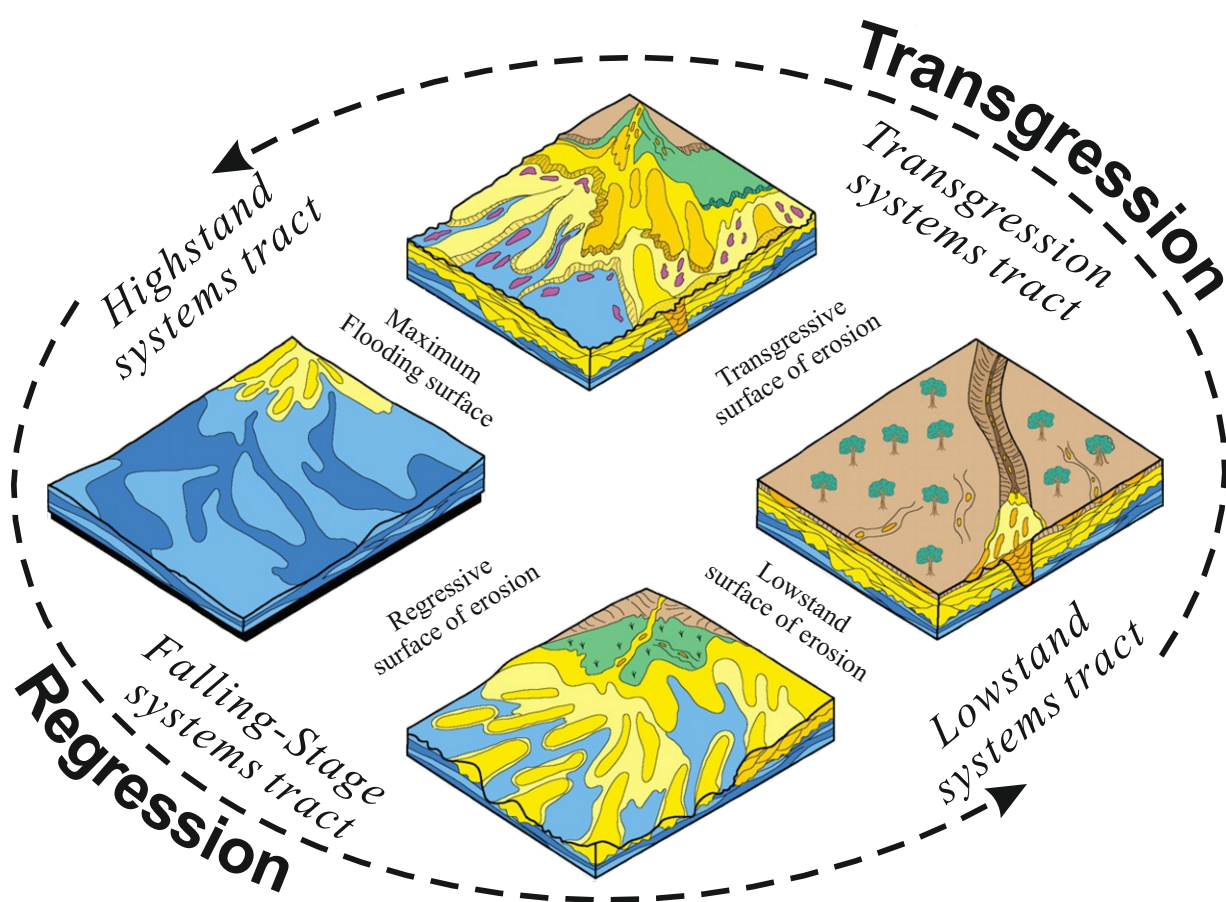


СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ СЕДИМЕНТОЛОГИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ ИНЖИНИРИНГЕ



**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ»**

*Институт Природных ресурсов
Центр подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового дела*

СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ СЕДИМЕНТОЛОГИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ ИНЖИНИРИНГЕ

*Труды III Всероссийского научно-практического
седиментологического совещания*

г. Томск 10-12 апреля 2017 г.

г. Томск, 2017 г.

УДК 622.323:552.5
ББК 33.361:26.31
С568

С568 Современные проблемы седиментологии в нефтегазовом инжиниринге: Труды III Всероссийского научно-практического седиментологического совещания посвященного обобщению положительного опыта литологических и фациально-циклических исследований в нефтегазовой литологии и геологическом моделировании терригенных и карбонатных природных резервуаров. Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во ЦППС НД, 2017. – 285 с.

Сборник состоит из трех тематических разделов согласно территориальной принадлежности проводимых литолого-фациальных исследований: 1. В Западно-Сибирском регионе (Западно-Сибирская плита); 2. в Восточно-Сибирском регионе (Сибирская платформа); 3. Методологии седиментологических исследований. В сборнике представлены труды специалистов нефтегазового инжиниринга, отражающие результаты исследований и научных разработок сотрудников ВУЗов, НИИ и производственных предприятий нефтяной и газовой промышленности Российской Федерации.

Книга представляет интерес для специалистов литологов, седиментологов, разработчиков, рассчитана на широкие круги исследователей в области нефтегазовой литологии, моделировании природных резервуаров, преподавателей ВУЗов, а также студентов и магистрантов, интересующихся вопросами седиментологических исследований в нефтегазовом инжиниринге.

Публикация сборника трудов III Всероссийского научно-практического седиментологического совещания «Современные проблемы седиментологии в нефтегазовом инжиниринге» осуществлена при финансовой поддержке Центра подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового дела ИПР ТПУ.

УДК 622.323:552.5
ББК 33.361:26.31

Главный редактор – О.С. Чернова, к.г.-м.н.

Пленарные доклады – В.П. Меркулов, доцент, к.г.-м.н.

Часть I – Л.Г. Вакуленко, доцент, к.г.-м.н.

Часть II – В.П. Морозов, профессор, д.г.-м.н.

Часть III – М.В. Коровкин, профессор, д.г.-м.н.

Материалы представлены в авторской редакции

© ФГБОУ ВО НИ ТПУ, 2017
© Центр подготовки и переподготовки
специалистов нефтегазового дела, 2017
© Оформление ЦППС НД

СОДЕРЖАНИЕ

<i>Программа Совещания</i>	5-8
----------------------------------	-----

ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ

1	<i>Агалаков С.Е., Кудаманов А.И., Лебедев М.В., Маринов В.А.</i> Верхнемеловая кремнистая формации Западной Сибири	9-14
2	<i>Бейзель А.Л.</i> Основные аспекты фациально-циклического анализа терригенных разрезов (на примере юры Западной Сибири)	15-19
3	<i>Вакуленко Л.Г.</i> Роль постседиментационных процессов в формировании и изменении коллекторских свойств мезозойских терригенных пород-коллекторов Западной Сибири (История исследований)	20-32
4	<i>Вилесов А.П., Вахрушева И.А.</i> Седиментологические исследования современных рифов и карбонатных платформ и проецирование их результатов на древние аналоги нефтегазоносных провинций России	33-40
5	<i>Жуковская Е.А.</i> Прогнозное значение фациального моделирования при поисках и разведке залежей углеводородов	41-47
6	<i>Морозов В.П.</i> Седиментогенез и постседиментационные изменения доманикитов на территории республики Татарстан	48-51
7	<i>Новиков Д.А.</i> Гидрогеохимия процессов аутигенного минералообразования на примере оксфордского регионального резервуара Надым-Тазовского между-речья	52-59

