в координатах значений водородного (HI) и кислородного (OI) индексов, коррелирующими с атомным соотношением H/C и O/C.

Приведенные ниже сведения по распространению типов керогена в районе работ получены на основе авторского анализа материалов по исследованию керн скважин Западно-Печорокожвинской, Югидской, Северо-Югидской и Югид-Соплесской площадей, выполненного специалистами ВНИГРИ, с учетом материалов Л.А. Анищенко, С.А. Данилевского, С.С. Клименко, З.П. Скларовой и др.

[10, 23, 43, 44]. Согласно данным исследователям на территории ПКМ и СПП выделены НГМ-породы в среднедевонско-франских отложениях и предполагаются в разрезе верхнеордовикско-нижнедевонского НГК, содержат ОВ с явным преобладанием сапропелевой составляющей и по классификации Е.С. Ларской [64] относятся к среднепродуктивным (с содержанием $C_{\text{орг}}$ в среднем 1 – 2 %). Толщина отложений составляет 30 – 60 м для O-D₁ НГК и 20 – 80 м для D₂-D₃f₁₋₂ НГК, степень прогрева отложений оценена по значениям ОСВ (в воздухе) на уровне 9,0 – 9,8 R^a и соответствует стадиям катагенеза МК₄ – МК₅ (рисунок 4.1).

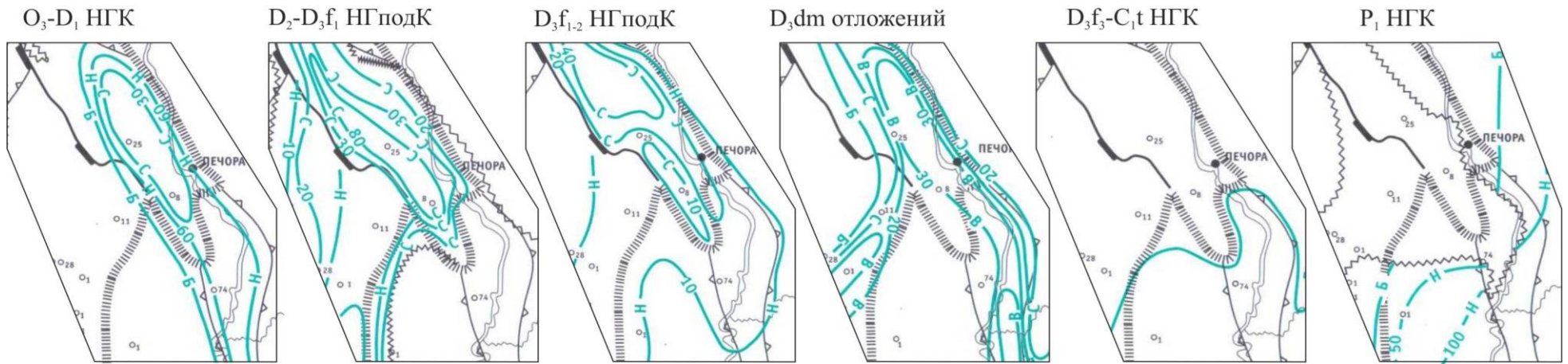
Автором для дополнительного исследования пород пиролитическим и палинологическим методами на четырех месторождениях были отобраны образцы керна, представленные глинистыми разностями из различных стратиграфических подразделений. Всего исследовано 46 образцов (см. рисунок 2.1), наиболее полно в стратиграфическом и глубинном интервале отобран и изучен керн скв. 62, 63-Югидские. Большинство изученных образцов характеризуется содержанием $C_{\text{орг}}$ до 2 % (в среднем 0,9 %) и относится к классу низко- и среднепродуктивных (рисунок 4.2). Сводная литолого-геохимическая характеристика разрезов скважин по данным метода Rock-Eval представлена на рисунках 4.3 – 4.6.

Степень катагенеза керогена методом пиролиза многими исследователями предлагается определять по максимальной температуре ($T_{\text{макс}}$) выхода УВ, которая коррелируется с определениями ОСВ (в масле, R_0):

- $T_{\text{макс}} < 435$ °С соответствует значениям $R_0 < 0,5$ % (протокатагенез);
- $T_{\text{макс}} = 435$ °С – 460 °С соотносится со значениями $R_0 = 0,5$ – $1,15$ % (мезокатагенез стадий МК₁ – МК₃, ГЗН);
- $T_{\text{макс}} > 460$ °С соответствует $R_0 > 1,15$ % (мезокатагенез стадий МК₄ – МК₅ и апокатагенез, ГЗГ) [6].

В тоже время Тиссо отмечает, что на величину $T_{\text{макс}}$ влияет тип ОВ: она выше для континентального типа III и ниже для морских типов I и II [91].

а



б

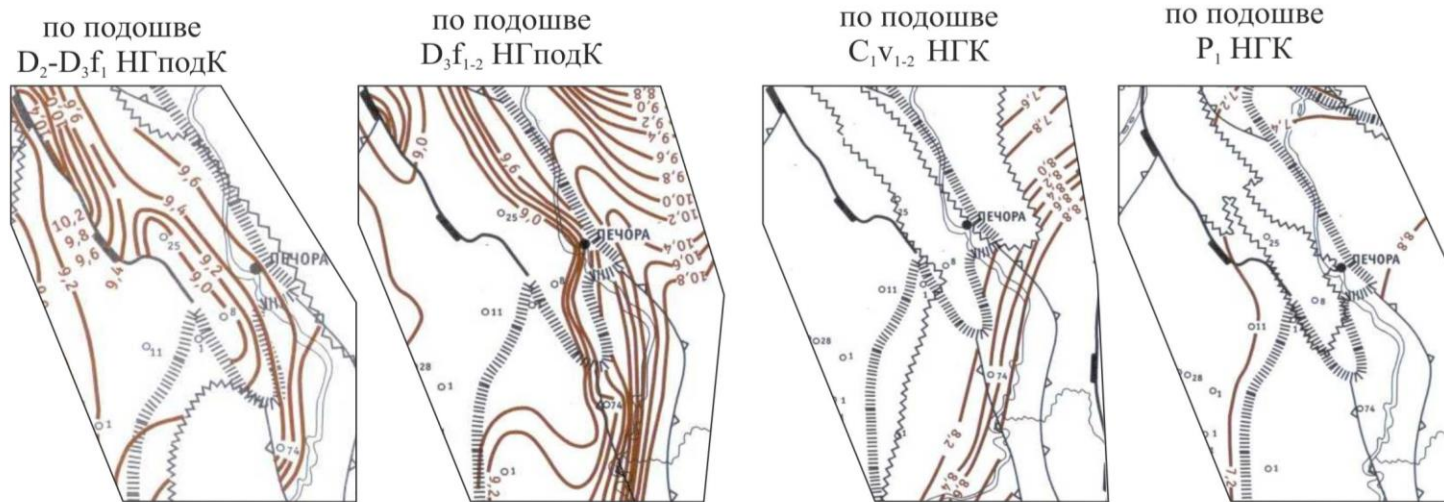


Рисунок 4.1 – Карты распределения C_{org} (а) и изменения отражательной способности витринита (б) (по работе [23])

Условные обозначения к рисунку 4.1

Суммарные толщины НГМ-пород с одинаковым содержанием $C_{\text{орг}}$ в пределах НГК.

Категории НГМ-пород (по классификации Е.С. Ларской):

В – высокопродуктивные, С – среднепродуктивные, Н – низкопродуктивные, Б – бедные

Изореспленды, ОСВ в воздухе (R^a).

Границы подзон катагенеза:

ПК/МК₁ – 7,0 R^a , МК₁/МК₂ – 7,6 R^a , МК₂/МК₃ – 8,2 R^a ,

МК₃/МК₄ – 9,0 R^a , МК₄/МК₅ – 9,7 R^a , МК₂/АК₁ – 10,7 R^a

С-40

9,2

а

б

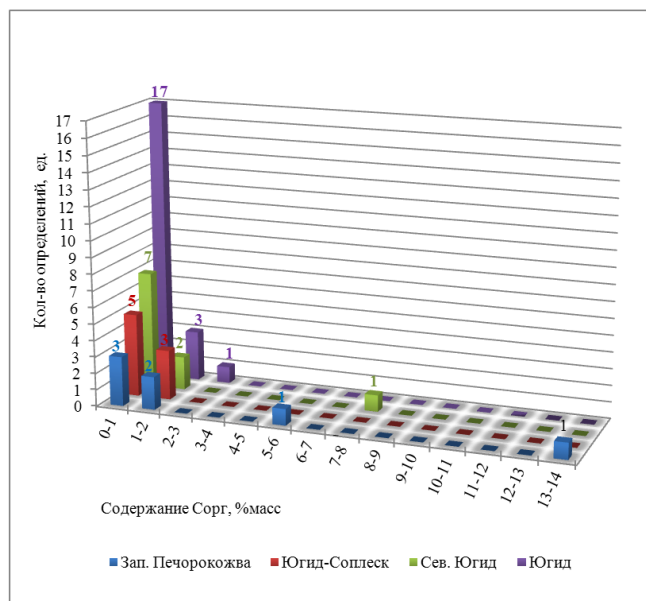
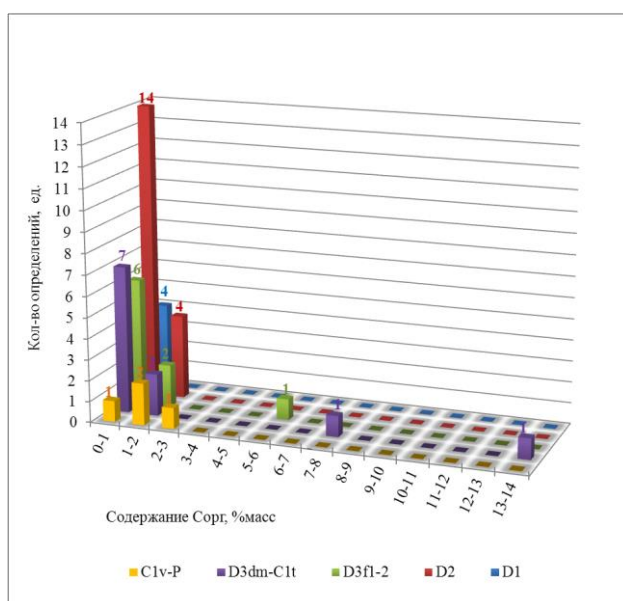


Рисунок 4.2 – Содержание органического углерода ($C_{\text{орг}}$) по стратиграфии отложений (а) и по месторождениям (б)

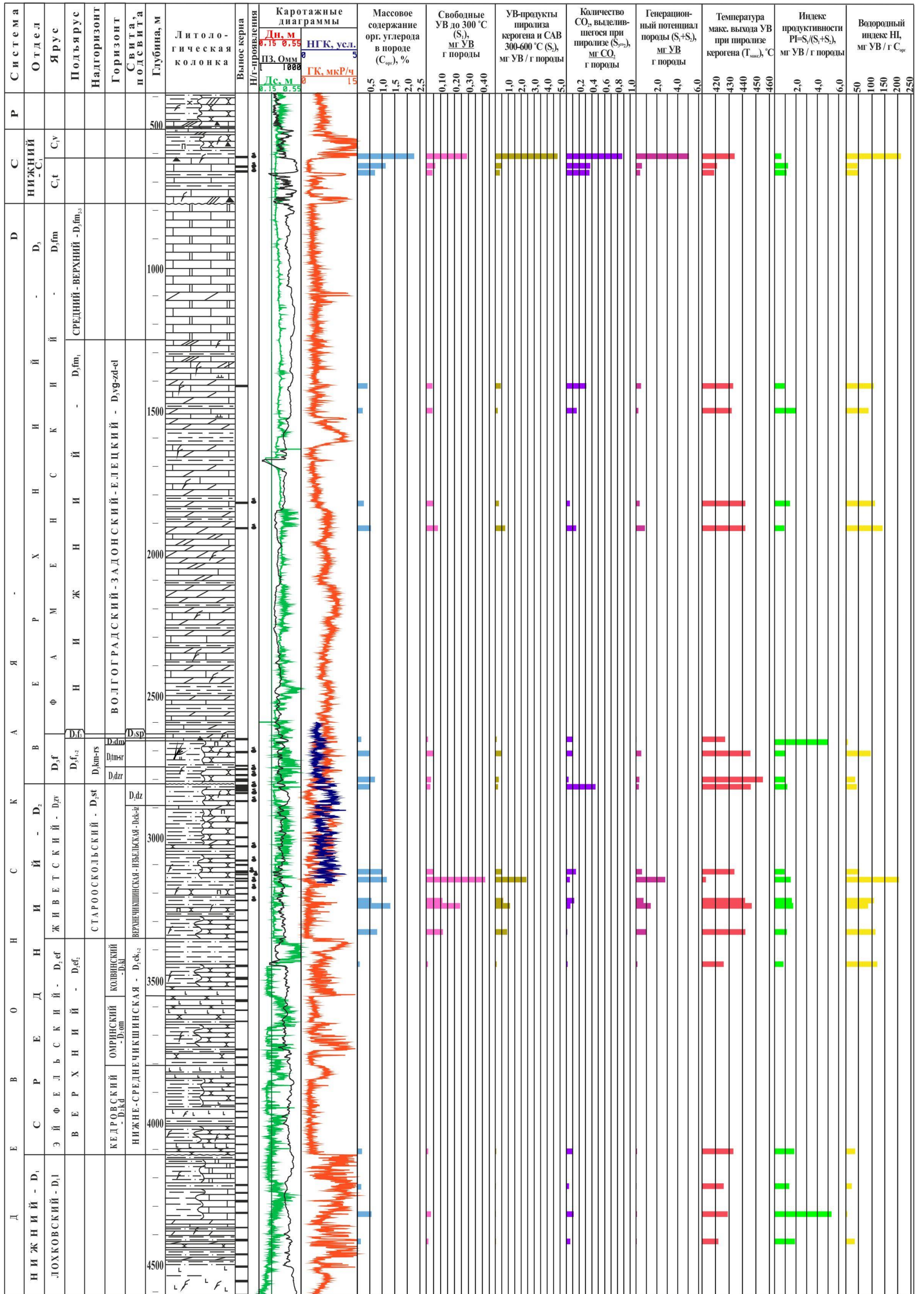


Рисунок 4.3 – Сводная литолого-геохимическая характеристика разреза скв. 62, 63-Югидские

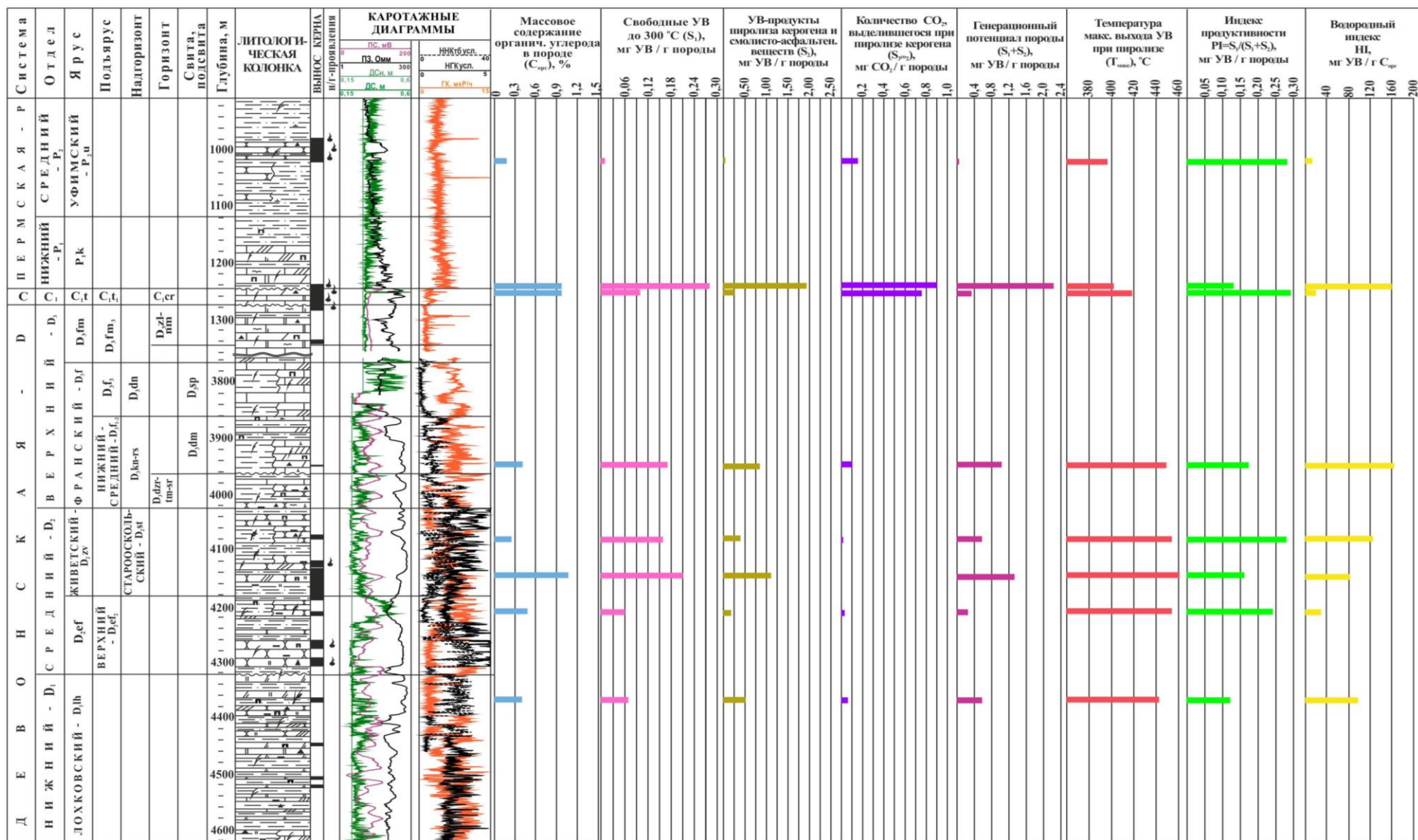


Рисунок 4.5 – Сводная литолого-геохимическая характеристика разреза скв. 100, 7-Югид-Соплесские

По результатам изучения $T_{\text{макс}}$ степень катагенеза образцов в общем случае увеличивается с глубиной залегания: минимальная (390 – 410 °С) зафиксирована в S_{1V} -Р отложениях на Югид-Соплесской площади, максимальная (461 °С) получена в керне, отобранном на этом же месторождении из среднедевонских отложений. На этой площади по результатам палинологического анализа, палеопостроений, корреляции одновозрастных отложений, а также по результатам опробования скважин Т.В. Антоновской сделано предположение о существовании надвига, подсеченного в разрезе скв. 7-Белая, и обосновано сложное геологическое строение месторождения с наличием залежей в структурах неантиклинального характера [5]. Результаты пиролиза и палинологических исследований И.Р. Макаровой подтверждают существование данного надвига (см. рисунок 3.9) [53]. А приуроченность залежей к несообщающимся неантиклинальным ловушкам объясняет неоднозначное фазовое поведение УВ-флюидов, выявленное при исследовании глубинных проб [15], отобранных в одной и той же скважине, но в разных интервалах отбора, представляющих собой то нефть, то конденсат.

По пиролитическим данным кероген абсолютного большинства исследованных образцов среднедевонско-франских отложений преобразован до стадий $МК_1$ – $МК_3$, что соответствует $T_{\text{макс}}=435$ – 460 °С (рисунок 4.7). В образцах керна из нижнедевонских и верхнеэйфельских отложений, отобранных с глубин более 3400 м в разрезе в скв. 62-Югид, катагенетически более преобразованных, зафиксировано снижение $T_{\text{макс}}$ до 422 – 433 °С, что связывается с тем, что в данных отложениях преобладает сапропелевый тип керогена, для которого характерно уменьшение значений $T_{\text{макс}}$ по сравнению с гумусовым и смешанным типом ОВ [91].

Для определения типа ОВ в исследованных образцах использована модифицированная диаграмма ван Кревелена, на осях координат которой нанесены значения водородного ($HI=S_2/C_{\text{орг}}$) и кислородного индексов ($OI=S_3/C_{\text{орг}}$), определенных по данным метода Rock-Eval (рисунок 4.8). Данные индексы определяются элементным составом керогена и зависят не от количества ОВ, а от условий его захоронения и преобразования [91]. Более точно тип ОВ и степень его

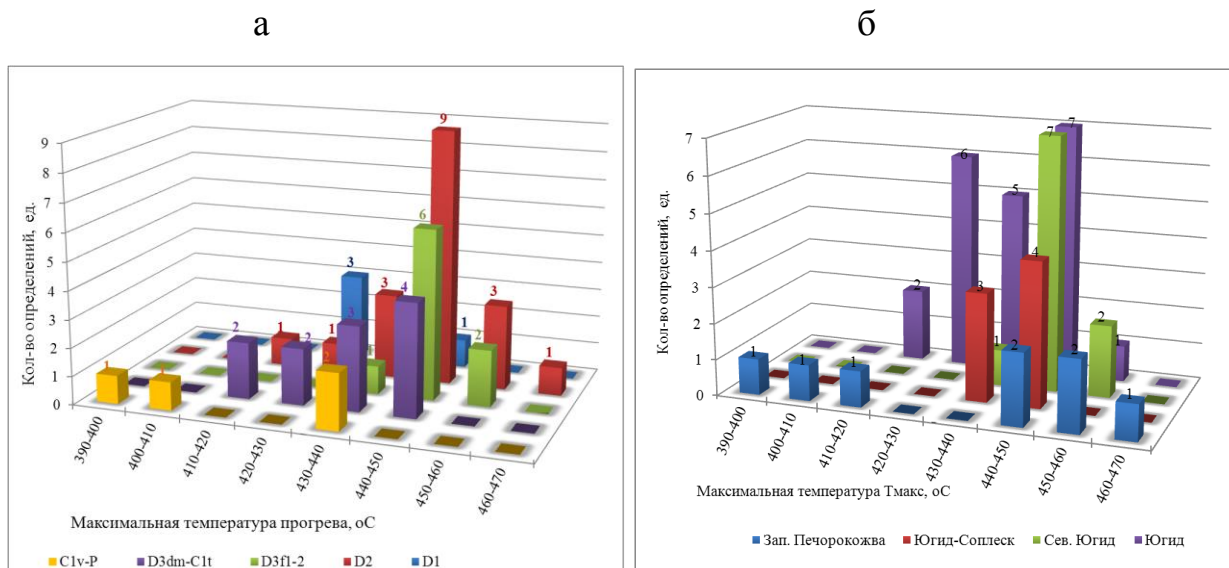


Рисунок 4.7 – Максимальная температура прогрева, определенная при пиролизе керна, по стратиграфии отложений (а) и по месторождениям (б)

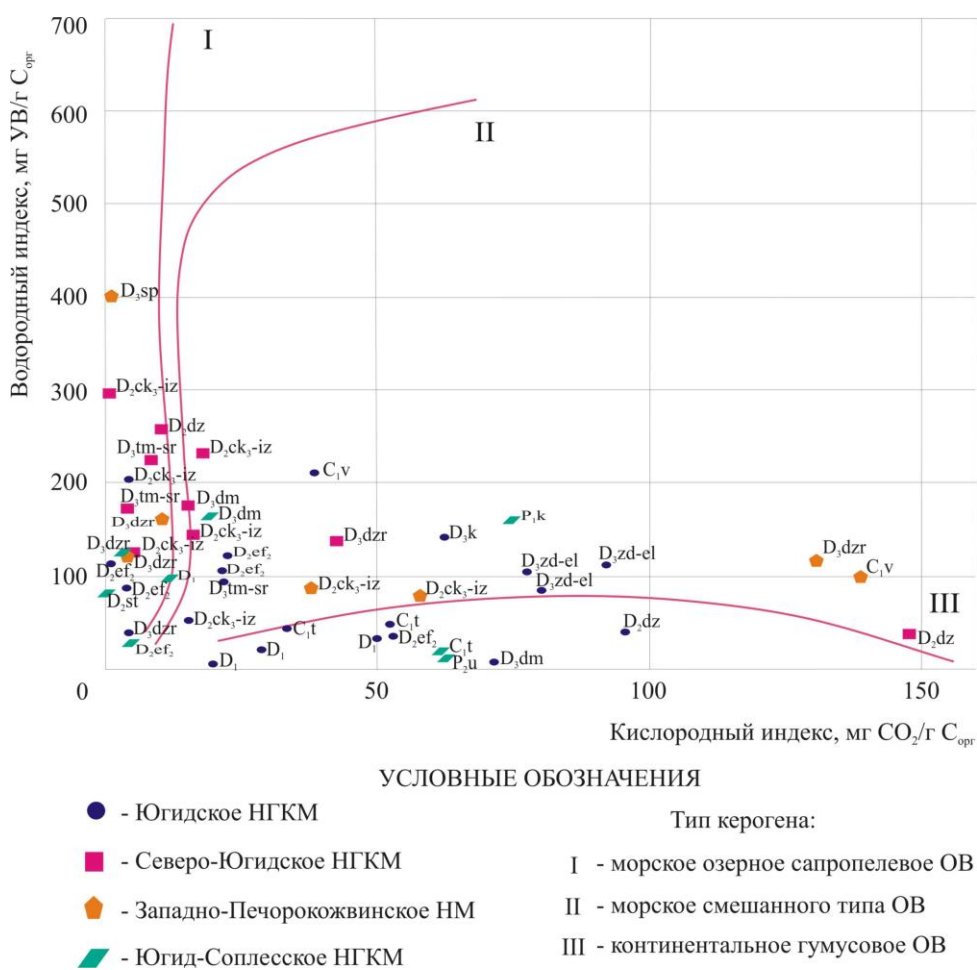


Рисунок 4.8 – Классификация типов материнских пород с помощью водородного и кислородного индексов с разделением по месторождениям

катагенеза были определены в результате палинологических исследований шлифов по методике Ровниной Л.Ф. [84, 85].

Характеристика выделенных типов керогена представлена далее с разделением по НГК.

В образцах среднедевонско-франского НГК выделяется группа Югидского, Северо-Югидского и Югид-Соплесского месторождений. На диаграмме рисунка 4.8 они характеризуются невысокими показаниями кислородного индекса $OI=1 - 22 \text{ мг CO}_2/\text{г C}_{\text{орг}}$ и повышенными значениями водородного индекса (HI до $300 \text{ мг УВ}/\text{г C}_{\text{орг}}$), и ОВ, преобладающее в них, на диаграмме ван Кревелена может быть соотнесено с I и II типами керогена. Вместе с тем, палинологическими исследованиями в них установлено значительное количество дисперсного ОВ, зооостатки (зоопланктон), в меньшей степени растительные остатки, споры, фитопланктон, а сами образцы при детальном рассмотрении под микроскопом относятся к II типу керогена, только к разным его подтипам [33].

Три подтипа сапропелевого ОВ выделены А.А. Сухановым и И.Р. Макаровой и охарактеризованы в работах [29, 89], согласно которым кероген II типа, установленный по микрокомпонентному составу при исследовании в шлифах, на диаграмме в координатах водородного и кислородного индексов в результате его преобразованности может сближаться с характеристиками керогена как I, так и III типов. Согласно данной классификации подтип II-1 представляет собой сапропелевое ОВ животного генезиса с единичными водорослями, образуется в резко восстановительных и восстановительных условиях, а по пиролитическим данным соответствует керогену I типа («псевдowodорослевое» ОВ). Подтип II-3 – это сапропелевое ОВ смешанного состава с зооостатками и растительными остатками (водорослями, реже спорами, гумусом), по пиролитическим данным относится к области, характерной для керогена II типа. К подтипу II-2 относится окисленное, или высоко катагеннопреобразованное сапропелевое ОВ, по пиролитическим данным которое попадает в область, характерную для керогена III типа («псевдогумусовое» ОВ).

Правильная диагностика подтипов необходима при установлении начальных температурных условий нефте- и газообразования [89] и особенно важна для «псевдогумусового» ОВ подтипа П-2.

Например, в шлифе, сделанном при изучении керна, отобранного в скв. 1-Северо-Югидская из инт. 3630,5 – 3636,5 м, отмечаются крупные фрагменты зоопланктона и единичные споры (рисунок 4.9), что позволяет отнести его к подтипу ОВ П-1. На диаграмме рисунка 4.8 данный образец попадает в область значений керогена I типа ($HI=126$ мг УВ/г $C_{орг}$, $OI=5$ мг CO_2 /г $C_{орг}$).

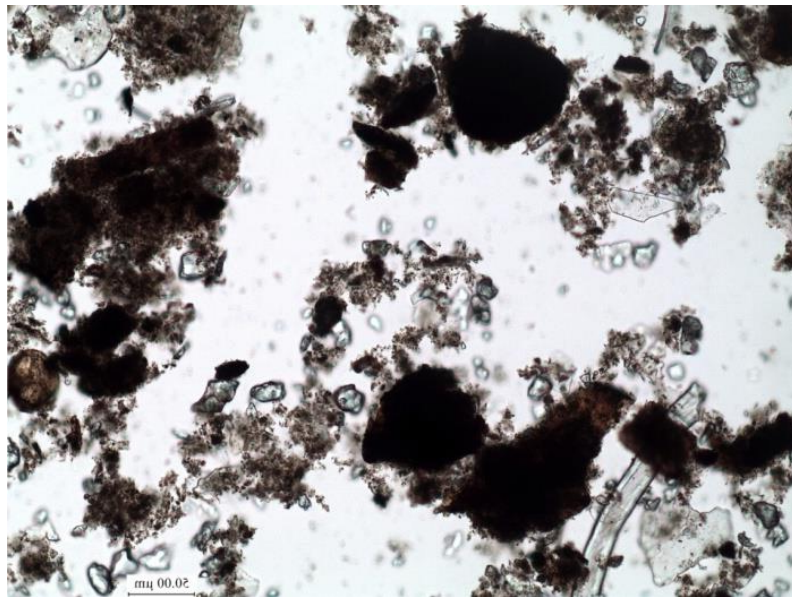


Рисунок 4.9 – Скв. 1-Северо-Югидская, D_2ck_3-iz , сапропелевое ОВ, подтип П-1. Увеличение $\times 200$

Образец скв. 1-Северо-Югидская, отобранный из инт. 3446,3 – 3452,6 м, на диаграмме ван Кревелена попадает в область значений керогена II типа ($HI=236$ мг УВ/г $C_{орг}$, $OI=18$ мг CO_2 /г $C_{орг}$). Вместе с тем, в шлифе отмечается большое количество мелкопреобразованного детрита, редкие споры (рисунок 4.10), что относит его к подтипу П-3.

Степень катагенеза образцов скв. 1-Северо-Югидская по данным палинологических исследований определяется неуверенно (поскольку присутствие спор редкое) и предполагается в пределах $MK_1 - MK_3$.

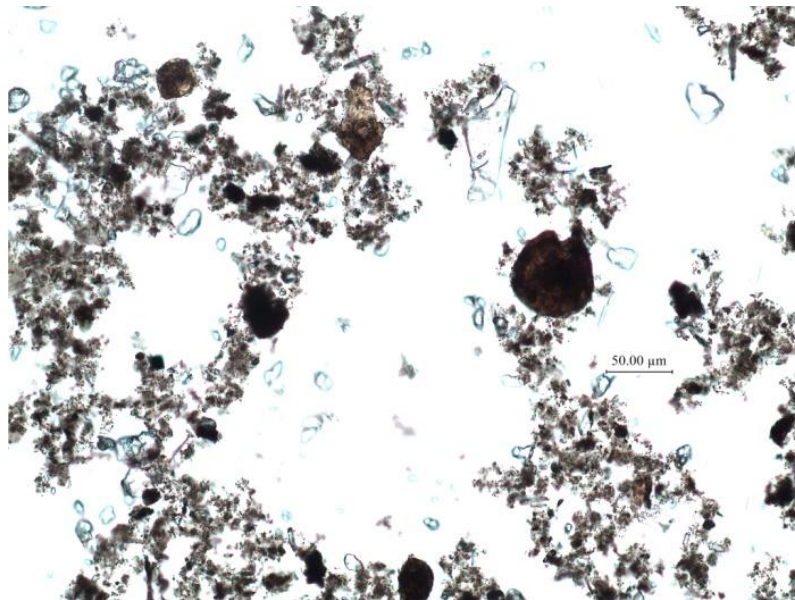


Рисунок 4.10 – Скв. 1-Северо-Югидская, D_2sk_3-iz , сапропелевое ОВ, подтип П-3. Увеличение $\times 200$

На Югидском месторождении в образцах керна, отобранных с глубин более 4000 м ($D_1 - D_{2ef_2}$) в разрезе в скв. 62-Югид, зафиксировано понижение НІ до 5,4 – 21 – 33 мг УВ/г $C_{орг}$, увеличение ОІ до 29 – 50 мг CO_2 /г $C_{орг}$. На диаграмме ван Кревелена эти образцы смещаются в зону ОВ III типа (см. рисунок 4.8). При визуальном осмотре керна в нем отмечаются фрамбоиды пирита, окварцевание по органике и кальцитизация по трещинам, а в шлифах зафиксировано дисперсное ОВ, крупные зооостатки, детритофаги, и незначительное количество спор и тканей растений (рисунок 4.11). Вероятно, переработка органики морского типа происходила в этих отложениях под влиянием интрузий, наличие которых зафиксировано по результатам бурения скважин. Снижение значений водородного индекса в них связано не с континентальным происхождением ОВ, а с высокой степенью преобразованности керогена, в котором остались водорослевые целлюлозные оболочки и хитин, что сближает его по характеристикам с ОВ гумусового типа. В образцах выделен «псевдогумусовый» подтип керогена П-2 [33, 50]. Степень катагенеза по палинологическим данным предполагается на уровне $МК_3 - МК_4$.

