СИБИРСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
ГЕОЛОГИИ, ГЕОФИЗИКИ И МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ
(СНИИГГиМС)

РГБ ОД
13 МАЙ 1996

На правах рукописи

БОРУКАЕВ Георгий Черменович

ЗАКОНОМЕРНОСТИ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ УРЕНГОЙСКОГО МЕГАПРОГИБА

(по материалам Тюменской скважины СГ-6)

04.00.17 - Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук

Новосибирск - 1996

Работа выполнена в Сибирском научно-исследовательском институте геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГиМС)

Научный руководитель - кандидат геолого-минералогических наук А.И.Ларичев

Официальные оппоненты: доктор геол.-минер. наук, профессор Н.П.Запивалов, канд. геол.-минер. наук, Л.С.Борисова.

Ведущее предприятие: ВНИГНИ.

Защита состоится "6" июня 1996 г. в 10 часов на заседании Диссертационного совета К.071.13.01 в Сибирском НИИ геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГиМС) по адресу: 630104, г. Новосибирск, Красный проспект, 67.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке СНИИГГиМС.

Автореферат разослан "29" апреля 1996 г.

Ученый секретарь Диссертационного совета, кандидат геолого-минералогических наук Матухина В.Г.Матухина

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность. В фундаментальных исследованиях значительное внимание уделяется проблеме нефтегазообразования на больших и сверхбольших глубинах (4-9 км). Этот интервал вызывает интерес, поскольку с ним связаны углеводородные ресурсы, которые могут дополнить уже открытые и в существенной мере исчерпанные на малых и средних глубинах (до 4км). Весьма важен вопрос о предельных глубинах существования жидкой и газообразной фаз. Интересующая нефтяников граница варьирует в диапазоне глубин 5-9 км. В каждом конкретном случае ей соответствует свой гипсометрический уровень.

На сегодня проблема нефтегазообразования на больших глубинах изучена недостаточно полно вследствие малочисленности сверхглубоких скважин. Поэтому геохимическое изучение органического вещества (ОВ) в разрезе самой глубокой в Сибири скважины - Тюменской СГ-6, имеющей проектную глубину 8000 м и забой в настоящее время 7502 м, представляется исключительно актуальным. Скважина бурится на севере Западно-Сибирской плиты в зоне Уренгойского мегапрогиба, наследующего одноимённый грабен-рифт, для уточнения геологического строения и перспектив нефтегазоносности нижних горизонтов осадочного чехла. Структурное положение в тектонически активной зоне плиты делает Тюменскую скважину СГ-6 уникальным объектом для познания особенностей влияния глубинных факторов на процессы нефтегазообразования и нефтегазонакопления.

Цель и задачи исследования. Основная цель диссертации - установить на примере Тюменской СГ-6 геохимические особенности нефтегазообразования в глубокозалегающих осадочных толщах над крупнейшей разломной зоной фундамента Западно-Сибирской плиты - Уренгойским грабен-рифтом. В связи с этим возникла необходимость в последовательном решении следующих задач:

1. Выявить геохимические особенности нерастворимого ОВ (НОВ) в мезо- и апокатагенезе.

2. Проследить изменения состава битумоидов в мезо- и апокатагенезе.

3. Разработать модель нефтегазообразования.

4. Дать прогноз вертикальной зональности нефтегазонакопления по геохимическим данным.

Научная новизна. Впервые в 1990 г. автором были оценены генерационные способности триас-юрских отложений Западно-Сибирской плиты до глубины 6 км. Исследование проводилось на основе коллекции, представляющей собой однородную выборку образцов, четко упорядоченных в едином разрезе по возрасту и катагенетической преобразованности ОВ. Очевидно, установленные в пределах выборки вариации количества и состава ОВ не случайны, а вполне закономерны.

Широко известные материалы по малым и средним глубинам характеризовали восходящую ветвь нефтегазообразования. Полученные данные для больших глубин отражают закономерности нисходящей ветви процесса, протекающего замедленно и импульсивно. В работе с равной степенью детальности изучены нерастворимые и битуминозные компоненты рассеянного ОВ, определена их взаимосвязь между собой и генерационным потенциалом отложений на каждой градации мезо- и апокатагенеза.

Практическая значимость. Главный прикладной результат состоит в прогнозе зон нефтегазонакопления в изученной части Уренгойского мегапрогиба. Выявлена предельная глубина существования углеводородных залежей. Предполагаемое по геохимическим данным распределение залежей разного фазового состояния по вертикали может быть распространено на аналогичные структуры северной части Западно-Сибирской плиты.

Защищаемые положения. На основе изучения изменений нерастворимого органического вещества , битумоидов и пород в интервале глубин 3.8-6.4 км разреза Тюменской СГ-6 сформулированы следующие основные положения:

1. Генерация углеводородов (УВ) на больших глубинах может возобновляться в зонах разуплотнения. Это существенно расширяет диапазон распростренения углеводородных скоплений и позволяет их прогнозировать до глубины 6 км.

2. Выявлена неравномерность затухания процесса нефтегазообразования. Об этом свидетельствуют пики на кривых, характеризующих процессы генерации и деструкции ОВ в конце мезо- и в апокатагенезе.

3. Доказано существование в Уренгойском мегапрогибе мантийных эманаций, которые проявились в виде кратковременных импульсов. Их воздействие, выразившееся в формировании полистадийных карбонатных цементов пород, не отразилось на катагенетической преобразованности ОВ.