ЧАСТЬ I

ЗАПАДНО-СИБИРСКИЙ РЕГИОН

8	<i>Вакуленко Л.Г., Николенко О.Д., Ян П.А.</i> Состав и постседиментационные изменения нижнемеловых алеврито-песчаных пород Напалковского НГР (Западная Сибирь)	60-68
9	<i>Генераленко О.С., Бардаченко Е.Н.</i> Фациальная модель формирования отложений танопчинской свиты на примере месторождений Ямало-Гыданской нефтегазоносной области Западной Сибири	69-76
10	<i>Замирайлова А.Г., Костырева Е.А., Эдер В.Г., Рыжкова С.В., Сотнич И.С.</i> Литолого-геохимическая характеристика баженовской и куломзинской свит на Арчинской площади (Владимировская мезомоноклиналь, Томская область)	77-83
11	<i>Костеневич К.А., Белоус О.И., Слюнкина С.А.</i> Влияние условий формирования и постседиментационных процессов преобразования отложений на структуру пустотного пространства и фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов продуктивного горизонта тюменской свиты Краснотеневского свода	84-90
12	<i>Кудаманов А.И.</i> Особенности туронского осадконакопления на северо-	91-96

	востоке Западной Сибири	
13	Макимова Ю.А., Чернова О.С. Геолого-технологические проблемы освоения карбонатно-кремнистой верхнепалеозойской формации Нюрольского осадочного бассейна	97-101
14	Маринов В.А., Агалаков С.Е., Косенко И.Н., Потапова Е.А., Разбаева Г.Л., Урман О.С. Условия формирования дорожковской свиты (верхний мел, турон, Западная Сибирь)	101-107
15	Низяева И.С., Шиманский В.В., Танинская Н.В., Мясникова М.А. Фациальная изменчивость средне-верхнеюрских отложений северной части Пыль-Караминского НГР Западной Сибири	108-112
16	Предтеченская Е.А., Злобина О.Н. Литолого-фациальные особенности баженновской свиты как «промежуточного» коллектора углеводородов в зонах дизъюнктивных нарушений	113-122
17	Рязанова Т.А., Марков В.В. Условия формирования и генерационный потенциал юрских отложений Северо-Демьянского свода	123-129
18	Сердюк З.Я., Арефьев С.В., Белов Н.В., Мазитов М.Р., Гарифуллин И.И., Вильковская И.Ю., Зубарева Л.И., Кирилова Н.В., Стефаненко О.Н., Стариченко И.Е. Геолого-геофизические методы изучения разнофациальных отложений юры в условиях унаследованного роста структур на Северо-Покачевской моноклинали Нижневартовского свода	130-136
19	Храмцова А.В., Карпова А.В. Фациально-циклический анализ отложений тюменской свиты Каменной площади (Западная Сибирь)	137-142
20	Эдер В.Г., Павлова М.В., Рыжкова С.В., Замирайлова А.Г. Характеристика зоны перехода от кровли баженновской свиты к перекрывающим отложениям по литолого-геохимическим и промыслово-геофизическим данным в центральных районах Западной Сибири	143-148

ЧАСТЬ II

ВОСТОЧНО-СИБИРСКИЙ РЕГИОН

21	Ахияров А.В., Земченков А.С. Пространственно-временной континуум палеогеографических обстановок седиментации терригенных отложений верхнего венда юго-западной части Сибирской платформы (на примере парфёновского продуктивного горизонта Ангаро-Ленской ступени и ботуобинского, – Непско-Ботуобинской антеклизы)	149-170
22	Журавлева Л.М., Кузнецов В.Г., Чимбулатов Ф.М. Строение, литологические характеристики и пустотное пространство карбонатных тајдалитов и их практическое значение при освоении месторождений	171-177
23	Иванова Н.А., Пустыльников В.В., Масленников М.А. Геологическое строение и седиментационная модель сухотунгусской свиты верхнего рифея Туруханского района (Красноярский край, Восточная Сибирь)	178-183
24	Каячев Н.Ф. Палеоструктурный анализ и обстановки осадконакопления продуктивных отложений ванаварской свиты венда катангской седловины	184-190

25	<i>Квачко С.К., Козяев А.А.</i> Условия осадконакопления ванаварской и оскобинской свит в пределах одного из месторождений восточной Сибири	191-194
26	<i>Крицкий И.Л., Кропотова Е.П., Коровина Т.А., Лебедева М.Г.</i> Следы поздневендского ледникового периода в отложениях бюкской свиты Непско-ботуобинского региона	195-201
27	<i>Масленников М.А., Иванова Н.А., Пустыльников В.В., Боровикова Л.В., Наумова Е.Г., Медюхина Л.В.</i> Обстановки седиментации отложений венда в западной части Сибирской платформы (Восточная Сибирь)	202-208
28	<i>Сухов С.С.</i> О роли фациально-седиментологических критериев в реконструкции кембрийских палеобассейнов востока Сибирской платформы	209-214

ЧАСТЬ III МЕТОДОЛОГИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ

29	<i>Алехина М.С., Черкас Е.О., Жуковская Е.А., Буторина М.А., Лютков А.В., Седнев А.А.</i> Методика создания фациально-ориентированной концептуальной модели ачимовских отложений Салымской группы месторождений	215-222
30	<i>Волкова А.А.</i> Применение сейсмофациального анализа для уточнения схемы геологического строения на примере месторождения в фундаменте Западной Сибири	223-228
31	<i>Горожанина Е.Н., Горожанин В.М.</i> К вопросу о терминологии карбонатных пород и выделении биогермных построек при нефтепоисковых работах	229-236
32	<i>Лю Чень</i> Варианты и принципы классификации залежей углеводородов Китайской Народной Республики (КНР)	237-243
33	<i>Лю Шици</i> Использование кривых электрометрии для обоснования меандрирующей реки	244-247
34	<i>Меркулов В.П., Краснощекова Л.А., Черданцева Д.А., Коровин М.О.</i> Использование ориентированного ядра при решении задач нефтегазопромысловой геологии	248-262
35	<i>Мильке Д.С.</i> Влияние геологической неоднородности на эффективность разработки месторождений нефти и газа	263-266
36	<i>Никифоров А.Ю., Гультяев С.В.</i> Свойства рассеянного органического вещества как показатель условий осадконакопления	267-270
37	<i>Попов А.Ю., Никитенко Б.Л.</i> Тектурный и ихнофациальный анализы в генетической интерпретации геттанг-синемюрских отложений мыса Аиркат (Средняя Сибирь)	271-277
38	<i>Шатова М.С., Коровкин М.В.</i> Глинистые минералы как индикаторы условий осадконакопления	278-283
	<i>Авторский список</i>	284-285



ПРОГРАММА СОВЕЩАНИЯ

10 апреля 2017 г.