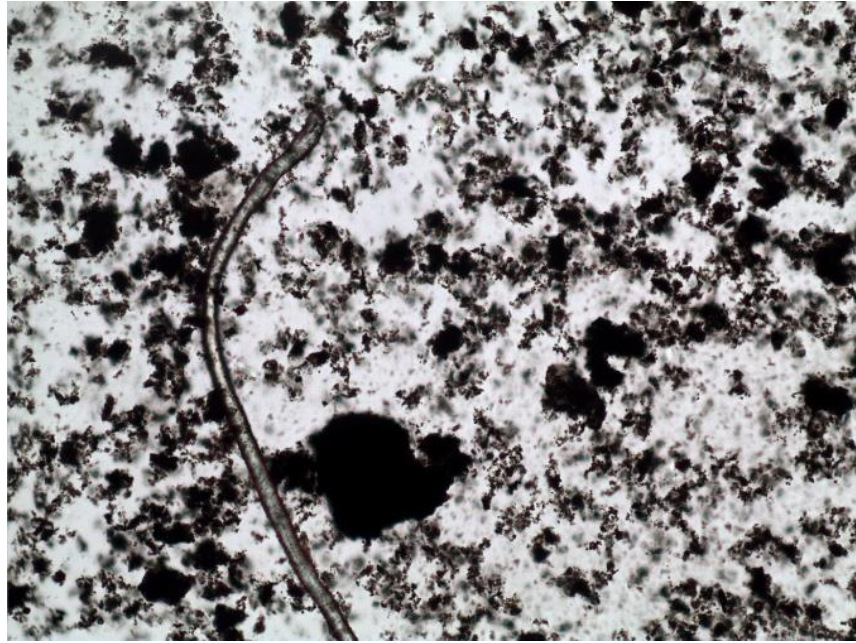


Рисунок 4.11 – Скв. 62-Югидская, D₁, сапропелевое ОВ, подтип П-2.

Увеличение ×200

При исследовании образцов керна Западно-Печорокожвинской площади установлено, что отложения среднедевонско-франского НГК характеризуются невысоким НІ (78,9 – 115,4 мг УВ/г С_{орг}) и повышенным ОІ (37,8 – 138,9 мг СО₂/г С_{орг}). На рисунке 4.8 данные породы совершенно заслуженно попадают в зону керогена континентального III типа, что подтверждается палинологическим анализом. В образцах под микроскопом И.Р. Макаровой выявлены не только мелкий детрит, но и значительное содержание гумусового ОВ, спор и остатков высших растений (рисунок 4.12). Степень катагенетического преобразования среднедевонско-франских отложений на Западно-Печорокожвинском месторождении по цветовой характеристике оболочек большого количества спор определяется более уверенно, чем в скважинах Югидской и Северо-Югидской площадей, и составляет МК₂ – МК₃, ближе к МК₃ [33].

Преобладание гумусовой составляющей в рассматриваемых отложениях юга Печорогородской ступени подтверждается также на Печорогородском и Печорокожвинском месторождениях значительно более высоким, чем в скважинах Югидской зоны, количеством определений ОСВ, представленным в работе [23].

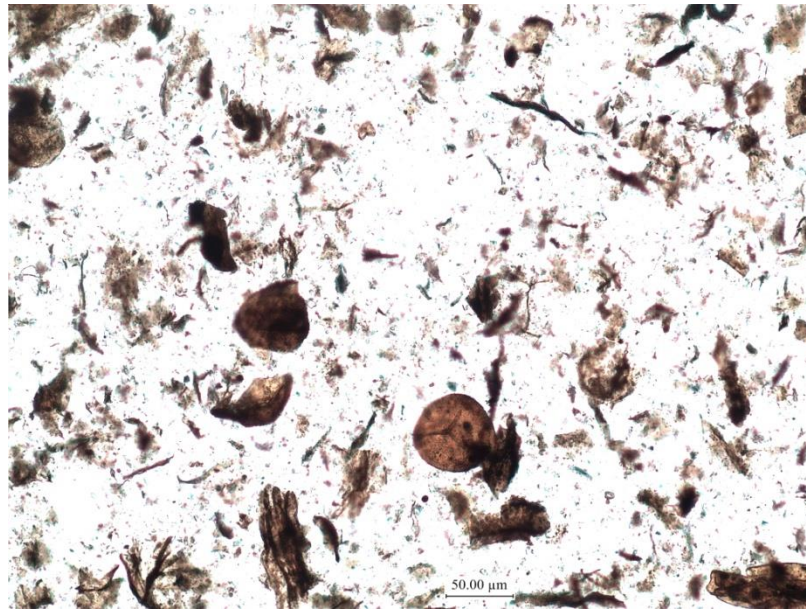


Рисунок 4.12 – Скв. 1-Западно-Печорокожвинская, D₂ск₃-из, гумусовое ОВ, III тип. Увеличение × 200

Таким образом, среднедевонско-нижне-среднефранские терригенные отложения по составу ОВ и генетическому типу керогена делятся на две зоны: на юге Лыжско-Кыртаельского вала (и примыкающей части СПП) в них преобладает сапропелевая составляющая (II тип керогена), а на юге Печорогородской ступени в значительном количестве содержится гумусовое ОВ и выделен III тип керогена.

В отложениях вышележащих НГК описанная зональность не зафиксирована. Однако, породы доманиково-турнейского НГК по пиролитическим показателям, а также в зависимости от внешнего вида керна, можно разделить на две группы:

– к первой группе относятся образцы, отобранные из отложений доманиковского типа в скважинах Западно-Печорокожвинского и Северо-Югидского месторождений. Для них характерно весьма значительное повышение содержания $C_{орг}$ (до 5,44 – 13,37 %), высокие значения генетического потенциала ($Pp=23,46 – 55,07$ кг УВ/т породы) и водородного индекса (НІ до 399 мг УВ/г $C_{орг}$). В шлифах скв. 1-Западно-Печорокожвинская отмечены крупные фрагменты фауны и детрита, меланосклериты (детритофаги) и зафиксировано отсутствие водорослей (рису-

нок 4.13) [33]. На этой же площади в образце керна соплесской свиты, представляющим собой темно-коричневый битуминозный известняк доманикоидного типа, установлен максимально высокий водородный индекс ($HI=399$ мг УВ/г $C_{орг}$), повышение содержания $C_{орг}$ (13,37 % – см. рисунок 4.6). Кероген I типа, характеризуется высоким значением генетического потенциала ($Pp=55,07$ кг УВ/т породы).

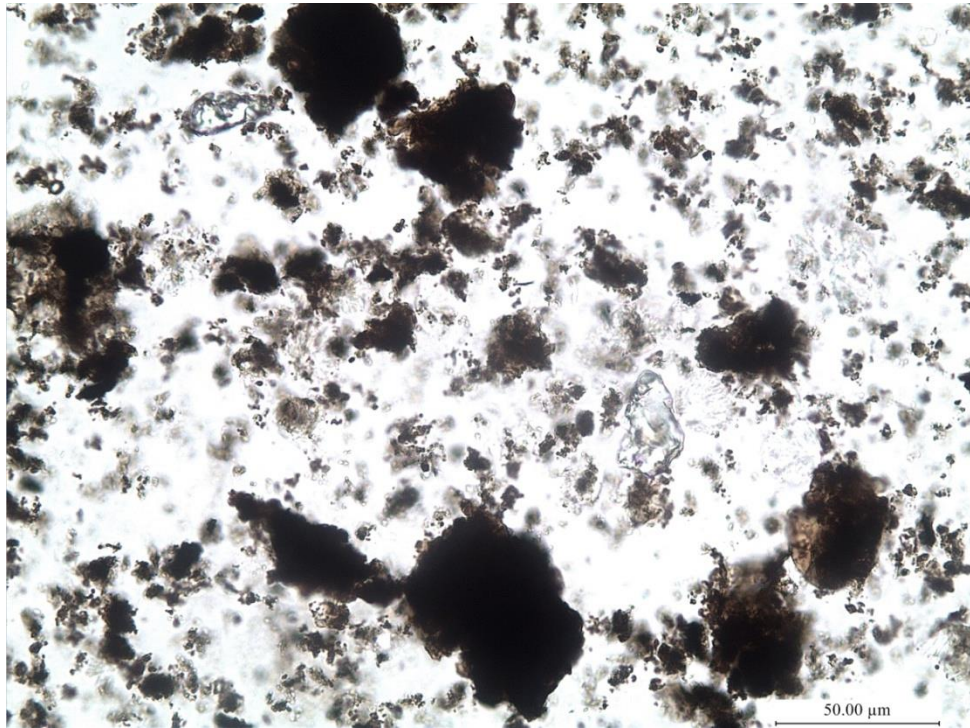


Рисунок 4.13 – Скви. 1-Западно-Печорокожвинская, D_{3sp} , сапропелевое ОВ, подтип II-1. Увеличение $\times 400$

В образцах скв. 5-Северо-Югидская преобладает зоопланктон, отмечается незначительное присутствие спор и фитопланктона, что позволяет отнести ОВ, в основном, к I типу (см. рисунок 4.8). Желтый с темно-коричневым оттенком цвет спор свидетельствует о степени катагенеза $MK_1 - MK_2$, по значениям пиролитического показателя $T_{макс}$, которые изменяются в пределах $439 - 441$ °С, также предполагается начальная стадия ГЗН.

– ко второй группе относятся образцы вышележащей верхнефранско-турнейской толщи, в которых зафиксирован кероген как II, так и III типов. Они характеризуются невысоким водородным индексом (до 150 мг УВ/ $C_{орг}$), понижен-

ным общим генетическим потенциалом P_p , который составляет до 1 кг УВ/т породы. В шлифах по определению И.Р. Макаровой присутствуют «дисперсное ОВ, зоопланктон, споры и фитопланктон» [33]. Параметр $T_{\text{макс}}$ имеет максимальные величины (442 – 450 °С) в нижней части разреза и уменьшается вверх по разрезу до 419 – 421 °С. Катагенетическое преобразование отложений зафиксировано на уровне $МК_1$ – $МК_3$.

Отложения от средневизейско-нижнепермского до триасового НГК на всей территории южной части ПКМ характеризуются развитием преимущественно III типа керогена [3, 23, 43]. В изученных образцах визейского, кунгурского, уфимского возрастов при сравнении с нижележащими фаменско-турнейскими породами зафиксировано незначительное повышение УВ-потенциала – рост концентраций $C_{\text{орг}}$ до 2 – 3 % и увеличение P_p до 5 кг УВ/т породы. При микроскопических исследованиях установлено присутствие спор, пыльцы (рисунок 4.14), тканей растений и остатков фауны [33]. Образцы относятся к гумусовому III типу керогена (см. рисунок 4.8), характеризуются невысокой стадией катагенеза на уровне перехода ПК – $МК_1$ (при пиролизе керна зафиксированы невысокие значения $T_{\text{макс}} = 397$ – 434 °С), из-за чего реализация генерационного потенциала пород весьма низкая.

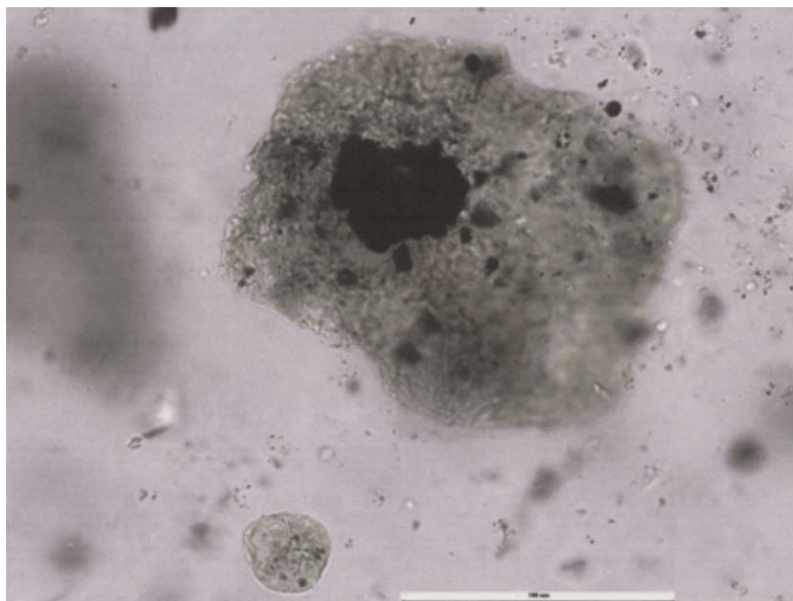


Рисунок 4.14 – Скви. 100-Югид-Соплесская, P_{1k} , гумусовое ОВ, III тип.

Увеличение $\times 600$.

Таким образом, по результатам пиролитического исследования образцов керна наибольшим УВ-потенциалом обладают изученные отложения среднедевонско-раннефранского возраста. При этом в распределении типов ОВ этих пород установлена зональность: на юге Лыжско-Кыртаельского вала (Югидское, Северо-Югидское месторождения) и прилегающей части СПП (Югид-Соплесское месторождение) отмечается преобладание морской сапропелевой составляющей (II тип керогена). Для южного окончания Печорогородской ступени (Печорогородское, Печорокожвинское, Западно-Печорокожвинское месторождения) зафиксирована высокая доля гумусового ОВ (III тип керогена). Исследованные отложения являются среднепродуктивными, характеризуются содержанием $C_{орг}$ 1 – 2 %, общим генетическим потенциалом до 3 кгУВ/т породы.

Более низким генетическим потенциалом характеризуются породы раннедевонского возраста, изученные на Югидском и Югид-Соплесском месторождениях. В них снижается содержание $C_{орг}$ до 0,12 – 0,56 %, генетический потенциал до 0,6 кгУВ/т породы.

Степень катагенеза отложений изменяется от стадии нефтеобразования ($МК_1$ – $МК_3$) до начальной стадии газообразования ($МК_3$ – $МК_4$) и более четко фиксируется для пород Печорогородской ступени. При этом, повышение степени катагенеза характерно для нижнедевонских образований. Особенностью ОВ НГМ-толщ Югидской площади также является то, что здесь наблюдается нарушение глубинной катагенетической зональности, связанное с интрузиями. Последние обуславливали гидротермальные процессы, приводившие к большей и неравномерной преобразованности ОВ, воздействие которых проявляется в некоторых образцах и выражается в резких различиях катагенетической преобразованности микрофитофоссилий в шлифах [33].

В вышележащих отложениях территориальное разделение на типы ОВ не наблюдается. В породах доманиково-турнейского НГК преобладает сапропелевый I тип ОВ, катагенез их зафиксирован на уровне начальных стадий нефтеобразования ($МК_1$ – $МК_2$). Отложения от средневизейско-нижнепермского до триасового

НГК характеризуются развитием преимущественно III типа керогена, степень их преобразования соответствует переходу ПК – МК₁.

4.2. Геохимическая характеристика пластовых флюидов

На исследуемой территории обнаружены залежи различного фазового состава – от нефтяных до чисто газовых с различными переходами (см. подглаву 3.3). Изучение состава жидких флюидов позволяет судить о генезисе УВ, а в индивидуальном составе нефти и битумоидов заложена генетическая информация об их происхождении. Распределение высокомолекулярных алканов, цикланов и аренов многими авторами предлагается использовать для корреляции пластовых флюидов с битумоидами отложений для выявления нефте- и газоматеринских пород [77, 79, 87]. При этом дифференциация или сходство флюидов по разным параметрам достаточно четко определяется с помощью статистических принципов исследования и различных графических построений, а с учетом всего комплекса геолого-геофизических работ могут быть использованы для определения источников генерации и условий миграции и заполнения ловушек [48].

На изучаемой территории для характеристики жидких пластовых флюидов проанализированы физико-химические свойства, индивидуальный состав фракции НК-130°С, распределение алкановых и изопреноидных УВ во фракции НК-200°С. Для характеристики газовых УВ использовались физико-химические свойства, в том числе плотность, молекулярная масса, компонентный состав газа. Начальная газоконденсатная характеристика систем устанавливалась по результатам исследований на газоконденсатность, проведенных в промысловых и лабораторных условиях [38].

Следует заметить, что, несмотря на значительный объём аналитических данных, изученность добываемых флюидов крайне неравномерна и не всегда охвачена полным аналитическим комплексом. Во многих скважинах испытывались и эксплуатировались широкие интервалы с разным характером насыщения, очень часто в таких скважинах были получены газонефтяные смеси, что сказыва-

лось на выявлении особенностей начального состава конденсата и нефти. Кроме того, изучение первоначального состава флюидов Печорогородского, Печорокожвинского, Югидского месторождений проводилось в 1960 – 1970-е гг., методы их исследования частично не совпадают с методиками, применяемыми в более поздние периоды 1990 – 2000-х гг., когда были открыты Югид-Соплесское, Западно-Печорокожвинское, Северо-Югидское месторождения, что также затрудняло сравнение индивидуальных характеристик состава УВ.

Рассматриваемые природные газоконденсатные системы признаны насыщенными, поскольку значения давления начала конденсации и начального пластового давления совпадают. Начальная газоконденсатная характеристика залежей на стадии разведочного бурения была изучена на Югидском, Северо-Югидском, Печорокожвинском месторождениях [117, 126, 127]. На Печорогородском месторождении газоконденсатные исследования (ГКИ) на первоначальном этапе проведены не были, наиболее представительными признаны ГКИ, проведенные в 1996 г. на скв. 19 [128]. Содержание стабильного конденсата в пластовом газе по результатам ГКИ для Югидской и Северо-Югидской залежей изменяется от 313,9 до 333 г/м³ при пластовом давлении от 32,8 до 33,4 МПа, для Печорогородского и Печорокожвинского месторождений содержание конденсата в пластовом газе равно 358 – 369,5 г/м³ при пластовом давлении 34,4 – 36,6 МПа.

По составу и свойствам добываемые пластовые флюиды можно разделить на две группы (зоны), имеющие различную площадную распространенность:

- первая группа – Югидская – выделяется в южной части Лыжско-Кыртаельского вала;
- вторая группа – Печорогородская – приурочена к югу Печорогородской ступени.

Для этих двух групп установлены близкие значения плотности флюидов и параметров фракционного состава и вместе с тем прослеживается их дифференциация по таким показателям, как количество парафинов, температура застывания и содержание конденсата в газе (таблица 4.1).

Таблица 4.1 – Характеристика физико-химических свойств и индивидуального состава флюидов южной части ПКМ

Тектонический элемент	Лыжско-Кыртаельский вал		Печорогородская ступень	
Группа (зона)	Югидская		Печорогородская	
Тип флюида	Конденсат	Нефть	Конденсат	Нефть
Плотность при 20 °С, г/см ³	0,696-0,759	0,815-0,849	0,703-0,753	0,804-0,837
Вязкость при 20 °С, мм ² /с	0,65-1,30	-	0,99-1,53	-
Вязкость при 50 °С, мм ² /с	-	3,4-12,5	-	2,9-6,1
Молекулярная масса	102-153	178-317	101-188	178-237
Температура застывания, °С	-20÷-30	+17÷+44	-18÷+2	+15÷+26
Параметры фракционного состава:				
температура начала кипения, °С	27-38	45-96	32-52	49-77
фракций до 100 °С, % об.	18-51	2-11	13-39	1-9
фракций до 200 °С, % об.	61-89	20-33	48-81	17-30
фракций до 300 °С, % об.	81-98	37-57	73-92	34-56
Параметры компонентного состава, % масс:				
содержание смол	0-0,17	1,1-3,7	0-0,22	1,1-7,9
содержание асфальтенов	0-0,01	0,3-0,9	0-0,04	0,1-0,7
содержание парафинов	0,2-2,2	9,3-26,1	2,2-5,5	6,3-18,4
Содержание серы, % масс.	0,02-0,11	0,09-0,43	0,03-0,10	0,09-0,52
Параметры индивидуального состава нормальных и изопреноидных алканов				
Сумма nC ₁₇₊ , % масс.	1,8-8,6	7,5-17,6	1,7-7,6	11,7-25,2
Сумма изоС, % масс.	0,7-2,5	0,4-1,9	0,5-1,3	0,9-1,8
Пристан/фитан	1,1-4,1	0,8-1,8	1,1-2,7	0,9-1,8
Коэффициент нечетности (CPI)	0,9-1,2	1,0-1,2	0,9-1,1	0,1-0,7
Ki=(изоС ₁₉ +изоС ₂₀)/(nC ₁₇ +nC ₁₈)	0,1-0,4	0,1-0,5	0,1-0,9	0,1-0,7
Параметры индивидуального состава фракции НК-130 °С				
nC ₆ /nC ₇	0,9-1,4	0,6-1,1	0,9-1,3	0,1-1,0
nC ₇ /nC ₈	0,5-0,7	0,8-1,1	0,8-1,7	0,9-2,1
МЦП/ЦГ	0,3-1,2	0,7-1,4	0,9-1,5	0,5-1,7
ЦГ/ЦП	0,5-1,4	0,8-1,7	1,1-8,3	1,3-32,5
МЦП/МЦГ	0,2-1,2	0,2-0,5	0,2-0,7	0,1-0,5
Сумма аренов, % масс.	0,8-1,8	0,3-0,9	0,7-3,5	0,7-4,0
Бензол/толуол	0,23-0,36	0,12-0,38	0,27-0,57	0,23-0,39

Свободные газы Югидской группы по коэффициенту жирности ($K_{ж}$), отражающему УВ-характеристику, относятся к среднежирным ($K_{ж}$ изменяется в пределах 12 – 29). Мольное содержание метана составляет 76 – 84 %, этан-бутанов 12 – 19 %, гелия 0,051 – 0,059 %. По мольному содержанию азота газы характеризуются как низкоазотные (1,5 – 3,5 %), по концентрации диоксида углерода – повышенной углекислотности (0,2 – 1,2 %) [88].

Конденсаты Югидской группы характеризуются при 20°C плотностью 0,696 – 0,759 г/см³, вязкостью 0,65 – 1,30 мм²/с, содержат 61 – 89 % фракций до 200 °С и 81 – 98 % фракций до 300 °С. В компонентном составе конденсаты содержат 0,2 – 1,8 % парафинов, до 0,01 % асфальтенов, до 0,17 % смол. Концентрация серы составляет 0,05 – 0,11 % на Югидской площади, понижается до 0,02 – 0,055 % на Северо-Югидском месторождении.

Разгазированные нефти месторождений данной группы согласно рекомендациям, принятым в 2016 г. [75], относятся к классам особо легких и легких, характеризуются плотностью 0,815 – 0,849 г/см³, высоковязких (вязкость, измеренная при 50 °С, составляет 3,4 – 12,5 мм²/с), молекулярная масса изменяется в пределах 178 – 317. В компонентном составе нефти содержат 9,3 – 10,6 % парафинов на Северо-Югидской площади, 14,4 – 26,6 % на Югидском месторождении, 0,25 – 0,91 % асфальтенов, 1,12 – 3,7 % смол. Концентрация серы составляет 0,09 – 0,20 % на Югидской площади, повышается до 0,25 – 0,43 % на Северо-Югидском месторождении. Во фракционном составе отмечается 20 – 33 % бензиновой фракции, 37 – 57 % фракции, выкипающей до 300 °С.

Плотность нефти в пластовых условиях составляет 0,65 – 0,66 г/см³, динамическая вязкость невысокая 0,3 – 0,8 мПа·с. Значение коэффициента сжимаемости равняется $(19 – 22) \cdot 10^{-4}$ МПа⁻¹. По результатам стандартной сепарации газосодержание нефти составляет 319 – 358 м³/т; объемный коэффициент нефти 1,7 – 1,8. По результатам дифференциального разгазирования газосодержание нефти равно 234 – 274 м³/т; объемный коэффициент нефти 1,6 – 1,7.

Попутные газы, отобранные из нефтяных оторочек Югидского и Северо-Югидского месторождений, представлены, преимущественно, метаном, мольное содержание которого составляет 67 – 82 %, содержание его гомологов 15 – 27 %, азота 0,7 – 1,4 %, углекислого газа 0,7 – 1,4 %, гелия 0,020 – 0,027 %. В соответствии с типизацией природных газов [88, 136], попутные газы классифицируются как среднежирные, низкоазотные, со средним содержанием углекислого газа и с невысоким содержанием гелия. По результатам исследований глубинных проб

пластовая нефть является предельно насыщенной, то есть давление насыщения нефти газом равно пластовому [117, 126].

В Печорогородской группе свободные газы получены на Печорогородском и Печорокожвинском месторождениях. По составу они близки аналогичным газам Югидской зоны. По коэффициенту жирности относятся к среднежирным ($K_{ж}$ изменяется в пределах 14 – 27). Мольное содержание метана составляет 76 – 86 %, этан-бутанов 11 – 20 %, гелия 0,043 – 0,059 %. По мольному содержанию азота газы характеризуются как низкоазотные (2,6 – 3,3 %), по концентрации диоксида углерода – повышенной углекислотности (0,3 – 0,5 %) [88].

Конденсаты данной группы характеризуются при 20°C плотностью 0,703 – 0,753 г/см³, вязкостью 0,99 – 1,53 мм²/с, содержат 41 % – 81 % фракций до 200 °С и 73 – 92 % фракций до 300 °С. В компонентном составе конденсаты содержат 2,2 – 5,5 % парафинов (что почти в два раза больше, чем в Югидской группе), до 0,04 % асфальтенов, до 0,7 % смол. Концентрация серы составляет 0,03 % – 0,1 %.

Разгазированные нефти Печорогородской группы по физико-химическому составу так же, как и нефти Югидской группы, характеризуются плотностью 0,804 – 0,840 г/см³ и согласно рекомендациям [75] относятся к классу особо легких и легких, являются высоковязкими (вязкость, измеренная при 50 °С, составляет 2,9 – 15,3 мм²/с), молекулярная масса изменяется в пределах 170 – 240. В компонентном составе нефти содержат 6,3 – 18,4 % парафинов (что незначительно ниже, чем в нефтях Югидской группы), 0 – 0,7 % асфальтенов, 0 – 4,5 % смол. Концентрация серы составляет 0,09 – 0,77 %, класс малосернистых и сернистых нефтей (по рекомендациям [75]). Во фракционном составе отмечается 20 – 31 % бензиновой фракции, 31 – 56 % фракции, выкипающей до 300 °С.

Характеристика нефти в пластовых условиях основных залежей Печорокожвинского и Печорогородского месторождений определена не была.

Выделяются по составу нефти Западно-Печорогородского месторождения, полученные при испытании в скв. 10-Печорогородская, пробуренной в зоне пониженных ФЕС коллекторов отложений D₂dz и D₃dzr. Нефти здесь относятся к классу средних и тяжелых (по рекомендациям [75]) с плотностью 0,857 –

0,875 г/см³, характеризуются повышением содержания смол и асфальтенов до 5,22 и 1,13 % соответственно, в тоже время количество парафинов остается на том же уровне 12,4 %. Во фракционном составе нефтей до 200°C выкипает 22 – 27 % фракций, до 300°C, 42 – 48 %.

Для чисто нефтяных Западно-Печорогородского и Западно-Печорокожвинского месторождений флюиды были изучены в пластовых условиях. Нефти имеют невысокие значения плотности 0,61 – 0,65 г/см³ и динамической вязкости 0,61 – 0,77 мПа·с. Значение коэффициента сжимаемости равняется $(21 - 23) \cdot 10^{-4}$ МПа⁻¹, температурный коэффициент объемного расширения $(11 - 12) \cdot 10^{-4}$ °C⁻¹, температурный коэффициент давления насыщения нефти газом 0,041 – 0,046 МПа / °C. При давлении насыщения (при средней пластовой температуре 67,7 °C – 71 °C), равном 31,27 – 34,32 МПа, значения пластового газового фактора составляют 295,0 – 336,4 м³/т при однократном разгазировании и 296,2 – 312,9 м³/т – при двухступенчатом.

Попутные газы, отобранные из нефтяных оторочек Печорогородского и Печорокожвинского НГКМ, представлены, преимущественно, метаном, мольное содержание которого составляет 56 – 78 %, содержание его гомологов 19 – 41 %, азота 1,6 – 3,0 %, углекислого газа 0,6 – 1,1 %, гелия 0,020 – 0,038 %. В соответствии с типизацией природных газов [89, 136], они классифицируются как среднежирные, низкоазотные, со средним содержанием углекислого газа и невысоким содержанием гелия.

Попутные газы, отобранные из нефтяных залежей Западно-Печорогородского и Западно-Печорокожвинского НМ, представлены также, преимущественно, метаном, мольное содержание которого более высокое и составляет 76 – 83 %, содержание гомологов уменьшенное 10 – 20 %, азота 2,7 – 3,9 %, углекислого газа 0,3 – 1,5 %, гелия 0,03 – 0,05 %. Попутные газы классифицируются как среднежирные, низкоазотные, со средним содержанием углекислого газа и с невысоким содержанием гелия. По результатам исследований глубинных проб пластовая нефть является предельно насыщенной, то есть давление насыщения нефти газом равно пластовому давлению [113, 114].

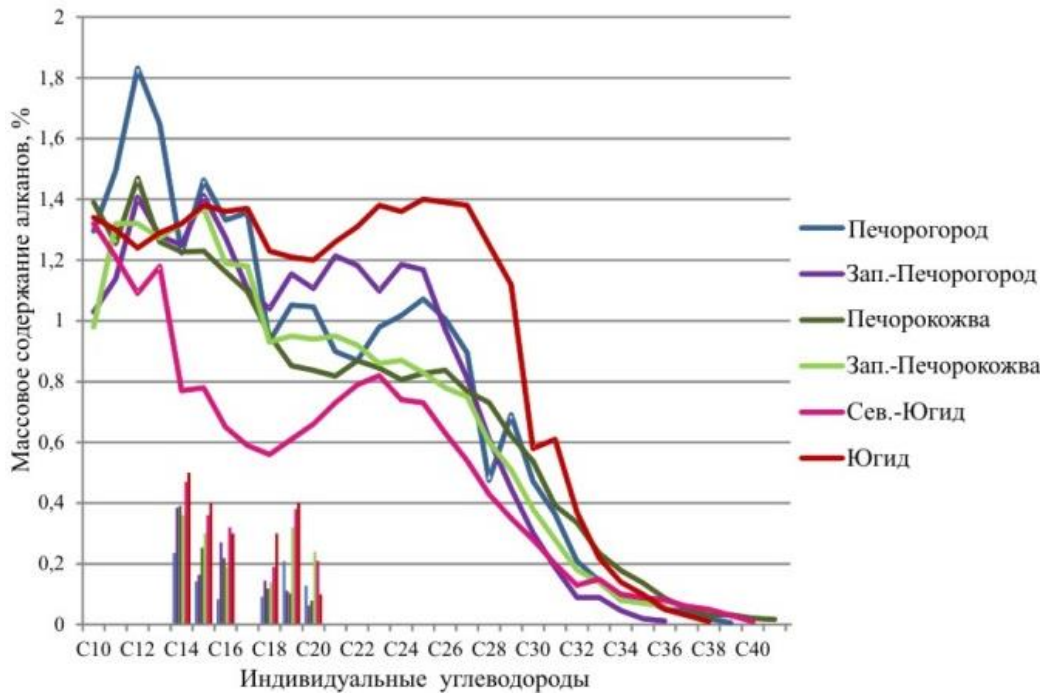
Наиболее информативные параметры физико-химического и индивидуального состава жидких флюидов в пределах исследуемого района сведены в таблицу 4.1. Основные различия выявленных групп касаются количества жидкой фазы в газе и содержания асфальто-смоло-парафиновых компонентов. Для Печорогородской группы характерно более высокое содержание конденсата в пластовом газе, а в составе конденсата количество парафинов больше (почти в два раза), чем в Югидской зоне. Для Югидской группы концентрации парафинов повышены в нефтях, что закономерно отражается в увеличении их вязкости.

Весьма содержательной в геохимическом плане является бензиновая фракция НК-130 °С, в составе которой выделяются легкие алкановые, циклановые и ароматические соединения до C_8 включительно [77, 87]. В таблице 4.1 можно проследить разные закономерности в распределении данных УВ во флюидах выделенных групп. Зафиксировано, что в нефтях и конденсатах месторождений юга Печорогородской ступени в составе фракции НК-130 °С увеличено количество ароматических соединений при относительно меньшей доле алкановых и циклановых УВ. В распределении алканов наблюдается концентрационный ряд $nC_7 > nC_8 > nC_6 > nC_5$, среди циклановых структур преобладают циклогексаны (и, в частности, метилциклогексан), т. е. фиксируется преобладание высококипящих УВ [48]. Такое обогащение нефтей и конденсатов ареновыми и циклогексановыми соединениями является следствием высокого количества гумусовой органики в составе исходного ОВ и подтверждается результатами пиролитических и палинологических исследований керна (см. подглаву 4.1).

Во флюидах Югидской группы выявлено превалирование низкокипящих nC_7 , nC_6 , nC_5 среди алканов и пятичленных структур среди цикланов. Согласно справочнику [77] подобное преобладание низкокипящих УВ является следствием высокого содержания сапропелевого ОВ в исходных НГМ-отложениях и согласуется с данными керна, отмеченными в подглаве 4.1.

На рисунке 4.15 показано распределение алкановых УВ нормального и изопреноидного строения в составе фракции НК-200 °С, на котором различия нефтей и конденсатов двух зон четко прослеживаются.