Фактический материал. В основу работы положены материалы по геологическому и геохимическому изучению триас-юрского разреза Тюменской СГ-6, которые собирались автором с 1990г. В результате была сформирована коллекция из 800 образцов, последовательно характеризующая весь вскрытый разрез. Образцы подверглись аналитическим определениям органического углерода ($C_{орг}$; 389), хлороформенного битумоида ($Б_{хл}$; 87), микрокомпонентного состава и катагетической преобразованности органического вещества (77), его парамагнитных свойств (20) и генерационного потенциала (50), состава битумоидов (18) и их фракций, изотопного состава органического и карбонатного углерода. Породы изучались в шлифах (400) и рентгено-структурным анализом. Большинство анализов проведено в лабораториях СНИИГГиМС и его Томского отделения, некоторые заимствованы из опубликованных материалов КамНИИКИГС. Пиролитические определения выполнены автором.

При рассмотрении вопросов геологического строения и нефтегазоносности Западно-Сибирской плиты и района бурения Тюменской СГ-6 широко привлекались литературные источники. Это прежде всего фундаментальные труды В.С.Бочкарева, В.С.Вышемирского, Ф.Г.Гурари, О.Г.Жеро, Н.П.Запивалова, В.П.Казаринова, А.Э. Конторовича, В.Д.Наливкина, И.И.Нестерова, Л.И.Ровнина, Н.Н.Ростовцева, М.Я.Рудкевича, Ф.К.Салманова, Л.В.Смирнова, В.С.Старосельцева, В.С.Суркова, А.А.Трофимука, Ю.Г.Эрвье и др.

Публикации и апробация работы. Результаты исследований опубликованы в 8 статьях и тезисах докладов. Статьи напечатаны в центральных журналах "Геохимия", "Геология и геофизика", ДАН, трудах СНИИГГиМС и совещаний.

Основные положения диссертации доложены на Межведомственных совещаниях по программе "Поиск" (Новосибирск, 1992, 1995), на совещании по результатам бурения и исследования Тюменской СГ-6 (Пермь, 1995), представлены на конференцию Российского фонда фундаментальных исследований в Сибирском регионе (Иркутск,1995).

Диссертация выполнена при частичной финансовой поддержке Международного научного фонда (проекты RPP000 и RPP300) и Российского фонда фундаментальных исследований (проект 94-05-16906).

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, 3 глав и заключения общим объемом 112 страниц машинописного текста, содержит 18 рисунков, 11 таблиц, список использованной литературы из 101 наименования.

Первые шаги в изучении органической геохимии были сделаны под руководством академика А.Э.Конторовича, который направил ав-

тора на исследование проблемы нефтегазоносности больших глубин. Диссертация выполнена в СНИИГГиМС под руководством кандидата геолого-минералогических наук А.И.Ларичева.

Отдельные исследования по геохимии ОВ и пород проведены в сотрудничестве с И.Д.Поляковой, М.М.Колгановой, Ю.Г.Гладким, Г.Н.Перозио, Е.И.Соболевой, М.Ф.Соколовой, А.С.Фомичевым. В полевых работах неоценимую помощь оказали А.А.Диковский и В.Е.Фонькин.

Автор имел возможность пользоваться советами и материалами Л.И.Богородской, О.И.Бострикова, Ф.Г.Гурари, В.П.Даниловой, А.М.Казакова, Н.В.Лопатина, Л.В.Смирнова, Г.Е.Рахленко.

Большую помощь в оформлении рисунков оказала Г.Н.Сазоненко.

Всем перечисленным специалистам автор глубоко благодарен.

1. ОСНОВНЫЕ ЧЕРТЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ УРЕНГОЙСКОГО РАЙОНА

1.1. Положение Уренгойского района в структуре Западно-Сибирской плиты

Уренгойский район расположен в пределах северной части Западно-Сибирской эпипалеозойской плиты, или молодой платформы. В составе ее фундамента выделяются массивы докембрийской складчатости и палеозойские (преимущественно герцинские) складчатые комплексы. Вместе с наложенными на них верхнепалеозойскими орогенными прогибами они образуют основание разветвленной рифтовой системы триасового возраста - серии преимущественно субмеридиональных грабенов и трогов, выполненных вулканогенно-осадочными толщами, среди которых ведущую роль играют базальтоиды .

Чехол на площади плиты развит неравномерно, варьируя как по возрастному объему, так и по мощности и фациям. Он представлен морскими и континентальными преимущественно терригенными породами среднетриасово-мелового и кайнозойского возраста. Чехол подразделяется на два комплекса. Нижний из них охватывает среднетриасово-среднеюрские отложения.Распределение его толщ на площади тесно связано со структурой фундамента. Верхний, верхнеюрско-палеогеновый, менее изменчив на площади.

Тюменская скважина СГ-6 находится в пределах Уренгойского мегапрогиба, или мегажелоба, который расположен в Ямал-Тазовской региональной депрессии. Ширина мегапрогиба на широте скважины

составляет около 30 км. На западе он граничит с Уренгойской антиклиналью, на востоке - с Верхне-Толькинской мегасинклиналью.

В структуре фундамента прогибу соответствует Колтогорско-Уренгойский грабен-рифт, крупнейший в упомянутой рифтовой системе. На широте пос. Уренгой грабен-рифт и его склоны ограничены блоковыми горстами-поднятиями (на западе Уренгойским, на востоке - безымянным). Собственно рифтовый комплекс образован интрузивными породами базитового состава. Выше залегает грабеновый комплекс, сложенный основными вулканитами и вулканогенно-осадочными породами мощностью в 2-3 км.