Председатель секции: Чернова Оксана Сергеевна

12:00-14:00 Регистрация участников

14:00-14:10 **Открытие Совещания.** Вступительное слово Директора Института природных ресурсов Томского политехнического университета А.С. Боева

14:10-14:20 Приветственное слово оргкомитета к участникам Совещания *О.С. Чернова*

14:20-14:50 Основные аспекты фациально-циклического анализа терригенных разрезов (на примере юры Западной Сибири) *А.Л. Бейзель*

14:50-15:20 Прогнозное значение фациального моделирования при поисках и разведке залежей углеводородов. *Е.А. Жуковская*

15:20-15:50 Роль постседиментационных процессов в формировании и изменении коллекторских свойств мезозойских терригенных пород-коллекторов Западной Сибири (История исследований). *Л.Г. Вакуленко*

15:50-16:10 Перерыв на кофе

16:10-16:40 Верхнемеловая кремнистая формации Западной Сибири. *Агалаков С.Е., Кудама-нов А.И., Лебедев М.В., Маринов В.А.*

16:40-17:10 Седиментогенез и постседиментационные изменения доманикитов на территории республики Татарстан. *В.П. Морозов*

17:10-17:40 Седиментологические исследования современных рифов и карбонатных платформ и проецирование их результатов на древние аналоги нефтегазоносных провинций России. **А.П. Вилесов**, Вахрушева

17:40-18:10 Гидрогеохимия процессов аутигенного минералообразования на примере оксфордского регионального резервуара Надым-Тазовского междуречья **Д.А. Новиков**

19-00 Дружеский ужин

11 апреля 2017 г.

Утреннее заседание

Председатель секции: **Ян Петр Александрович**

10:00-10:25 Литолого-фациальные особенности баженовской свиты как «промежуточного» коллектора углеводородов в зонах дизъюнктивных нарушений. **Е.А. Предтеченская**, О.Н. Злобина

10:25-10:50 Состав и постседиментационные изменения нижнемеловых алевроито-песчаных пород Напалковского НГР (Западная Сибирь) **Л.Г. Вакуленко**, **О.Н. Николенко**, П.А. Ян.

10:50-11:15 Фациальная модель формирования отложений танопчинской свиты на примере месторождений Ямало-Гыданской нефтегазоносной области Западной Сибири. **О.С. Генераленко**, Е.Н. Бардаченко.

11:15-11:40 Фациальная изменчивость средне-верхнеюрских отложений северной части Пыль-Караминского НГР Западной Сибири. **И.С. Низяева**, В.В. Шиманский, Танинская, М.А. Мясникова.

11:40-12:00 Перерыв на кофе

Председатель секции: **Вакуленко Людмила Галериевна**

12:00-12:25 Геолого-геофизические методы изучения разнофациальных отложений юры в условиях унаследованного роста структур на Северо-Покачевской моноклинали Нижневартовского свода **Сердюк З.Я.**, **Арефьев С.В.**, **Белов Н.В.**, **Мазитов М.Р.**, **Гарифуллин И.И.**, **Вильковская И.Ю.**, **Зубарева Л.И.**, **Кирилова Н.В.**, **Стефаненко О.Н.**, **Стариченко И.Е.** (докладчик **Е.А. Предтеченская**)

12:25-12:50 Характеристика зоны перехода от кровли баженовской свиты к перекрывающим отложениям по литолого-геохимическим и промыслово-геофизическим данным в центральных районах Западной Сибири. **В.Г. Эдер**, М.В. Павлова, С.В. Рыжкова, А.Г. Замирайлова

12:50-13:15 Условия формирования дорожковской свиты (верхний мел, турон, Западная Сибирь). **В.А. Маринов**, **Агалаков А.Е.**, **И.Н. Косенко**, **Е.А. Потапова**, **Г.Л. Розбаева**, **О.С. Урман**

13:15-13:40 Литолого-геохимическая характеристика баженовской и куломзинской свит на Арчинской площади (Владимировская мезомоноклиналь, Томская область). **А.Г. Замирайлова**, **Е.А. Костырева**, **В.Г. Эдер**, **С.В. Рыжкова**, **И.С. Сотнич**

13:40 – 14:00 ФОТОГРАФИЯ НА ПАМЯТЬ

14:00 – 15:00 Перерыв на обед

Вечернее заседание

Председатель секции: Чухланцева Елена Рафиковна

15:00-15:25 Особенности туронского осадконакопления на северо-востоке Западной Сибири. **А.И. Кудаманов**

15:25-15:50 Текстульный и ихнофациальный анализы в генетической интерпретации геттанг-синемюрских отложений мыса Аиркат (Средняя Сибирь) **А.Ю. Попов**, Б.Л. Никитенко

15:50-16:25 Фациально-циклический анализ отложений тюменской свиты Каменной площади (Западная Сибирь) **А.В. Храмова**, М.С. Карпова

15:25-15:50 Применение сейсмофациального анализа для уточнения схемы геологического строения на примере месторождения в фундаменте Западной Сибири **А.А. Волкова**

15:50-16:10 Перерыв на кофе

Председатель секции: Вилесов Александр Петрович

16:10-16:35 Использование ориентированного керна при решении задач нефтегазопромышленной геологии. **В.П. Меркулов**, Л.А. Краснощекова, Д.А. Черданцева, М.О. Коровин

16:35-17:00 Глинистые минералы как индикаторы условий осадконакопления **М.Н. Шатова**, М.В. Коровкин

17:00-17:25 Влияние условий формирования и постседиментационных процессов преобразования отложений на структуру пустотного пространства и фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов продуктивного горизонта тюменской свиты Краснотеннинского свода. К.А. Костеневич, О.И. Белоус, **С.А. Слюнкина**

17:25-17:50 Методика создания фациально-ориентированной концептуальной модели Ачимовских отложений Салымской группы месторождений. **М.С. Алехина**, Е.О. Черкас, Е.А. Жуковская, М.А. Буторина, А.В. Лютков, А.А. Седнев

12 апреля 2012 г.

Председатель секции: Морозов Владимир Петрович

10:00-10:25 Свойства рассеянного органического вещества как показатель условий осадконакопления. **Никифоров А.Ю.**, Гультияев С.В.

10:25-10:50 Геолого-технологические проблемы освоения карбонатно-кремнистой верхнепалеозойской формации Нюрольского осадочного бассейна **Ю.А. Максимова**, О.С. Чернова

10:50-11:15 Обстановки седиментации отложений венда в западной части Сибирской платформы (Восточная Сибирь) **М.А. Масленников**, Н.А. Иванова, В.В. Пустыльников, Л.В. Боровикова, Е.Г. Наумова, Л.В. Медюхина

11:15-11:40 Условия осадконакопления ванаварской и оскобинской свит в пределах одного из месторождений восточной Сибири. *С.К. Квачко, А.А. Козяев*

11:40-12:00 Перерыв на кофе
Председатель секции: Морозов Владимир Петрович

12:00-12:25 Следы поздневендского ледникового периода в отложениях бюкской свиты Непско-ботуобинского региона. *Крицкий И.Л., Кропотова Е.П., Коровина Т.А., Лебедева М.Г.*

12:25-12:50 О роли фациально-седиментологических критериев в реконструкции кембрийских палеобассейнов востока Сибирской платформы. *С.С. Сухов*

12:50-13:15 Влияние геологической неоднородности на эффективность разработки месторождений нефти и газа Усть-Тымской впадины *Д.С. Мильке*

13:15-14:00
Стендовые доклады: (краткий обзор, обсуждение)

СТЕНДОВЫЕ ДОКЛАДЫ

Пространственно-временной континуум палеогеографических обстановок седиментации терригенных отложений верхнего венда юго-западной части Сибирской платформы (на примере парфёновского продуктивного горизонта Ангаро-Ленской ступени и ботуобинского, – Непско-Ботуобинской антеклизы) *А.В. Ахияров, А.С. Земченков*

Геологическое строение и седиментационная модель сухотунгусской свиты верхнего рифея Туруханского района (Красноярский край, Восточная Сибирь). *Н.А. Иванова, В.В. Пустыльникова, М.А. Масленников*