а



б

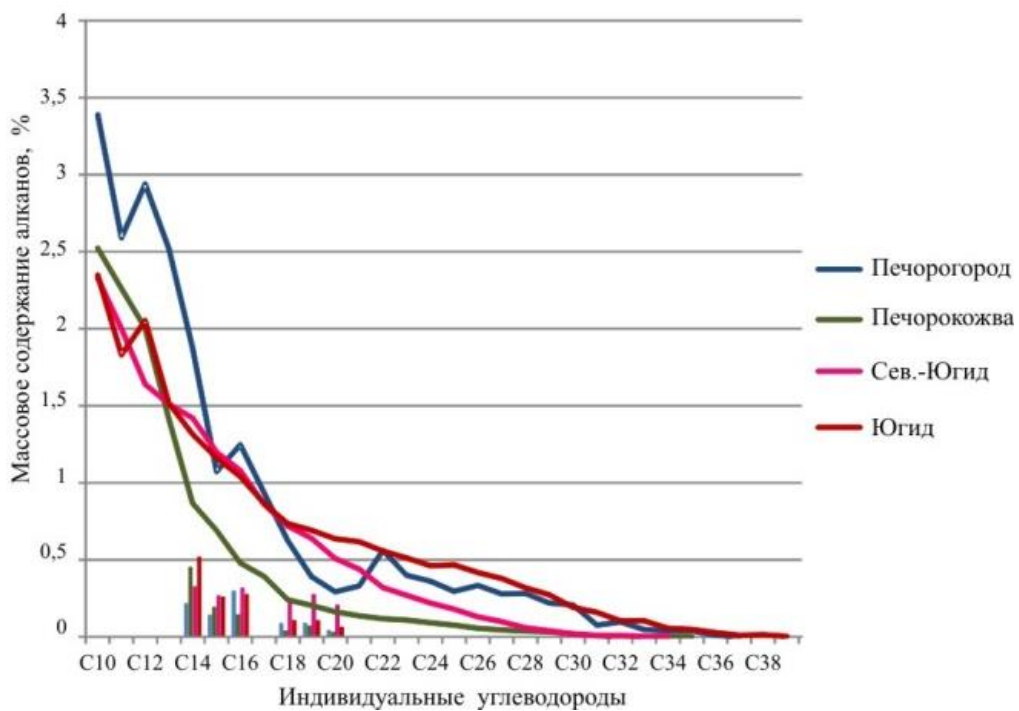


Рисунок 4.15 – Распределение нормальных и изопреноидных алканов в составе фракции выше 200 °С нефтей (а) и конденсатов (б)

Для флюидов Югидского и Северо-Югидского месторождений характерно повышение высокомолекулярных УВ нормального строения в области nC_{20} - nC_{30} и высокое содержание изопреноидов. Флюиды Печорогородской ступени отлича-

ются более дифференцированной кривой распределения (что особенно четко видно на графике нефтей, рисунок 4.15, а), концентрационные максимумы приходятся на nC_{12} , nC_{15} , nC_{17} , nC_{19} и nC_{25} [48]. Отмеченные различия в распределении алканов свидетельствуют, что генерация флюидов Югидской и Печорогородской групп (зон) происходила в самостоятельных очагах нефтегазообразования, характеризующихся различным типом нефтегазопроизводящих отложений.

Данные зоны выделяются не только по свойствам УВ-флюидов, но и по составу пластовых вод [96, 104]. В отложениях рассматриваемого среднедевонско-франского НГК развиты рассолы хлоридного кальциево-натриевого состава (хлоркальциевого типа по В.А. Сулину), но на территории Лыжско-Кыртаельского вала они обладают пониженной минерализацией, низким хлор-бромным коэффициентом (таблица 4.2).

Таблица 4.2 – Характеристика пластовой воды среднедевонско-франского водоносного комплекса

Тектонический элемент	Лыжско -Кыртаельский вал	Печорогородская ступень
Общая минерализация, г/л	93-169	184-215
Плотность, г/см ³	1,06-1,17	1,06-1,16
Жесткость, мг -экв/л	530-983	1094-1375
Коэффициенты:		
$rNa^+ + rK^+ / rCl^-$	0,54-0,75	0,41-0,73
Cl^- / Br^-	137-286	200-663
$rSO_4^{2-} \cdot 100 / rCl^-$	0,15-0,86	0,05-0,21
$rHCO_3^- \cdot 100 / rCl^-$	0,01-0,67	0,03-0,14
$rNa^+ + rK^+ / rCa^{++} + rMg^{++}$	1,07-2,89	1,72-2,63

Таким образом, исследование пиролитических и палинологических характеристик керна, детальный анализ состава и свойств УВ позволяет выделить в поддоманиковых отложениях исследуемого района два очага нефтегазообразования, характеризующихся различным типом ОВ (керогена). Первый очаг – Югидский, приурочен к территории южной части Лыжско-Кыртаельского вала и примыкающей к нему северной части СПП, здесь развит сапропелевый тип ОВ (II тип

керогена). Второй очаг – Печорогородский, выделен на одноименной ступени, в породах которого в значительной степени содержится гумусовая составляющая (III тип керогена). Степень катагенеза среднедевонско-франских отложений зафиксирована на уровне МК₁ – МК₃ (и более уверенно определяется на Печорогородской ступени), увеличивается в нижнедевонских породах до МК₄.

Закономерности в изменении физико-химических свойств и индивидуального состава жидких УВ-флюидов также подтверждают разделение территории южного окончания ПКМ на две зоны нефтегазоконденсатонакопления, связанные с выделенными очагами генерации. Нефти и конденсаты выделенных зон хотя и обладают близкими значениями плотностей, параметров фракционного состава, однако достаточно четко обособляются по содержанию твердых парафиновых УВ, по температуре застывания флюида, содержанию конденсата в газе, по параметрам индивидуального состава. Печорогородское и Печорокожвинское месторождения по сравнению с Югидским и Северо-Югидским месторождениями характеризуются более высоким количеством запасов газа и конденсата, а в составе их конденсатов содержится повышенное количество асфальто-смолопарафиновых компонентов, растворенных в пластовых условиях в газообразной фазе. Особенности индивидуального состава флюидов Печорогородской зоны, а именно повышенное количество ароматических соединений и преобладание циклогексанов в составе фракции НК-130 °С, доминирование нечетных изомеров в составе длинноцепочечных алканов во фракции выше 200 °С подтверждают вывод о высоком содержании гумусовой составляющей в исходном типе ОВ месторождений Печорогородского очага генерации.

ГЛАВА 5. ТЕРМОБАРИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ЗАЛЕГАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ

Существование залежей различного фазового состава определяется современными термобарическими условиями. От пластовых температуры и давления зависит формирование и эволюция нефтегазоносности осадочного чехла, а характер их распределения является достаточно важным фактором при изучении перспектив нефтегазоносности любой территории [10, 11, 17, 23].

На основе замеров пластовых температур и давлений, выполненных в поисковых и разведочных скважинах при первоначальных условиях (до введения месторождений в разработку) [113 – 120, 123 – 129] для исследуемых площадей были построены графики изменения этих показателей по глубине.

Температурный градиент, характеризующий современное состояние прогрева пород, определялся графическим способом с помощью формулы, предложенной Ш.К. Гиматудиновым в работе [18],

$$\Gamma = \frac{t_{\text{зам}} - t_{\text{н.с}}}{H_{\text{зам}} - H_{\text{н.с}}},$$

где $t_{\text{зам}}$ и $t_{\text{н.с}}$ – пластовые температуры в точке замера и на глубине нейтрального слоя соответственно, °С (для ТП НГБ среднее значение $t_{\text{н.с}} = 3,5$ °С);

$H_{\text{зам}}$ и $H_{\text{н.с}}$ – абсолютные глубины замеров пластовой температуры и нейтрального слоя (расстояние от поверхности земли до глубины нейтрального слоя, согласно работе [18], принято 25 м) соответственно, (-) м.

В нижних горизонтах осадочного чехла (среднедевонско-франские и, вероятно, верхнеордовикско-нижнедевонские отложения) отмечаются существенные различия в распределении пластовых температур (рисунок 5.1). Установлено, что южное окончание Лыжско-Кыртаельского вала (Югидское месторождение), так же как и область примыкающего к нему СПП (Югид-Соплесское, Западно-Соплесское месторождения), характеризуются повышенным фоном пластовых температур. Температурный градиент здесь составляет 2,12 °С/100 м, а темпера-

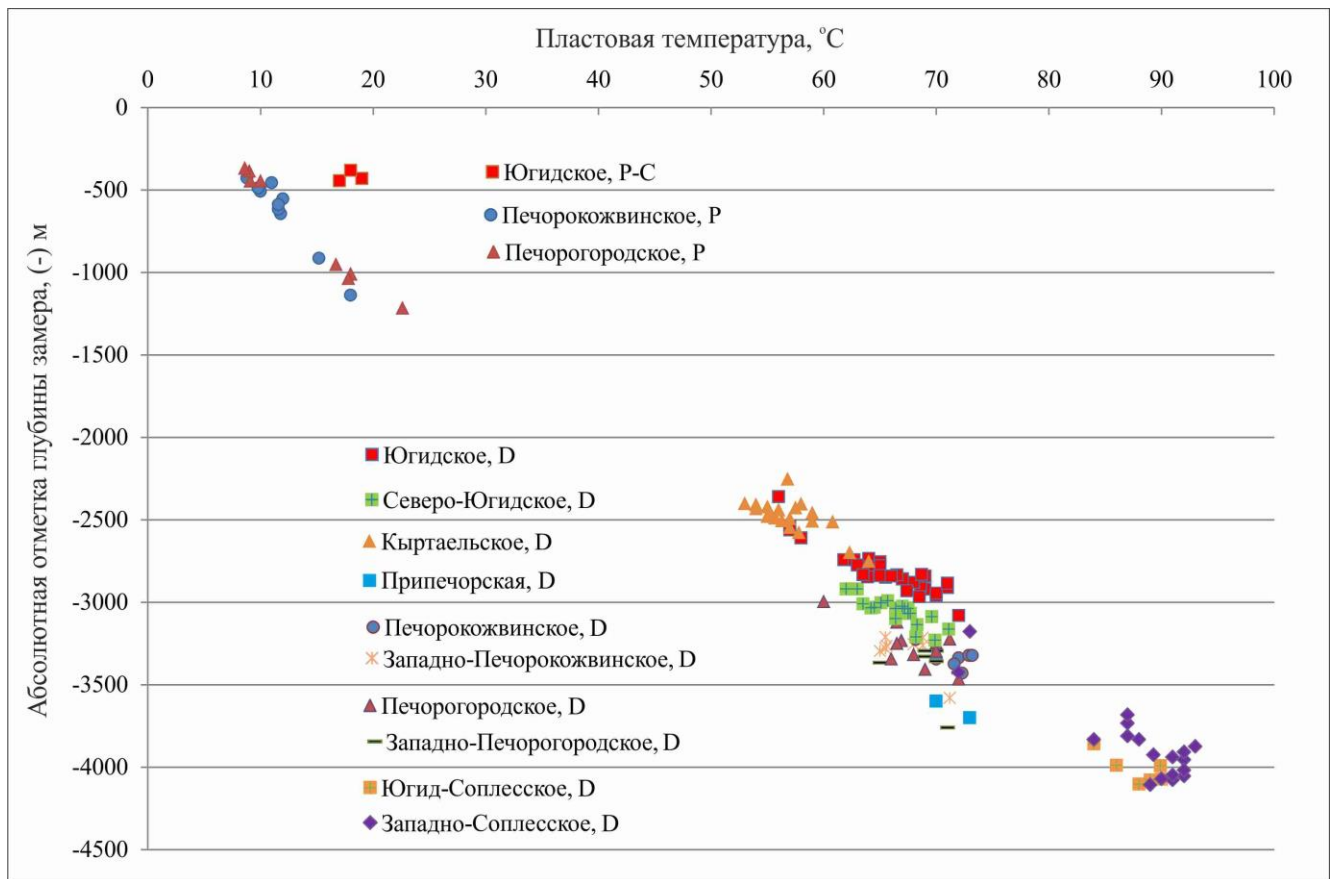
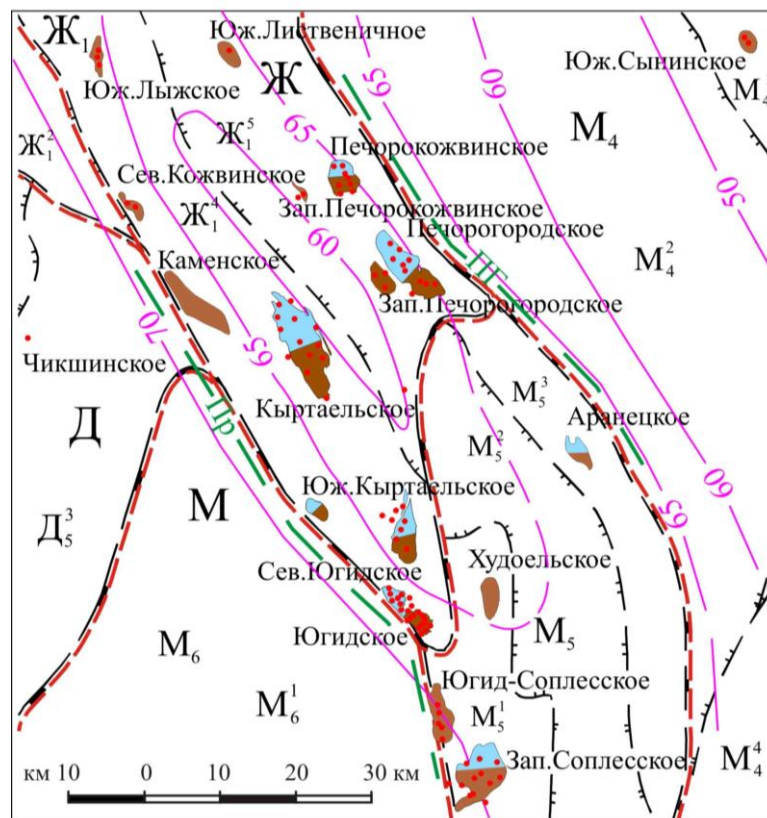


Рисунок 5.1 – Зависимость пластовой температуры от абсолютной отметки глубины замера

тура, приведенная к абсолютной глубине минус 3000 м достигает 70 – 73 °С. На территории Печорогородской ступени на срезе минус 3000 м температура равна 60 – 65 °С и отмечаются невысокие значения градиентов (см. рисунок 5.1). При этом зафиксированы различия в изменении температур для чисто нефтяных месторождений (Западно-Печорогородское, Западно-Печорокожвинское) и месторождений смешанного нефтегазоконденсатного состава (Печорогородское, Печорокожвинское). Температурный градиент в пределах нефтяных залежей составляет 1,89 – 1,92 °С/100 м, а на абсолютной глубине 3000 м пластовая температура в среднем равна 60 – 62 °С. В пределах нефтегазоконденсатных залежей градиент повышается до 1,94 – 2,03 °С/100 м, а температура, приведенная к глубине минус 3000 м, увеличивается до 65 °С [49].

Распределение температур на глубинном срезе минус 3000 м показано на рисунке 5.2. Для составления карты использовались данные по замерам пластовых температур в средне-верхнедевонских отложениях, выполненным в скважинах, как исследованных площадей, так и месторождений центральной части ПКМ и сопредельных территорий Ижма-Печорской синеклизы и Большесынинской впадины. Замеренные на различных глубинах значения температур с помощью температурных градиентов были приведены к абсолютной глубине минус 3000 м.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- разломы
(Пр - Припечорский,
ПГ - Печорогородский)
- - замеры пластовой температуры
- 65 - изотермы, °С

Остальные условные обозначения см. на рисунке 1.1

Рисунок 6.2 – Распределение пластовой температуры на абсолютной глубине минус 3000 м

Относительно невысокие значения пластовых температур наблюдаются в центральной части рассматриваемой территории юга ПКМ и влияют на то, что здесь расположены нефтяные залежи. Вдоль Припечорской и Печорогородской систем тектонических разломов, ограничивающих ПКМ с запада и востока соответственно, положительные аномалии температурного фона связаны, по видимому, с их проводящей функцией, обеспечившей процессы вертикальной миграции не только УВ, но и теплового потока. В западном направлении при переходе в Ижма-Печорскую впадину фиксируется увеличение пластовых температур, связанное с тем, что по Припечорской и Илыч-Чикшинской зонам глубинных разломов происходит разделение внешней и внутренней зон рифейского складчатого фундамента, характеризующихся различным вещественным составом и уровнем теплового потока [24]. Повышение температур (до 70 °С) наблюдается также для Югидского, Югид-Соплесского и Западно-Соплесского месторождений. Эти месторождения протягиваются цепочкой вдоль системы глубинных разломов в зоне сочленения ПКМ и СПП, средне-верхнедевонские отложения расположены здесь на более низких отметках (до 4200 м), и температура в них изменяется в пределах 85 – 92 °С, а приведенная к срезу 3000 м составляет 70 – 73 °С. Жесткие термобарические условия, зафиксированные в зоне сочленения ПКМ и СПП, повлияли на то, что здесь расположены залежи термически зрелых флюидов, например, «летучей» нефти на Югид-Соплесском месторождении.

Снижение температур происходит в восточном направлении в сторону Предуральского краевого прогиба и связано с увеличением толщины осадочного чехла и значительным погружением масс-теплоносителей (фундамента).

Закономерности, отмеченные на графиках зависимости температуры от абсолютной глубины, на графиках пластового давления (рисунок 5.3) проявляются незначительно. Давление увеличивается практически пропорционально понижению глубины залегания пластов-коллекторов и превышает гидростатическое меньше, чем на 30 %. Рассчитанный с помощью математического метода наименьших квадратов [51] градиент давления изменяется в пределах 1,07 – 1,08 МПа/100 м.

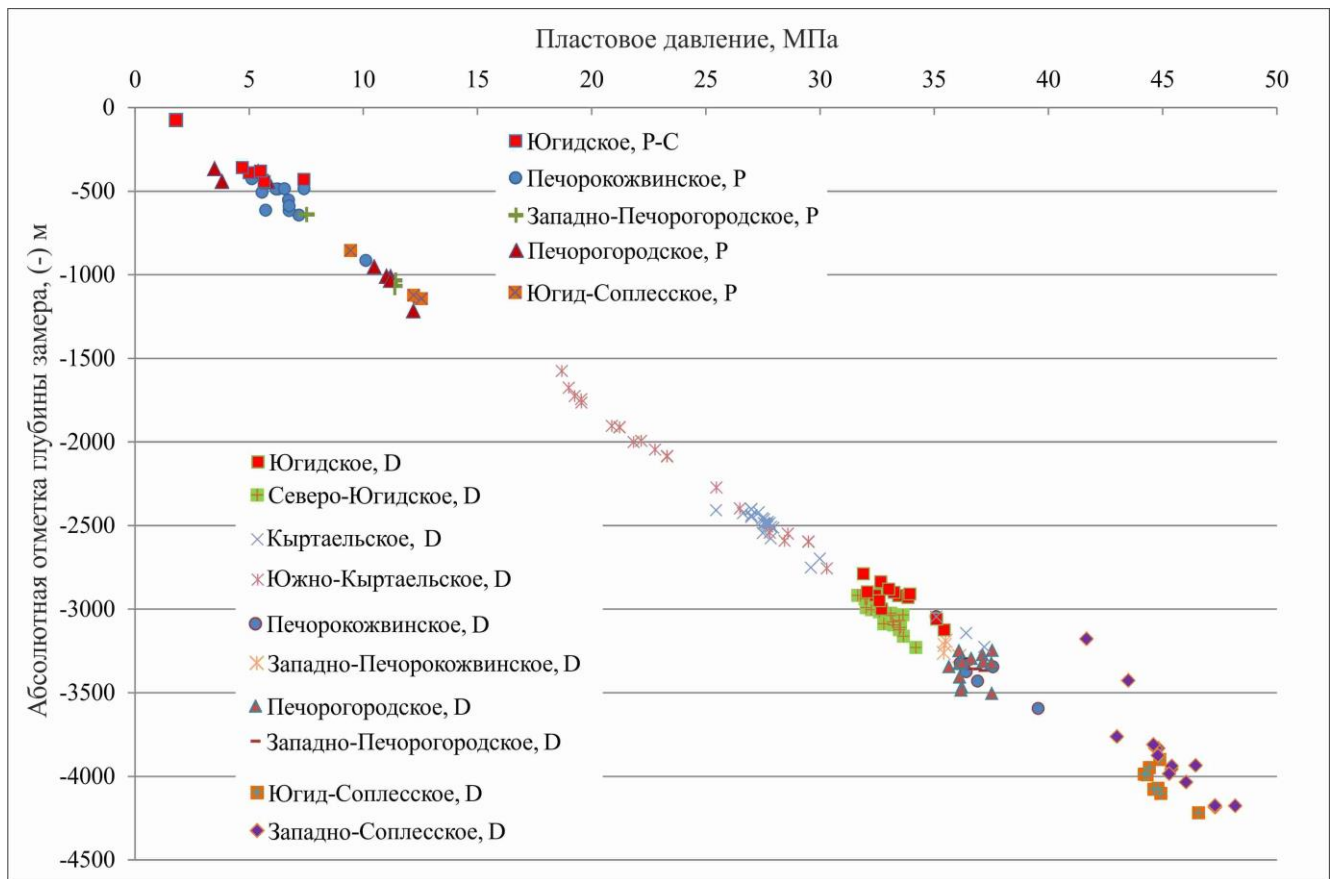


Рисунок 5.3 – Зависимость пластового давления от абсолютной отметки глубины замера

Современные градиенты пластовых давлений свидетельствуют об удовлетворительной экранирующей способности отложений, перекрывающих залежи, на территории исследования. В работе [80] приведена оценочная шкала качества нижнефранской региональной покрывки ТП НГБ, согласно которой значение градиента, установленное в пределах 1,0 – 1,1, соответствует III классу флюидоупора (таблица 5.1), а на территории исследования, учитывая литологический состав, подклассу флюидоупора – Шб.

Данный тип покрывки установлен авторами работы [80] в западной части Денисовского прогиба и на юге Шапкина-Юрьяхинского вала для Пашшорского, Южно-Шапкинского, Василковского и других месторождений, и сложен глинами алевритистыми и алевролитами глинистыми неоднородного состава, образованными в зоне переходных фаций. Флюидоупоры такого же состава и качества предполагаются и на рассматриваемой территории юга ПКМ.

Таблица 5.1 – Оценочная шкала качества тиманской региональной
покрышки Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна (по работе [80])

Классы	Под-классы	Типы пород, слагающих покрышку	Мощность, м	Неоднородность, %	Доминирующий минералогический состав	Содержание песчано-алевритового материала, %	Градиенты пластовых давлений
I	-	Глина тонко-дисперсная	>80	до 5	ССО, Г, М	1 - 5	1,2
II	а	Глина крупно-дисперсная	>30	до 10	Г, ССО, К	5 - 10	1,1 - 1,2
	б	Глина алевритовая	Мощность изменяется в очень широких пределах и определяющего внимания на качество покрышки не оказывает	до 15	Г, ССО, К	10 - 20	1,1 - 1,2
III	а	Глина сильно известковистая с прослоями известняков		до 40	Г, ССО	-	1,0 - 1,1
	б	Глина алевритовая		до 30	Г, ССО, К	10 - 30	1,0 - 1,1
IV	-	Глина песчано-алевритовая с многочисленными прослоями песчаника			40	Г, К, ССО	20 - 40
Примечание - М - монтмориллонит, Г - гидрослюда, К - каолинит, ССО - смешаннослойные образования.							

Таким образом, температурная зональность, определяющаяся процессами глубинного теплопереноса, влияет на современные условия существования залежей различного фазового и вещественного состава. Установлено, что наиболее существенную роль на распределение тех или иных УВ-залежей оказывает пластовая температура, которая напрямую зависит от теплопроводности пород и процессов теплопереноса, а также от тектонической активности территории.

На исследуемой территории реальные значения замеров пластовых давлений и температур вынесены на серию построенных сейсмогеологических разрезов. Выявлена взаимосвязь расположения залежей нефти (Западно-Печорогородское, Западно-Печорокожвинское месторождения) в более низких термобарических условиях по сравнению с находящимися рядом на тех же глуби-

нах и в одновозрастных отложениях нефтегазоконденсатными залежами (Печорогородское, Печорокожвинское месторождения). Наиболее жесткие термобарические условия, зафиксированные в зоне сочленения ПКМ и СПП, повлияли на то, что здесь расположены залежи термически зрелых флюидов, например, «летучей» нефти на Югид-Соплесском месторождении [49].

Распределение давлений показывает его изменение в пределах отдельных крупных тектонических элементов и регистрирует, по определению С.А. Данилевского, «наиболее важные последние изменения структурного плана осадочного чехла и процессы формирования залежей в зонах нефтегазонакопления» [23]. Градиент давления, зафиксированный в пределах 1,07 – 1,08 МПа/100 м, свидетельствует об удовлетворительном качестве тиманско-саргаевской покрышки, являющейся региональным флюидоупором для залежей нефти и газа среднедевонско-франского НГК, на исследуемой территории.

ГЛАВА 6. УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ

6.1. История формирования ловушек

Структурная эволюция южной части ПКМ по стадиям его развития иллюстрируется серией профилей, построенных вкрест простирания Западно-Печорокожвинской – Печорокожвинской структур (рисунок 6.1, а), Кыртаельско – Западно-Печорогородской – Печорогородской структур (рисунок 6.2, а), Северо-Югидской – Припечорской – Печорогородской структур (рисунок 6.3, а). Основой для сделанных построений послужили отчетные данные, выполненные специалистами филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, в которых автор принимала непосредственное участие [112, 122]. Использовались структурные построения по ОГ III_{fm_1} ($D_3_{fm_1}$), III_d (D_3_{dm}), $III_{tm?}$ (D_3_{tm}), III_{dzr} (D_3_{dzr}), III_{iz} (D_2_{iz}), III_1 (D_1), сейсмические профили, разбивки основных стратиграфических горизонтов по скважинам. Построение сейсмогеологических разрезов было проведено с использованием ПрК Landmark в модуле Cross Section.

Реконструкция палеоразвития исследуемой территории проводилась в филиале ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта в рамках тематических отчетов с использованием ПрК Paradigm (рисунок 6.4) [42]. В ПрК Landmark в модуле ZMap также были построены карты изопахит между основными ОГ, которые отражают динамику изменения морфологии поверхностей различных стратиграфических уровней на конечные этапы структурных перестроек и выравнивания территории [72, 112, 122]. Автором для восстановления истории формирования структур выполнены детальные палеопостроения по линии разрезов скважин 2, 1-Западно-Печорокожвинские – 22, 101, 102, 110, 108-Печорокожвинские (рисунок 6.1, б – г); 5, 13, 14-Кыртаельские – 23-Западно-Печорогородская – 8, 16, 14-Печорогородские (рисунок 6.2, б – г); 4, 1, 6-Северо-Югидские – 1-Припечорская – 1-Печорогородская (рисунок 6.3, б – г); 128, 129, 68, 60, 63, 62, 143, 56-Югидские [52].

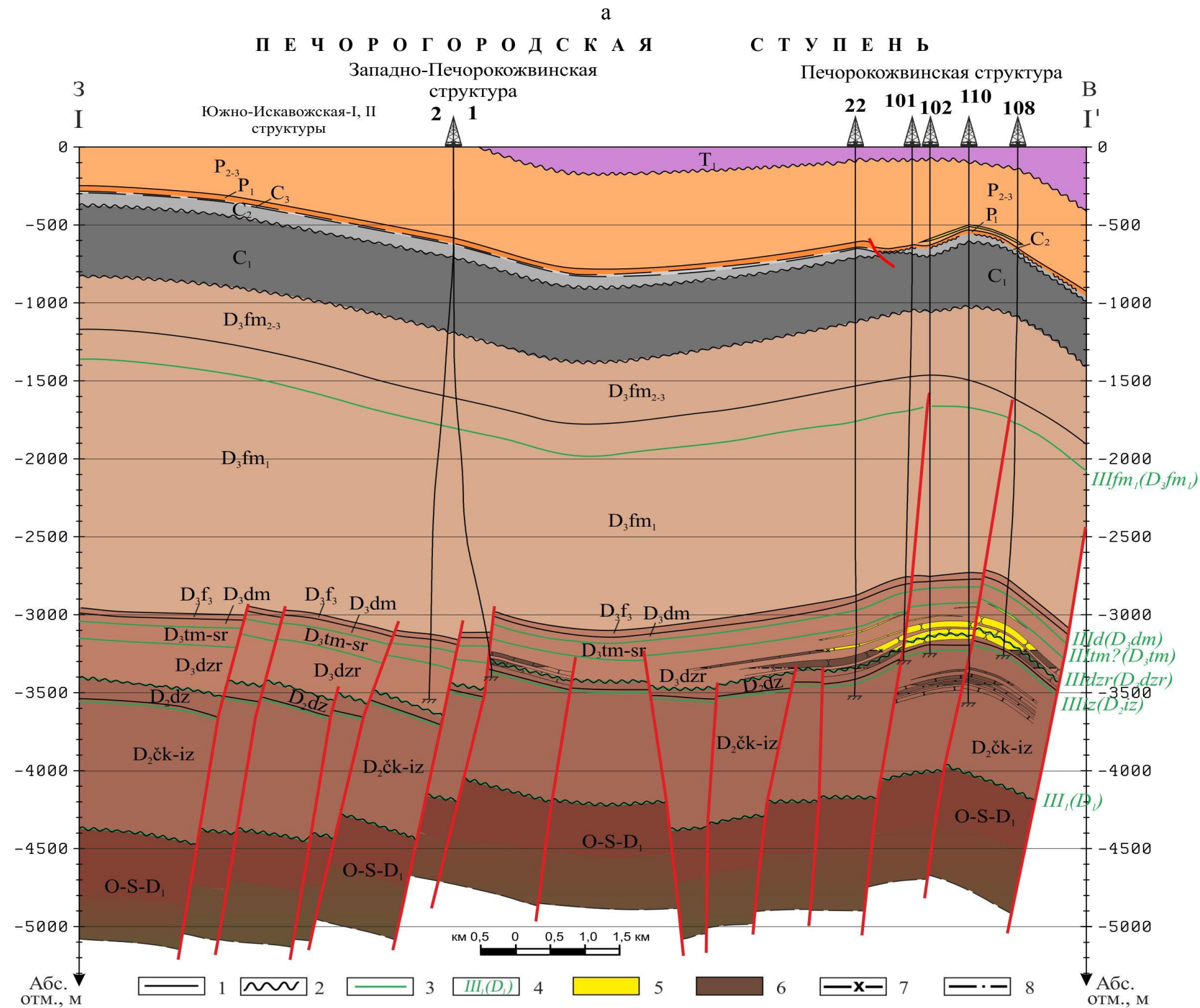
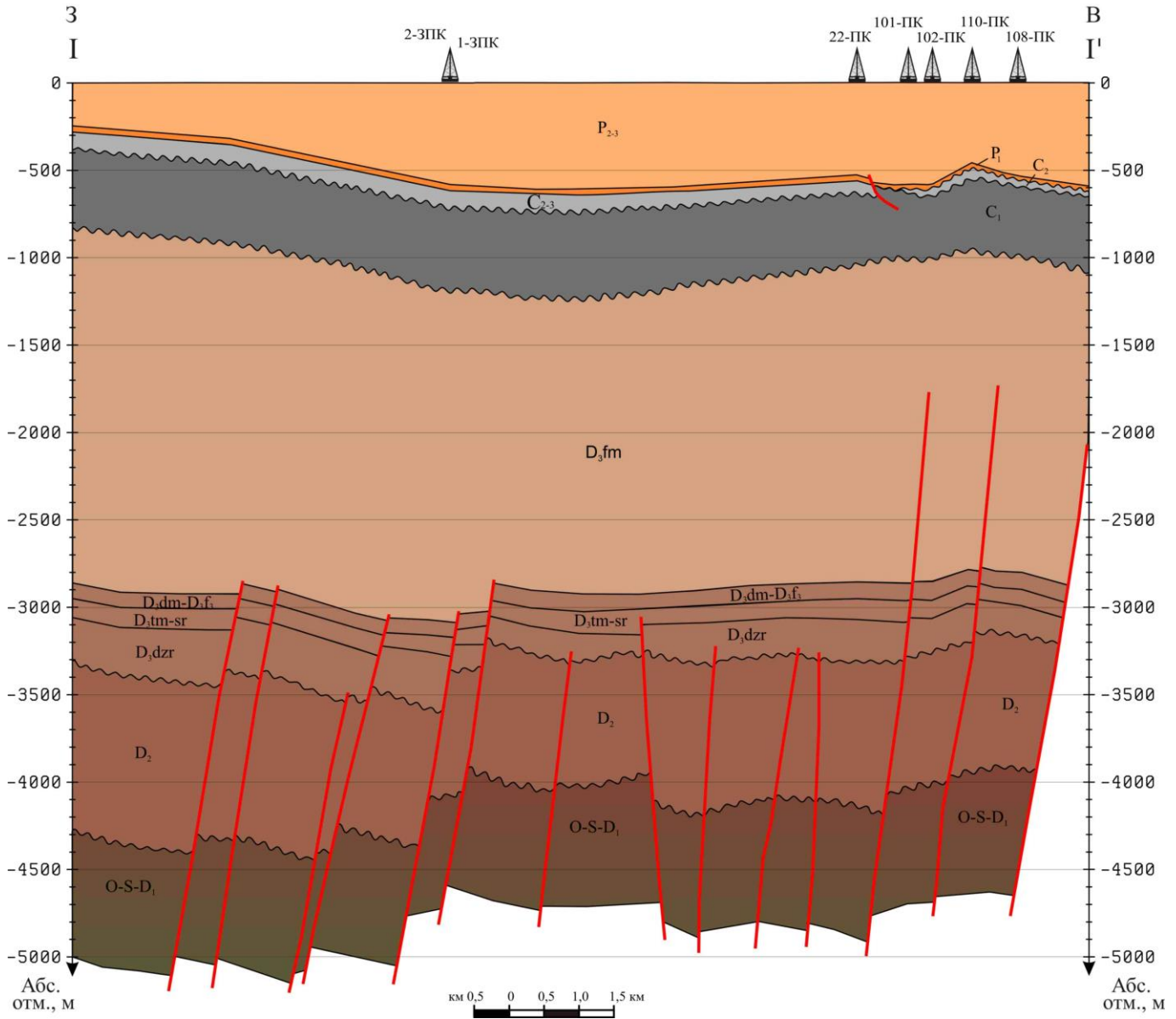


Рисунок 6.1 – Геологический разрез (а) и палеотектонические построения (б, в, г) по линии I – I