В среднем триасе - юре в зоне рифта продолжались унаследованные прогибания, обусловившие увеличенные мощности осадков в мегапрогибе в сравнении с областями, ограничивающими рифт.

1.2 Стратиграфическое расчленение триасовых и юрских отложений.

Триас-юрский разрез Уренгойского района характеризуется большой мощностью и стратиграфической полнотой. Объектом нашего изучения является его осадочная часть, в которой средне-верхнетриасовые отложения представлены континентальными, иногда прибрежно-морскими, а юрские - морскими, прибрежно-морскими и континентальными песчано-глинистыми толщами. Расчленение разреза приводится согласно унифицированной стратиграфической схеме 1990 г.

Триасовая система. Триасовые отложения в Уренгойском районе имеют мощность более 1800м. Они расчленяются на эффузивно-осадочную красноселькупскую и осадочную тампейскую серии. В составе последней, относящейся уже к чехлу, выделяются три свиты: пурская, варенгаяхинская и витютинская.

Юрская система. Положение границы триаса и юры в Тюменской СГ-6 принято на глубине 5655 м. Нижний отдел расчленяется на три горизонта: зимний, левинский и джангодский; в среднем выделяются четыре: лайдинский, вымский, леонтьевский и малышевский, а в верхнем три горизонта: васюганский,георгиевский и баженовский.

1.3. Нефтегазоносность

Тюменская СГ-6 находится вблизи границы Надым-Пурской и Пур-Тазовской нефтегазоносных областей (НГО), расположенных на севере центральной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП). На территории этих НГО открыты крупнейшие газоконденсатные месторождения: Большое Уренгойское, Медвежье, Заполярное и Ямбургско-Харвутинское. Основные запасы газа сосредоточены в апт-сеноманских, конденсата - валанжин-готеривских

и нефти - в келловей-оксфордских отложениях. Открытые запасы углеводородов (УВ) приурочены к малым и средним глубинам.

Нефтегазоносность глубокозалегающих нижне-среднеюрских и триасовых отложений в северной половине Западно-Сибирской НГП изучена слабо. Поэтому исследование их в едином разрезе Тюменской СГ-6 позволит более надежно оценить перспективы нефтегазоносности как Уренгойского, так и других мегапрогибов, наследующих структуры рифтовой системы.

2. ГЕОХИМИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ЮРСКИХ И ТРИАСОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В РАЗРЕЗЕ ТЮМЕНСКОЙ СКВАЖИНЫ СГ-6

2.1 Закономерности распределения органического вещества.

Главная закономерность распределения ОВ в разрезе, установленная в 1990 г. автором, состоит в постепенном снижении содержаний рассеянного ОВ по мере погружения толщ. Это особенно ярко проявилось в $Б_{хл}$ и β аргиллитов и глинистых алевролитов, содержащих в основном сингенетичные битумоиды, которые наилучшим образом отражают последовательность процесса нефтеобразования.

Наиболее высокие концентрации ОВ приурочены к верхнеюрским толщам, среди которых выделяется максимальными содержаниями баженовский горизонт ($С_{орг}$ - 6.56, $Б_{хл}$ - 1.14%). В алевропелитовых породах нижней-средней юры и триаса содержания медленно уменьшаются сверху вниз по разрезу ($С_{орг}$ от 1.88 до 0.50%, $Б_{хл}$ от 0.13 до 0.0018%). В некоторых прослоях песчаников верхней и средней юры определены значительные концентрации эпибитумоидов ($Б_{хл}$ - 0.33 и β- 121%), свидетельствующие о нефтенасыщении пород.

Концентрированная форма ОВ в виде прослоев угля и углистых пород широко распространена в малышевском, вымском, нижнем джангодском и зимнем горизонтах, а также витютинской и пурской свитах. С угленосностью связаны отдельные максимумы содержаний $С_{орг}$ и $Б_{хл}$ в разрезе.

2.2 Геохимические особенности нерастворимого органического вещества в катагенезе.

НОВ выделялось из дебитуминизированных хлороформом пород путем их обработки соляной и плавиковой кислотами. Главным предметом изучения были алеврито-глинистые породы, содержащие рассеянное ОВ. Они обладают хорошими и очень хорошими нефтематеринскими свойствами. Исследования проводились углепет-

рографическим, углехимическим, пиролитическим и ЭПР-спектроскопическим методами. Два первых метода применялись непосредственно к НОВ, два последних - к породам и нерастворимым остаткам.

По микрокомпонентному составу НОВ всего юрско-триасового разреза выделяются верхнеюрские отложения баженовской свиты. В них НОВ имеет исключительно сапропелевый состав. В породах других свит верхней юры в НОВ отмечена небольшая примесь гумусовых компонентов, и оно отнесено к гумусово-сапропелевому типу. В среднеюрских-среднетриасовых отложениях НОВ свойствен смешанный сапропелево-гумусовый и гумусово-сапропелевый состав. В глинистых пачках существенно возрастает значение сапропелевой составляющей. По данным изотопного состава органического углерода пород и кислорода из карбонатных минералов, сапропелевое вещество верхнеюрских отложений является производным морского планктона, средне-нижнеюрских - морского и пресноводного, а верхне-среднетриасовых - в основном пресноводного планктона.