К вопросу о терминологии карбонатных пород и выделении биогермных построек при нефтепоисковых работах. *Е.Н. Горожанина, В.М. Горожанин*

Строение, литологические характеристики и пустотное пространство карбонатных тайдалитов и их практическое значение при освоении месторождений *Л.М. Журавлева, В.Г. Кузнецов, Ф.М. Чимбулатов*

Палеоструктурный анализ и обстановки осадконакопления продуктивных отложений ванаварской свиты венда катангской седловины. *Н.Ф. Каячев*

Варианты и принципы классификации залежей углеводородов Китайской Народной Республики (КНР) *Лю Чень*

Использование кривых электростратиграфии для обоснования меандрирующей реки *Лю Шинци*

Условия формирования и генерационный потенциал юрских отложений северо-Демьянского свода. *Рязанова Т.А., Марков В.В.*

***Круглый стол с открытым обсуждением
итогов совещания. Закрытие Совещания.***

ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ

УДК 562: 551. 763. 33 (571.1)

КРЕМНИСТАЯ ФОРМАЦИЯ ВЕРХНЕГО МЕЛА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Агалаков С.Е., Кудаманов А.И., Лебедев М.В., Маринов В.А.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень
E-mail: saagalakov@rosneft.ru

В работе представлены результаты комплексного стратиграфического и литологического изучения Западной Сибири. Установлено, что образование кремнистых пород в позднемеловое время было связано с периодами дефицита поступления терригенного осадка. Хотя условия, благоприятные для образования силицитов, возникали в различные интервалы позднемелового времени, кремнистая седиментация наиболее характерна для сантона и раннего кампана.

Ключевые слова: Верхний мел, силициты, Западная Сибирь, условия образования.

Целью работы является уточнение генеральных закономерностей динамики осадконакопления Западно-Сибирского осадочного бассейна в турон-маастрихтское время. Особенностью верхнего мела Западной Сибири является широкое распространение кремнистых отложений – опок и опоковидных глин. Содержание кремнезема в них достигает 95%. Условия формирования, состав и распространение кремнистых отложений являются предметом длительной дискуссии [1, 2]. До сих пор нет удовлетворительного объяснения причин необычайно широкого распространения верхнемеловых кремнистых отложений.

Объектом исследования явился турон-коньяк-кампанских интервал отложений, состоящий из двух сеймостратиграфических клиноформных комплексов, нижний из которых можно назвать кузнецовско-ипатовским, верхний – нижеберезовским. Выполнен литологический, седиментологический и биостратиграфический анализ кернового материала, сеймопрофилей и материалов геофизического исследования скважин, пробуренных на территории восточной части Западно-Сибирской низменности. Биостратиграфически обосновано ярусное и зональное расчленение разреза турона – кампана, что позволило предложить усовершенствованную модель корреляции свит, пластов и пачек верхнего мела [3]. В этой модели опоки нижеберезовской подсвиты и нижней части славгородской свиты являются стратиграфическими аналогами. На существующей региональной стратиграфической схеме [4] в разных районах опоки приурочены к различным стратиграфическим уровням. На основе построенной схемы корреляции содержащих силициты разнофациальных разрезов, расположенных от Гыданского полуострова до Томска, выполнена типизация фациальных обстановок и проведен анализ условий, благоприятных для образования кремнистых отложений. Благодаря проведенным стратиграфическим исследованиям, существенно уточнена схема корреляции разре-

зов различных структурно-фациальных районов Западной Сибири. Результаты работ позволили обосновать новую модель корреляции свит и пачек верхнего мела.

Два выделенных сейсмокомплекса – туронский и коньяк-кампанский, - отражают седиментационную этапность и отвечают двум осадочным комплексам, которые территориально распространены на большей части Западно-Сибирской плиты.

Необходимо рассмотреть понятие «осадочный комплекс», поскольку его общепринятого определения не существует. Авторами осадочный комплекс (ОК) понимается как стратон геосистемной природы, сформированный в период эволюционного развития системы обстановок седиментации, и ограниченный поверхностями, соответствующими стратиграфическим событиям – перестройкам осадочной системы. Иными словами, ОК понимается как латеральный ряд разнофациальных осадков (континентальных, переходных, морских), внутренние границы которого являются диахронными, а внешние – изохронными поверхностями разрыва согласных вертикальных фациальных рядов. О существовании таких границ (мутационных) еще в 1948-1949 гг. писал Н.Б. Вассоевич [5,6]. Развивая эти представления, А.Л. Бейзель указывал на существование событийных границ [7], а один из авторов доклада определил их как фациальные несогласия [8, 9]. В целом ОК является аналогом понятия «системный тракт» в его классическом определении, данном Брауном и Фишером в 1977 г. [10], или понятия «фациальная серия» [8, 11].

По способу своего образования ОК – результат единичного импульса сноса (поступления?) осадочного материала. Этот импульс и является главным событием, ответственным за образование ОК. Формирование ОК начинается с бурной активизации эрозии и сноса, за которой следует длительный период постепенного ослабления и затухания этих процессов. Предполагается, что основная причина начала седиментационного цикла – тектоническая. Цикл начинается с образования поднятий на континенте (и, возможно, прогибания дна бассейна), и омоложения рельефа суши. Далее следует стадия выравнивания рельефа и постепенная пенеппенизация земной поверхности. В морском разрезе фазе омоложения наземного рельефа соответствует только подошва ОК. Его основная мощность формируется в фазу пенеппенизации (рассеяния энергии) [12].

Наиболее важное свойство фациальных несогласий (мутационных – событийных границ) для анализа ОК, рассматриваемых в рамках представленного сообщения, состоит в том, что они относительно изохронны, поскольку образованы быстрым (в масштабе геологического времени – мгновенным) изменением объема и состава поступающего в осадочный бассейн материала. Для этих границ не выполняется известное правило Вальтера-Головкинского, что особо отмечал Н.Б.Вассоевич. Оно справедливо только для градационных (миграционных) границ внутри осадочных комплексов.

Другим важным признаком ОК является асимметрия их строения. За небольшое в геологическом смысле время формируется основная часть осадочного комплекса, имеющая большую мощность. Выше по разрезу скорость седиментации уменьшается и терминальная пачка образуется в условиях дефицитного поступления терригенного материала. Кроме низких скоростей седиментации, для терминальной пачки характерны

ми признаками являются повышенные содержания аутигенных минералов-маркеров (глауконит, сидерит, фосфаты, смектиты, микроглобулярный кремнезем и др.) и биогенного материала (кремнистые раковины радиолярий и диатомовых водорослей), региональная выдержанность мощности и состава по простиранию. Благодаря этим признакам, терминальные пачки хорошо выделяются на сейсмопрофилях. Новый цикл седиментации начинается с формирования событийной границы. Она может быть выражена в виде поверхности несогласия, размыва, литологической границы. В удаленных от берега разрезах циклиты проявлены слабо, либо вообще не видны, но во всех разрезах сохраняются пропорциональные соотношения мощностей ярусов и подъярусов [13, 14]. Таким образом, еще одним важным для темы доклада свойством ОК является сохранение соотношения мощностей его начальной (основной) и терминальной частей.