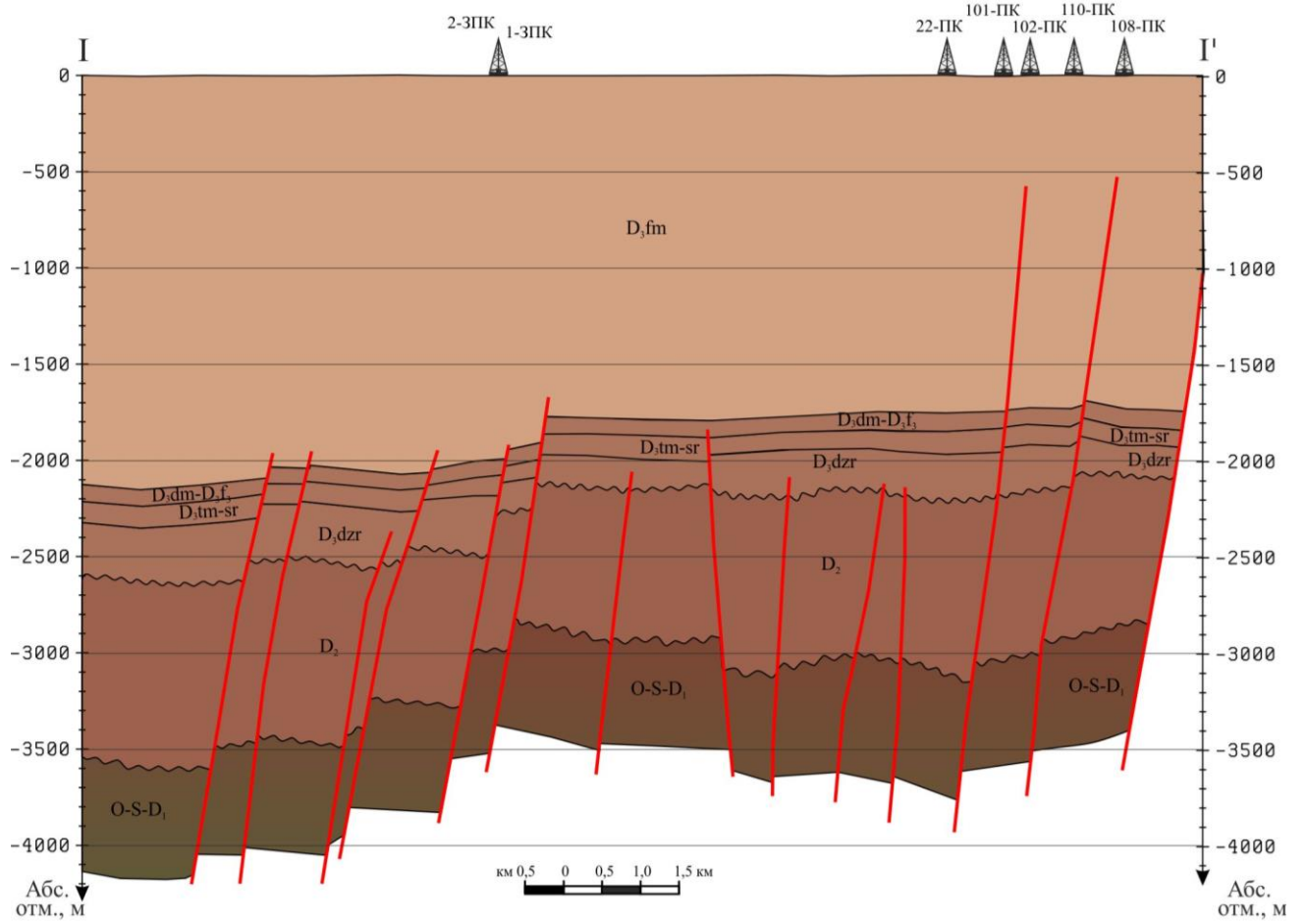
Подписи к условным обозначениям: 1 – стратиграфические границы, 2 – стратиграфическое несогласие, 3 – отражающий горизонт (ОГ), 4 – индекс ОГ (стратиграфическая привязка ОГ), 5 – нефть, 6 – газ, 7 – водонефтяной контакт, 8 – газонефтяной контакт

К началу триасового периода

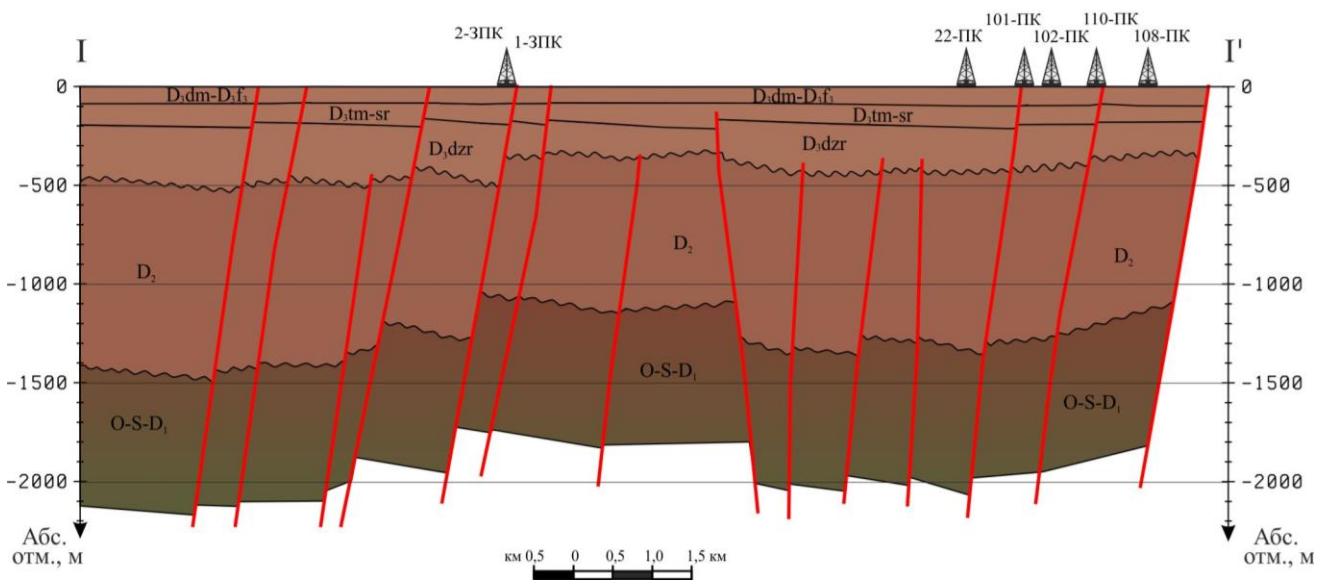


Продолжение рисунка 6.1

К началу каменноугольного периода



К началу фаменского века



Продолжение рисунка 6.1

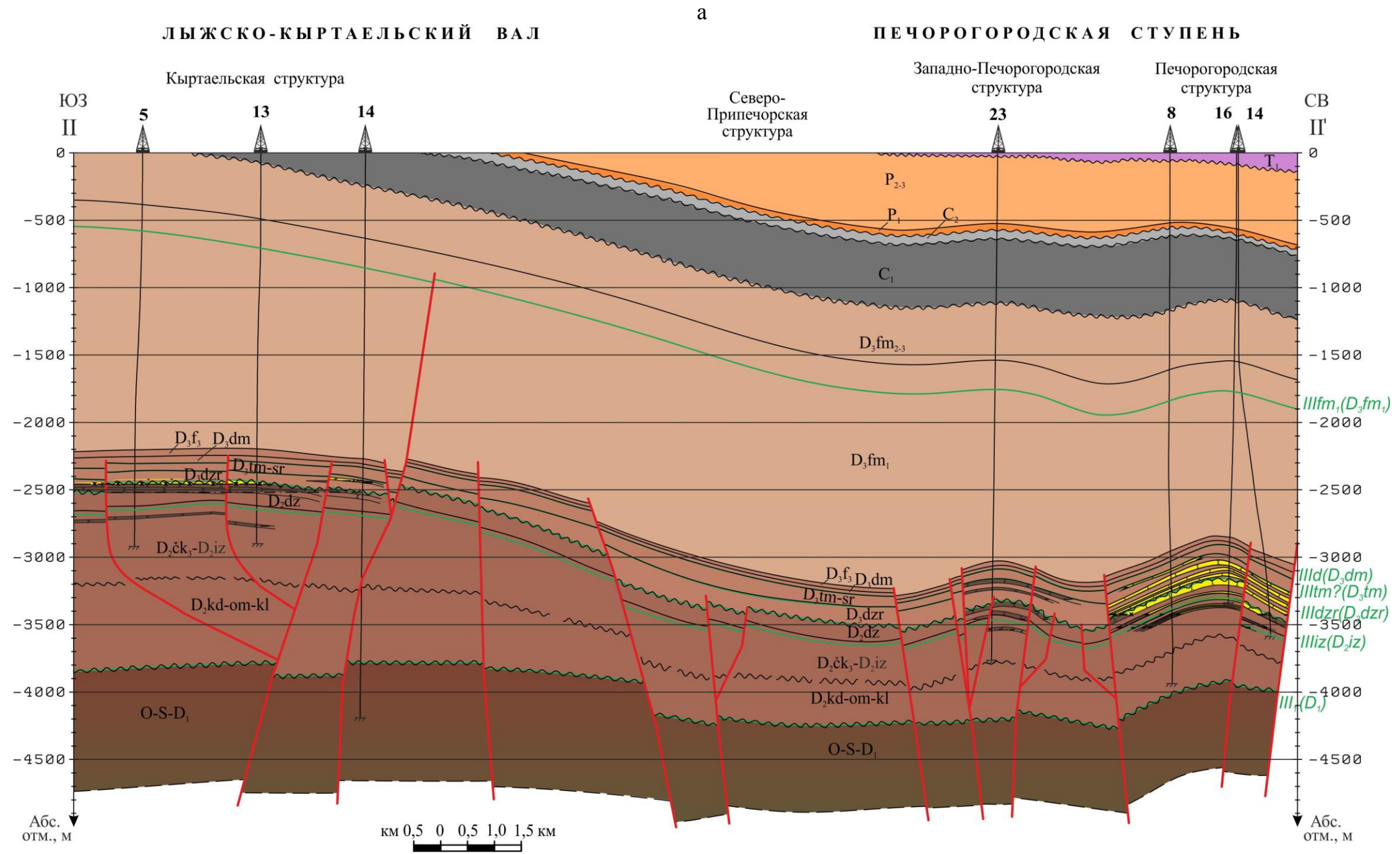
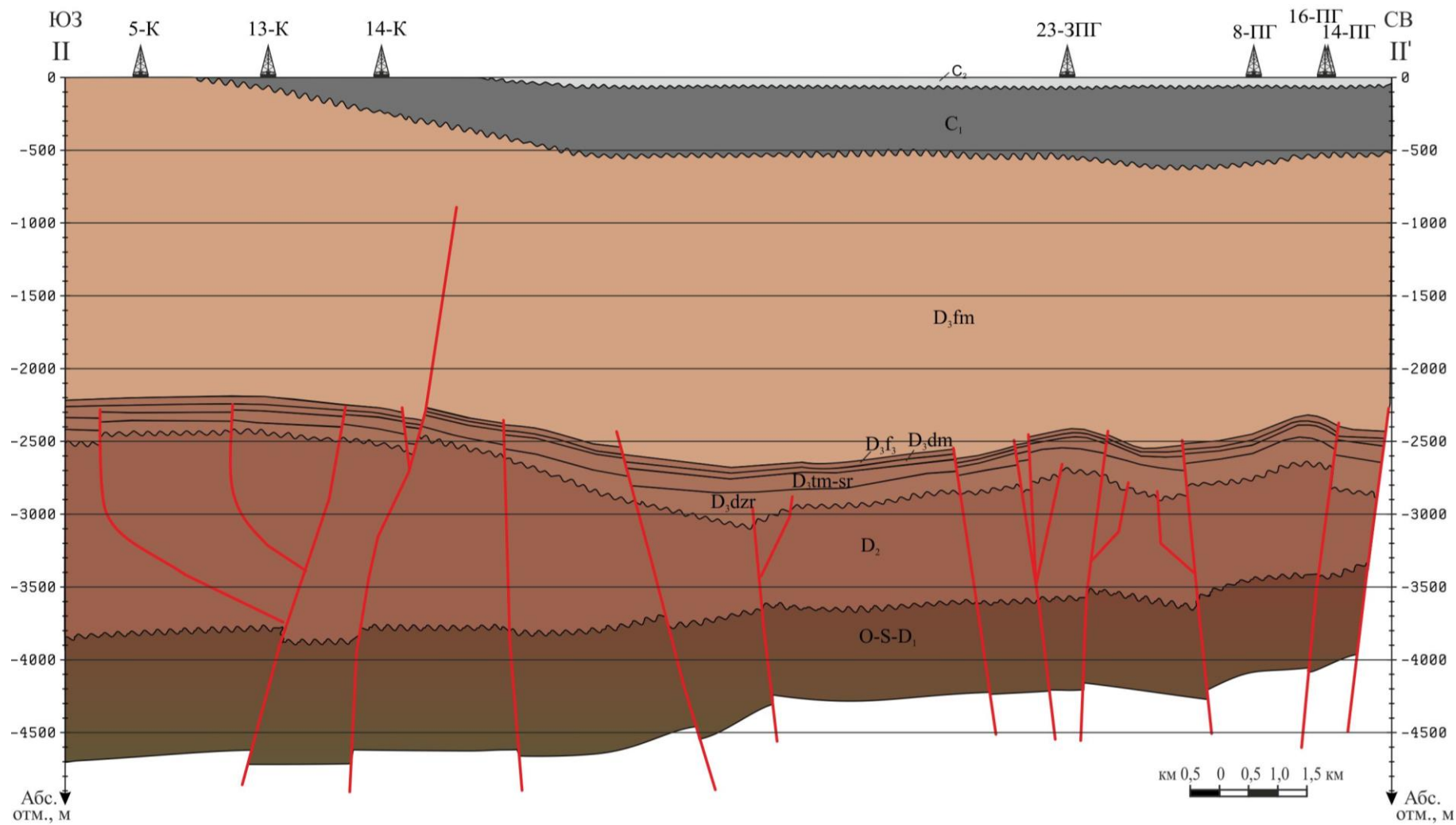


Рисунок 6.2 – Геологический разрез (а) и палеотектонические построения (б, в, г) по линии II – II (условные обозначения см. рисунок 6.1, а)

б

К началу триасового периода

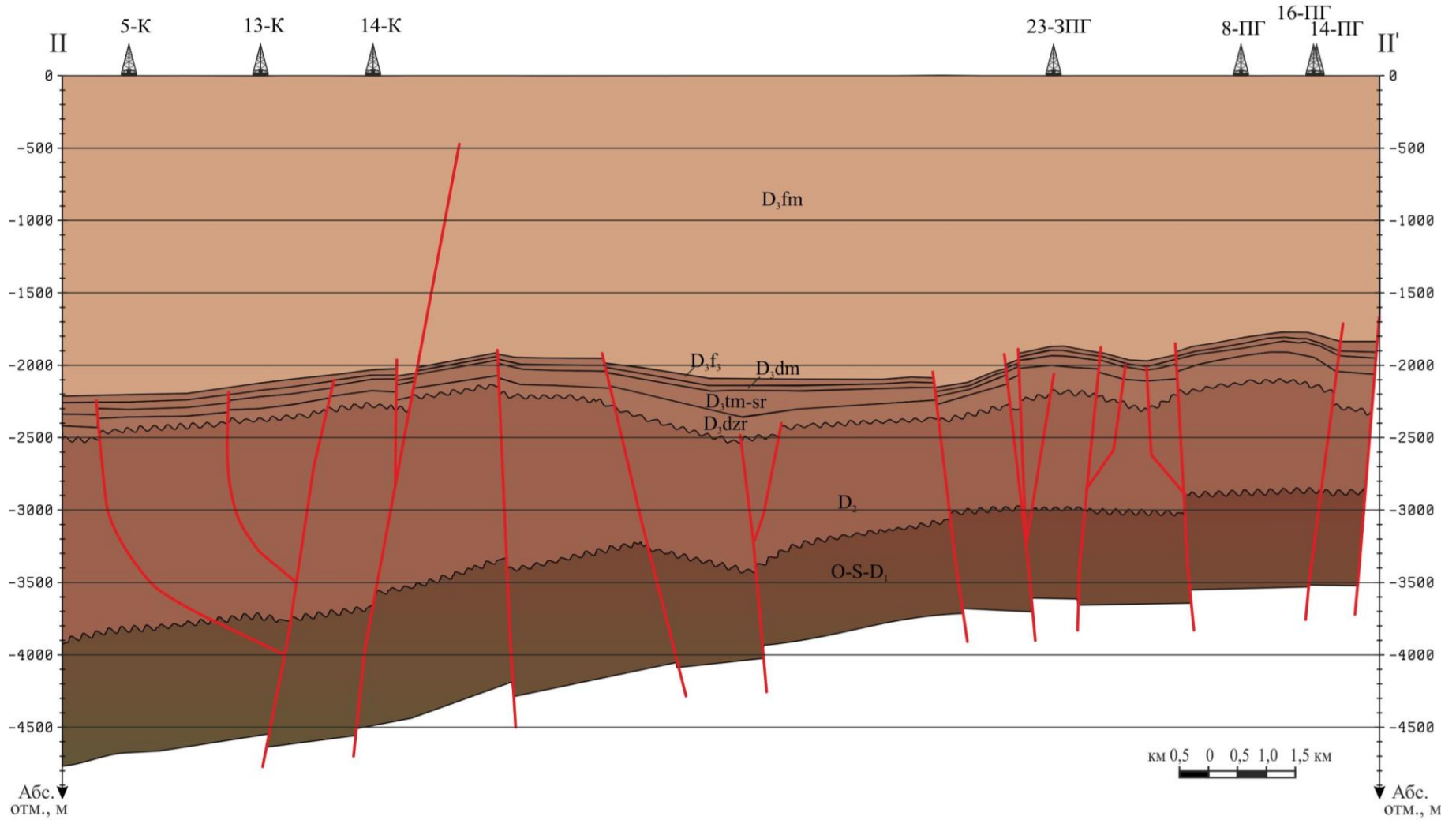


95

Продолжение рисунка 6.2

В

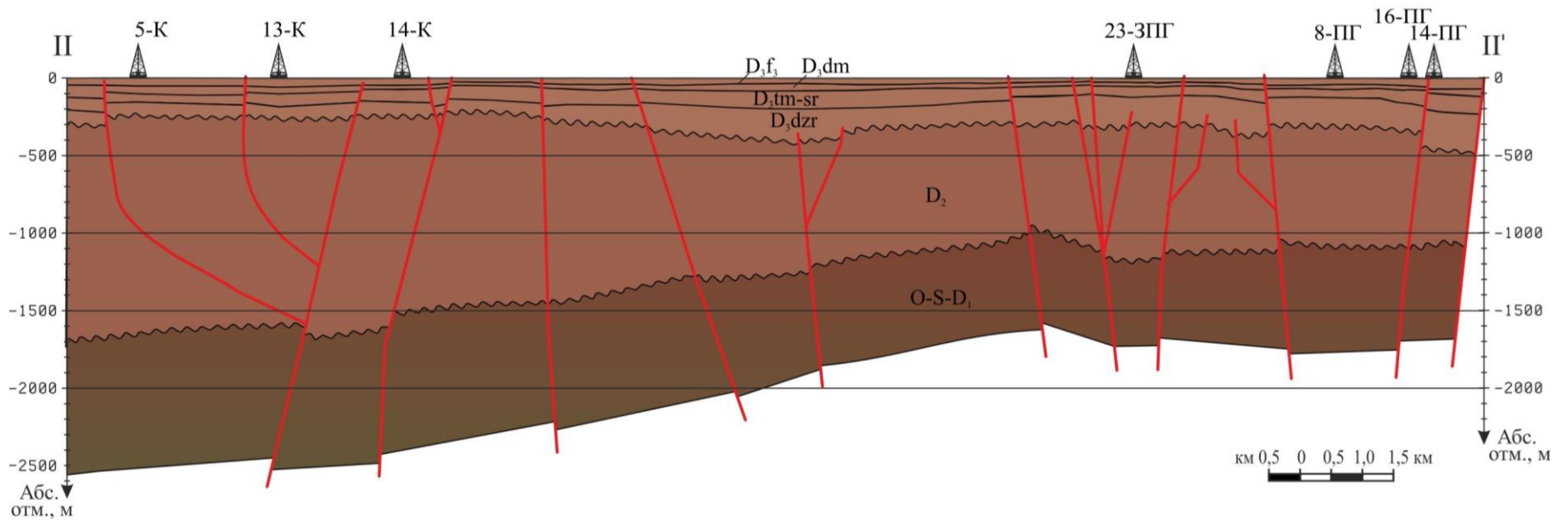
К началу каменноугольного периода



96

Продолжение рисунка 6.2

Г
К началу фаменского века



Продолжение рисунка 6.2

а

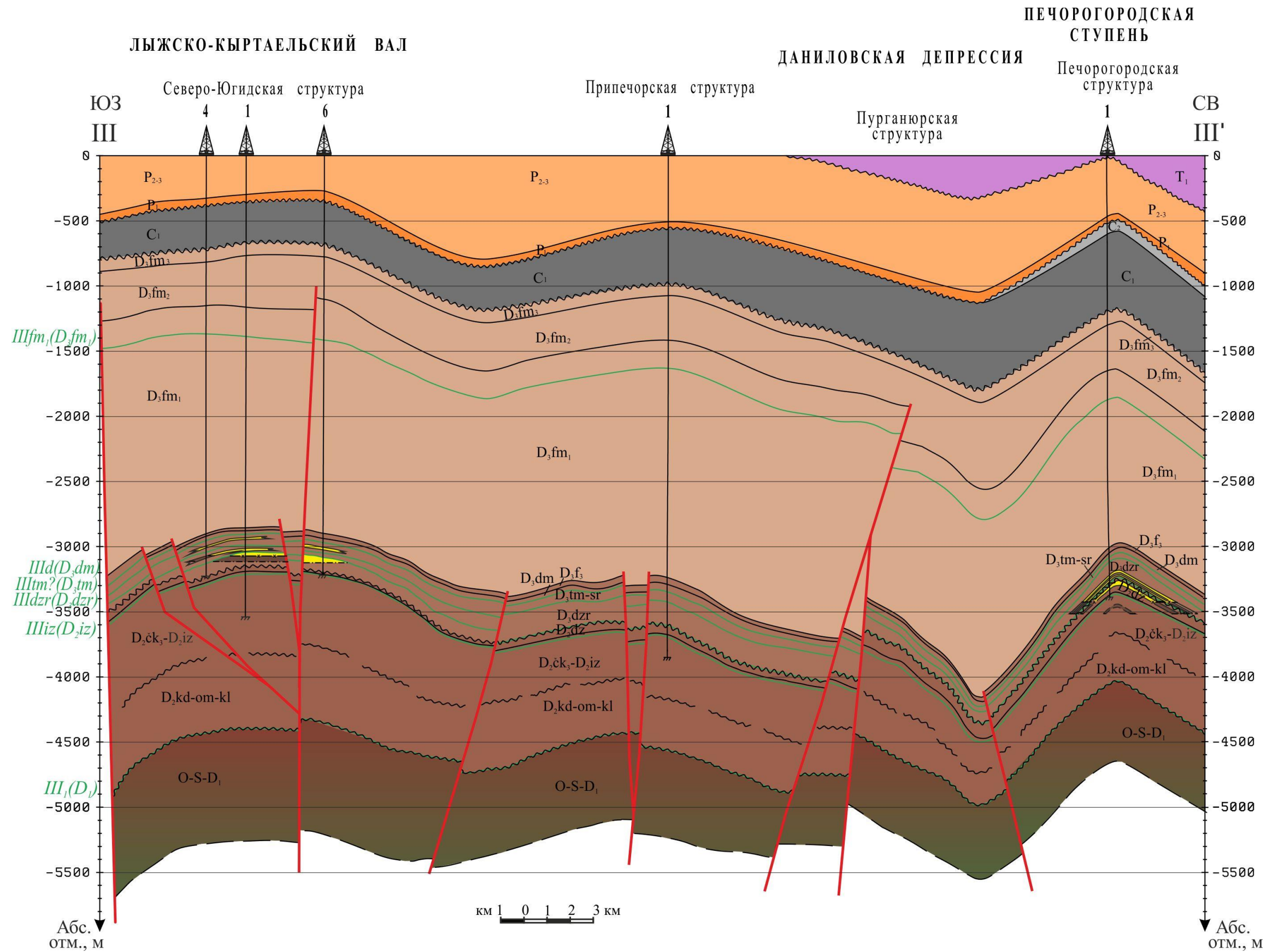
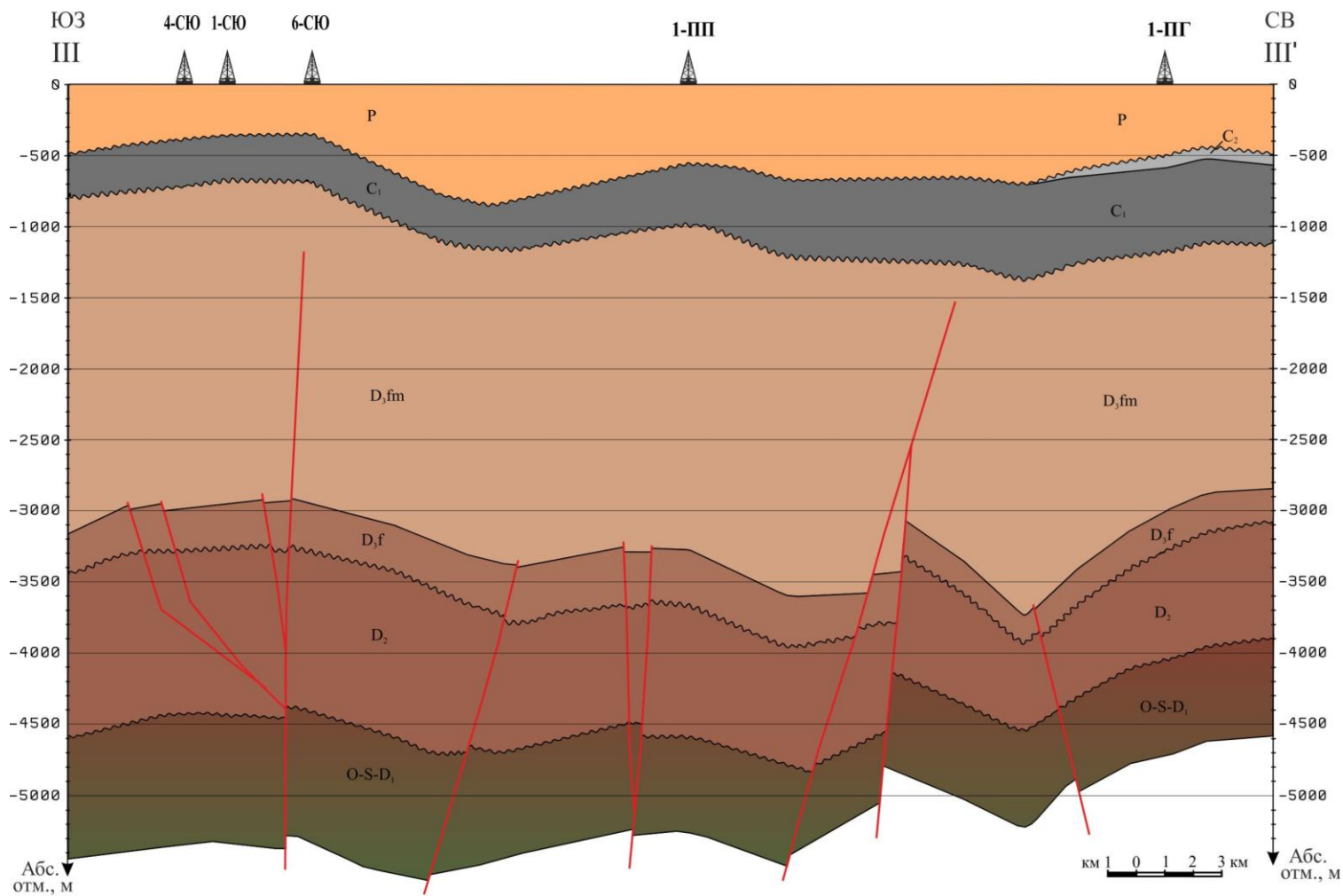


Рисунок 6.3 – Геологический разрез (а) и палеотектонические построения (б, в, г) по линии III – III (условные обозначения см. рисунок 6.1, а)