По атомным отношениям Н/С-О/С на диаграмме Ван Кревелена НОВ верхнеюрских пород соответствует второму типу, который характеризуется повышенной способностью к нефтеобразованию. НОВ среднеюрских пород относится к третьему типу со значительным газогенерационным потенциалом. НОВ нижнеюрских-среднетриасовых отложений настолько интенсивно преобразовано, что может составить новый тип, утративший генетические связи с исходным ОВ и обладающий минимальными способностями к генерации УВ. Первоначально это НОВ могло принадлежать как второму типу, так и третьему. Преобразования ОВ интенсивно нарастают с глубиной. Углепетрографическими исследованиями Е.И.Соболевой установлено, что нижняя граница зоны $МК_2$ проходит на глубине 4100 м, $МК_3$ - 4700 м, $МК_4$ - 5400 м, $МК_5$ - 5700 м, $АК_1$- 5800 м, $АК_2$ - 6100 м. Ниже, до конца осадочного разреза располагается зона $АК_3$. Подобная зональность в мезокатагенезе прослежена и на соседних площадях за пределами Уренгойского мегапрогиба.

Катагенетические превращения происходят по известной схеме, выражающейся в карбонизации и дегидрогенизации НОВ при постепенном уменьшении содержания гетероатомов. Вниз по разрезу снижаются потери летучих компонентов, а гигроскопическая влажность варьирует мало с некоторым увеличением в апокатагенезе. На фоне непрерывных изменений элементного состава и термических харакрактеристик НОВ испытало значительные преобразования дважды: на стадии $МК_3$, когда активная ароматизация и конденсация структуры обусловили большие потери водорода и летучих компонентов, и

в начале апокатагенеза, когда началась стабилизация структуры и потери водорода и летучих существенно сократились.

По результатам пиролиза в алевропелитовых породах получена близкая намеченной другими исследователями [Конторович и др., 1995, Лопатин и др., 1995, Фадеева, Горбачев, 1995] картина изменения в разрезе θ и HI. Здесь генерационный потенциал θ резко снижается до глубины 4.9 км, а водородный индекс HI - 5.4 км, после чего их значения неизменно малы. Максимальные значения (θ = 13 мг УВ/г породы и HI = 320 мг УВ/г $C_{орг}$) связаны с верхней юрой, особенно с баженовской свитой. Большая часть нижне-среднеюрских толщ характеризуется уменьшающимися вниз по разрезу значениями θ от 10 до 3 мг УВ/г породы и HI от 130 до 50 мг УВ/г $C_{орг}$. В конце юры, позднем и среднем триасе оба эти показателя резко снижаются: θ составляет десятые доли, а HI менее 10-20 мг.

В нерастворимом остатке (н.о. - 70-95% от породы) θ и HI с усилением катагенеза изменяются иначе. До глубины 4.7 км они имеют значения существенно меньшие, чем в породе, что связано с потерями УВ при обработке пород соляной кислотой. Ниже, несмотря на потери, θ и HI заметно возрастают по сравнению с их количествами в породе. В интервале 5.5-6.0 км их величины растут до 4 мгУВ/г н.о. и 130 мгУВ/г $C_{орг}$ н.о., образуя два максимума, отвечающих градациям $МК_5$ и $АК_2$. Это - принципиально новый, ранее не известный для больших глубин результат. Он нашел подтверждение в закономерностях изменения парамагнитных свойств НОВ.

Концентрации парамагнитных центров на г $C_{орг}$ (КПЦ), определявшиеся в воздухе (вз) и вакууме (вк) для н.о., растут с глубиной по мере усиления катагенеза. На фоне этой тенденции выделяются четыре пика: в конце $МК_3$ (18.4 вз и 20.0 вк x $10^{18}г^{-1}$), середине $МК_4$ (28.2 вз и 37.3 вк x $10^{18}г^{-1}$), $МК_5$ (30.3 вз и.40.4вк x $10^{18}г^{-1}$) и $АК_2$ (205.4 вз и 314.0 вк x $10^{18}г^{-1}$). На $МК_3$ структура НОВ изменяется постепенно, на прочих градациях процесс проявляется более резко, особенно на $АК_2$. К этой градации, очевидно, приурочено самое значительное изменение структуры НОВ, связанное с начавшейся графитизацией. На $АК_3$ КПЦ плавно снижается внутри градации, что, вероятно, является следствием наметившейся устойчивости структуры НОВ. Наблюдаемый кислородный эффект (амплитуда сигнала ЭПР в вакууме больше, чем на воздухе) тем выше, чем более преобразовано НОВ.

Чтобы объяснить импульсивность преобразования ОВ в нерастворимом остатке алевропелитовых пород, изучался их минеральный состав. По данным рентгено-структурного анализа, выполненного М.Ф. Соколовой, в составе глинистых минералов преобладают железисто-

магнезиальный хлорит, смешаннослойный иллит-монтмориллонит (содержание монтмориллонитовых слоев <20%) и серицит. Каолинит либо отсутствует, либо содержится в небольших количествах; лишь на некоторых уровнях в породах нижней юры его содержание сопоставимо с долей других глинистых компонентов. В единичных образцах установлен диккит. Однообразный состав глинистых минералов и особенно отсутствие тенденции к уменьшению доли монтмориллонитовых слоев в иллит-монтмориллоните по мере увеличения глубины залегания свидетельствуют об устойчивости этой ассоциации в термобарических условиях всего осадочного разреза юры и триаса.