В турон-кампанском интервале верхнемелового Западно-Сибирского разреза выделяются следующие осадочные комплексы:

Кровля уватско-кузнецовского ОК. В сеноманское (уватское) время происходило накопление мощных толщ терригенных осадков со средней скоростью около 50-60 м/млн. лет. В раннем туроне (время образования нижней пачки кузнецовского горизонта) скорость седиментации уменьшилась примерно в 10 раз. Таким образом, нижний турон рассматривается как терминальная пачка уватско-кузнецовского ОК. Нижняя граница пачки является градационной – балансовой. Верхняя граница пачки – событийная, приблизительно соответствует подошве среднего турона.

Ипатовский ОК. К ОК отнесены средняя и верхняя часть кузнецовского горизонта. В средней части кузнецовского горизонта отмечены следы поступления осадков и пресных вод с Сибирского континента. Инициальная стадия нового седиментационного цикла выражена в разрезе увеличением доли алевритовой составляющей. Скорость седиментации возросла до 30 м/млн. лет. Нижняя часть ОК – алеврито-глинистая, песчано-алевритовая. Верхняя часть – мярояхинская пачка глин, - имеет незначительную мощность (5-10 м). Пачка соответствует верхней части верхнего турона и части коньякского яруса. Этот интервал разреза содержит прослойки кремнистых (опоковидных) пород. Оценить скорость седиментации сложно, но предположительно она невысокая, поскольку литологические признаки указывают на дефицит терригенного материала.

Березовский ОК. Нижняя часть сложена алевритоглинистыми породами (русско-реченская толща), которые содержат комплексы фораминифер коньякского яруса. Над ней залегает пачка глин с прослоями глинистых алевритов с раковинами двустворчатых моллюсков нижнего сантона и комплексами фораминифер нижнего и верхнего сантона. Мощность нижней пачки в Тазовском районе составляет 50-60 м, верхней – 40-50 м, что соответствует средней скорости седиментации 16 м/млн лет. Завершает разрез ОК слой опок и кремнистых глин (хэяхинская пачка) мощностью около 10-20 м, которая рассматривается как верхняя событийная граница и на профилях корреляции отвечает сейсмогоризонту С. Пачка соответствует нижнему кампану [15] и скорость ее формирования составляет 2-4 м/млн. лет. В разрезе основные части ОК по мощности гораздо

больше терминальных, однако, в масштабе геологического времени они сопоставимы (рисунок 1).

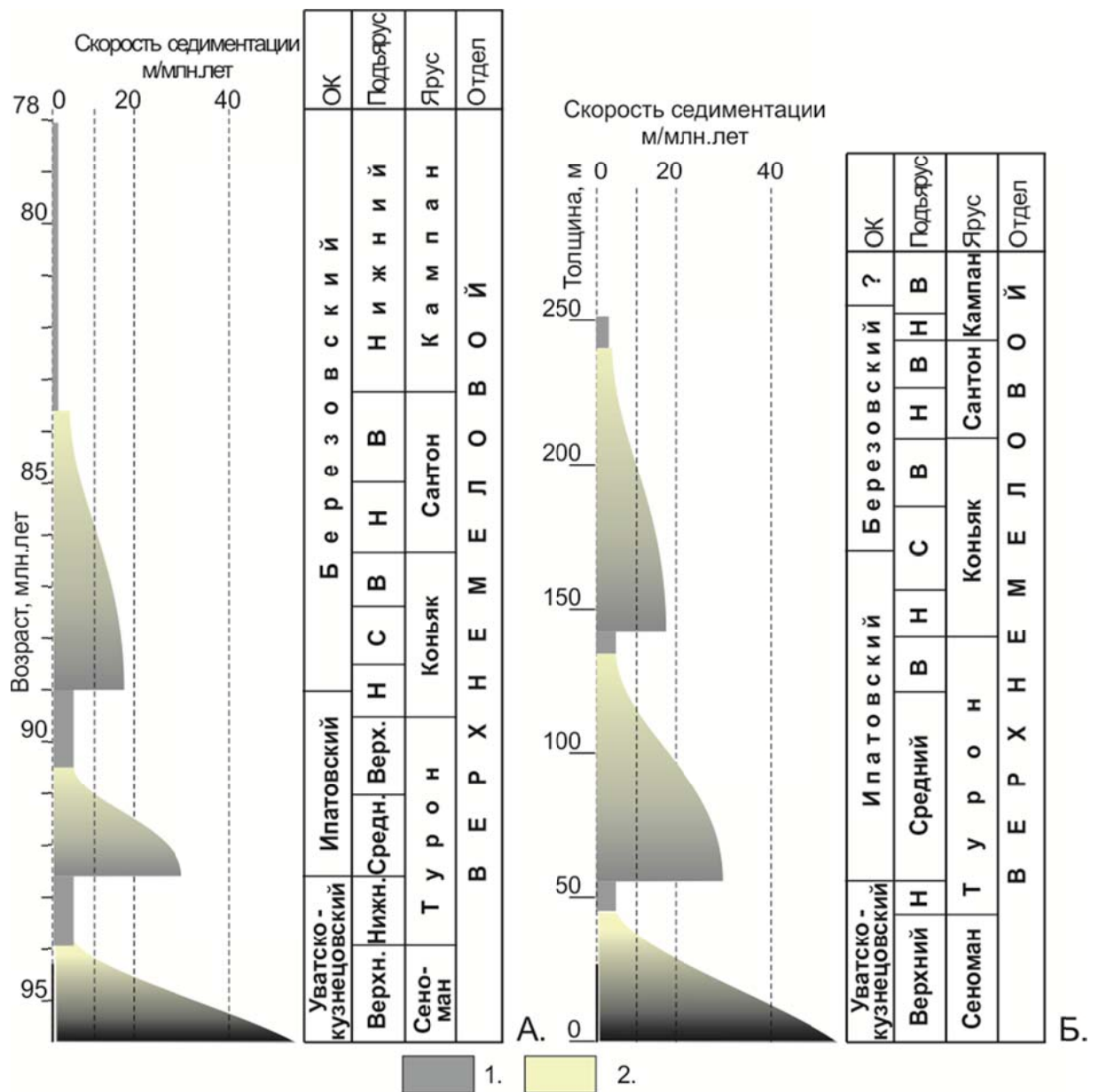


Рисунок 1. Осадочные комплексы верхнего мела восточной части Западной Сибири. Условные обозначения: 1 – глины; 2 – песчаники и алевриты. А – длительность формирования ОК (млн. лет); Б – мощность ОК (м)

Нижняя часть ОК сложена преимущественно псаммитовыми породами, верхняя – пелитовыми, с значительным содержанием биогенного материала. Кремнистые породы приурочены к верхней части комплекса.