б

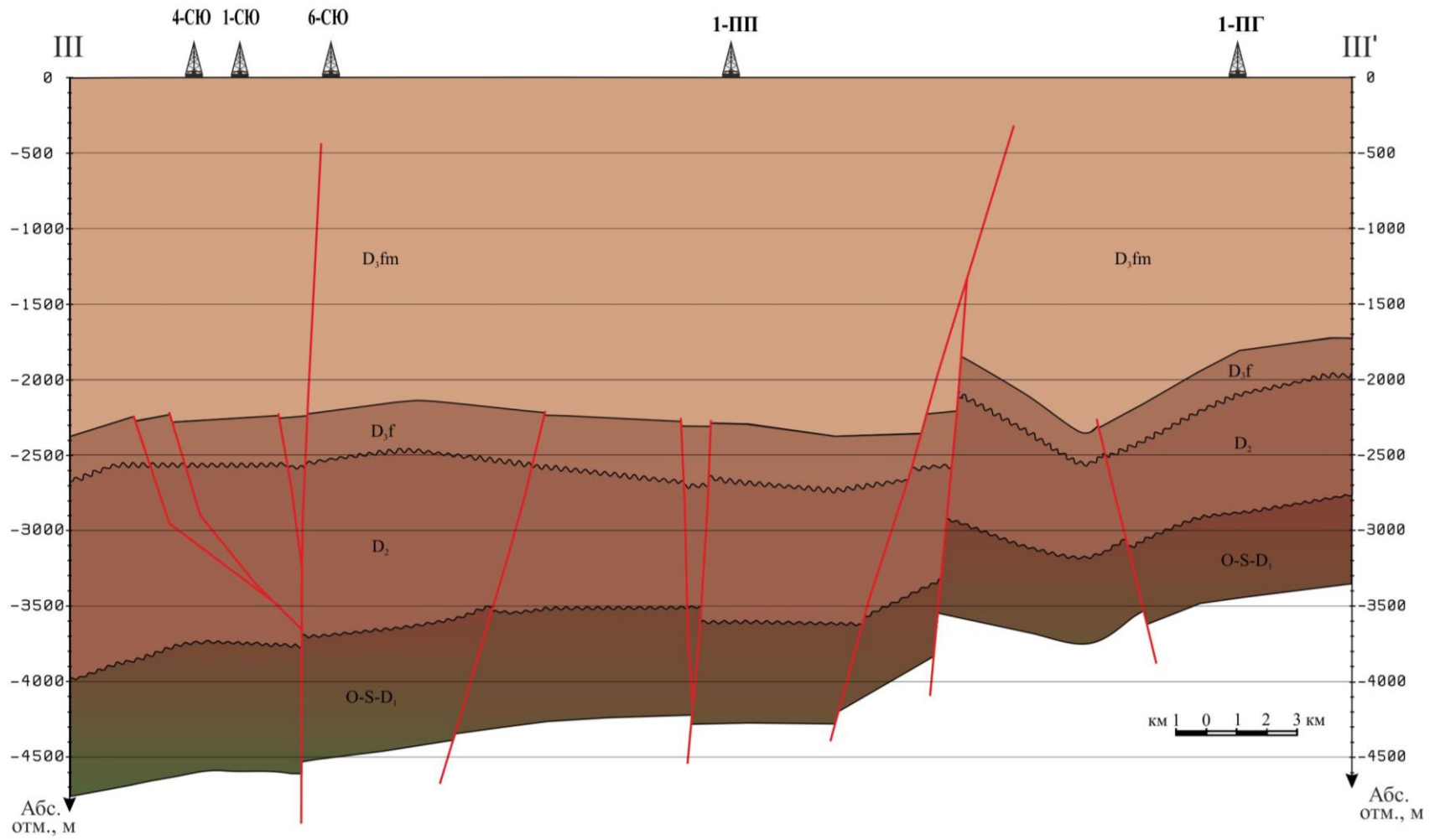
К началу триасового периода



Продолжение рисунка 6.3

В

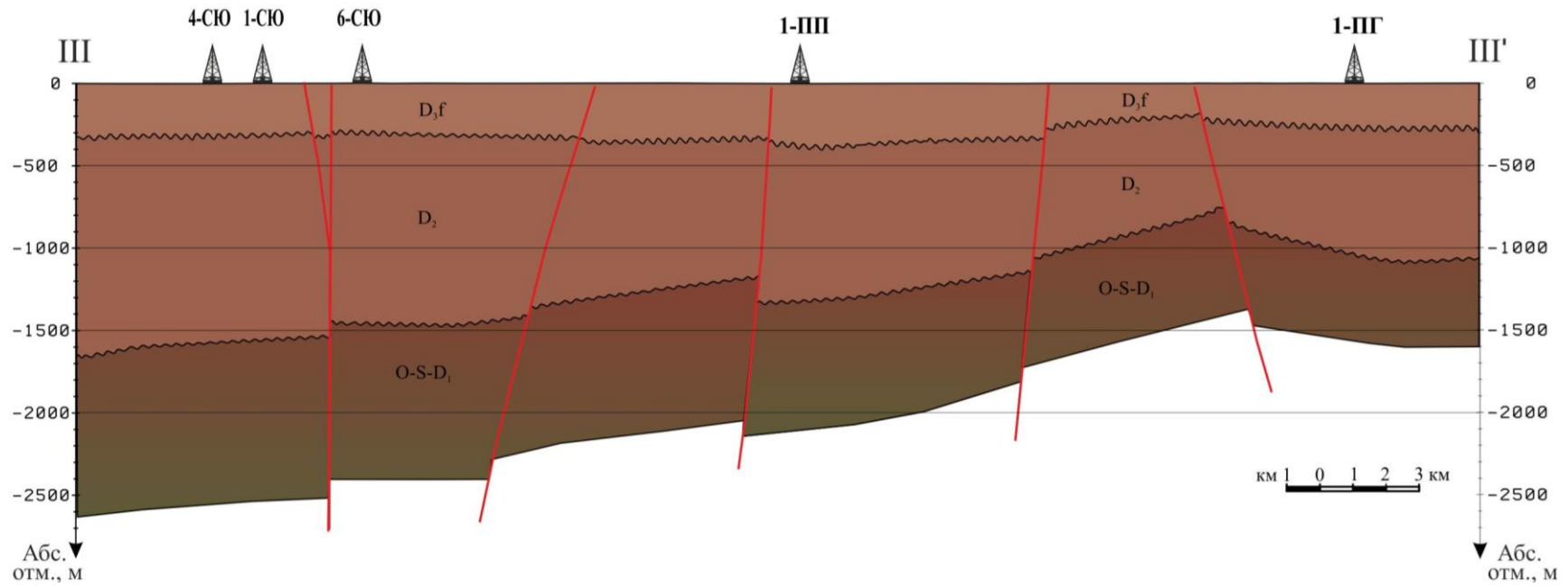
К началу каменноугольного периода



100

Продолжение рисунка 6.3

Г
К началу фаменского века



Продолжение рисунка 6.3

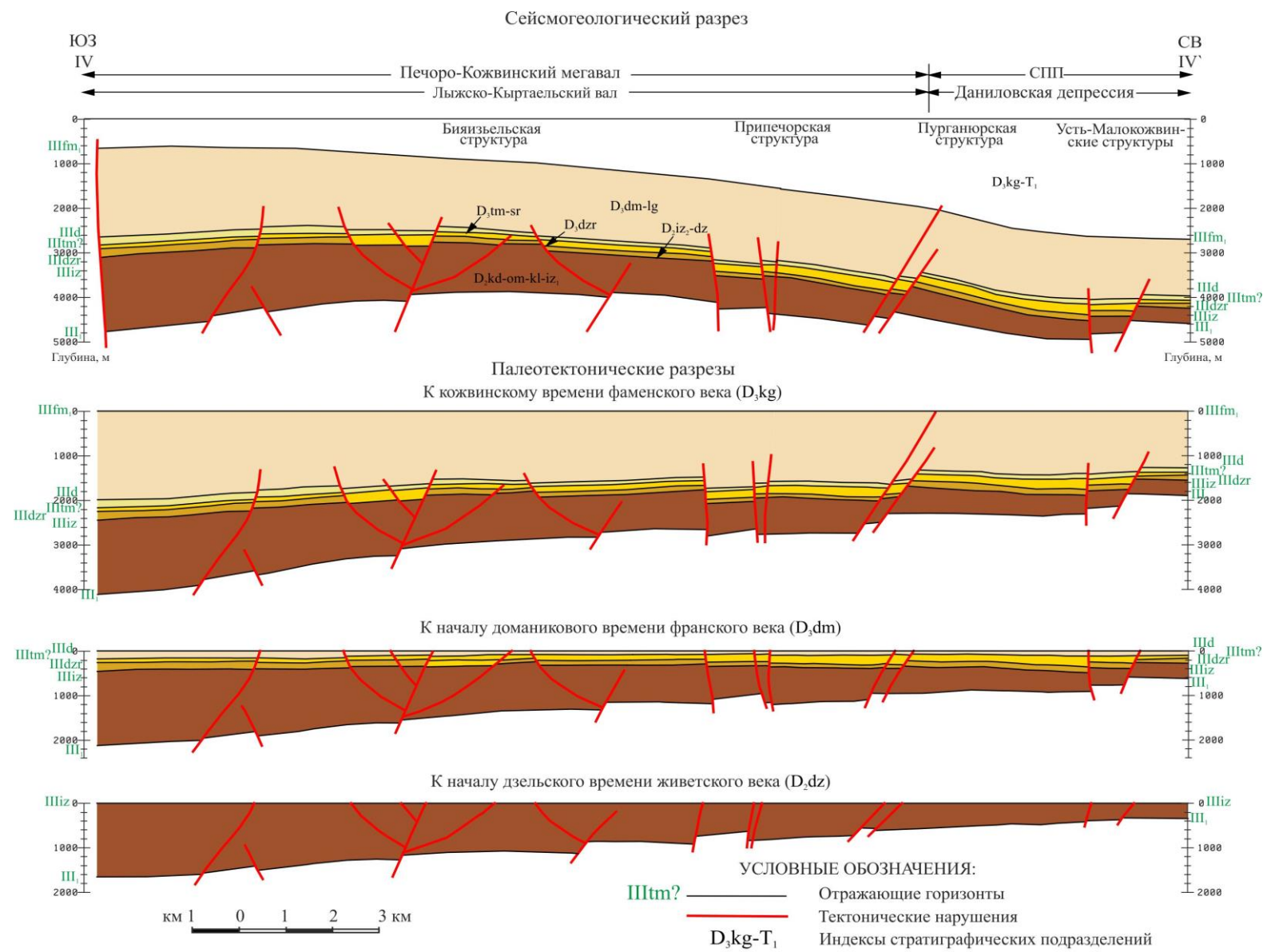


Рисунок 6.4 – Сейсмогеологический и палеотектонические разрезы по линии IV – IV[^]

Территория современного ПКМ имеет продолжительную и многостадийную историю геологического развития. Ее начало можно проследить с ранне-среднеордовикской эпохи, когда на месте Печоро-Ильчского сводообразного поднятия произошло образование рифтовой зоны в результате растяжения земной коры и ее погружения по тектоническим нарушениям рифейского возраста [90]. В становлении и эволюции Печоро-Кожвинского палеограбена имели важное значение корово-мантийные Припечорский и Печорогородский разломы, ограничивающие ПКМ с запада и востока соответственно. По Припечорскому нарушению (вместе с Ильч-Чикшинским) проходила граница раздела между структурно-формационными зонами в докембрийском фундаменте, что во многом определило последующую тектоническую активность региона и современную температурную зональность (см. главу 5).

Интенсивное погружение данного грабена происходило с образованием большого количества осадков, начиная с раннего – среднего ордовика и до раннего девона включительно. Темпы прогибания на западе и на востоке были различными, более интенсивно опускалась территория вдоль Припечорской системы разломов, в результате чего Печоро-Кожвинский палеограбен имел асимметричное строение, что подтверждается толщинами нижнепалеозойских образований (см. рисунки 6.1, б – г; 6.2, б – г; 6.3, б – г).

После пражско-эмского (предсреднедевонского) перерыва в осадконакоплении и размыва ранее накопившихся отложений Печоро-Кожвинский палеопрогиб, начиная с кедровско-кожвинского времени и до франского века, вновь испытывал погружение и, по определению Ларионовой З.В., являлся артерией для транспортировки и интенсивного осаднения песчаного, с периодической сменой на глинисто-алевритовый, материала [62]. При этом асимметричное строение прогиба сохранилось и на этом этапе, толщина накопившихся среднедевонско-нижнефранских отложений на Лыжско-Кыртаельском валу составляла 1500 – 2000 м, а на Печорогородской ступени почти в два раза меньше, до 700 – 900 м (см. рисунки 6.1, б – г; 6.2, б – г; 6.3, б – г).

Условия формирования отложений среднедевонского (дзельского) и ранне-франского возраста, являющихся основной нефтегазоносной толщей, рассмотрены многими исследователями [4, 5, 14, 40, 61 – 63, 68 – 74, 81 и др.]. Детальный литолого-фациальный анализ в комплексе с палинологическими исследованиями выполнен Малышевой Е.О., Куплевичем И.Л и др. для территории Югидского месторождения [69]. Согласно их исследованиям осадконакопление происходило здесь в условиях прибрежной приливно-отливной области, в том числе русловых каналов и верхней предфронтальной зоны пляжа.

Е.В. Поповой и др. [70, 81] при сравнении коллекторов дзельско-джъерского возраста в пределах западной и восточной областей исследуемой территории выявлены различия в их ФЕС. Выделено два типа разреза: для территории Лыжско-Кыртаельского вала характерно развитие преимущественно «монотонной» толщи кварцевых песчаников с гранулярным типом пористости и улучшенными ФЕС. Одновозрастные отложения Печорогородской ступени характеризуются более высокими коэффициентами расчлененности, пониженной песчаностью, меньшими значениями эффективных толщин [27, 70, 81]. Зональность в распределении коллекторских свойств пород связывается с различиями в условиях их осадконакопления. Однородность и мономинеральность песчаников Кыртаельского, Югидского и Северо-Югидского месторождений свидетельствуют о хорошей сортировке, многократном переотложении и переносе песчаного материала. Расслоенность песчаников Печорогородского, Печорокожвинского и Западно-Печорокожвинского месторождений является результатом многочисленных эвстатических колебаний территории.

Вместе с тем, согласно данным палеонтологических исследований керн, в отложениях позднечикшинско-изъельского, дзельского и ранне-среднефранского возраста Печорогородских и Печорокожвинских скважин определено большое количество спорово-пыльцевых комплексов (СПК), указывающих на обстановку осадконакопления, близкую к континентальной. На Югидской и Югид-Соплесской площадях в верхнечикшинско-изъельских и нижнедевонских отложениях встречены брахиоподы, остракоды, фораминиферы, редко пелициподы и

даже фрагменты кораллов (последние в скв. 54-Югид), что характерно для морских условий осадконакопления. СПК в среднедевонских отложениях определены только в керне Северо-Югидских скважин и скв. 62 и 66-Югидские. Отмеченные различия в обстановках осадконакопления очевидно повлияли и на накопление ОВ в среднедевонско-нижнефранских отложениях. Выявленная разница типов ОВ рассмотрена в подглаве 4.1.

Конец среднедевонской – начало позднедевонской эпох ознаменовался региональным подъемом территории и размывом отложений, как среднего девона, так и более древних толщ. Затем началась «грандиозная франская трансгрессия, сопровождавшаяся крупными перестройками структурного плана, резкой дифференциацией колебательных движений, проявлением вулканизма» [27, 62]. Активизация блоковых движений по разломам северо-западного простирания, прогибание отрицательных и рост положительных структур привели к усилению контрастности палеорельефа. О продолжающемся растяжении земной коры свидетельствуют излияния эффузивов, фиксируемые покровами диабазовых пород в нижнефранских отложениях, штоками и дайками в среднедевонских и нижнепалеозойских.

В это время начинается конседиментационное развитие основного количества структур, выявленных в современном структурном плане по кровле среднедевонско-нижнефранских отложений. В западной части территории в виде палеоподнятий зародились Кыртаельская, Малокожвинская, Северо-Югидские, Югидская структуры, а в восточной части в пределах Печорокожвинской, Печорогородской и Западно-Печорогородской структур начали обособляться палеокупола. Палеограбен, отделяющий Печорогородскую структурно-тектоническую зону от Лыжско-Кыртаельской, стал более четко выраженным.

Начиная с доманикового и до позднефранского времени Печоро-Кожвинский палеограбен характеризовался очень низкой тектонической активностью, накапливающихся отложений было недостаточно для того, чтобы компенсировать общее прогибание территории, в результате чего возникла шельфовая впадина с абиотическими условиями [78]. Устойчивое погружение района про-

должалось в течение последующих фаменского и турнейского веков, заполнение впадины происходило карбонатно-глинистым материалом и отчасти компенсировало палеопрогиб. Наименее погруженной была территория Печорогородской ступени, здесь зафиксированы минимальные мощности фаменских и турнейских отложений (1600 – 1800 и 60 – 110 м соответственно). На Лыжско-Кыртаельском валу породы фаменского и турнейского возраста характеризуются увеличенной толщиной (1900 – 2400 и 130 – 140 м соответственно). С раннефаменского времени начинает самостоятельно развиваться Даниловская депрессия.

К концу фаменского века на востоке территории окончательно обособилась Печорогородская ступень, в пределах которой сформировались Печорокожвинская, Печорогородская и Западно-Печорогородская структуры.

Формирование современной Югидской структуры прослеживается с образования конседиментационных поднятий в дзельское время и активизируется во франское время в результате тектонической деятельности территории. Начиная с раннефаменского времени на Югиде произошло заполнение грабеновой впадины и ее компенсация осадками, вследствие чего мощности нижнефаменских преимущественно глинистых отложений в центральной, наиболее опущенной части (район скв. 63) значительно больше мощностей на северо-западном и юго-восточном куполах месторождения [52].

Новая активизация тектонических движений инверсионного характера произошла на рубеже турне – вize. С этого времени и вплоть до триасового периода преобладающей геодинамической обстановкой, приведшей к общей инверсии Печоро-Кожвинского палеограбена, стало сжатие земной коры [66, 90], что способствовало образованию системы валов. При этом увеличенным объемом инверсионных движений характеризовалась территория Лыжско-Кыртаельского вала, наиболее погруженная на предыдущих этапах. Режим седиментации здесь в течение среднего карбона – перми был незначительным и сопровождался полным или частичным размывом накопившихся ранее отложений. Осадконакопление на Печорогородской ступени происходило вплоть до триасового периода, толщина каменноугольно-пермско-триасовых отложений 600 – 700 м на Печорогородской

площади, увеличивается на Печорокожвинской площади до 800 – 900 м. В позднекаменноугольно-раннепермскую эпохи рост этих структур усилился, увеличение мощности отложений отмечается на их крыльях (см. рисунки 6.1 – 6.4).

Начиная с конца пермского периода исследуемый регион испытывал окончательные тектонические движения, сопровождающие складкообразовательные и орогенические процессы в смежном Уральском подвижном поясе. В это время происходило формирование приразломных структур, ограниченных тектоническими нарушениями взбросового характера. В целом все структуры ПКМ к концу триасового периода приобрели современную морфологию.

Таким образом, с раннего палеозоя и до конца турнейского века осадконакопление на территории Печорогородской ступени было менее интенсивным, чем на Лыжско-Кыртаельском валу, а начиная с визейского века и вплоть до триаса район Лыжско-Кыртаельского вала характеризовался максимальным подъемом в результате инверсионных движений и изостатического выравнивания территории.

В результате палеореконструкций установлено, что основное количество структур в среднедевонско-франских отложениях образовано благодаря позднедевонским тектоническим движениям. В течение последующих этапов тектогенеза структуры остались в «законсервированном» состоянии, не смотря на изменение геодинамических режимов и наступление инверсионных процессов. Современные Печорокожвинская, Печорогородская и Западно-Печорогородская структуры до раннефранского времени существовали как палеопрогибы, а с джьерского времени как палеокупола, рост их продолжался вплоть до триаса. Формирование Пурганюрской приразломной структуры началось с фаменского века. Развитие Северо-Югидской структуры происходило аналогично Кыртаельской: на обеих структурах в среднедевонскую эпоху зафиксированы палеопрогибы, которые к началу доманиковского века трансформировались в палеоподнятия. Биязьельская, Южно-Малокожвинская, Припечорская структуры при общем погружении испытывали разнонаправленные вертикальные движения. Высоцкая структура обособилась как палеоподнятия по кровле нижнеджьерских отложений к началу тиман-

ского времени позднего девона, Малокожвинская структура – по кровле изъельских отложений к началу позднего джъера [27]. Заложение конседиментационных поднятий на Югидской структуре происходило в среднедевонско-раннефранское время [52].

Приразломные структуры, ограниченные тектоническими нарушениями взбросового характера, – Западно-Печорокожвинские и Южно-Искавожские, сформированы в более позднее время, и их образование связывается с инверсией Печоро-Кожвинского грабена, происходившей в результате образования соседнего Уральского орогена. По результатам выполненных палеопостроений установлено, что формирование этих структур происходило в течение каменноугольного – пермского периодов.

6.2. Определение времени генерации углеводородов и заполнения ловушек

Выделенные ранее (см. главу 4) Югидский и Печорогородский очаги нефтегазообразования территориально расположены в пределах единого Печоро-Кожвинского палеорифта, и поэтому в целом характеризуются похожими условиями тектонической эволюции.

Для того, чтобы определить время генерации УВ на исследуемой и сопредельных территориях при помощи программы Basin2 выполнена компьютерная 2D-реконструкция истории осадконакопления и тепловой эволюции осадочной толщи (рисунок 6.5). Для каждого из выделенных очагов по разрезам отдельных скважин построены также детальные 1D-модели погружения и прогрева отложений (рисунки 6.6 и 6.7). Калибровка выполненных реконструкций осуществлялась по современным температурам, плотности теплового потока на дневной поверхности и палеотемпературным градиентам, значениям ОСВ и результатам пиролиза и оптической микроскопии образцов керна, изученным в процессе данной работы (см. подглаву 4.1).

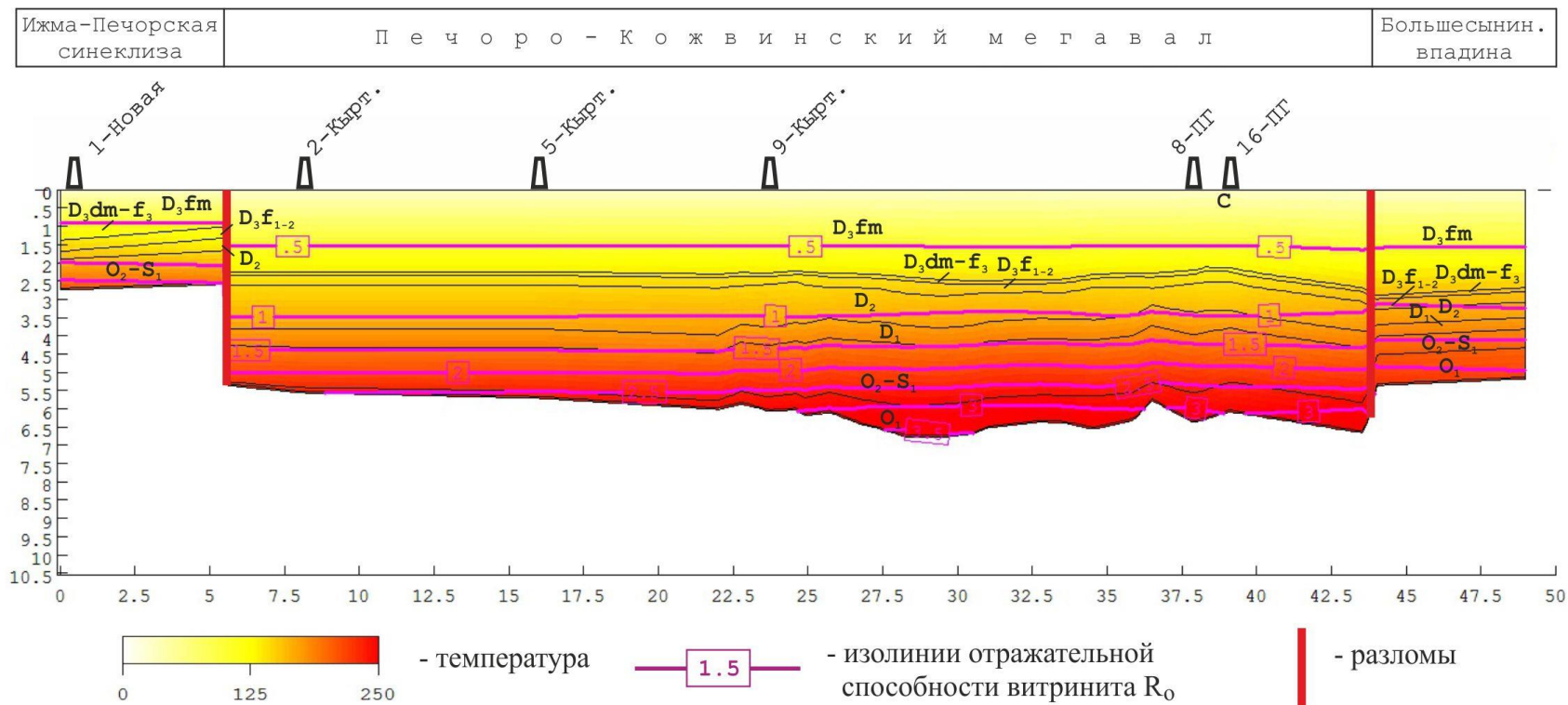


Рисунок 6.5 – Реконструкция температурной и катагенетической зональности в южной части Печоро-Кожвинского мегавала и сопредельных территорий к началу каменноугольного периода

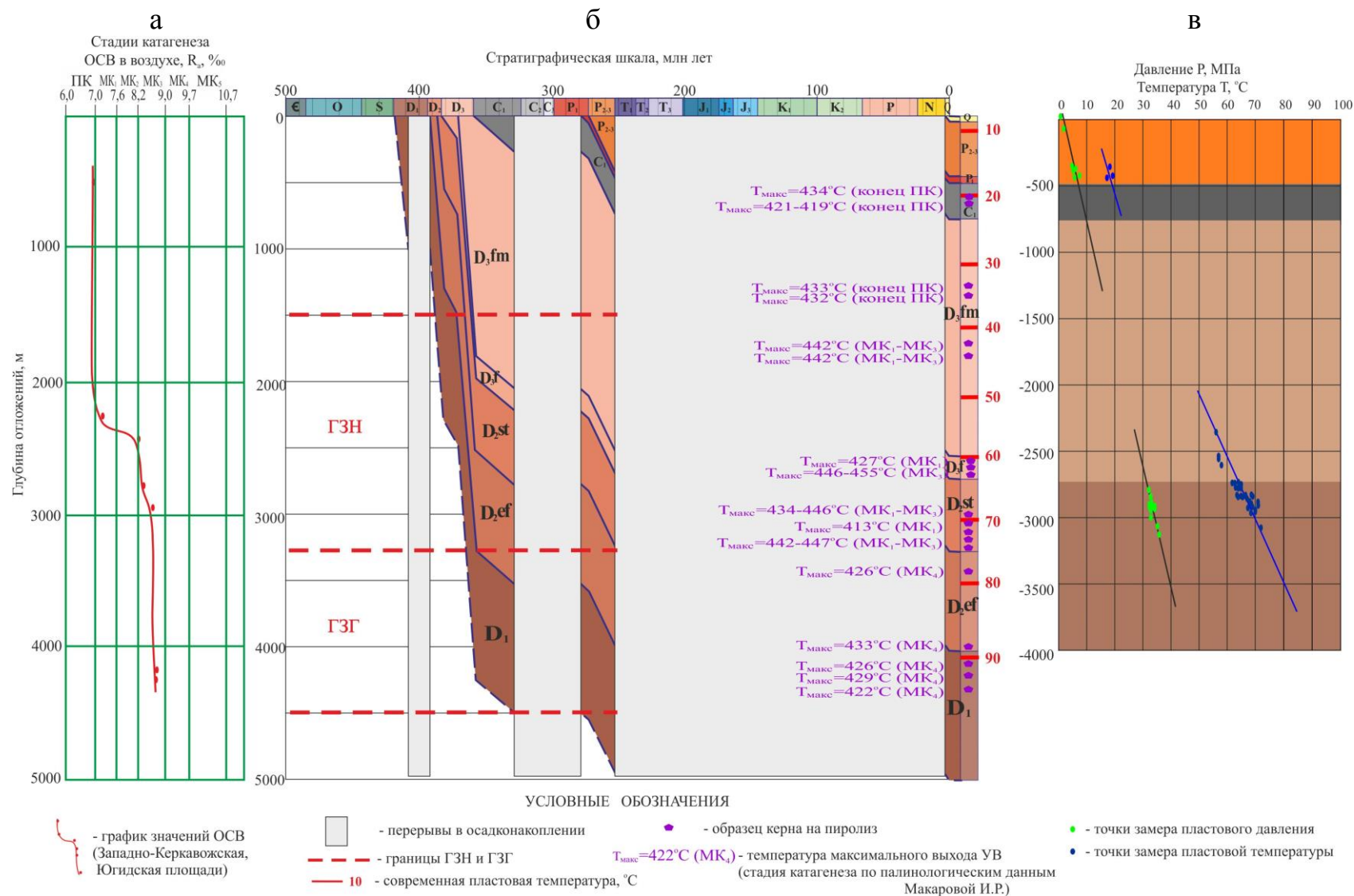


Рисунок 6.6 – График значений OCB (по работе [23]) (а), модель погружения и прогрева отложений (б), графики распределения современных значений пластовых температуры и давления по глубине замера (в) на Югидской площади

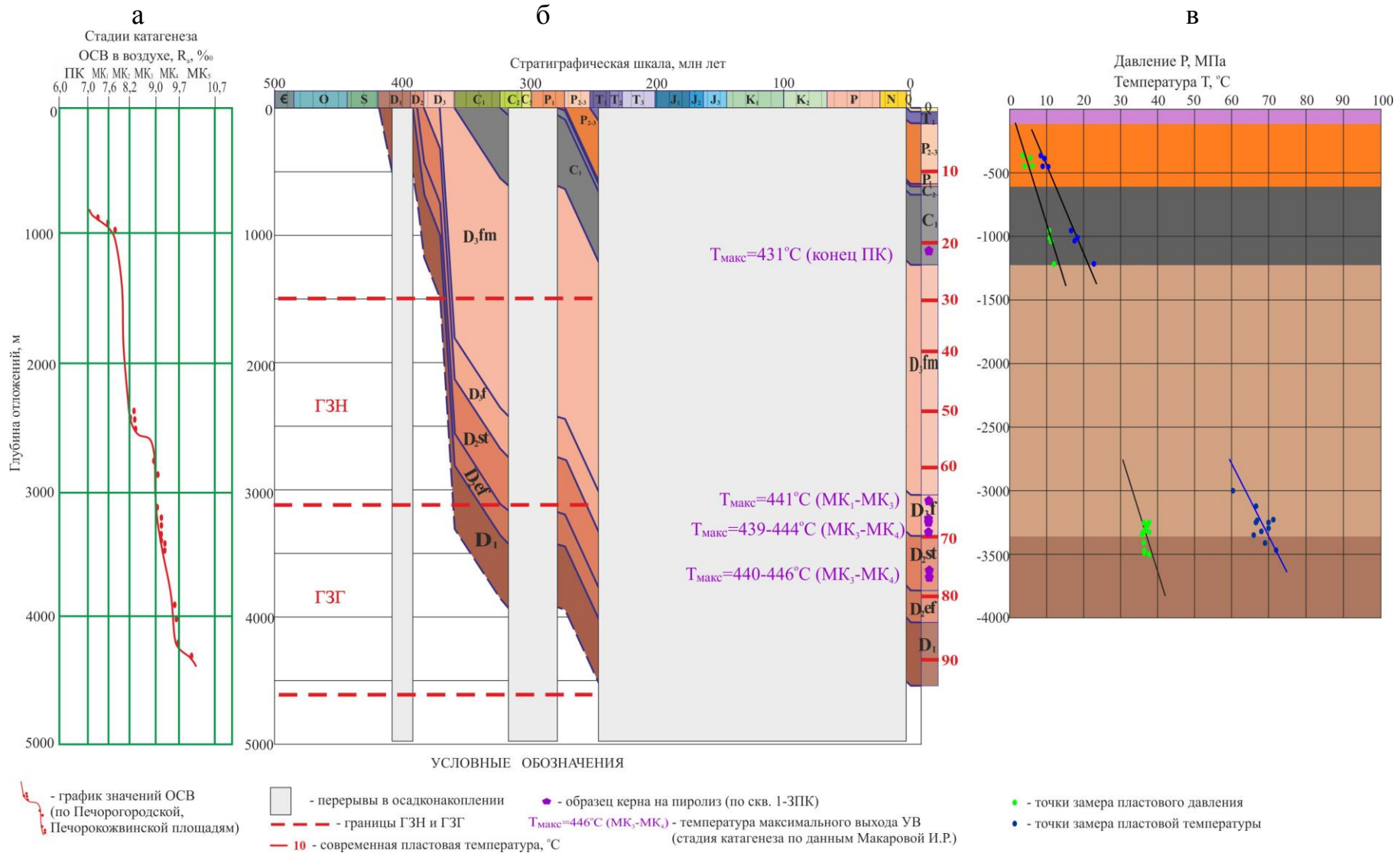


Рисунок 6.7 – График значений ОСВ (по работе [23]) (а), модель погружения и прогрева отложений (б), графики распределения современных значений пластовых температуры и давления по глубине замера (в) на Печорогородской площади

В результате моделирования прогрева отложений установлено, что к началу каменноугольного периода процессы нефтеобразования затронули разрез от подошвы среднедевонских до нижней части фаменских отложений. Нижнедевонские и более глубокозалегающие породы к этому времени достигли стадий газообразования. В течение каменноугольного и пермского периодов интенсивное осадконакопление на территории Печорогородской ступени привело к тому, что среднедевонские отложения погрузились здесь на глубины более 3000 м, что способствовало более сильному их катагенетическому преобразованию и началу генерации газообразных УВ. Режим седиментации на территории Лыжско-Кыртаельского вала в течение карбона – перми был незначительным, в результате чего только нижняя часть среднедевонских (эйфельских) образований достигла глубин, в которых могли происходить процессы газогенерации. Авлакогеновый период развития территории (до позднего триаса включительно) был временем максимального прогрева отложений, палеотермический градиент в это время составлял $5\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$. В триасовый период произошло остывание территории (палеотемпературный градиент в юре и в мелу снизился до $3\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$), что привело сначала к замедлению, а затем и к полному прекращению процессов генерации УВ. Такой тип зональности катагенеза назван Т.К. Баженовой как сокращенный («субдонецкий») [9, 10]. В настоящее время на территории ПКМ и СПП согласно современным замерам пластовой температуры зафиксирован еще более низкий температурный градиент, который изменяется в пределах $1,9 - 2,1\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$ (см. главу 5).

Таким образом, начало главной фазы нефтеобразования (ГФН) в среднедевонских отложениях приходится на фаменский век в результате погружения данных пород на глубины более 2000 м. На это же время приходится начало эмиграции микронефти из нефтематеринских отложений в пласты-коллекторы. В результате палеотектонических реконструкций установлено, что к концу фаменского века уже сформировались ловушки на Югидской, Печорокожвинской, Западно-Печорогородской, Печорогородской и других структурах (см. подглаву 6.1), поэтому их заполнение сингенетичной нефтью вполне могло происходить. Начало

главной фазы газообразования (ГФГ) фиксируется в нижнедевонских породах в раннекаменноугольную, в среднедевонских в позднепермскую эпоху (см. рисунки 6.6, 6.7). Образованные газообразные флюиды поступали в заполненные нефтяные ловушки, растворяли нефть и формировали таким образом вторичные нефтегазоконденсатные залежи в среднедевонско-франских отложениях. Основными путями миграции газовых УВ из ниже-среднедевонских отложений являются зоны трещиноватости, развитые вблизи основных систем разломов (Печорогородского и Припечорского), неоднократно активизировавшиеся при сменах тектонических режимов [49]. Шаблинская Н.В. еще в 1977 г. отмечала, что чем ближе к Припечорскому разлому, тем выше температура осадочных слоев, содержащих пластовые флюиды, и соответственно, больше вероятности встретить газоконденсатные залежи УВ [95].

Разница в исходном типе ОВ, зафиксированная в выделенных очагах нефтегазообразования, нивелируется за счет разной степени его преобразования. НГМ-отложения Югидского очага характеризуются повышенным содержанием сапропелевой составляющей в составе исходного ОВ, и в тоже время породы характеризуются увеличенными толщинами и вследствие их более сильного погружения в фаменский век имеют степень катагенеза до МК₄ (см. рисунок 6.6). Свойственной для старооскольско-франских отложений этого очага была генерация в основном УВ нефтяного ряда, генерация газа происходила в нижележащих эйфельско-нижнедевонских отложениях, в которых за счет катагенетических и возможно гидротермальных процессов, зафиксированных в керне при микроскопических исследованиях, происходило преобразование ОВ пород на простые газовые соединения. Сделанный вывод основан на данных, полученных при изучении состава ОВ и его зрелости, отмеченным в подглаве 4.1, согласно которым в скв. 62-Югидская в образцах нижнедевонского возраста с сапропелевым типом ОВ (II тип керогена) происходит его сближение по составу и генерационным характеристикам с гумусовым III типом (см. рисунок 4.8). Известно, что с ростом степени катагенеза морское ОВ сближается по свойствам с континентальным и способно генерировать флюиды газового состава [91]. Поступление газообразных УВ происхо-

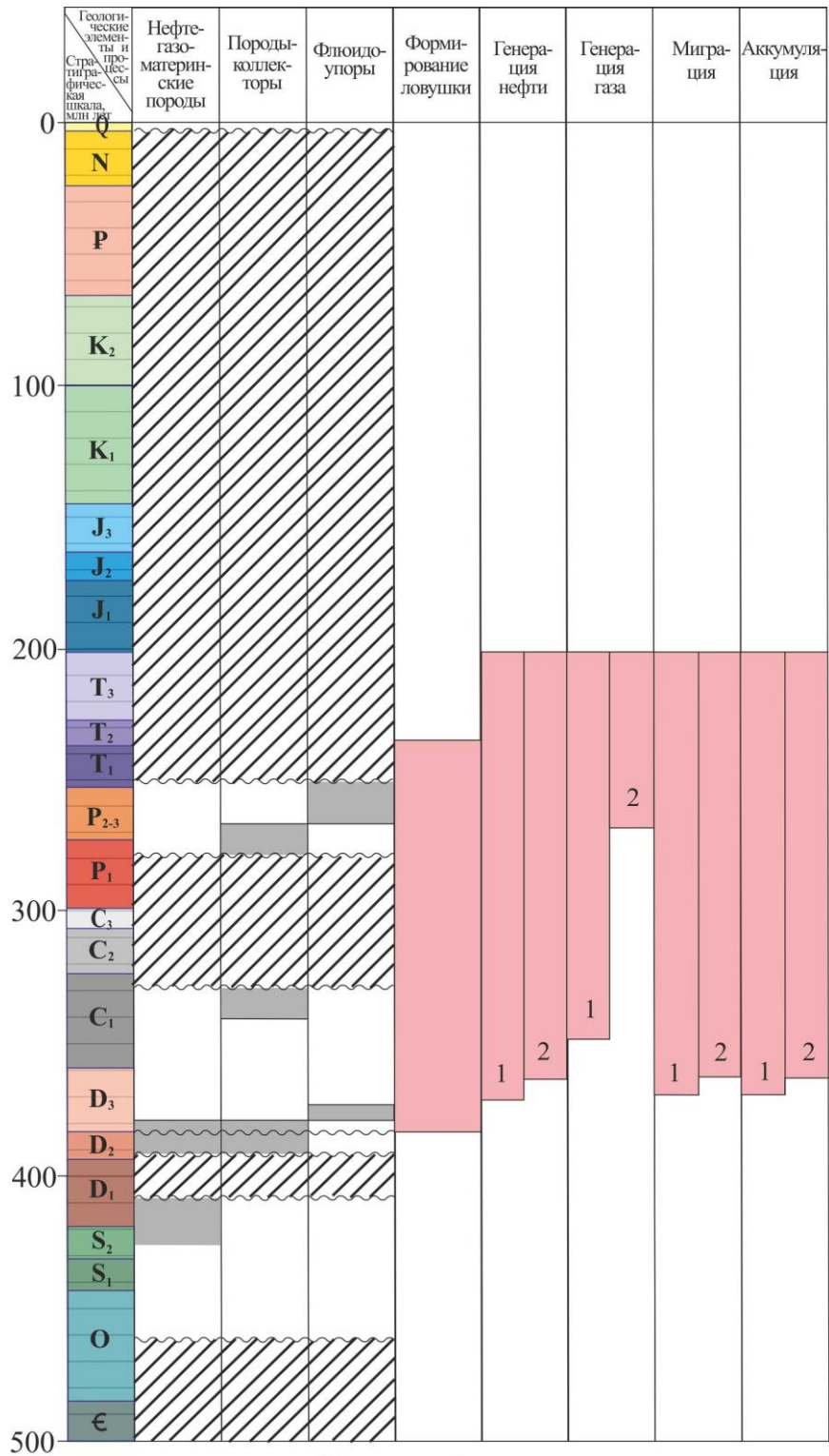
дило также в результате латеральной миграции из НГМ-отложений территории СПП, поскольку там процессы газообразования в старооскольско-франских отложениях происходили гораздо активнее вследствие более сильного их погружения и прогрева до стадий МК₄ – МК₅.