Очевидно, что несущественные вариации состава глинистых минералов и НОВ не могли обусловить появление в интервале 5.5-6.0 км двух максимумов КПЦ и соответствующих им максимумов θ и HI. При обработке породы горячей соляной кислотой происходит искусственное разуплотнение породы: полное растворение карбонатных минералов, разложение железисто-магнезиального хлорита, а также высвобождение обменных катионов из межслоевого пространства смешаннослойного иллит-монтмориллонита. НОВ получает импульс к новообразованиям, которые наиболее существенно проявились на $МК_5$ и $АК_2$.

В природных условиях разуплотнение пород могло происходить в результате циркуляции кислых гидротерм в зонах трещиноватости. В таких зонах возобновляются способности НОВ к генерации и миграции УВ с аккумуляцией в автономных системах. Г.А.Звягиным и А.В. Торсуновым (1995), а также Л.В.Сиротенко (1995) в разрезе Тюменской СГ-6 выделены интервалы разуплотненных пород. Представляется, что именно с ними связаны обнаруженные на глубинах более 5 км газопроявления.

2.3 Геохимические особенности битумоидов в катагенезе.

Исследован состав битумоидов, которые после хроматографического разделения изучались по фракциям методами газожидкостной хроматографии, молекулярной спектроскопии в ультрафиолетовой и инфракрасной областях, а также протонномагнитного резонанса. Изменения состава битумоидов с глубиной рассмотрены в зависимости от термокаталитических превращений и типа ОВ.

Наиболее интенсивно нефтеобразование протекает в верхнеюрских породах (особенно баженовской свите), содержащих ОВ преимущественно сапропелевого типа на градации $МК_2$. Эта часть разреза (3,8 - 4,0 км) выделяется не только высоким генерационным потенциалом, но также максимальными концентрациями битумоидов и их специфи-

ческим составом. В этих битумоидах около половины составляют УВ. В гетероатомных фракциях в наименьших количествах присутствуют асфальтены (11%). Метанонафтеновые (Me-Nn) УВ характеризуются преобладанием короткоцепочечных структур с максимумом на н-C_{17}. Отношение пристана к фитану - 1.88, коэффициент изопреноидности - 0.41. В нафтеноароматических (Nn-Ar) УВ, судя по распределению углерода (C_{Me} - 38, C_{Nn} - 27, C_{Ar} - 35%), метановые и ароматические фрагменты присутствуют почти в равных количествах. Среди полиароматических преобладают нафталиновые и фенантреновые, превышающие прочие почти в 16 раз. Гетеросоединения имеют близкий групповой состав и содержат 53-56% C_{Ar}.

В остальном разрезе распространено ОВ смешанного типа. В ОВ многих глинистых пачек средней-нижней юры и верхнего-среднего триаса значительную роль играет сапропелевая составляющая, которая существенно усиливает нефтематеринские возможности отложений на глубину и влияет на состав генерационных продуктов.

В среднеюрских отложениях на градациях $МК_2$ и $МК_3$ (4,0-4,7 км) нефтеобразование протекает достаточно интенсивно. В битумоидах УВ составляют 44-57%, а количество асфальтенов повышается по сравнению с таковыми в верхней юре до 20-24%. Среди алифатических УВ превалируют длинноцепочечные структуры нормального строения с максимумом на C_{21}. Отношение пристана к фитану превышает 4. Коэффициенты изопреноидности небольшие (0.1-0.2). В Nn-Ar фракции возрастает концентрация полиароматического углерода (C_{Me} - 31.2, C_{Nn} - 25.2, $C_{Ar\ mono}$ - 12.1, $C_{Ar\ poly}$ - 31.5%) преимущественно за счет фенантрена (27.3%).

Смолы и асфальтены, имеющие ароматический скелет (C_{Ar} - 64 и 69%), обладают близкими показателями конденсированности ($\sigma_{конд}$ - 0.31 и 0.33). В смолах значительную роль играют заместители ($\sigma_{зам}$ - 0.30) в основном в виде длинных цепей нормального строения. В асфальтенах заместителей несколько меньше ($\sigma_{зам}$ -0.24), при этом их цепи короче и разветвленнее. Углерод кислородсодержащих групп не превышает 3-4%.

В нижнеюрских отложениях нефтегазообразование испытывает торможение на глубине 5.4 км, соответствующей границе между $МК_4$ и $МК_5$. Для этих двух градаций наблюдаются различия в составе битумоидов. На $МК_4$ углеводородные и гетеросоединения присутствуют в равных количествах, тогда как на $МК_5$ УВ составляют лишь четвертую часть битумоидов, в большинстве носящих остаточный характер. В Me-Nn фракции на обеих градациях максимум распределения н-алканов перемещается на C_{16}; отношение пристана к фитану понижа-

ется до 1.6-2.8, становится весьма заметен изопреноид с 16 атомами углерода - триметилтридекан. На $МК_4$ по сравнению с $МК_5$ цепи нормального и изометрического строения короче, а коэффициенты изопреноидности ниже. В Nn-Ar фракции на $МК_4$ повышены концентрации полиароматических соединений (40 против 30%) в основном за счет фенантреновых, в меньшей степени нафталиновых и хризеновых.