ВЫВОДЫ:

1. Кремнистые отложения входят в состав верхних терминальных частей Ипатовского и Березовского ОК верхнего мела Западно-Сибирского осадочного бассейна.
2. Образование кремнистых пород в позднем мелу Западной Сибири связано с интервалами дефицита поступления терригенного осадка. Их формирование шло при скоростях седиментации не превышающих 5 м/млн. лет.
3. Условия, благоприятные для образования силицитов, периодически возникали в определенные интервалы геологического времени, на заключительной стадии седиментационных циклов. Кремнистые отложения наиболее характерны для верхнего сантона и нижнего кампана, так же известны в пограничном интервале турона и коньяка.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ушатинский И.Н. Состав и условия формирования кремнистых отложений Западной Сибири // Опалиты Западной Сибири. - Тюмень: ЗапСибНИГНИ. - 1986. - С.39-48.
2. Найдин Д.П., Беньямовский В.Н., Олферьев А.Г. и др. Опреснение позднемелового эпиконтинентального моря Восточно-Европейской платформы. Статья 1. Позднекампанское опреснение Ульяновского Саратовского участка моря // Бюлл. МОИП. Отд. геол. 2008. – Т. 83. – Вып. 1. – С. 60–71.
3. Агалаков С.Е., Кудаманов А.И., Маринов В.А.. Предпосылки к пересмотру региональной литофациальной и стратиграфической моделей кузнецовского и ипатовского горизонтов Западной Сибири» // Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа: материалы шестой науч.-практич. конф. - Ханты-Мансийск: «ИздатНаукаСервис». – 2017 – в печати.
4. Решения 5-го межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины. Тюмень, 1991.
5. Вассоевич Н.Б. К изучению слоистости осадочных горных пород. – Литологич. сб., II. – М.: Гостоптехиздат, 1948. – С. 24–34.
6. Вассоевич Н.Б. Слоистость и фации // Известия АН СССР. Сер. геол. – 1949. – № 2. – С. 129–132.
7. Бейзель А.Л. Аналогии континентальных поверхностей выравнивания в морских разрезах (на примере юры Западной Сибири) // Литосфера. – 2009. – С.103-108.
8. Лебедев М.В., Чернова Л.С. Фациальные модели терригенных отложений венда северо-востока Непско-Ботубинской антеклизы (Сибирская платформа) // Геология и геофизика. – 1996. – № 10. – С. 51–64.
9. Лебедев М.В. Фациальные несогласия в осадочных бассейнах // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2006. – № 10. – С. 62–68.
10. Catuneanu O. Principles of sequence stratigraphy. – Amsterdam: Elsevier, 2006. – 375 p.
11. Лебедев М.В. Фациальные серии в осадочных бассейнах // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – № 3. – С. 8–16.
12. Бейзель А.Л. Геоциклические критерии переходной зоны континент-море-перспективного объекта поисков месторождений УВ // ГЕО-Сибирь-2009. – Т. 2. – Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых: сб. материалов V Международного научного конгресса (Новосибирск, 20-24 апреля 2009 г.). – 2009б. – С. 153-157.

13. Бейзель А.Л. Изменение интенсивности сноса осадков – основной фактор образования осадочных комплексов (на примере юры Западной Сибири) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2006. – №5-6. – С. 34-44.
 14. Бейзель А.Л. Циклическое строение опорного разреза верхнего мела на р. Боярка и его значение для познания клиноформного комплекса неокома // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2014. X Междунар. науч. конгр. (г. Новосибирск, 8-18 апреля 2014 г.): Сб. материалов в 4 Т. 1. – 2014. – С. 3-6.
 15. Лебедева Н.К. Диноцисты и биостратиграфия верхнемеловых отложений севера Сибири. – Автореферат диссертации на соискание ученой степени д.г.-м.н. Новосибирск: ИНГГ. – 2008. – 41с.
-



Сергей Евгеньевич Агалаков. Кандидат геолого-минералогических наук, директор департамента ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень.



Кудаманов Александр Иванович. Кандидат геолого-минералогических наук, эксперт ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень.



Лебедев Михаил Валентинович. Доктор геолого-минералогических наук, старший эксперт ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень.



Маринов Владимир Аркадьевич. Кандидат геолого-минералогических наук, эксперт ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень.

УДК 551.3.051

ОСНОВНЫЕ АСПЕКТЫ ФАЦИАЛЬНО-ЦИКЛИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ТЕРРИГЕННЫХ РАЗРЕЗОВ (НА ПРИМЕРЕ ЮРЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ)

А.Л.Бейзель

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, г. Новосибирск

E-mail: beiselal@ipgg.sbras.ru

Фациально-циклический анализ рекомендует рассматривать каждую толщу как часть осадочного цикла. В юре Западной Сибири чередование глинистых и песчаных толщ образует разнопорядковые циклы, среди которых наибольший интерес представляют мезоциклы (регоциклиты – порядка горизонтов и пар горизонтов). В то же время имеются нарушения этой закономерности – свиты трехчленного строения, «одинокие» свиты и т.д. Эти нарушения по-разному проявляются в морской и континентальной фациальных областях. Их анализ помогает лучше понять общие закономерности строения разреза.

Ключевые слова: фациально-циклический анализ, циклогенез, свиты, горизонты, юра, Западная Сибирь.

Фациально-циклический анализ ориентирует нас на то, чтобы рассматривать каждую песчаную или глинистую толщу в составе осадочного цикла – циклита, секвенции, трансгрессивно-регрессивного цикла и т.д. То же самое относится и к литостратонам – свитам, горизонтам, сериям. Соответственно, циклическое строение должно быть отражено в региональной стратиграфической схеме. Между тем существующие схемы построены на традиционных принципах, трактующих каждый стратон как самостоятельную и самодостаточную единицу.

В основе предлагаемого подхода к фациально-циклическому анализу лежат представления о географическом цикле (ГЦ) как ведущем механизме циклогенеза в осадочной оболочке Земли. Большинство циклических явлений, наблюдаемых нами в разрезах (трансгрессии и регрессии, колебания уровня моря, перестройки структурного плана осадочных бассейнов, образование поверхностей несогласий, биотические кризисы и т.п.), так или иначе, являются производными циклов преобразования рельефа – его омоложения в результате быстрых тектонических процессов и длительного постепенного сглаживания за счет действия экзогенных процессов. В области сноса ГЦ выражается в виде поднятий и последующих эрозионных циклов, а в смежных осадочных бассейнах – в виде опусканий, после которых происходит заполнение образовавшихся емкостей проградирующими осадками без изменения уровня моря. Эпиконтинентальные моря мелеют преимущественно вследствие заполнения их осадками, а не в результате подъема коры или падения эвстатического уровня моря.

Основным рабочим алгоритмом в фациально-циклическом анализе является постулат о том, что континентальные осадочные серии сложены, как правило, прогрессивными циклитами (от грубых осадков к тонким, как прямая запись географического цикла), а в бассейновых разрезах преобладают рециклиты – «мелеющие вверх» циклы, образующиеся в результате проградации береговых фаций. В первом случае движущим

агентом перемещения и отложения осадков являются поверхностные водотоки, а во втором – волновая деятельность в прибрежной зоне. Береговая зона является барьером, в котором происходит инверсия осадочных циклов. При этом проциклиты соответствуют рециклитам, а ограничивающие их поверхности несогласия едины. Эти представления изложены в ряде работ автора [1-3 и др.].

Практическое применение этой методики наталкивалось на определенные трудности, связанные с необходимостью пересмотра некоторых сложившихся представлений о региональных закономерностях строения разрезов. Нужно было предложить соответствующий вариант стратиграфической схемы, а именно это автору до сих пор не удавалось. Объектом исследования автора является юра Западной Сибири, в которой есть свои преимущества и проблемные моменты. В юрское время западносибирский бассейн был еще достаточно молод, и происходило активное расширение осадочного чехла. В окраинной зоне чехла наилучшим образом проявляются «континентальные» закономерности географических циклов – здесь отчетливо проявлены прогрессивные циклиты. По мере выравнивания и «старения» рельефа, которое отчетливо проявилось уже на стадии накопления тюменской свиты средней юры, возникла обширная аллювиальная равнина, на которой широко меандрировали реки и тем самым первичная цикличность была уничтожена. В то же время в приемных эпиконтинентальных бассейнах цикличность выражена великолепно, и развитие здесь регрессивные мезоциклы (регоциклиты) могут служить эталоном для всех смежных и даже удаленных регионов. Проблема состоит в том, чтобы адекватно сопоставить указанные проциклиты континентальной зоны с рециклитами – морской.