В НГМ-отложениях среднедевонско-ранне-среднефранского возраста Печорогородского очага зафиксировано более высокое содержание гумуса в исходном ОВ, за счет чего для них даже на стадии катагенеза МК₃, зафиксированной в изученных образцах керна (см. подглаву 4.1), генерация газовых УВ характерна в большей степени, чем на юге Лыжско-Кыртаельского вала. Установлено, что коэффициент заполнения структур Печорогородской ступени близок к единице, а открытые месторождения характеризуются более высокими, чем на Лыжско-Кыртаельском валу, запасами газа и повышенным содержанием растворенного газа на нефтяных месторождениях (таблица 6.1), что подтверждает сделанный вывод.

Таблица 6.1 – Доля газа и нефти в залежах среднедевонско-франского НГК на месторождениях юга ПКМ

Месторождение	Очаг нефтегазоносности	Доля свободного газа, %	Начальное содержание конденсата, г/м ³	Доля нефти, %	Газосодержание пластовой нефти, м ³ /т
Печорогородское	Печорогородский	99	369,5	1 (Госбалансом не учтена)	361
Печорокожвинское		54	358	46	264,9-361
Западно-Печорогородское		0	-	100	297,3
Западно-Печорокожвинское		0	-	100	300,3
Югидское	Югидский	40	333	60	233,7
Северо-Югидское		28	313,9	72	273,8
Южно-Кыртаельское		21	115	79	151,9
Кыртаельское		8	225,8	92	87,1-231,4

В результате нивелирования разницы в исходном типе ОВ с течением геологических процессов периоды активной генерации нефти и газа, миграции УВ, время формирования и заполнения ловушек для обоих очагов близки и представлены на рисунке 6.8 в виде «диаграммы событий». В западной практике подобные



Условные обозначения





-  - накопившиеся отложения;
-  - перерывы в осадконакоплении;
-  - элементы природных резервуаров;
-  - геологические процессы: 1- (O-S ?)-D₁ нефтегазоматеринские отложения, 2 - D₂-D₃f₁ нефтегазоматеринские отложения

Рисунок 6.8 – Соотношение во времени геологических элементов и процессов для отложений южной части ПКМ («events chart» по работам [99, 100])

диаграммы («events charts») составляются при комплексном исследовании нефтегазонасного бассейна [98 – 101 и др.], включают в себя элементы геологической системы (НГМ-отложения, породы-коллекторы, флюидоупоры) и показывают временную связь элементов и происходящих в системе геологических процессов (образование ловушек, генерация УВ, их миграция и аккумуляция).

Все перечисленные элементы и процессы, изучаемые при составлении подобного рода графиков, по отдельности являются предметом исследования и у нас в стране [34]. Данные диаграммы удобно использовать для наглядного изображения соотношения времени образования ловушек и генерации УВ, и таким образом оценивать перспективность территории (структур).

По результатам палеотектонических реконструкций установлено, что формирование большинства структур, выделенных в пределах исследуемой территории, продолжалось с начала франского века до триаса, последующие этапы тектогенеза не оказали существенного влияния на их морфологию (см. подглаву 6.1). На рисунке 6.8 показано, что в таком случае время формирования ловушек опережает периоды генерации нефти и газа, которые начинаются в более позднее время – в фаменский век, и структуры являются перспективными для поисков залежей УВ. Исключение могут составлять приразломные неантиклинальные структуры (например, Южно-Искавожские, Западно-Печорокожвинские), образование которых связано с инверсионными процессами и происходило в более позднее каменноугольно-пермское время. Тогда их формирование незначительно захватывает период генерации УВ, и образование в них залежей нефти и газа может быть связано преимущественно с процессами вторичной миграции УВ при расформировании и переформировании первичных залежей.

В посттриасовое время остывание территории привело к замедлению и полному прекращению процессов генерации УВ. Согласно анализу современных замеров пластовой температуры, на данной территории зафиксирован невысокий температурный фон: 60 – 70 °С на абсолютных глубинах минус 3000 – 3500 м (см. главу 5). Процессы миграции и аккумуляции, также как и генерации, также предполагаются только до поздне триасовой эпохи.

6.3. Условия формирования залежей Западно-Печорогородского и Западно-Печорокожвинского месторождений

На Печорогородской ступени рядом с крупными нефтегазоконденсатными Печорокожвинским и Печорогородским месторождениями в 1 – 5 км к западу выявлены мелкие по запасам нефтяные залежи Западно-Печорокожвинской и Западно-Печорогородской площадей (рисунок 6.9). Образование данных нефтяных залежей, по мнению автора, происходило в результате вторичной миграции УВ и связано с принципом дифференциального улавливания. Этот принцип впервые обнаружен В. Праттом в 1944 г., обоснован В.П. Савченко [86] и сформулирован «для теории миграции УВ, когда вверх по восстанию пласта при совместной миграции жидких и газообразных УВ происходит их дифференциальное улавливание в ловушках с последовательным образованием вверх по пласту газоконденсатной, затем газоконденсатнонефтяной, затем нефтегазоконденсатной залежей и в самой высокорасположенной ловушке образуется скопление нефти. Выше по восстанию пласта ловушка оказывается пустой, заполненной минерализованной водой» [16]. Для ТП НГБ залежи со сменой фазового состава от нефтяного, затем смешанного нефтегазоконденсатного и до чисто газоконденсатного, открыты в северной части Печоро-Колвинского авлакогена на Шапкино-Юрьяхинском валу и Колвинском мегавале и изучались автором ранее [57, 58].

И.В. Высоцкий и В.И. Высоцкий дополняют этот механизм образования залежей УВ и утверждают, что «выжимание газом нефти может происходить в случае, если в ловушку, в значительной части объема заполненную газонасыщенной нефтью, внедрится газ при минимальном значении его растворяющей способности. И наиболее вероятен такой процесс не во время формирования скоплений, а после него при подъеме залежи (подъеме всего бассейна), когда в залежь нефти может поступать газ, например, выделяющийся из пластовых вод» [16]. Поэтому, указывают авторы, «вытеснение нефти газом возможно лишь при определенных условиях и в небольших масштабах, т.е. процесс этот не универсальный и не обязательный для формирования скоплений УВ» [16].

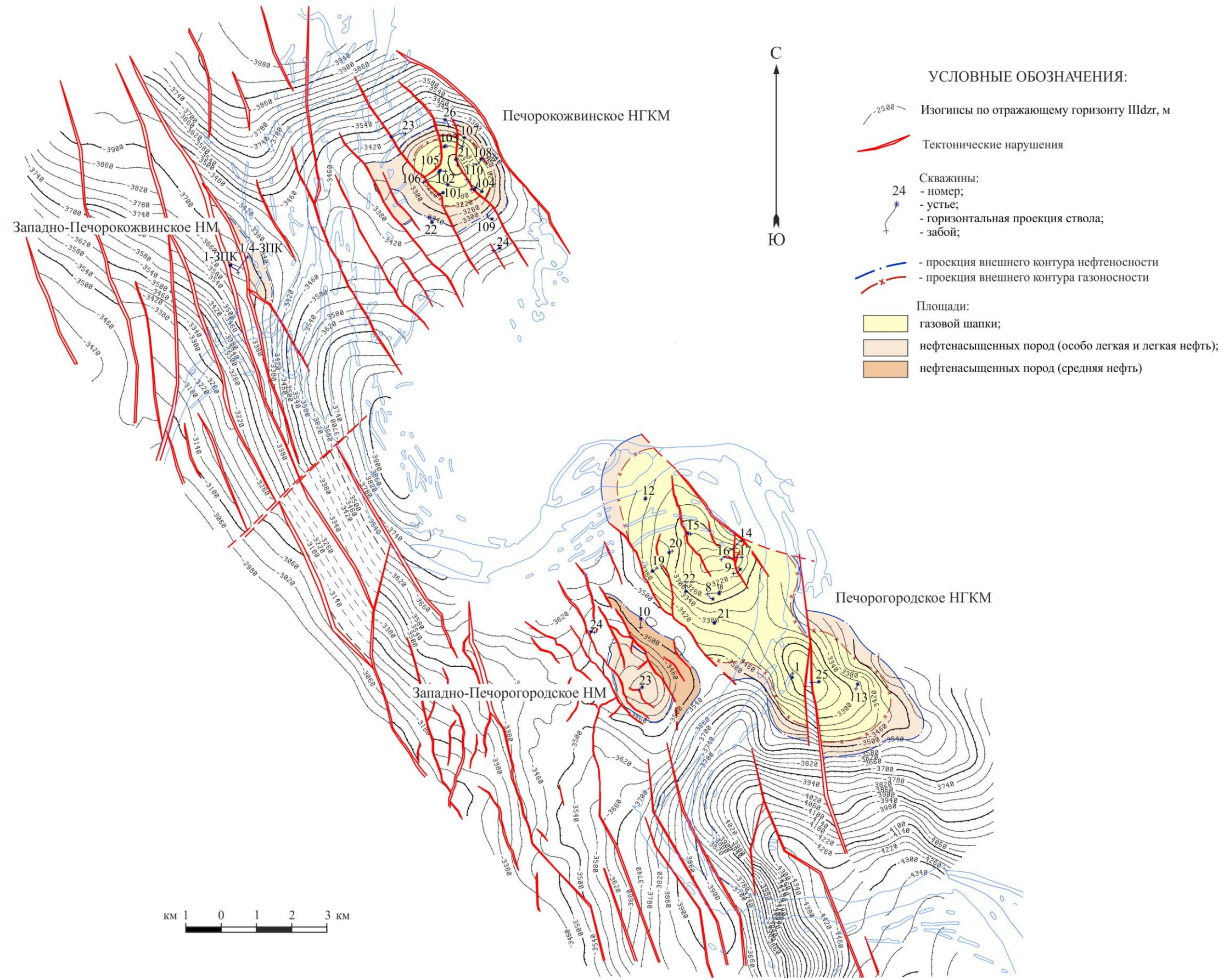


Рисунок 6.9 – Структурная карта по ОГ Шдзг (выкопировка из отчета [122])

Для рассматриваемой территории детальный анализ состава флюидов, тектонической истории и геологических условий существования залежей позволяет сделать вывод о том, что их формирование связано с данным принципом.

На первом этапе на Печорогородской и Печорокожвинской площадях в ловушках, связанных с палеоподнятиями, в течение фаменского века образовались залежи сингенетичной нефти. Затем вследствие поступления в них УВ-газа, образованного в каменноугольно-триасовый период, и в результате обратного испарения нефти в газе данные залежи были преобразованы в предельно насыщенные нефтегазоконденсатные системы. Данный факт является доказанным для рассматриваемой территории и подтвержден как остаточным нефтенасыщением в керне, поднятом из газонасыщенных интервалов, так и анализом состава битумоидов и УВ, выполненным в лаборатории геохимии ТП НИЦ. В разрезе этих месторождений отмечаются интервалы, в которых в составе битумоидов выделяется огромный наложенный максимум nC_{16} при невысокой концентрации $nC_{12} - nC_{17}$, что, по мнению С.А. Данилевского, свидетельствует о значительном притоке катагенно преобразованных УВ глубоко погруженных отложений в палеоскопление высокопарафинистой нефти [23]. Л.А. Анищенко доказала вторичный характер залежей [2], проанализировав индивидуальный состав УВ с помощью геохимических критериев, предложенных В.А. Чахмахчевым [94].

На втором этапе в процессе дополнительного поступления газа нерастворившаяся в нем нефть была оттеснена из залежей Печорокожвинского и Печорогородского месторождений и сосредоточилась в ловушках Западно-Печорокожвинской и Западно-Печорогородской площадей. Последующая инверсия территории и закономерное снижение пластового давления в залежах способствовали расширению и выделению газа в свободное состояние, что также повлияло на переток невмещающихся жидких УВ из одной ловушки в другую. По расчетам С.Г. Неручева и других параметры газа при тектоническом поднятии территории значительно меняются, например «при подъеме с глубины 3,8 до 1,0 км объем газа возрастает в 2,65 раза, а плотность и соответственно объем жидких УВ практически не изменяются» [76]. Направление движения вытесненной нефти в

западном направлении обусловлено тем, что в данный период существовал региональный наклон фундамента в сторону Уральского палеоокеана [66, 90], поэтому нефтяные УВ переместились в противоположную сторону вверх по восстанию пласта.

Заполнение Западно-Печорогородской ловушки, по-видимому, происходило в несколько этапов. Ее существование согласно выполненным палеопостроениям (см. рисунок 6.2) установлено с фаменского века, в течение которого процессы нефтеобразования уже начались, и поэтому первоначально произошло ее заполнение сингенетичной нефтью. Данная нефть получена при испытании скв. 10-Печорогородская (рисунок 6.10). Она характеризуется средней плотностью, высокими концентрациями смол и асфальтенов и по своему составу близка к нефтяным флюидам Южно-Лиственичного, Южно-Лыжского, Северо-Кожвинского месторождений, открытых в северной части мегавала. В последующие этапы тектогенеза, в течение которых происходило дополнительное поступление газовых УВ на соседнем Печорогородском месторождении, как за счет генерации, так и за счет расширения газа в результате тектонического воздымания территории, вытесненная газонасыщенная нефть в результате латеральной миграции попала в Западно-Печорогородскую ловушку с образованием залежи более легкой нефти, вскрытой скв. 23-Западно-Печорогородская. Сравнение физико-химических свойств и индивидуального состава УВ рассматриваемых флюидов приведено на гистограммах рисунка 6.11 и в таблице 6.2.

Образование Западно-Печорокожвинской приразломной структуры по результатам палеореконструкций зафиксировано к началу триасового периода, поэтому ее заполнение происходило только легкой газонасыщенной нефтью, «вытесненной» из Печорокожвинского месторождения.

Формирование залежей Западно-Печорогородского и Западно-Печорокожвинского месторождений схематично показано на рисунке 6.12.

В пользу данного предположения говорит, во-первых, одинаковое расположение нефтяных залежей в направлении к западу от нефтегазоконденсатных вследствие палеонаклона фундамента в сторону Урала.

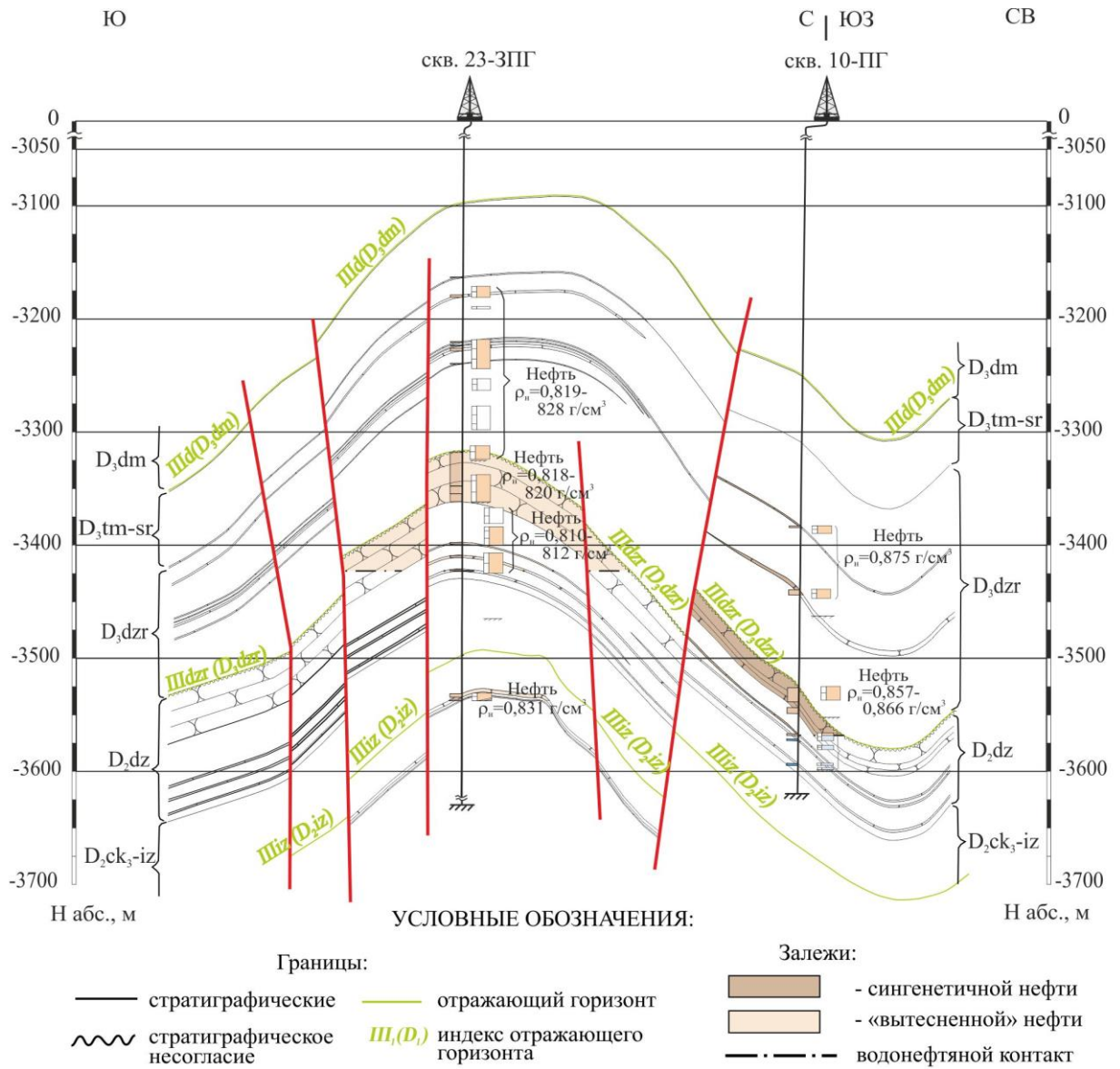
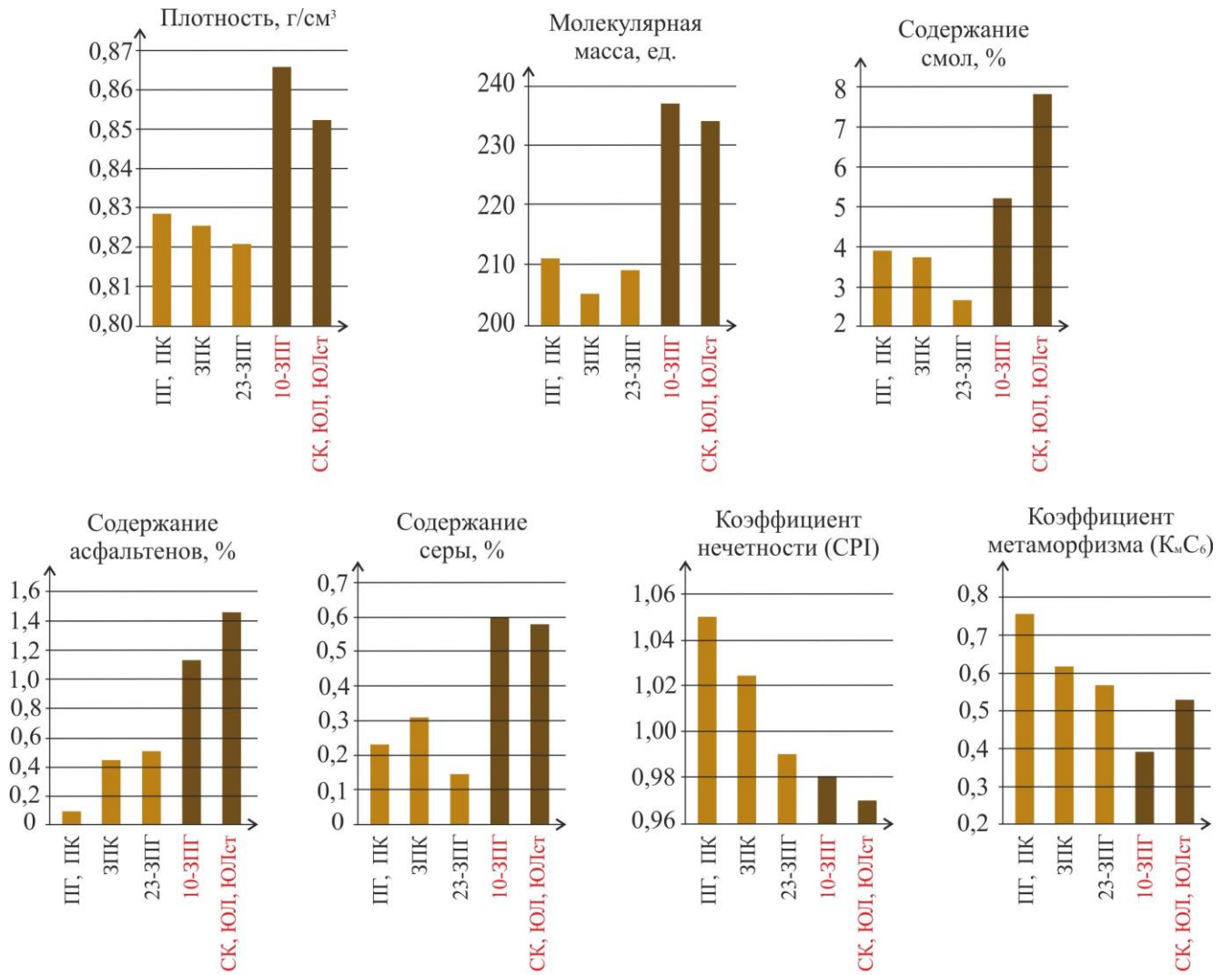


Рисунок 6.10 – Геологический разрез вкрест простирания Западно-Печорогородского месторождения



МЕСТОРОЖДЕНИЯ:

ПГ - Печорогородское, ПК - Печорокожвинское, ЗПК - Западно-Печорокожвинское,
 23-ЗПК - Западно-Печорогородское (скв. 23), 10-ЗПК - Западно-Печорогородское (скв. 10),
 СК - Северо-Кожвинское, ЮЛ - Южно-Лыжское, ЮЛст - Южно-Лиственичное

Рисунок 6.11 – Гистограммы распределения отдельных параметров физико-химических свойств и индивидуального состава нефтей южного окончания ПКМ (месторождения Печорогородское, Печорокожвинское, Западно-Печорокожвинское, Западно-Печорогородское) и центральной части ПКМ (месторождения Южно-Лыжское, Северо-Кожвинское, Южно-Лиственичное)

Таблица 6.2 – Основные параметры нефтей

Параметр, ед. изм.	Данные параметра по месторождениям и залежам							
	Печоро-городское	Зап.-Печорогородское		Печоро-кожвинское	Зап.-Печорокожвинское	Северо-Кожвинское	Южно-Лиственничное	Южно-Лыжское
Залежь	Основная	Скв. 23	Скв. 10	Основная				
Плотность при 20°C, г/см ³	0,822-0,837	0,810-0,831	0,857-0,875	0,820-0,835	0,811-0,840	0,833-0,870	0,818-0,881	0,824-0,888
Вязкость при 20°C, мм ² /с	-	-	16,2-21,3	12,0-34,0	-	9,06-48,94	-	-
Вязкость при 50°C, мм ² /с	4,1-15,3	2,5-3,62 (70 °C)	-	-	3,3-6,1	4,51-7,28	3,56-4,80	5,62-29,0
Молекулярная масса	216-237	184-234	234-240	178-225	170-240	200,5-257,5	198-250	217,4-282,0
Температура застывания, °C	+15-+18	+18-+36	Н/опр.	+23-+26	+17-+23	-6-+26	+9-+27	-6-+38
Параметры фракционного состава								
Температура начала кипения, °C	65-87	48-80	47-67	49-77	32-55	53-79	60-95	61-102
Фракций до 100°C, % об.	0,7-2,0	3,2-8,5	3,0-4,5	3,0-9,0	6,0-11,0	3,0-7,0	0,4-6,0	0-5,0
Фракций до 200°C, % об.	17,0-29,5	17,6-27,7	22,0-27,5	27,0-28,0	20,0-31,0	18,0-30,0	22,0-30,0	16,0-23,0
Фракций до 300°C, % об.	34,0-56,0	30,7-51,5	42,0-48,5	48,0-50,0	42,0-48,0	38,0-50,0	44,0-51,0	34,0-42,0
Параметры компонентного состава, % масс								
Содержание смол	2,3-3,1	1,13-4,2	5,22	2,6-7,9	3,1-4,4	5,3-16,3	4,56-7,73	4,83-9,04
Содержание асфальтенов	0-0,024	0,17-0,85	1,13	0-0,4	0,2-0,7	0,16-1,8	3,83-9,07	0,34-5,86
Содержание парафинов	12,7-18,4	11,2-19,3	12,43	6,3-13,0	9,7-17,0	4,5-12,6	9,4-21,2	5,41-31,68
Содержание серы, % масс	0,09-0,20	0,12-0,17	0,50-0,70	0,13-0,52	0,26-0,36	0,51-0,90	0,20-0,49	0,23-1,14
Параметры индивидуального состава нормальных и изопреноидных алканов								
Сумма nC ₁₇₊ , % масс	22,5-25,17	11,2-20,2	8,87	11,7-12,3	12,3-13,5	2,62-12,7	9,01-15,37	15,36-33,97
Сумма iC, % масс	0,89-1,16	1,9-4,0	1,12	1,66-1,77	1,6-2,5	0,66-2,21	1,4-2,32	1,08-2,1
Пристан/фитан	1,3-1,6	1,2-1,6	1,34	0,95-1,32	1,33-1,51	1,03-1,45	1,14-1,30	1,33-1,6
Коэф. нечетности (CPI)	1,03-1,13	0,93-1,05	0,98	1,01-1,04	1,021-1,028	0,91-1,07	0,96-1,00	0,91-0,98
Ki=(iC ₁₉ +iC ₂₀)/(nC ₁₇ +nC ₁₈)	0,18-0,69	0,06-0,13	0,3	0,10-0,44	0,27-0,36	0,21-1,77	0,28-0,36	0,18-0,28
Параметры индивидуального состава фракции НК-130°C								
nC ₆ /nC ₇	0,67	0,38-0,99	0,965	0,71	0,59-0,99	0,05-1,07	0,52-0,98	0,17-0,81
МЦП/ЦГ	1,01	0,83-2,45	1,72	0,47	0,86-1,02	0,64-2,34	0,99-1,05	0,67-1,24
ЦГ/ЦП	12,6-32,5	0,5-1,3	2,30	3,8	4,9-9,3	2,54-16,6	6,71-13,82	3,61-25,5
МЦП/МЦГ	0,34	0,2-0,55	0,60	0,30	0,30-0,47	0,06-0,75	0,31-0,43	0,13-0,38
Бензол/толуол	0,23	0,14-0,37	0,291	0,24	0,26-0,41	0,02-0,45	0,07-0,29	0,15-0,37

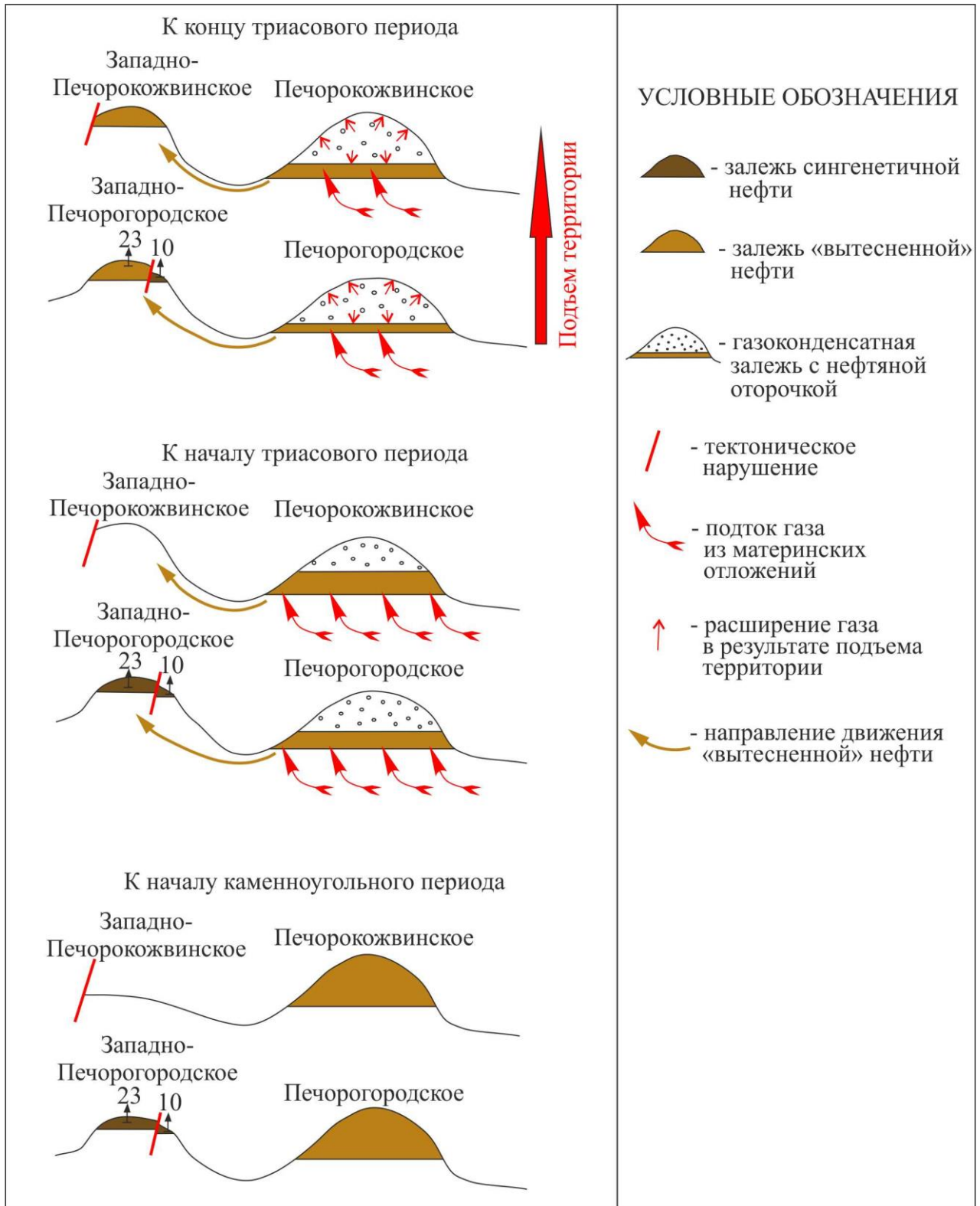


Рисунок 6.12 – Схема образования залежей юга Печорогородской ступени

Во-вторых, состав нефтей Западно-Печорогородского и Западно-Печорокожвинского месторождений (плотность $0,82 - 0,83 \text{ г/см}^3$, объемное содержание бензинов $20 \% - 30 \%$, высокое газосодержание порядка $290 - 300 \text{ м}^3/\text{т}$) отличается от сингенетичных нефтей, вскрытых на месторождениях северной части мегавала (Южно-Лиственичное, Южно-Лыжское, Северо-Кожвинское), которые характеризуются более высокой плотностью $0,84 - 0,85 \text{ г/см}^3$ и низкой газонасыщенностью в пределах $100 - 120 \text{ м}^3/\text{т}$. Наиболее четко дифференциация данных нефтей отмечается по физико-химическим свойствам, а в индивидуальном составе УВ достаточно чутко реагирует коэффициент метаморфизма ($K_{\text{M}}C_6$). Данный показатель выражается отношением концентрации н-алкана C_6 к сумме содержаний изоалканов C_6 , метилциклопентана и циклогексана, и отражает степень катагенного преобразования исходного ОВ. Уменьшение значений $K_{\text{M}}C_6$ зафиксировано в сингенетичных нефтях скв. 10-Печорогородская и на Северо-Кожвинском, Южно-Лиственичном и Южно-Лыжском месторождениях (см. таблицу 6.2). Нефти более высокой степени преобразования – на Печорогородском и Печорокожвинском месторождениях, а также вскрытые скв. 23-Западно-Печорогородская и 1-Западно-Печорокожвинская – характеризуются повышенным $K_{\text{M}}C_6$. Остальные параметры индивидуального состава достаточно близки, что подтверждает генетическую общность условий формирования и состава ОВ рассматриваемых флюидов (см. таблицу 6.2).