В гетерофракциях битумоидов нижней юры на $МК_4$ и $МК_5$ содержание ароматического углерода изменяется неодинаково. В смолах оно снижается или остается на уровне, близком зафиксированному на $МК_3$ (60-64%), а в асфальтенах повышается (76-84%). Смолы, характеризующиеся усилением ароматичности и изомеризации, отмечены на $МК_5$, а асфальтены с такими характеристиками - на $МК_4$. Очевидна явная связь состава асфальтенов и Nn-Ar УВ. И в смолах, и в асфальтенах количество кислородсодержащих групп увеличивается в заключительном мезокатагенезе (6.9 %).

Битумоидам нижней юры свойственна повышенная сернистость, значительно проявившаяся в Nn-Ar фракции (до 3.25%), в меньшей степени асфальтенах (1.8-2.4%) и смолах (0.9-1.6%).

В ослабленной форме нефтеобразование продолжается в триасовых толщах до 6,1 км. Прослеживаются некоторые различия битумоидов в пределах выделенных градаций - $АК_1$, $АК_2$ и $АК_3$. На второй градации по сравнению с первой отмечено увеличение количества Me-Nn УВ (22 против 13%) и уменьшение содержания асфальтенов (14 против 26%). В алифатических соединениях цепи укорачиваются: в н-алканах максимум распределения сохраняется на C_{16}, в изопреноидах триметилтридекан приближается по концентрации к пристану. Коэффициенты изопреноидности увеличиваются. В Nn-Ar фракции значительно возрастают содержания как моно-, так и полиароматического углерода ($C_{Ar\ mono}$ - 21, $C_{Ar\ poly}$ - 35%). Концентрации последнего увеличиваются за счет хризеновых, пиреновых и антраценовых. На градации $АК_2$ зафиксированы повышенные по сравнению с $АК_1$ содержания C_{Me} (18 против 9%).

Для смол и асфальтенов на градации $АК_1$ сохраняется та же тенденция в изменении состава, что и для градаций заключительного мезокатагенеза. Подъем содержаний ароматического углерода в асфальтенах вызывает его падение в смолах и наоборот. На $АК_1$ C_{Ar} в асфальтенах достигает максимального значения (84%) при почти исчезающем C_{Me}. Прослеживаются структурные трансформации, близкие по направленности к таковым в Nn-Ar фракции.

На градации $АК_2$ изменения группового состава во фракциях смол и асфальтенов происходят однонаправленно. В тех и других умень-

шается общее количество C_{Ar} (54 и 56%) и увеличивается C_{Me} (18 и 20%). Однако в смолах степень конденсированности ароматических структур и изомеризации алифатических цепей выше, чем в асфальтенах. В гетеросоединениях битумоидов на градации $АК_2$ фиксируются большие количества кислородсодержащих групп (C_{CO} - 6.1% в смолах и 9.4% в асфальтенах).

В битумоидах триасовых пород, находящихся на $АК_2$, повышены содержания серы, тогда как в нерастворимом ОВ они близки к 0. В битумоидах сера составляет более 3% в Nn-Ar фракции и 2.4 - 5.9% в смолах и асфальтенах. Это не характерно для битумоидов континентальных отложений Западной Сибири. Поэтому в Уренгойском мегапрогибе нельзя исключать воздействия сульфат-иона на уже накопившийся в отложениях битумоид. Поскольку в терригенном разрезе скважины отсутствуют сульфатные породы, сульфат-ион мог иметь мантийное происхождение.

Состав битумоидов на $АК_3$ резко изменяется. Переход поликонденсированных структур в твердую фазу приводит к деароматизации и деасфальтенизации битумоидов, вследствие чего возникает сближение структуры битумоидов среднего триаса и верхней юры.

В сложном, скачкообразном процессе нефтеобразования каждому этапу катагенеза свойственна особая совокупность выделившихся жидких углеводородных соединений. В начальном и среднем мезокатагенезе ($МК_2$ и $МК_3$) верхне-среднеюрские породы содержат битумоиды, характеризующиеся обычными для сапропелевого и смешанного ОВ показателями. Последние несут в себе генетические метки и свидетельствуют об активной генерации микронефти.

В позднем мезокатагенезе и апокатагенезе битумоиды нижнеюрских и триасовых отложений в основном имеют остаточный характер. На их составе сказалась постепенно усиливающаяся по мере нарастания катагенеза деструкция. Она выражается в упрощении структуры битуминозного вещества и потере им некоторых генетических свойств ОВ смешанного состава. Стали очевидны укорочение алифатических цепей, деароматизация и деасфальтенизация, что в конечном счете привело к невозможности использования ряда показателей для установления связей с продуцентом.

Однако на фоне разрушительного процесса улавливаются и слабые "всплески" новых генераций. Об этом свидетельствуют не только незначительные вариации все еще сохраняющегося в апокатагенезе генерационного потенциала отложений (0.15-0.50 мг УВ/г породы), но также присутствие в битумоидах асфальтенов (14-26%), возрастающие на $МК_4$ и $АК_1$ ароматизация и изомеризация УВ и асфальтенов.

Необходимый для образования изометрических структур свободный водород выделяется при образовании поликонденсированных ароматических соединений и карбонизации асфальтенов. Смолы в данной ситуации играют роль "перевалочной базы" между УВ и асфальтенами. Это приводит к своеобразным изменениям состава то одной, то другой фракции битумоида. На градации $АК_2$ происходит ломка такой тенденции вследствие алифатизация УВ, смол и асфальтенов. На $АК_3$ завершается деасфальтенизация и усиливается деароматизация битумоида.