Общеизвестно, что в существующей стратиграфической схеме юры Западной Сибири (РСС-2004) [4] отражено чередование глинистых и песчаных горизонтов, единых для всех фациальных областей (ФО) – морской, переходной и континентальной. Общее количество их в нижней и средней юре нечетное – песчаных пять, а глинистых четыре. Сразу ясно, что попарно они не раскладываются. Уже эти два обстоятельства противоречат географической модели циклогенеза. Глинистые толщи в континентальных циклах залегают сверху, а в морских внизу, песчаные горизонты, соответственно, наоборот: они в принципе не могут быть синхронными друг другу в разных ФО. Кроме того, имеются одиночные свиты и свиты трехчленного строения. В морской области трехчленной свитой была джангодская – ее в последнем варианте схемы успешно разделили. В континентальной ФО трехчленное строение имеют урманская и тюменская свиты, а тогурская свита, в отличие от своего морского аналога – китербютской свиты, песчаной пары не имеет, и такие свиты называются одиночными. Таким образом, уже на региональном уровне фациально-циклический анализ должен сказать свое слово в деле приведения слоистой системы к единому логически завершенному виду. Чтобы разобраться в этой ситуации, нужно сначала выделить циклиты, имеющие региональное значение, изобразив их прямо на схеме (**рисунок 1**). Хотя самих циклитов в РСС-2004 нет, в ней имеется множество явных и неявных признаков цикличности отложений.

то могут быть резкие изохронные нижние границы некоторых свит и постепенные скользящие верхние, описания пород в свитах – даже предельно краткие – иногда прямо говорят о циклических трендах и т.д.

В то же время, при выделении циклов возникают и заметные трудности, кроме перечисленных выше. Дело в том, что, во-первых, в схеме структурно-фациального районирования так называемая переходная ФО слишком велика – она обобщена для широкого возрастного интервала, и в каждом конкретном случае переходная зона становится на порядок уже. Во-вторых, как в переходной, так и в континентальной ФО в некоторых районах развиты откровенно морские толщи, требующие соответствующей циклической интерпретации.

Наиболее яркий пример в этом плане представляет собой тогурская свита. Ее стратотип (скв. Нововасюганская-2) находится на юго-востоке Западной Сибири, в Томской области. Эта территория, согласно районированию в РСС-2004, а также новейшим палеогеографическим картам [5], находится в пределах континентальной ФО. С другой стороны, известно, что в тогурской свите были сделаны находки морской фауны (двустворок), а также морского микрофитопланктона. Фациально-циклический анализ некоторых скважин этой территории показал, что у тогурской свиты имеется резкий нижний контакт и постепенный верхний, т.е. наблюдаются признаки опесчанивания вверх по разрезу. Это говорит о том, что включающий в себя тогурскую свиту циклит относится к бассейновому типу. Можно предположить, что это был крупный водный бассейн, сообщавшийся с морем на севере через систему проливов, наподобие современного Азовского моря. Геологическую ситуацию в целом можно интерпретировать как передовой прогиб, т.е. в плинсбахе юго-восточная предгорная часть Западной Сибири испытала большее прогибание, чем территория, прилегающая к Широтному Приобью. Для выяснения всей картины нужны более широкие исследования. В частности, необходимо выделить новую свиту песчаного состава непосредственно выше тогурской, которая будет относиться к надояхскому горизонту. В настоящее время эти песчаники относят к пешковской свите и ее аналогам. Однако пешковская свита представляет собой законченный проциклит с радомскими глинами в кровле, что свидетельствует о господстве континентального режима.

Предлагаемое автором решение представлено на рисунке 1. В морской фациальной области (ФО) здесь показаны рециклиты для всех горизонтов, кроме зимнего. В принципе, это не вызывает возражений. Изменения коснулись переходной и континентальной ФО. Анализ первой из них показал, что здесь преобладают проциклиты. Они ясно выражены во всем интервале, кроме тюменской свиты. Она также интерпретируется как проциклит, который хорошо выражен в области залегания свиты на палеозойском основании. Опесчанивание вверху может быть связано с внедрением морских фаций, которое имело место уже в конце тюменского времени.

Наибольшие изменения произошли в континентальной ФО. Здесь впервые выделяется морская фациальная подобласть, расположенная на юго-востоке Западной Сибири и совпадающая с территорией распространения тогурской свиты как таковой. В РСС-2004 для многих районов западной и центральной части Западной Сибири показаны глини-

стые пачки – аналоги тогурской свиты. Однако они входят в состав проциклитов и залегают в верхней их части. Таким образом, эти глинистые пачки не могут быть аналогами тогурской свиты – ни фациальными, ни возрастными. Еще один важный момент связан с поисками песчаной толщи, связанной с тогурской свитой. Если она трактуется как морская, то опесчанивание должно происходить вверх по разрезу. Анализ некоторых скважин (Южно-Пыжинская-1 и др.) показал, что такая толща имеется. В настоящее время она включается в состав вышележащей пешковской свиты и ее аналогов, однако там имеется поверхность несогласия, отделяющая пески «тогурской» свиты от базального слоя вышележащего проциклита. На ближайшее время ставится задача выделить новую свиту песчаного состава выше тогурской и дать ей название. Для этого необходима группа исследователей и соблюдение ряда требований стратиграфического кодекса по выделению новых свит.

Таким образом, вышеизложенное показывает большие возможности для фациально-циклического анализа разрезов, как на региональном, так и местном уровне. Этот метод обладает предсказательной силой – он указывает на пробелы в стратификации толщ, а также на несоответствия принятых интерпретаций общему циклическому подходу.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бейзель А.Л. Роль берега как барьерной зоны при формировании осадочной циклическости // Вестник Томского гос. университета, Серия «Науки о Земле». – 2008. – Т.1. - № 3. – С. 36-38.
 2. Бейзель А.Л. Изменения интенсивности сноса осадков – основной фактор образования осадочных комплексов (на материале юры Западной Сибири) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2006. - № 5-6. – С. 34-44.
 3. Бейзель А.Л. Модель формирования нефтегазового резервуара на основе концепции географического цикла // Известия Томского политехнического университета. – 2010. - Т. 316. - № 1. - С. 52-57.
 4. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г. (объяснительная записка) / Новосибирск, СНИИГГиМС – 2004. – 114 с.
 5. Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В., Шурыгин Б.Н., Вакуленко Л.Г., Гайдебурова Е.А., Данилова В.П., Казаненков В.А., Ким Н.С., Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян П.А. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде // Геология и геофизика. – 2013. - Т. 54. - № 8. – С. 972-1012.
-



Бейзель Александр Леович. Кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории палеонтологии и стратиграфии мезозоя и кайнозоя Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука (ИНГГ СО РАН).

УДК 552.14/51:551.76(571.1)

РОЛЬ ПОСТСЕДИМЕНТАЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ В ФОРМИРОВАНИИ И ИЗМЕНЕНИИ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ МЕЗОЗОЙСКИХ ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД ЗАПАДНОЙ СИБИРИ (ИСТОРИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ)

Л.Г. Вакуленко

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН

E-mail: vakylenkolg@ipgg.sbras.ru

Сделан исторический обзор публикаций, направленных на изучение постседиментационных изменений мезозойских терригенных пород Западной Сибири и их влияния на коллекторские свойства. Выделено четыре этапа развития этого направления. Кратко рассмотрены основные результаты и выводы, полученные разными авторами по закономерностям процессов уплотнения, аутигенного минералообразования, перераспределения вещества, структурно-минералогических преобразований, стадийному и наложенному эпигенезу.