Установлено также, что коэффициент заполнения ловушек на Печорогородском и Печорокожвинском месторождениях равен единице, а залежи являются предельно насыщенными. Указанные ранее (см. главу 4) различия в составе исходного ОВ свидетельствуют о том, что на Печорогородской ступени генерация газовых УВ происходила в массовом масштабе, что и могло привести к переполнению ловушек и вытеснению из них жидких УВ.

Таким образом, в результате выполненных палеорекоkonструкций установлено, что на исследуемой территории большинство современных структур в среднедевонско-франских отложениях сформировано в результате позднедевонских тек-

тонических движений. Смена геодинамических режимов и широкое развитие процессов инверсии в течение последующих этапов тектогенеза не повлияли на их расформирование. Заполнение ловушек было поэтапным и привело к образованию залежей различного фазового состава.

Согласно реконструкции температурного и катагенетического преобразования пород фаза нефтегенерации в среднедевонских отложениях началась в фаменский век, и с этого времени происходило первичное заполнение нефтью уже существовавших ловушек (структур). Вступление нижнедевонских отложений в ГФГ отмечается с раннекаменноугольной эпохи, среднедевонских пород на 50 – 70 млн лет позже, с позднепермской эпохи. Газовые УВ, генерированные в каменноугольно-триасовое время, поступали в уже имевшиеся нефтяные залежи, и за счет обратного испарения нефти в газе образовывались вторичные нефтегазоконденсатные системы. Разница в исходном типе ОВ, выделенная в очагах нефтегазообразования, нивелируется за счет разной степени его преобразования. В отложениях Печорогородского очага генерация газа обусловлена наличием изначально высокой доли гумусовой составляющей, а в Югидском очаге происходит в эйфельско-нижнедевонских отложениях, и поступление газа связывается также с латеральной миграцией из старооскольско-франских НГМ-отложений территории СПП, поскольку там процессы газообразования происходили гораздо активнее вследствие более сильного погружения и прогрева пород.

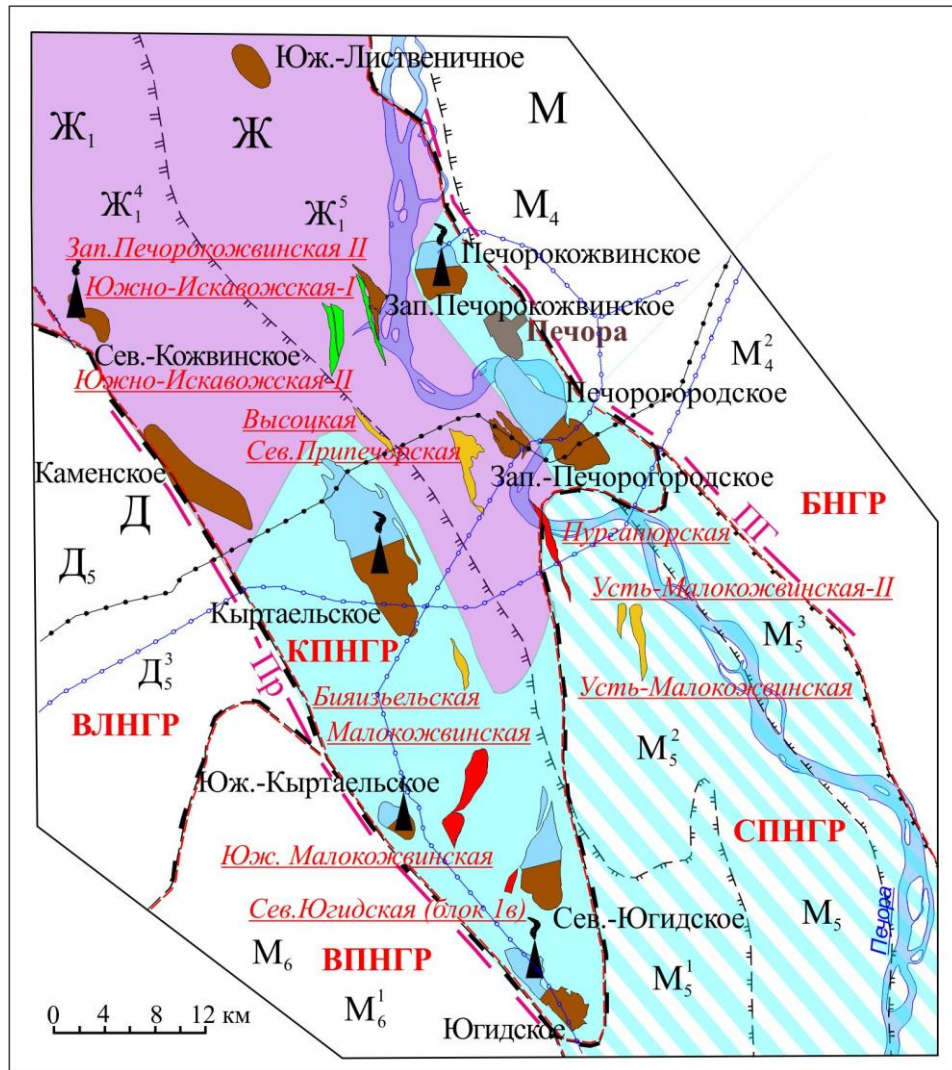
Формирование незначительных по запасам нефтяных скоплений Западно-Печорокожвинской и Западно-Печорогородской структур, обнаруженных в 1 – 5 км к западу от крупных нефтегазоконденсатных залежей Печорокожвинского и Печорогородского месторождений, связывается с перераспределением нефтяных УВ по принципу дифференциального улавливания. Установлено, что нефти Западно-Печорокожвинской и Западно-Печорогородской залежей являются вытесненными из соседних месторождений в результате поступления в последние дополнительного количества газа и его расширения вследствие инверсионных движений территории.

ГЛАВА 7. ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Не смотря на то, что исследуемая территория южной части ПКМ характеризуется высокой степенью изученности и большим объемом выполненных ГРР, она продолжает представлять научный и практический интерес для дальнейшего изучения. Анализ ее строения свидетельствует о достаточно высоких перспективах на выявление залежей. Основные ресурсы, также как и запасы, сосредоточены в среднедевонско-франском НГК и связаны с ловушками пластовыми, массивно-пластовыми, сводовыми и тектонически и литологически экранированными.

Южная часть ПКМ, а также прилегающая территория СПП и Верхнепечорской впадины является одним из районов, в котором ведется добыча газа и конденсата. Разрабатываемые здесь месторождения (Югидское, Печорокожвинское, Западно-Соплесское, Вуктыльское) располагаются в непосредственной близости от транспортных путей и формируют сырьевую базу Сосногорского ГПЗ. Целесообразность переработки газов залежей рассматриваемого района обусловлена тем, что газоконденсатные и нефтегазоконденсатные месторождения характеризуются «жирным» составом газа и высоким газоконденсатным фактором. На сегодняшний день актуальной для завода является проблема, связанная с истощением ресурсной базы [19], решаемая за счет проведения поисково-разведочных работ и открытия новых месторождений УВ-сырья.

Для отдельного прогноза нефтегазоносности по фазовому состоянию использованы выявленные различия типов исходного ОВ в НГМ-отложениях, закономерности в распределении физико-химических свойств и индивидуального состава пластовых флюидов уже известных месторождений, а также современные термобарические условия существования залежей. В результате комплексного анализа геолого-геохимической информации составлена карта перспектив среднедевонско-франского НГК исследуемой территории (рисунок 7.1). Геологической основой послужила структурная карта по кровле ОГ Шdzr (D₃dzr), постро-



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- | | |
|---|--------------------------------------|
| — разломы
(Пр - Припечорский,
ПГ - Печорогородский) | Структуры |
| | — высокоперспективные |
| | — среднеперспективные |
| | — низкоперспективные |
| <i>Прогнозируемые зоны</i> | |
| — нефтенакопления | — газоконденсато-
нефтенакопления |

Остальные условные обозначения см. на рисунке 1.1

Рисунок 7.1 – Карта перспектив нефтегазоносности среднедевонско-франского нефтегазоносного комплекса

енная по результатам обработки и интерпретации сейсморазведочных работ, выполненным в филиале ВНИИГАЗа [122]. В центральной части региона прогнозируется зона сингенетичного нефтенакопления, которая ограничена тектоническими нарушениями продольного характера. В прибортовых частях вдоль Припечор-

ской и Печорогородской систем разломов до широты Кыртаельского – Печорокожвинского месторождений предполагаются зоны двухфазного газоконденсатно-нефтяного накопления. Данные тектонические нарушения способствовали вертикальной и латеральной миграции газовых УВ из областей генерации, связанных с нижележащими эйфельско-нижнедевонскими отложениями на территории южной части ПКМ, а также с одновозрастными отложениями на прилегающей территории СПП, создавая возможность образования газоконденсатнонефтяных систем в палеозалежах нефти.

Анализ пластовых температур и давлений подтверждает выделенную зональность и свидетельствует, что на современном этапе более жесткие термобарические условия существуют в южной части Лыжско-Кыртаельского вала (Югидское месторождение) и в прилегающей области СПП (Югид-Соплесское, Западно-Соплесское месторождения). Повышение температуры зафиксировано в зонах Припечорского и Печорогородского разломов и снижается при смещении в центральную часть территории.

В границах исследуемой территории выявлены и подготовлены к бурению по данным сейсморазведочных и тематических работ 12 структур: Высоцкая, Южно-Искавожская-I, Южно-Искавожская-II, Западно-Печорокожвинская-II, Северо-Припечорская, Северо-Югидская (блок 1в), Малокожвинская, Южно-Малокожвинская, Бияизьельская, Пурганюрская, Усть-Малокожвинская и Усть-Малокожвинская-II. Следует отметить, что три последние структуры территориально приурочены к прилегающей зоне севера Даниловской депрессии.

В пределах выявленных и подготовленных структур в соответствии с «Методическими рекомендациями...» [75], введенными в действие с 01.01.2016 г., объемным методом была проведена оценка локализованных (категория $D_{л}$) и подготовленных (категория D_0) ресурсов УВ-сырья.

Площади ожидаемых залежей посчитаны по структурной карте по ОГ Шdzr (D_{3dzr}), которая характеризует кровлю нефтегазоперспективных песчаников. Подсчетные параметры при оценке ресурсов нефти предполагаемых чисто нефтяных залежей (Высоцкая, Южно-Искавожские-I, II, Западно-Печорокожвинская-II,

Северо-Припечорская структуры) приняты по аналогии с залежами в старооскольско-дзержских отложениях Южно-Лиственичного и Северо-Кожвинского месторождений. При оценке ресурсов нефти и ресурсов газа предполагаемых газоконденсатнонефтяных залежей (Северо-Югидская (блок 1в), Малокожвинская, Южно-Малокожвинская, Пурганюрская, Биязьельская, Усть-Малокожвинская и Усть-Малокожвинская-II структуры) подсчетные параметры приняты по аналогии с залежами Северо-Югидского (для структур Лыжско-Кыртаельского вала) либо Печорогородского месторождений (для структур Печорогородской ступени). Ресурсы нефти, растворенного газа, «сухого» газа и конденсата представлены в таблице 7.1.

Выводы о перспективности данных структур сделаны на основе совмещенных моделей формирования ловушек и генерации УВ (см. рисунок 6.8): если время образования ловушек предшествует периоду генерации УВ, то структура является перспективной (см. таблицу 7.1). По результатам палеопостроений выяснено, что морфология большинства выделенных структур была заложена в позднедевонскую эпоху, а модели генерации УВ свидетельствуют о том, что образование нефти происходило с фаменского века, газа с раннекаменноугольной эпохи. Исходя из этого, наименее перспективными из перечисленных являются Южно-Искавожская-I, Южно-Искавожская-II приразломные структуры. Они находятся в зоне нефтенакпления. По результатам палеопостроений время окончательного формирования этих структур произошло к началу триаса (см. рисунок 6.1), что незначительно захватывает период генерации нефти, поэтому заполнение их сингенетичными нефтями имеет небольшую степень вероятности.

Малокожвинская структура относится к категории подготовленных, строение которой детализовано сейсморазведочными работами МОГТ-3D в 2003 и 2008 гг. вместе с Северо-Югидской структурой. По оценке точности структурных построений Малокожвинская структура является весьма надежным объектом [122]. Согласно палеотектоническим реконструкциям формирование палеоподнятия на месте данной структуры началось во франкий век, что опережает время

Таблица 7.1 – Характеристика ресурсов и степени перспективности структур

Структура	Возраст продуктивных отложений	Степень надежности по сейсмо-разведке	Степень подготовленности структуры	Категория ресурсов	Площадь газоносности, тыс. м ²	Площадь нефтеносности, тыс. м ²	Геологические ресурсы «сухого» газа, млн м ³	Ресурсы конденсата, тыс. т		Ресурсы нефти, тыс. т		Ресурсы газа, растворенного в нефти, млн м ³		Время заложения ловушки	Время генерации УВ	Прогнозируемое фазовое состояние	Степень перспективности структуры
								геологические	извлекаемые	геологические	извлекаемые	геологические	извлекаемые				
Северо-Югидская (блок 1в)	D ₂ dz-D ₃ dztm-sr	Весьма надежная	Подготовленная	D ₀	1300	1900	460	150	90	2380	830	650	230	D ₃ f	D ₃ fm-T	НГК	Высокая
Малокожвинская	D ₂ st(dz)-D ₃ dzt	Весьма надежная	Подготовленная	D ₀	4900	5500	2120	650	385	5700	2000	1560	550	D ₃ f	D ₃ fm-T	НГК	Высокая
Южно-Малокожвинская	D ₂ st(dz)-D ₃ dzt	Весьма надежная	Подготовленная	D ₀	2500	3000	1070	330	200	3105	1090	850	300	D ₃ f-fm	D ₃ fm-T	НГК	Высокая
Высоцкая	D ₂ st(dz)-D ₃ dzt	Надежная	Подготовленная	D ₀	-	1800	-	-	-	1545	560	180	65	D ₃ -P	D ₃ fm-T	Н	Средняя
Северо-Припечорская	D ₂ st(dz)-D ₃ dzt	Весьма надежная	Подготовленная	D ₀	-	2600	-	-	-	2340	840	440	160	D ₃ -P	D ₃ fm-T	Н	Средняя
Южно-Искавожская-I	D ₂ st(dz)-D ₃ dzt	Надежная	Подготовленная	D ₀	-	2380	-	-	-	3500	1260	660	240	C-P	D ₃ fm-T	Н	Низкая
Южно-Искавожская-II	D ₂ st(dz)-D ₃ dzt	Надежная	Подготовленная	D ₀	-	3130	-	-	-	3700	1330	700	250	C-P	D ₃ fm-T	Н	Низкая
Западно-Печорокожвинская-II	D ₂ st(dz)-D ₃ dzt	Надежная	Подготовленная	D ₀	-	1380	-	-	-	2110	760	400	140	C-P	D ₃ fm-T	Н	Низкая
Пурганюрская	D ₂ st(dz)-D ₃ dzt	Надежная	Выявленная	D _л	3070	3720	2030	830	320	670	240	240	90	D ₃ fm	D ₃ fm-T	НГК	Высокая
Биязьбельская	D ₂ st(dz)-D ₃ dzt	Надежная	Выявленная	D _л	1340	1930	140	45	30	400	140	50	20	D ₃ -P	D ₃ fm-T	НГК	Средняя
Усть-Малокожвинская-I	D ₂ st(dz)-D ₃ dzt	Вероятная	Выявленная	D _л	3100	3820	350	130	50	170	60	60	20	D ₃ -P	D ₃ fm-T	НГК	Средняя
Усть-Малокожвинская-II	D ₂ st(dz)-D ₃ dzt	Вероятная	Выявленная	D _л	1050	1230	50	20	7	11	10	4	1	D ₃ -P	D ₃ fm-T	НГК	Средняя

генерации нефти и газа и является благоприятным фактором для сохранения УВ в ее пределах.

Одной из наиболее перспективных является Пурганюрская ловушка. По данным сейморазведочных работ вероятность ее существования оценивается как надежная [122]. По результатам палеопостроений она является ярко выраженной структурой, начиная с фаменского и до настоящего времени (см. рисунок 6.1), расположена в зоне сочленения с СПП, характеризующейся жесткими термобарическими условиями, и поскольку ее формирование предшествует генерации УВ, то обнаружение нефтегазоконденсатной залежи в ее пределах высоковероятно. Остальные структуры также являются достаточно перспективными в отношении нефтегазоносности, так как время их формирования в качестве ловушек опережает периоды образования УВ (см. таблицу 7.1).

Таким образом, в исследованном регионе в отложениях среднедевонско-франского терригенного НГК в юго-западной и северо-восточной частях мегавала вблизи Припечорской и Печорогородской систем разломов предполагается существование нефтегазоконденсатных залежей, а при смещении в центральную область территории – наличие небольших нефтяных скоплений. Отложения глубоководно погруженных горизонтов (ордовикско-нижнедевонский НГК) характеризуются перспективностью на газ, так как ОВ в них преобразовано до стадий газообразования.

Из 12 структур, выявленных и подготовленных на территории исследования сейморазведочными и тематическими работами в отложениях среднедевонско-франского НГК, наиболее перспективными являются Малокожвинская и Пурганюрская ловушки. Они являются ярко выраженными структурами, начиная с конца фаменского века, когда активно проходили процессы генерации УВ, что указывает на возможность сохранения в них нефтегазоконденсатных залежей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для уточнения условий формирования залежей УВ в среднедевонско-нижне-среднефранских терригенных отложениях на территории южного окончания ПКМ и прогноза фазовой характеристики открываемых залежей были использованы геолого-геохимические методы исследования. В результате работы выделены очаги нефтегазогенерации, определены периоды генерации УВ, заложения ловушек и образования залежей нефти и газа, выполнена оценка перспектив нефтегазоносности поддоманиковых отложений.

По результатам пиролитического исследования образцов кернa установлено, что наибольшим УВ-потенциалом обладают отложения среднедевонско-раннефранского возраста. Они являются среднепродуктивными, характеризуются содержанием органического углерода $C_{орг}$ 1 – 2 % и общим генетическим потенциалом до 3 кгУВ/т породы. Степень катагенеза отложений соответствует ГЗН, начальной стадии ГЗГ. На территории исследования выделено два очага генерации УВ с различным типом ОВ в D_2 - D_3f_{1-2} отложениях: Югидский и Печорогородский.

НГМ-породы Югидского очага, выделенного в пределах юга Лыжско-Кыртаельского вала и сопредельной территории СПП, характеризуются высоким содержанием сапропелевой составляющей в составе исходного ОВ (II тип керогена). Для старооскольско-франских отложений этого очага была свойственна генерация в основном УВ нефтяного ряда (стадия катагенеза $МК_1$ – $МК_3$), генерация газа происходила в нижележащих верхнеэфельско-нижнедевонских породах в результате преобразования до стадий катагенеза $МК_3$ – $МК_4$. Поступление газообразных УВ связывается также с латеральной миграцией из старооскольско-франских НГМ-отложений территории СПП, поскольку в них процессы газообразования происходили гораздо активнее в результате более сильного погружения и прогресса пород до стадий $МК_4$ – $МК_5$.

НГМ-породы Печорогородского очага, выделенного на территории южного окончания Печорогородской ступени, содержат изначально повышенное количество гумусовой составляющей в исходном типе ОВ (III тип керогена), поэтому для отложений среднедевонско-раннефранского возраста этой зоны характерна генерация газа даже на стадии катагенеза МК₃. Месторождения УВ, связанные с Печорогородским очагом, обладают высоким количеством поступившего в ловушки генерированного газа, о чем свидетельствует коэффициент заполнения ловушек, близкий к единице, и высокий процент запасов газа на Печорогородском и Печорокожвинском месторождениях. В составе конденсатов этого очага содержится повышенное количество асфальтосмолопарафиновых компонентов, растворенных в пластовых условиях в газообразной фазе. В индивидуальном составе УВ-флюидов Печорогородской ступени отмечено повышенное количество ароматических соединений и преобладание циклогексанов в составе фракции НК-130 °С, доминирование нечетных изомеров в составе длинноцепочечных алканов во фракции выше 200 °С. Отмеченные особенности свидетельствуют о более высоком процентном содержании гумусовой составляющей в исходном типе ОВ месторождений Печорогородского очага и подтверждаются палинологическими исследованиями.

Выделенные очаги нефтегазообразования с различным типом исходного ОВ и разной степенью термической преобразованности, от которых и зависит генерация преимущественно жидких или газообразных пластовых флюидов, используются для прогноза фазового состава УВ во вновь открываемых ловушках при зональном и локальном прогнозах нефтегазоносности.

Для отложений среднедевонско-франского поддоманикового НГК в центральной части исследованного региона предполагается зона нефтенакпления, связанная с развитием залежей сингенетичных нефтей и ограниченная линиями тектонических нарушений. Зоны двухфазного газоконденсатнонефтяного накопления развиты в прибортовых частях мегавала до широты Кыртаельского – Печорокожвинского месторождений и связаны с Припечорским и Печорогородским разломами, являющимися основными путями, проводящими УВ. Эти тектониче-

ские нарушения и оперяющие их разломы способствовали вертикальной и латеральной миграции газовых УВ из очагов генерации, связанных с одновозрастными и нижележащими отложениями на территории южной части ПКМ, а также прилегающей территории СПП, создавая возможность образования газоконденсатнонефтяных систем в палеозалежах нефти. Одновременно разломы определили и широкое развитие вертикальных миграционных процессов, пронизывающих вышележащие пермо-карбоновые отложения.

Анализ пластовых температур и давлений подтверждает прогнозируемую фазовую зональность и свидетельствует, что на современном этапе более жесткие термобарические условия существуют в южной части Лыжско-Кыртаельского вала (Югидское месторождение) и в прилегающей области СПП (Югид-Соплесское, Западно-Соплесское месторождения). Повышение температуры зафиксировано также в зоне Печорогородского разлома (Печорогородское и Печорокожвинское месторождения) и снижается при удалении в центральные области (Западно-Печорогородское и Западно-Печорокожвинское месторождения).

В границах исследуемой территории в среднедевонско-франских отложениях выявлены и подготовлены к бурению по данным сейсморазведочных и тематических работ 12 структур. Для того, чтобы оценить перспективность этих структур в отношении нефтегазоносности построены совмещенные модели формирования ловушек и генерации УВ.

В результате палеотектонических реконструкций установлено, что морфология большинства выделенных структур заложена в течение раннефранско-фаменского времени. В последующем сформированные ловушки развивались унаследовано, не смотря на смену геодинамических режимов и широкое развитие процессов инверсии в пермско-триасовое время.

На основе моделей погружения и прогрева отложений определены основные периоды генерации УВ. Начало фазы нефтегенерации установлено в среднедевонских отложениях в фаменский век, которые в результате накопления мощной толщи пород фаменского возраста были погружены на глубины более 2 км. Уже сформированные к этому времени ловушки в среднедевонско-франских от-

ложениях вполне могли заполняться нефтью. Вступление ниже- и среднедевонских отложений в ГФГ различается по времени: генерация газовых УВ в нижедевонских отложениях зафиксирована, начиная с раннекаменноугольной эпохи, в среднедевонских на 50 – 70 млн лет позже, в позднепермскую эпоху, отложения раннефранского возраста из ГФН не выходили. Вновь образующиеся газовые УВ преобразовывали уже имевшиеся нефтяные залежи в нефтегазоконденсатные.

Образование незначительных по запасам нефтяных скоплений Западно-Печорогородской и Западно-Печорокожвинской структур связано с принципом дифференциального улавливания флюидов и происходило за счет перераспределения нефти из залежей Печорогородского и Печорокожвинского месторождений в процессе их формирования. Нефть, нерастворившаяся в газовой фазе, была вытеснена из залежей данных месторождений вверх по восстанию пласта и локализована в пределах Западно-Печорокожвинской и Западно-Печорогородской площадей. Поскольку в Печорогородском очаге генерация газа происходила вследствие высокой доли гумусовой составляющей в исходных НГМ-отложениях, то поступивший в ловушки газ переполнил их, а нерастворившуюся нефть вытеснил за ее пределы.

Построенные совмещенные модели формирования ловушек и генерации УВ использованы для оценки перспектив выявленных локальных структур. Ловушка признается перспективной, если время ее формирования опережает период генерации и миграции УВ. Из 12 структур, выявленных и подготовленных к бурению на исследованной территории, наименее перспективными являются Южно-Искавожские структуры. Они находятся в прогнозируемой зоне нефтенакпления. Поскольку время окончательного формирования этих структур по результатам палеопостроений произошло к началу триаса, и незначительно захватывает период генерации нефти, то заполнение их сингенетичными нефтями имеет небольшую степень вероятности. Образование в них залежей может быть связано с процессами вторичной миграции УВ при расформировании и переформировании первичных залежей.

Наиболее перспективными являются Малокожвинская и Пурганюрская ловушки. Малокожвинская структура относится к категории подготовленных, строение которой детализовано сейсморазведочными работами МОГТ-3D в 2003 и 2008 гг. вместе с Северо-Югидской структурой. По оценке точности структурных построений Малокожвинская структура является весьма надежным объектом. Согласно палеотектоническим реконструкциям формирование палеоподнятия на месте данной структуры началось во франкий век, что опережает время генерации нефти и газа и является благоприятным фактором для сохранения УВ в ее пределах.

Вероятность существования Пурганюрской ловушки по данным сейсморазведочных работ также оценивается как надежная. По результатам палеопостроений эта структура является ярко выраженной, начиная с фаменского и до настоящего времени, расположена в зоне сочленения с СПП, характеризующейся более жесткими термобарическими условиями, и поскольку ее формирование предшествует генерации УВ, то обнаружение нефтегазоконденсатной залежи в ее пределах высоковероятно.

Таким образом, регион южной части ПКМ, хотя и является одним из старейших районов ТП НГБ, в котором началось исследование строения и нефтегазоносности осадочного чехла и до настоящего времени ведется промышленная разработка залежей, продолжает представлять научный и практический интерес для дальнейшего изучения и, несмотря на выявленный к настоящему времени значительный объем запасов нефти и газа, характеризуется определенным УВ-потенциалом. Несмотря на то, что все прогнозируемые залежи являются мелкими по запасам, их успешное опоскование позволит увеличить ресурсную базу УВ на 25 – 30 % от начальных извлекаемых запасов разрабатываемых на сегодняшний день месторождений. В первую очередь для прироста разведанных запасов газа и конденсата рекомендуется бурение на южной группе структур (например, на Малокожвинской, Пурганюрской структурах), которые характеризуются высокой степенью перспективности и являются весьма надежными объектами по результатам сейсморазведочных работ. В зоне сочленения Печорогород-

ской ступени и Даниловской депрессии, с целью ее доизучения и снижения риска бурения, дополнительно необходимо провести детальные сейсморазведочные работы МОГТ-3D (в районе Пурганюрской структуры).

СПИСОК ОБОЗНАЧЕНИЙ И СОКРАЩЕНИЙ

- $C_{\text{орг}}$ – общее содержание органического углерода в породе, % масс.;
- HI – водородный индекс, мг УВ/г $C_{\text{орг}}$;
- $K_{\text{ж}}$ – коэффициент жирности;
- $K_{\text{м}C_6}$ – коэффициент метаморфизма;
- $K_{\text{эф}}$ – коэффициент эффективности работ, т усл. т/м;
- K_i – изопреноидный коэффициент;
- $L_{\text{скв}}$ – длина скважины, м;
- OI – кислородный индекс, мг CO_2 /г $C_{\text{орг}}$;
- S_1 – свободные углеводороды, до 300 °С, мг УВ/г породы, кг УВ/т породы;
- S_2 – углеводородные продукты пиролиза керогена и смолисто-асфальтеновых веществ, 300 – 600 °С, мг УВ / г породы, кг УВ/ т породы;
- S_3 – кислородсодержащие летучие вещества, т.е. двуокись углерода, 300 – 390 °С, мг УВ/г породы, кг УВ/т породы;
- PI – индекс продуктивности, мг УВ/г породы;
- Pp – генетический потенциал породы, кг УВ/т породы;
- R^a – отражательная способность витринита в воздухе;
- R_0 – отражательная способность витринита в масле, %;
- $T_{\text{макс}}$ – температура максимального выхода углеводородов при пиролизе керогена, °С;
- $Q_{\text{извл}}$ – извлекаемые запасы;
- ВНИГРИ – Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт;
- ВНИИГАЗ – Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий;
- ВЭЗ – вертикальное электрическое зондирование;
- ГИС – геофизические исследования скважин;
- ГЗГ – главная зона газообразования;

- ГЗН – главная зона нефтеобразования;
- ГКИ – газоконденсатные исследования;
- ГРР – геологоразведочные работы;
- ГФГ – главная фаза газообразования;
- ГФН – главная фаза нефтеобразования;
- инт. – интервал;
- КМПВ – корреляционный метод преломления волн;
- Коми НЦ УрО РАН – Коми научный центр Уральского отделения Российской академии наук;
- МК – мезокатагенез;
- МОВ – метод отраженных волн;
- МОГТ – метод общей глубинной точки;
- МТЗ – магнито-теллурическое зондирование;
- МТП – магнито-теллурическое профилирование;
- НГК – нефтегазоносный комплекс;
- НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;
- НГМ – нефтегазоматеринский;
- НГР – нефтегазоносный район;
- НК – начало кипения;
- НМ – нефтяное месторождение;
- ОВ – органическое вещество;
- ОГ – отражающий горизонт;
- ОПЭ – опытно-промышленная эксплуатация;
- ОСВ – отражательная способность витринита;
- ПрК – программный комплекс;
- ПК – протокатагенез;
- ПКМ – Печоро-Кожвинский мегавал;
- РОВ – рассеянное органическое вещество;
- СПК – спорово-пыльцевой комплекс;
- СПП – Среднепечорское поперечное поднятие;

ТП НГБ – Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн;

ТП НИЦ – Тимано-Печорский научно-исследовательский центр;

ТТ – метод теллурических токов;

УВ – углеводороды;

ЧЗВП – частотное зондирование – вызванная поляризация.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Анищенко Л.А. Газовая составляющая и фазовый прогноз нефтегазоносности Тимано-Печорской провинции / Л.А. Анищенко, Ю.М. Трифачев, Р.Е. Шевченко // Закономерности размещения зон нефтегазоаккумуляции в Тимано-Печорской провинции: Тр. ВНИГРИ. – Л., 1986. – С. 32 – 42.
2. Анищенко Л.А. Геология природных углеводородов Европейского Севера России (флюидные углеводородные системы) / Л.А. Анищенко, Л.З. Аминов, В.А. Дедеев и др. – Сыктывкар, 1994. – 179 с.
3. Анищенко Л.А. Органическая геохимия и нефтегазоносность пермских отложений севера Предуралья / Анищенко Л.А., С.С. Клименко, Н.Н. Рябинкина и др. – СПб.: Наука, 2004. – 214 с.
4. Антоновская Т.В. Литотипы пород среднедевонско-франского терригенного комплекса отложений южной части Печоро-Кожвинского мегавала Тимано-Печорской провинции / Т.В. Антоновская, Ю.В. Кочкина // Вестник ИГ КНЦ УрО РАН. – Сыктывкар, 2012. – № 5. – С. 2 – 5.
5. Антоновская Т.В. Неантиклинальные ловушки среднедевонско-турнейских отложений юго-востока Тимано-Печорской провинции (условия формирования и нефтегазоносность). – СПб.: ФГУП «ВНИГРИ», 2013. – 228 с. – Сыктывкар, 2012, № 5. – С. 2 – 5.
6. Баженова О.К. Геология и геохимия нефти и газа / О.К. Баженова, Ю.К. Бурлин, Б.А. Соколов, В.Е. Хаин. – М., МГУ, 2004. – 416 с.
7. Баженова Т.К. Исследование онтогенеза углеводородных систем как основа отдельного прогноза нефте- и газоносности осадочных бассейнов / Т.К. Баженова, В.К. Шиманский // Нефтегазовая геология. Теория и практика. Электрон. науч. журнал. – СПб.: ВНИГРИ. – 2007. – Т. 2. – № 2. – Режим доступа: <http://www.ngtp.ru/rub/1/008.pdf>.
8. Баженова Т.К. Масштабы нефтегазообразования в Тимано-Печорском бассейне // Поиски, разведка и добыча нефти и газа в Тимано-Печорском бассейне и

Баренцевом море: Доклады 1-й Междунар. конф. – СПб.: ВНИГРИ, 1994. – С. 149 – 157.

9. Баженова Т.К. Нефтегазоматеринские горизонты Тимано-Печорского бассейна / Т.К. Баженова, Л.А. Гембицкая, В.К. Шиманский // Геология и минеральные ресурсы Европейского Северо-Востока России (материалы XIII Геологического съезда Республики Коми) в 5 т. Т 3. – Сыктывкар, 1999. С. 16 – 18.

10. Баженова Т.К. Органическая геохимия Тимано-Печорского бассейна / Т.К. Баженова, В.К. Шиманский, В.Ф. Васильева и др. – СПб.: ВНИГРИ, 2008. – 164 с.