Представляется, что растянутость нефтеобразования на глубину до 6,1 км, обусловлена значительной ролью в составе смешанного ОВ сапропелевого материала, длительно сохраняющего потенциальные возможности к нефтеобразованию.

3. МОДЕЛЬ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ УРЕНГОЙСКОГО МЕГАПРОГИБА

Модель нефтегазообразования и нефтегазонакопления определяется стадийностью формирования бассейна. Каждая стадия сыграла свою особую роль в развитии этих процессов.

На стадии континентального рифтообразования широко проявились магматическая активность, аномально высокие тепловые потоки и энергичный прогрев пород. В грабенах Колтогорско-Уренгойской зоны в раннем триасе накапливались вулканогенно-осадочные толщи, которые согласно публикациям (Фрик, 1995; Титова, 1995) и материалам автора почти не обладали нефтематеринскими способностями. Даже благоприятные температурные условия не могли активизировать в них процесс нефтегазообразования. Здесь циркулировали преимущественно кислые газы вулканического происхождения. Углеводородные газы генерировались в небольших количествах и сохранились в основном в рассеянном состоянии.

На стадии синеклизы, когда над Колтогорско-Уренгойским грабен-рифтом сформировался мегапрогиб, накопились нефтегазоматеринские толщи с хорошими и очень хорошими генерационными возможностями. Зоны нефтегазообразования в этих толщах выделены по результатам геохимического изучения ОВ. Выбраны наиболее информативные показатели изменения ОВ в катагенезе. Это - атомные отношения H/C и O/C в НОВ, коэффициент битуминозности β, отношение углеводородных и гетерофракций в битумоиде (Me-Nn/Nn-Ar, смолы/смолы+асфальтены), количество полициклических ароматических УВ в Nn-Ar фракции (ПЦА), состав углеводородных газов и прирост пло-

тности УВ, продуцированных одним кубометром породы на каждой градации катагенеза ($\Delta Q_{УВ}$).

Нефтематеринские породы верхней юры производили УВ в условиях главной зоны нефтеобразования. Отложения баженовской свиты являлись особенно активными генераторами, способными реализовать свой потенциал на глубинах около 4 км, а не только в интервале 2-3 км, как это считалось ранее для Западно-Сибирской плиты. Среднеюрские и большая часть нижнеюрских толщ находились в глубинной зоне конденсато- и газообразования. В среднем-верхнем триасе и низах нижней юры, образовывался метановый газ постумной зоны.

Установленная зональность нефтегазообразования использована для прогноза зон нефтегазонакопления. Еще в 1990 г. автором была впервые предпринята такая попытка, выводы которой подтверждаются и уточняются ныне на более обширном и всесторонне изученном материале. С геохимических позиций в юрских и триасовых отложениях предполагается образование нефтяных и нефтегазоконденсатных залежей до глубины 4100 м, нефтегазоконденсатных, газоконденсатных и газовых - в интервале 4100-4700 м, газоконденсатных и газовых - в интервале 4700-5400 м. Ниже по разрезу (5400-6400 м) УВ присутствуют преимущественно в рассеянном состоянии и в виде небольших газовых скоплений.

На стадии синеклизы зафиксировано влияние глубинных эманаций. Оно прослежено в породах, прежде всего их карбонатных цементах. По данным изотопного состава карбонатного углерода, вслед за Г.Фором, выделяются диагенетические цементы морских и пресноводных карбонатов ($\delta^{13}C = +1.3 \div -3.5$ ‰) и катагенетические, возникшие вследствие гидротермальных изменений ($\delta^{13}C = -6.3 \div -8.4$ со средним значением -7 ‰). Последние распространены повсеместно в средне- верхнетриасовых, реже юрских толщах. Углекислота, принимавшая участие в синтезе вторичных карбонатных цементов, содержит преимущественно тяжелый изотоп углерода и, следовательно, имеет неорганическое происхождение. Этот факт указывает на влияние мантийных эманаций на флюидодинамический режим не только рифтовой, но и стадии синеклизы. CO_2, а вместе с ним глубинное тепло поступали по разломам кратковременно и небольшими порциями. Отсутствие аномальных температур и $R^a vt$ в разрезе говорит о том, что такие условия не оказали дополнительного воздействия на преобразования НОВ. Тем не менее, и кратковременные увеличения плотности теплового потока приводили к активизации вертикальной миграции УВ в верхние горизонты мегапрогиба и за его пределы. Повышенные содержания серы в битумоидах триасовых и нижне-среднеюр-

ских отложений могли быть связаны с воздействием сульфат-иона мантийного происхождения.

Уренгойский мегапрогиб стал линейным очагом интенсивного нефтегазообразования. Оно завершилось формированием многопластовых нефтегазоконденсатных месторождений, сосредоточившихся в интервале 1.1-3.5 км и приуроченных к линейным контрастным поднятиям первого и второго порядков вдоль бортов мегапрогиба. Судя по геохимическим данным, нижняя граница накопления в мегапрогибе нефтяных и нефтегазоконденсатных залежей предполагается до глубины 4.1 км, а газовых и газоконденсатных - 5.4 км. Надо думать,что перспективы нефтегазоносности больших глубин незначительны. Они связаны исключительно с зонами разуплотнения, которые являются не только аккумуляторами, но и генераторами УВ. В этих зонах могут образовываться автономные скопления газов.