11. Баженова Т.К. Проблема нефтегазоносности базальных горизонтов бассейнов древних платформ в аспекте их катагенетической эволюции / Нефтегазовая геология. Теория и практика. Электрон. науч. журнал. – СПб.: ВНИГРИ. – 2008. – Т.3. – №3. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/4/30_2008.pdf.

12. Белонин М.Д. Тимано-Печорская провинция: геологическое строение, нефтегазоносность и перспективы освоения / М.Д. Белонин, О.М. Прищепа, Е.Л. Теплов и др. – СПб.: Недра, 2004. – 396 с.

13. Белякова Л.Т. Фундамент Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна / Л.Т. Белякова, В.И. Богацкий, Б.П. Богданов, Е.Г. Довжикова, В.М. Ласкин. – Киров: ОАО «Кировская областная типография», 2008. – 288 с.

14. Богацкий В.И. Перспективы поисков стратиграфически экранированных ловушек в среднедевонских отложениях / В.И. Богацкий, З.В. Ларионова, П.Т. Савинкин // Стратиграфия и литология нефтегазоносных отложений Тимано-Печорской провинции. – Л.: ВНИГРИ, 1988. – С. 7 – 17.

15. Волков А.Н. Физическое моделирование состава и фазового поведения углеводородных систем глубокозалегающих нефтегазоконденсатных месторождений. Дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17. – Ухта, 2003. – 180 с.

16. Высоцкий И.В. Формирование нефтяных, газовых и конденсатногазовых месторождений / И.В. Высоцкий, В.И. Высоцкий. – М.: Недра, 1986. – 228 с.

17. Галушкин Ю.И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. – М.: Научный мир, 2007. – 456 с.

18. Гиматудинов Ш.К. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. – М.: Недра, 1983. – 463 с.
19. Головань А.С. Новые высокоперспективные зоны нефтегазонакопления в прибортовых частях Печоро-Колвинского авлакогена / А.С. Головань, Е.Б. Шафран, В.С. Коваленко // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Европейского Северо-Востока: природные углеводороды / Труды XI геологической конференции Коми АССР. – Сыктывкар, 1991. – С. 69 – 75.
20. Голубева И.А. Сосногорский газоперерабатывающий завод (ООО «Газпром переработка») / И.А. Голубева, Е.В. Родина // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2015. – № 1. – С. 26 – 33.
21. Горбань В.А. Геолого-геохимические предпосылки нефтегазообразования в палеозойских отложениях севера Печорского бассейна // Печорский нефтегазоносный бассейн: Тр. ИГ КНЦ УрО АН СССР. Вып. 47. – Сыктывкар, 1984. – С. 56 – 62.
22. Горбань В.А. Корреляция нефтей и органического вещества нижнепалеозойских пород Печорского бассейна // Печорский нефтегазоносный бассейн: Тр. ИГ КНЦ УрО АН СССР. Вып. 64. – Сыктывкар, 1988. – С. 106 – 113.
23. Данилевский С.А. Геофлюидалные системы Тимано-Печорской провинции / С.А. Данилевский, З.П. Складорова, Ю.М. Трифачев. – Ухта, 2003. – 298 с.
24. Данилевский С.А., Складорова З.П. Катагенетическая зональность и размещение залежей углеводородов в Тимано-Печорской провинции: Сб. науч. тр. ВНИГРИ. – Л., 1986. – С. 23 – 32.
25. Данилевский С.А. Распределение нефтегазоносности в пределах Тимано-Печорского седиментационного бассейна как следствие генерации УВ в системе очагов нефтегазообразования // Геология и минеральные ресурсы европейского северо-востока России (материалы XIII Геологического съезда Республики Коми) в 5 т. Т. 3. – Сыктывкар, 1999. – С. 35 – 37.

26. Данилов В.Н. Влияние разломной тектоники на нефтегазоносность осадочных бассейнов / Материалы юбилейной научно-практической конференции, посвященной 75-летию ТП НИЦ. – Ухта, 2013. – С. 36 – 42.
27. Данилов В.Н. Геологическое строение и история развития территории южного окончания Печоро-Кожвинского мегавала / В.Н. Данилов, А.В. Мартынов, Ю.В. Кочкина // Нефтегазовая геология. Теория и практика. Электрон. науч. журнал. – СПб.: ВНИГРИ. – 2016. – Т.11. – № 2. – 16 с. Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/4/24_2016.pdf.
28. Данилов В.Н. Геохимические и тектонические условия формирования ловушек и залежей углеводородов юга Печоро-Кожвинского мегавала / В.Н. Данилов, Ю.В. Кочкина // Геология нефти и газа. – 2016. – № 1. – С. 77 – 85.
29. Данилов В.Н. Основные результаты изучения органического вещества и УВ-флюидов Адакской площади / В.Н. Данилов, Л.В. Огданец, И.Р. Макарова и др. // Нефтегазовая геология. Теория и практика. Электрон. науч. журнал. – СПб.: ВНИГРИ. – 2011. – Т.6 – № 2. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/1/22_2011.pdf.
30. Данилов В.Н. Развитие Среднепечорского поперечного поднятия Тимано-Печорской провинции / В.Н. Данилов, Т.В. Антоновская // Вестник СПбГУ. Сер. 7. – СПб., 2009. – Вып. 3. – С. 25 – 29.
31. Данилов В.Н. Седиментационные бассейны подвижных поясов / В.Н. Данилов, Ю.Б. Силантьев, Л.З. Аминов и др.– М.: Изд-во Академии горных наук, 2001. – 272 с.
32. Данилов В.Н. Условия формирования залежей углеводородов южной части Печоро-Кожвинского мегавала и перспективы нефтегазоносности / В.Н. Данилов, Ю.В. Кочкина // Рассохинские чтения: м-лы междунар. семинара (4 – 5 февраля 2016 г.). – В 2 ч. – Ч.1. – С. 75 – 80.
33. Данилов В.Н. Характеристика рассеянного органического вещества пород южной части Печоро-Кожвинского мегавала / В.Н. Данилов, И.Р. Макарова, Ю.В. Кочкина // Вести газовой науки. – 2016. – № 1. – С. 175 – 188.

34. Дахнова М.В. Применение геохимических методов исследований при поисках, разведке и разработке месторождений углеводородов. Геология нефти и газа. – 2007. – № 2. – С. 82 – 89.
35. Дедеев В.А. Рифтогенез и нефтегазоносность северо-востока Европейской платформы / В.А. Дедеев, Л.З. Аминов, Н.А. Малышев и др. // Рифтогенез и нефтегазоносность / РАН. Научн. сов. по проблемам геологии и разработки месторождений нефти и газа. – М., 1993. – С. 51 – 59.
36. Дедеев В.А. Структура платформенного чехла Европейского Севера СССР. – Л.: Наука, 1982. – 200 с.
37. Дедеев В.А. Тектонические критерии прогноза нефтегазоносности Печорской плиты / В.А. Дедеев, Л.З. Аминов, В.Г. Гецен и др. – Л.: Наука, 1986. – 216 с.
38. Долгушин Н.В. Исследование природных газоконденсатных систем / Н.В. Долгушин, Ю.М. Корчажкин, В.Г. Подюк, Д.З. Сагитова. – Ухта, 1997. – 179 с.
39. Егорова Н.Ю. Геотермическое поле земной коры европейского северо-востока СССР / Н.Ю. Егорова, И.В. Запорожцева // Печорский нефтегазоносный бассейн (литология и тектоника). Труды института геологии, вып. 47. – Сыктывкар, 1984. – С. 50 – 55.
40. Жемчугова В.А. Верхний палеозой Печорского нефтегазоносного бассейна (строение, условия образования, нефтегазоносность) / Коми научный центр УрО РАН. – Сыктывкар, 1998. – 160 с.
41. Запорожцева И.В. Геотермические критерии нефтегазоносности Печорской плиты / И.В. Запорожцева, Н.Ю. Егорова, В.А. Горбань // Печорский нефтегазоносный бассейн (критерии перспективной оценки). Труды института геологии, вып. 52. – Сыктывкар, 1985. – С. 53 – 62.
42. Кабалин М.Ю. Палинспастические реконструкции южной части Печоро-Кожвинского мегавала // Рассохинские чтения: м-лы междунар. сем. (Ухта, 8 – 9 февр. 2013 г.). В 2 ч. Ч. 1 / Под ред. Н.Д. Цхадая. – Ухта: УГТУ, 2013. – С. 60 – 64.

43. Клименко С.С. Особенности нафтидогенеза в Тимано-Печорском нефтегазоносном бассейне / С.С. Клименко, Л.А. Анищенко // Известия Коми НЦ УрО РАН. – 2010. – № 2. – С. 61 – 69.
44. Клименко С.С. Особенности состава, реализации потенциала органического вещества и нефтегазоносность Тимано-Печорского бассейна / С.С. Клименко, Л.А. Анищенко // Тр. Ин-та геологии Коми НЦ УрО РАН. Вып. 128. Геология и геохимия горючих ископаемых европейского севера России. – Сыктывкар, 2011. – С. 6 – 25.
45. Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. – М.: Недра, 1976. – 248 с.
46. Корчагина Ю.И. Методы исследования рассеянного органического вещества осадочных пород / Ю.И. Корчагина, О.П. Четверикова – М.: Недра, 1976. – 229 с.
47. Кочетов С.В. Строение, условия формирования отложений, закономерности размещения коллекторов и нефтегазоносность верхнедевонского комплекса Печоро-Кожвинского мегавала и Среднепечорского поперечного поднятия. Автореф. дис... канд. геол.-минерал. н. 25.00.12. – Сыктывкар, 2012. – 23 с.
48. Кочкина Ю.В. Анализ и сравнительная характеристика флюидов среднедевонско-нижнефранского НГК южной части Печоро-Кожвинского мегавала / Ю.В. Кочкина, Л.В. Огданец // Материалы юбилейной конференции ВНИГРИ «Проблемы воспроизводства запасов нефти и газа в современных условиях», посвященной 85-летию ВНИГРИ. – Санкт-Петербург, 23 – 24 октября 2014. – СПб.: ФГУП «ВНИГРИ», 2014. – (1 CD-R).
49. Кочкина Ю.В. Влияние термобарических условий на свойства природных углеводородных систем в толще земной коры // Рассохинские чтения: м-лы междунар. сем. (Ухта, 6 – 7 февр. 2014 г.). В 2 ч. Ч. 1 / под ред. Н.Д. Цхадая. – Ухта: УГТУ, 2014. – С. 64 – 68.
50. Кочкина Ю.В. Изучение нефтегазоматеринских отложений и их связь с распределением нефтегазоносности на территории южной части Печоро-Кожвинского мегавала / Инновации в нефтегазовой области. НТС. Часть 1.

Геология и геофизика. Строительство скважин. Ухта, Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, 2015. – С. 67 – 79.

51. Кочкина Ю.В. Использование метода наименьших квадратов в нефтегазовом промысловом геологии // XI международная молодежная научная конференция «Севергеоэкотех-2010» (Ухта, 17 – 19 марта 2010 г.). – В 5 ч. – Ч. 2. – Ухта: УГТУ, 2010. – С. 22 – 29.

52. Кочкина Ю.В. История формирования среднедевонско-нижнефранских отложений южной части Печоро-Кожвинского мегавала на примере Югидской складки / Ю.В. Кочкина, Е.А. Кудашкина // Рассохинские чтения: м-лы межрегион. сем. (Ухта, 3 – 4 февраля 2012 г.). В 2 ч. Ч. 1. / Под ред. Н.Д. Цхадая. – Ухта: УГТУ, 2012. – С. 117 – 120.

53. Кочкина Ю.В. Особенности строения среднедевонско-франского природного резервуара Югид-Соплесской площади // Материалы XVI Геологического съезда Республики Коми 15 – 17 апреля 2014 г. (том III). – Сыктывкар, 2014. – С. 48 – 50.

54. Кочкина Ю.В. Перспективы нефтегазоносности южной части Печоро-Кожвинского мегавала Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна // Вести газовой науки. – 2017. – № 3. – С. 133 – 140.

55. Кочкина Ю.В. Построение моделей прогрева отложений и определение времени генерации углеводородов в южной части Печоро-Кожвинского мегавала // Рассохинские чтения: м-лы междунар. конференции (2 – 3 февраля 2017 г.). – В 2 ч. – Ч. 1. – С. 95 – 99.

56. Кочкина Ю.В. Применение анализа геохимических данных при построении геологических моделей на примере Югидского НГКМ // Материалы XV Геологического съезда Республики Коми 13 – 16 апреля 2009 г. (том III). – Сыктывкар, 2009. – С. 73 – 77.

57. Кочкина Ю.В. Характеристика индивидуального состава низкокипящих углеводородов флюидов Колвинского мегавала // Структура, вещество, история литосферы Тимано-Северо-Уральского сегмента: Материалы VII научной конференции Института геологии Коми НЦ УрО РАН. – Сыктывкар: Геопринт, 1998. – С. 91 – 92.

58. Кочкина Ю.В. Характеристика физико-химических свойств и индивидуального состава низкокипящих углеводородов конденсатов и нефтей Шапкино-Юрьяхинского вала // Структура, вещество, история литосферы Тимано-Северо-Уральского сегмента: Материалы VI научной конференции Института геологии Коми НЦ УрО РАН – Сыктывкар: Геопринт, 1997. – С. 82 – 84.
59. Кремс А.Я. Условия формирования и закономерности размещения залежей нефти и газа / А.Я. Кремс, Б.Я. Вассерман, Н.Д. Матвиевская. – М.: Недра, 1974. – 332 с.
60. Куранов А.В. Невостребованные нефтегазовые объекты Тимано-Печорской провинции, их углеводородный потенциал и перспективы вовлечения в освоение. Дис. ... канд. геол.-минерал. наук: 25.00.12. – Ухта, 2015. – 261 с.
61. Ларионова З.В. Строение нижнефранского нефтегазоносного комплекса Тимано-Печорской провинции // Закономерности размещения зон нефтегазоаккумуляции в Тимано-Печорской провинции. – Л.: ВНИГРИ, 1986. – С. 110 – 119.
62. Ларионова З.В. Тимано-Печорский седиментационный бассейн (объяснительная записка к «Атласу геологических карт», 2000) / З.В. Ларионова, В.И. Богацкий, Е.Г. Довжикова и др. – Ухта: ТП НИЦ, 2002. – 122 с.
63. Ларионова З.В. Условия формирования поддоманиковых нефтегазоносных толщ Тимано-Печорской провинции // Стратиграфия и литология нефтегазоносных отложений Тимано-Печорской провинции. – Л., 1988. – С. 36 – 46.
64. Ларская Е.С. Диагностика и методы изучения нефтегазоматеринских толщ. – М.: Недра, 1983. – 190 с.
65. Лопатин Н.В. Пиролиз в нефтегазовой геохимии / Н.В. Лопатин, Т.П. Емец. – М.: Наука, 1987. – 144 с.
66. Малышев Н.А. Тектоника, эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов Европейского севера России. – УрО РАН. Екатеринбург – 2002. – 270 с.
67. Малышев Н.А. Эволюция региональных разломов Печорского бассейна и их влияние на нефтегазоносность // Геология месторождений нефти и газа европейского северо-востока СССР (труды X геологической конференции Коми АССР). – Сыктывкар, 1987. – С. 145 – 146.

68. Малышева Е.О. Природные резервуары в терригенных формациях Печорско-го нефтегазоносного бассейна / Е.О. Малышева, З.В. Ларионова, Н.Н. Рябинкина, Н.Н. Тимонина. Коми научный центр УрО РАН. Сыктывкар, 1993. – 154 с.
69. Малышева Е.О. Условия формирования «основной» песчаной толщи (D₂) Югидского месторождения / Е.О. Малышева, И.Л. Куплевич, Т.Г. Гринько, В.В. Иванов // Материалы XIII Геологического съезда Республики Коми 24 – 26 февраля 1999 г. (том III). – Сыктывкар, 1999. – С. 75 – 76.
70. Мартынов А.В. Емкостной потенциал девонских песчаников южной части Кыртаельско-Печорогородского нефтегазоносного района / А.В. Мартынов, Н.П. Вишератина, Е.В. Попова // Рассохинские чтения: м-лы междунар. сем. (Ухта, 8 – 9 февр. 2013 г.). В 2 ч. Ч. 1 / Под ред. Н.Д. Цхадая. – Ухта: УГТУ, 2013. – С. 64 – 70.
71. Мартынов А.В. Литолого-фациальные и палеотектонические критерии прогноза нефтегазоносности ордовикско-нижнедевонских отложений ТПП // Геология и минеральные ресурсы Европейского Северо-Востока России (материалы XIII Геологического съезда Республики Коми) в 5 т. Т 3. – Сыктывкар, 1999. – С. 81 – 84.
72. Мартынов А.В. Особенности формирования приразломных ловушек южной части Кыртаельско-Печорогородского нефтегазоносного района / А.В. Мартынов, Л.Ф. Воробьева, О.Л. Ходневич, Ю.А. Журавлева // Рассохинские чтения: м-лы междунар. сем. (Ухта, 8 – 9 февр. 2013 г.). В 2 ч. Ч. 1 / Под ред. Н.Д. Цхадая. – Ухта: УГТУ, 2013. – С. 70 – 74.
73. Меннер В.Вл. Литологические критерии нефтегазоносности палеозойских толщ Северо-Востока Русской платформы. – М.: Наука, 1989. – 133 с.
74. Меннер В.Вл. Оценка коллекторов в терригенном комплексе девона Печоро-Колвинской зоны / В.Вл. Меннер, Е.П. Буракевич, З.В. Ларионова // Миграция углеводородов и условия формирования коллекторов нефти. – М.: Наука, 1982. – С. 83 – 90.

75. Методические рекомендации по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Утверждено распоряжением Минприроды России от 01.02.2016 г. № 3-р. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/metodicheskie_rekomendacii_po_primeneniyu_nkz_utverzhdennye.pdf.
76. Неручев С.Г. Оценка потенциальных ресурсов углеводородов на основе моделирования процессов их генерации, миграции и аккумуляции / С.Г. Неручев, Т.К. Баженова, С.В. Смирнов, О.А. Андреева, Л.И. Климова. – СПб.: Недра, 2006. – 362 с.
77. Неручев С.Г. Справочник по геохимии нефти и газа / С.Г. Неручев, Е.А. Рогозина, В.К. Шиманский и др. – СПб.: Недра, 1998. – 576 с.
78. Пармузина Л.В. Характеристика верхнедевонских отложений южной части Печорокожвинского мегавала / Л.В. Пармузина, С.В. Кочетов // Изв. вузов. Нефть и газ. – 2010. – № 5. – С. 18 – 25.
79. Петров Ал. А. Углеводороды нефти. – М.: Недра, 1984. – 262 с.
80. Пименов Б.А. Оценка качества нижнефранской глинистой покрышки севера Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна / Б.А. Пименов, Е.О. Малышева // Труды IX геологической конференции Коми АССР. – Сыктывкар, 1981. – С. 96 – 103.
81. Попова Е.В. Характер распределения коллекторов в девонских песчаниках южной части Кыртаельско-Печорогородского нефтегазоносного бассейна / Е.В. Попова, А.В. Мартынов // Материалы XVI Геологического съезда Республики Коми 14 – 17 апреля 2014 г. (том III). – Сыктывкар, 2014 – С. 81 – 83.
82. Прищепа О.М. Новые представления о тектоническом и нефтегазогеологическом районировании Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции / О.М. Прищепа, В.И. Богацкий, В.Н. Макаревич и др. // Нефтегазовая геология. Теория и практика. Электрон. науч. журнал. – СПб.: ВНИГРИ. – 2011. – Т. 6 – № 4. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru./rub/4/40_2011.pdf.
83. Пучков В.Н. Важнейшие закономерные и индивидуальные черты геологической эволюции Урала и сопредельных территорий. – Литосфера, 2001. – № 1. – С. 15 – 31.

84. Ровнина Л.В. Определение исходного типа и уровня катагенеза рассеянного органического вещества палинологическим методом. – РД-39-11-1142-84. – М.: ИГиРГИ, 1984. – 18 с.
85. Ровнина Л.В. Палинологический метод в оценке катагенеза органического вещества // М-лы 11 Всерос. палинол. конф. «Палинология: теория и практика». – М.: ПИН РАН, 2005. – С. 90–91.
86. Савченко В.П. Формирование, разведка и разработка месторождений газа и нефти. – М.: Недра, 1977. – 413 с.
87. Соколов Б.А. Структурные и историко-генетические построения при поисках нефти и газа / Б.А. Соколов, О.К. Баженова, В.А. Егоров, Т.П. Кравченко и др. – М.: изд-во МГУ, 1998. – 176 с.
88. Старобинец И.С. Газогеохимические показатели нефтегазоносности и прогноз состава углеводородных скоплений. – М.: Недра, 1986. – 200 с.
89. Суханов А.А. Сравнение результатов исследования органического вещества доманикоидных отложений различными методами в связи с диагностикой нефтегазоносности силурийских отложений Калининградской области / А.А. Суханов, А.А. Отмас (ст.), И.Р. Макарова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. Электрон. науч. журнал. – СПб.: ВНИГРИ. – 2012. – Т. 7. – № 3. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/4/42_2012.pdf.
90. Тимонин Н.И. Печорская плита: история геологического развития в фанерозое. – УрО РАН. Екатеринбург, 1998. – 240 с.
91. Тиссо Б.П., Вельте Д.Х. Образование и распространение нефти / Пер. с англ. – М.: Мир, 1981. – 501 с.
92. Трофимук А.А. Современные геохимические методы диагностики нефтематеринских отложений / А.А. Трофимук, А.Э. Конторович, Н.В. Марасанова. – М.: Наука, 1986. – 168 с.
93. Хант Дж. Геохимия и геология нефти и газа. – М.: Мир, 1982. – 703 с.
94. Чахмахчев В.А. Геолого-геохимические методы оценки нефтегазоносности локальных объектов / В.А. Чахмахчев, А.А. Аксенов, Е.А. Барс и др. – М., ИГиРГИ, 1993. – 206 с.

95. Шаблинская Н.В. Разломы и их влияние на распределение нефти и газа в Тимано-Печорской провинции // Нефтегазоносность северо-востока Европейской части СССР и севера Урала: Тр. VIII геол. конф. Коми АССР. – Сыктывкар: Коми филиал АН СССР, 1977. – С. 132 – 139.
96. Шакиров Р.Н. Особенности размещения среднедевонских залежей нефти и газа южной части Печоро-Кожвинского мегавала / Шакиров Р.Н., Никонов Н.И. // В кн.: Печорский нефтегазоносный бассейн (литология и тектоника). Труды Ин-та геологии Коми фил. АН СССР, вып. 47. – Сыктывкар, 1984. – С. 34 – 45.
97. Эспиталье Дж. Оценка нефтеносности с помощью прибора ROCK-EVAL с компьютером // Геология нефти и газа. – 1994. – № 1. – С. 23 – 32.
98. Kevin McCarthy, Katherine Rojas, Martin Niemann. Basic Petroleum Geochemistry for Source Rock Evaluation. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors11/sum11/basic_petro-leum.pdf.
99. Leslie B. Magoon, Edward A. Beaumont. Petroleum Systems. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.searchanddiscovery.com/documents/beamont02/images/beamont02>.
100. Leslie B. Magoon, Wallace G. Dow. The petroleum system – from source to trap. – AAPG, Tulsa, Oklahoma, USA. – 1994. – 655 p.
101. Mubarak Matlak Al-Hajeri, Mariam Al Saeed, Jan Derks and cet. Basin and Petroleum System Modeling. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors09/sum09/basin_petro-leum.pdf.

Фондовая литература

102. Геодинамическая модель механизма формирования Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции как основа прогнозирования месторождений нефти и газа: отчет о НИР / ПГО УНГГ; отв. исп. А.С. Воинов. – Ухта, 1990.
103. Геохимические исследования на Северо-Югидской площади / Институт геологии Коми НЦ УрО РАН; С.С. Клименко. – Сыктывкар, 2006. – 72 с.

104. Изучение гидрогеологических условий газоносности Тимано-Печорской провинции: отчет по теме КГ-2-86 / Коми фил. ВНИИГАЗа; Г.П. Лысенин, О.И. Леухина, Е.Ф. Карпюк и др. – Ухта, 1988. – 236 с.
105. Изучение литофациальных критериев нефтегазоносности в осадочном чехле Тимано-Печорской провинции: отчет о НИР / ТПО ВНИГРИ; отв. исп. Л.Т. Белякова. – Ухта, 1986.
106. Изучение фаций верхнепермских и среднедевонских терригенных отложений, экранирующих свойств покрышек и тектонических нарушений, изготовления петрофизических шлифов: отчет о НИР / Институт геологии Коми НЦ УрО РАН. Малышева Е.О. – Сыктывкар, 1997. – 112 с.
107. Изучить литологию и стратиграфию нефтегазоносных комплексов ТПП: отчет о НИР / ТПО ВНИГРИ; отв. исп. Н.И. Никонов. – Ухта, 1990.
108. Каталог стратиграфического расчленения скважин Тимано-Печорской провинции. – Ухта, ТП НИЦ, 1997. – Кн. 6. – 61 с.
109. Комплексное аэрокосмическое и геолого-геофизическое исследование участков ООО «Севергазпром» в инфракрасном диапазоне волн с целью создания карт тепловых полей исследуемых участков и выявления структур, перспективных на нефть и газ: отчет о НИР / ЗАО «Геокосмос», отв. исп. Д.М. Трофимов. – Королев, 2003. – 305 с.
110. Литофациальные и геохимические особенности формирования и распространения коллекторов и покрышек в нефтегазоносных комплексах Тимано-Печорской провинции: отчет о НИР / ТПО ВНИГРИ, отв. исп. Л.Т. Белякова. – Ухта, 1989.
111. Многомерная интерпретация данных сейсморазведки 3D и 2D, данных ГИС, геохимических характеристик пород и флюидов с целью прогноза зон развития коллекторов и обоснования резервуарно-геохимических моделей залежей Припечорского района (Песчанская, Западно-Печорокожвинская площади, Печорокожвинское месторождение: отчет о НИР / ЗАО «Пангея»; отв. исп. З.П. Склярова. – М., 2006. – 451 с.

112. Обобщение сейсморазведочных материалов МОГТ-3D и бурения в северной части Среднепечорского поднятия с целью уточнения структурно-тектонической модели по палеозойским отложениям и выявления новых нефтегазоперспективных объектов: отчет о НИР / филиал ООО «ВНИИГАЗ» – «Севернипигаз»; отв. исп. Л.Ф. Воробьева. – Ухта, 2013. – 1211 с.
113. Оперативный подсчет запасов по Западно-Печорогородскому нефтяному месторождению: отчет о НИР / филиал ООО «ВНИИГАЗ» – «Севернипигаз»; отв. исп. Г.А. Васькина. – Ухта, 2006. – Т. 1 – 237 с., т. 2 – 76 с.
114. Оперативный подсчет запасов по Западно-Печорокожвинскому месторождению: отчет о НИР / филиал ООО «ВНИИГАЗ» – «Севернипигаз»; отв. исп. Е.В. Либерман. – Ухта, 2009. – 232 с.
115. Оперативный подсчет запасов по Югид-Соплесскому нефтяному месторождению: отчет о НИР / филиал ООО «ВНИИГАЗ» – «Севернипигаз»; отв. исп. Г.А. Васькина. – Ухта, 2006. – 242 с.
116. Оперативный подсчет запасов УВ в поддоманиковых терригенных отложениях Печорокожвинского НГКМ по состоянию на 01.01.2005 г.: отчет о НИР / Филиал ООО «ВНИИГАЗ» – «Севернипигаз»; отв. исп. Г.А. Васькина. – Ухта, 2005. – 197 с.
117. Оперативный подсчет запасов углеводородов по новым площадям ООО «Севергазпром» (Северо-Югидская): отчет о НИР / Филиал ООО «ВНИИГАЗ» – «Севернипигаз»; отв. исп. В.Н. Данилов. – Ухта, 2005. – 174 с.
118. Оперативный подсчет запасов УВ-сырья по Печорогородскому ГКМ (юго-восточный блок) и Печорокожвинскому НГКМ (верхнепермские отложения): отчет о НИР / Филиал ООО «ВНИИГАЗ» – «Севернипигаз»; отв. исп. Г.А. Васькина. – Ухта, 2003. – Т. 1 – 111 с., т. 2 – 170 с.
119. Оперативное изменение состояния запасов залежей углеводородов Северо-Югидского НГКМ: отчет о НИР / Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта; отв. исп. С.В. Яковлев. – Ухта, 2015. – 245 с.

120. Оперативный подсчет запасов углеводородного сырья в поддоманиковых терригенных отложениях Югид-Соплесского отложения и Западно-Печорогородского месторождений по состоянию на 01.01.98 г.: отчет о НИР / «Севергазпром» – «Севернипигаз»; отв. исп. А.А. Иванов. – Ухта, 1997.
121. Особенности строения и условия формирования верхнедевонских коллекторов северной части Среднепечорского поперечного поднятия и южной части Печоро-Кожвинского мегавала в связи с их нефтегазоносностью: отчет о НИР / УГТУ; отв. исп. Л.В. Пармузина. – Ухта, 2000. – 89 с.
122. Оценка сырьевого потенциала южной части Лыжско-Кыртаельского вала (Северо-Югидский и Припечорский лицензионные участки) с учетом выполненных ГРП на 01.01.2012 года: отчет о НИР / филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта; отв. исп. Л.Ф. Воробьева. – Ухта, 2012. – 413 с.
123. Пересчет запасов нефти Западно-Печорокожвинского НМ по результатам сейсморазведочных работ МОГТ-3D: отчет о НИР / филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта; отв. исп. Е.В. Либерман. – Ухта, 2012. – 280 с.
124. Пересчет запасов углеводородного сырья по Югидскому НГКМ, составление ТЭО КИН, КИК в 6 т.: отчет о НИР / филиал ООО «ВНИИГАЗ» – «Севернипигаз»; отв. исп. Е.В. Либерман. – Ухта, 2008. – Т. 1. – 299 с., т. 2. – 224 с.
125. Подсчет балансовых запасов Кыртаельского газоконденсатного месторождения по состоянию на 01.01.2001 г. в 4 т.: отчет о НИР / ООО «ВНИИГАЗ» – филиал «Севернипигаз»; отв. исп. Г.А. Васькина. – Ухта, 2001. – Т. 1, кн. 1 – 233 с., т. 1, кн. 2. – 263 с.
126. Подсчет запасов УВ-сырья по Югидскому НГКМ по состоянию на 01.01.1999 г. в 9 т.: отчет о НИР / ООО «ВНИИГАЗ» – филиал «Севернипигаз»; отв. исп. Г.А. Васькина. – Ухта, 1999. – Т. 1, кн. 1. – 317 с., т. 1, кн. 2. – 206 с.
127. Подсчет запасов газоконденсатных залежей Печорогородского и Печоро-Кожвинского месторождений: отчет / УТЭ УГТУ; отв. исп. А.И. Сало. – Ухта, 1971. – Т. 1 – 274 с. Т. 2. – 225 с. т. 3. – 325 с.

128. Подсчет запасов УВ сырья Печорогородского ГКМ: отчет о НИР / филиал ООО «ВНИИГАЗ» – «Севернипигаз»; отв. исп. Г.А. Васькина. – Ухта, 2003. – 124 с.

129. Подсчет запасов УВ сырья Печорокожвинского НГКМ с учетом залежи в отложениях D_{2ef} : отчет о НИР / филиал ООО «ВНИИГАЗ» – «Севернипигаз»; отв. исп. Г.А. Васькина. – Ухта, 2004. – 243 с.

130. Произвести классификацию качественных и количественных критериев в плане их информативности для зонального и локального прогноза нефтегазоносности, проверку ее в отдельных районах ТПП: отчет о НИР / ТПО ВНИГРИ; отв. исп. С.А. Данилевский. – Ухта, 1988.

131. Разработка седиментационных и геолого-геохимических моделей лицензионной территории ООО «Севергазпром» на Северо-Югидской, Припечорской, Печорогородской, Печорокожвинской, Кожвинской и Песчанской площадях для уточнения выявленных по данным комплексной интерпретации сейсмических материалов 2D/3D перспективных объектов и обоснования моделей строения залежей: отчет о НИР / филиал ООО «ВНИИГАЗ» – «Севернипигаз», ГУП РК ТП НИЦ; отв. исп. А.Л. Федотов в 3 т. – Ухта, 2004. – Т. 2 – 138 с., т. 3 – 121 с.

132. Разработка тектоно-седиментационных моделей основных нефтегазоперспективных толщ и прогноз ловушек различного генетического типа: отчет о НИР / ТПО ВНИГРИ; отв. исп. Н.И. Никонов. – Ухта, 1996. – 172 с.

133. Стратиграфический, литолого-фациальный и тектонический анализ осадочного чехла ТПП с целью обоснования первоочередных объектов различного генетического типа для постановки поисковых работ на нефть и газ: отчет о НИР / ТП НИЦ; отв. исп. Н.И. Никонов. – Ухта, 1998.

134. Тектонические критерии прогноза нефтегазоносности Европейского Севера СССР: отчет о НИР в 5 томах. Т. 5. Разломы земной коры европейского севера СССР в связи с нефтегазоносностью / ИГ КНЦ УрО РАН; исп. Н.А. Малышев. – Сыктывкар, 1982.

135. Условия формирования и закономерности размещения залежей УВ с целью разработки эволюционно-генетических схем нефтегазообразования и формирования различных типов УВС в Печорском СБ: отчет о НИР / ТПО ВНИГРИ; отв. исп. С.А. Данилевский. – Ухта, 1996.

136. Уточнить прогноз фазового состояния и качества углеводородов в нефтегазоносных комплексах ТПП на 1990 г.: отчет о НИР / ТПО ВНИГРИ; отв. исп. С.А. Данилевский. – Ухта, 1991. – Кн. 3. – 200 с.