С рассмотренных позиций надо оценивать роль в нефтегазообразовании и нефтегазонакоплении не только Уренгойского, но и Худосейского, Аганского, Чузикского, Худуттейского и Ямальского мегапрогибов, развитие которых генетически связано с рифтовой системой северной половины Западно-Сибирской плиты.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Комплексное изучение состава, распределения ОВ в разрезе Тюменской СГ-6, изменений его нерастворимых и битуминозных компонентов в мезо- и апокатагенезе позволило разработать модель нефтегазообразования на больших глубинах в надрифтовых прогибах Западно-Сибирской плиты. На базе проведенного анализа геохимических показателей ОВ охарактеризована вертикальная зональность нефтегазонакопления в интервале глубин 3.8-6.4 км.

На основе полученных результатов, сделаны следующие основные выводы:

1. На фоне карбонизации и дегидрогенизации в мезо- и апокатагенезе НОВ испытало наиболее значительные преобразования дважды: на МК$_3$, когда интенсивные ароматизация и конденсация структуры привели к большим потерям водорода и летучих компонентов, и в начале апокатагенеза, когда началась стабилизация структуры и потери водорода и летучих существенно сократились.

2. Катагенетические превращения НОВ сопровождаются выделением углеводородных продуктов с определенной качественной и количественной последовательностью. В начальном и среднем мезокатагенезе происходят активные генерация и эмиграция битумоидов, ко-

торые сохраняют свои генетические метки. В позднем мезокатагенезе и апокатагенезе, когда усиливаются деструктивные процессы, битумоиды имеют в основном остаточный характер и постепенно утрачивают связь с продуцентом. Структура битуминозного вещества, непрерывно изменяясь, упрощается импульсивно. На $АК_2$-$АК_3$ происходит алифатизация УВ, смол и асфальтенов. С глубиной снижается битуминозность и осуществляется сближение по составу битумоидов ОВ второго и третьего типов.

3. В природных условиях больших глубин, где породы уплотнены, значительная часть НОВ, находясь в законсервированном состоянии под большим давлением, не расходует полностью генерационный потенциал. Вклад в процессы нефтегазообразования и нефтегазонакопления здесь вносят зоны разуплотнения, создавая автономные углеводородные скопления. Этот вывод подтверждается данными моделирования в лабораторных условиях. После искусственного разуплотнения пород путем их обработки 10%-ой соляной кислотой в НОВ возобновляются способности к генерации УВ, выявленные методами пиролиза и ЭПР-спектроскопии.

4. Изотопный состав карбонатного углерода нижне-среднеюрских и средне-верхнетриасовых отложений свидетельствует о воздействии мантийных эманаций на флюидодинамический режим Западно-Сибирской плиты не только на рифтовой стадии, но периодически и на стадии синеклизы. CO_2, а вместе с ним глубинное тепло поступали по разломам небольшими порциями. Такие условия, не оказали дополнительного воздействия на преобразования НОВ. Они способствовали активизации процессов вертикальной миграции УВ в верхние горизонты Уренгойского мегапрогиба и за его пределы.

Эта модель, видимо, применима и к другим сходным структурам платформ.

Список работ по теме диссертации.

1. **Борукаев Г.Ч.** Геохимия органического вещества юрских отложений Тюменской сверхглубокой скважины СГ-6 // Геохимия нефтегазоносных отложений Сибири. - Новосибирск: СНИИГГиМС, 1990. - С. 150-158.

2. **Полякова И.Д., Борукаев Г.Ч.** Геохимия органического вещества осадочных отложений юры и триаса в разрезе Тюменской скважины СГ-6 // Российский фонд фундаментальных исследований в Сибирском регионе. - Иркутск: 1995. - С. 101-102.

3. **Полякова И.Д., Борукаев Г.Ч.** Органическая геохимия юрских и триасовых отложений Тюменской скважины СГ-6 в интервале глубин

3782-6424м // Результаты бурения и исследования Тюменской сверхглубокой скважины. - Пермь: 1995. - С. 66-68.

4. **Полякова И.Д., Борукаев Г.Ч., Колганова М.М. и др.** Нефтеобразование на больших глубинах Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта // Геохимия. - 1994. - N 1. - С. 111-121.

5. **Полякова И.Д., Борукаев Г.Ч., Колганова М.М., Соболева Е.И.** Катагенетическая эволюция органического вещества континентальных толщ в связи с нефтегазообразованием // Геология и геофизика. - 1995. - Т. 36, N 6. - С. 146-156.

6. **Полякова И.Д., Борукаев Г.Ч., Перозио Г.Н. и др.** Нефтегазогенерационный потенциал на больших глубинах // ДАН.- 1995.- Т.345, N 2.- С.236-239.

7. **Полякова И.Д., Борукаев Г.Ч., Перозио Г.Н., Соколова М.Ф.** Генерационный потенциал органического вещества на больших глубинах Тюменской СГ-6 // Геология и проблемы поисков новых крупных месторождений нефти и газа в Сибири. - Новосибирск: 1996.- Т.2. - С. 110-112.

8. **Полякова И.Д., Колганова М.М., Борукаев Г.Ч.** Модели нефтегазообразования в континентальных толщах Сибири // Третье Всесоюзное совещание по геохимии углерода. - М.: 1991. - С. 74-75.

Подписано в печать 22.04.96.

Формат бумаги 60x90/16. Печ.л. 1. Уч.-изд.л. 1.

Тираж 100 экз. Заказ 1452.

630104, Новосибирск, Красный пр. 67.

Ротапринт СНИИГГиМСа.