Ключевые слова: постседиментационные изменения, коллекторские свойства, терригенные резервуары, мезозой, Западная Сибирь

Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) алеврито-песчаных пород формируются и изменяются на всех стадиях литогенеза, поэтому выявление определяющей роли седиментационных или постседиментационных факторов, а также направленности их влияния является важнейшей задачей литологических исследований. История таких исследований в Западной Сибири тесно связана с этапами освоения Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Первый этап – конец 40-х - 60-е годы XX в. Начало изучения литологии мезозойских отложений приурочено к концу 1940-х годов, когда в Западной Сибири начали разворачиваться полномасштабные геологоразведочные работы на нефть и газ, и на юге были заложены первые опорные глубокие скважины. В составах специализированных геологических и геофизических предприятий, созданных в г.г. Новосибирске и Тюмени, были и коллективы специалистов-литологов, яркими представителями которых являлись В.П. Казаринов, Т.И. Гурова, Ф.Г. Гурари, Г.Н. Перозио в СНИИГГиМСе; Ф.С. Бузулуцков, З.Я. Сердюк в Западно-Сибирском геологическом управлении. Наряду с производственными организациями к поисково-разведочным работам, проводимым на территории Западной Сибири, привлекаются научные коллективы из центральных институтов (ВСЕГЕИ, НИИГА, ВНИГРИ, ИГИРГИ), Академии наук СССР и ее филиалов (Западно-Сибирского и Уральского).

Представления о литологии и обстановках формирования мезозойских отложений Западно-Сибирской низменности были опубликованы в многочисленных журнальных статьях, сборниках и ряде монографий. Однако, проблема постседиментационных изменений пород обсуждается лишь в публикациях узкого круга исследователей: наиболее детально и разносторонне она рассмотрена в работах Г.Н. Перозио с соавторами [1-5 и др.], выполнивших комплексные исследования юрских и меловых отложений центральной и юго-восточной частей Западной Сибири в интервале глубин 1500-3000 м.

Остановимся на результатах немного подробнее, т.к. они во многом предопределили дальнейшее развитие этого направления. Часть их вошла в первый, посвященный указанной проблеме, сборник 1967 года «Постседиментационные преобразования осадочных пород Сибири», а все основные – в знаменитую монографию Галины Николаевны [6]. Было замечено, что постседиментационные преобразования идут быстрее в алевроито-песчаных породах, чем в глинистых. Для них выделено 4 зоны эпигенетических изменений со своим набором аутигенных минералов и вариациями значений физических/петрофизических параметров, отнесенные к стадиям начального и глубинного эпигенеза. Установлена общая потеря пористости в связи с развитием процессов эпигенеза и указано на то, что выявленная зональность может иметь практическое значение при поисках пород-коллекторов нефти и газа. Большое внимание Г.Н. Перозио уделила аутигенному минералообразованию. Ею описано более 15 аутигенных минералов – их типоморфные особенности, приуроченность к определенной стадии, последовательность формирования. Во многих статьях приводятся стадийные генетические ряды. Большинство этих минералов формирует разнообразные типы цемента алевроито-песчаных пород, детально охарактеризованные в рассматриваемых публикациях, а как было подмечено классиками (А.Г. Коссовской, В.Д. Шутовым, Н.В. Логвиненко), преобразование пород начинается с изменения цемента.

Наиболее распространенными минералами цементов изученных пород являются полистадийные карбонаты, а среди них кальцит разных генераций. Г.Н. Перозио считает, что формирование многих аутигенных минералов, в том числе, и карбонатов, связано с растворами, циркулирующими по проницаемым породам и системам трещин. Для обломочной части ею описаны разнообразные изменения породообразующих компонентов. Еще один вопрос, который рассмотрен в работах Г.Н. Перозио, это изменения характера межзерновых контактов в обломочной части терригенных пород и факторы, их обуславливающие. Если на ранних этапах эпигенеза изменения в поровом пространстве происходят в основном за счет выполнения его цементом, то в глубинном эпигенезе - за счет уплотнения обломочного каркаса. Усовершенствовав методику Дж. Тейлор, Г.Н. Перозио использовала наблюдения над межзерновыми контактами для количественной оценки интенсивности эпигенеза изучаемых отложений по структурным параметрам, постоянно подчеркивая, что она зависит от состава пород (снижаясь при обилии первичного глинистого цемента и насыщении УВ на ранних стадиях литогенеза), мощности слоя (снижаясь в средних частях мощных выдержанных пластов). Эта избирательность эпигенеза позволяет искать коллекторы и в зонах глубинного эпигенеза, поэтому Галина Николаевна цитирует В. Энгельгардта [7], считающего, что нельзя указывать глубину, ниже которой исключено существование пористого песчаника.

Отметим результаты исследования Г.Э. Прозоровича, рассмотревшего постседиментационные изменения мезозойских нефтегазоносных отложений Широкого Приобья [8, 9]. В его публикациях акцент сделан на аутигенное минералообразование в водоносных и нефтеносных пластах, в последних оно приостановлено приходом нефти. Таким образом, по содержанию некоторых аутигенных минералов, а также пелитизиро-

ванных полевых шпатов можно оценить время формирования месторождений нефти. В нижнемеловых отложениях Широкого Приобья на глубине 2400-2500 м установлена граница резкого уменьшения проницаемости песчаников, которая увязана с ростом процента выпукло-вогнутых межзерновых контактов.

Завершился рассматриваемый этап появлением монографии О.А. Черникова «Преобразование песчано-алевритовых пород и их пористость» [10], основанной на результатах большого объема петрографических исследований тюменской свиты Среднего Приобья. Автор считает, что все постседиментационные изменения происходят в результате действия механических (уплотнение) и химических (аутигенное минералообразование и коррозия) процессов. Описаны аутигенные минералы, намечена этапность их формирования и влияние на пористость пород. Определена последовательность проявления изменений, которые соотнесены со стадиями диагенеза и катагенеза. Значения открытой пористости находятся в обратной зависимости от степени их преобразования. Для оценки стадии преобразования предлагается использовать коэффициент метаморфичности. В отличие от механических процессов, для которых форма и состав обломков песчаников устанавливают предел уменьшения пористости, химические процессы могут привести к полному ее уничтожению. В то же время О.А. Черников обращает внимание на то, что иногда глубокое преобразование оказывает положительное влияние на пористость пород. Так в результате раскристаллизации хлорита в тюменских песчаниках происходит увеличение свободного порового пространства, но подобные случаи редки и не представляют практического интереса. Последнее положение автора будет неоднократно оспорено в публикациях других авторов.

Второй этап литологических исследований (70-80-е годы) связан с активным непрерывным бурением на территории Западно-Сибирской плиты (ЗСП), объемы которого в этот период были максимальными. Для поиска неантиклинальных ловушек стали широко привлекаться и результаты литолого-фациальных исследований, которые давали возможность более обоснованно прогнозировать закономерности распространения алеврито-песчаных тел. Эти результаты были опубликованы в многочисленных статьях, целом ряде сборников и монографий.

Монография исследователей ЗапСибНИГНИ [11], рассматривающая вопросы литологии нефтегазоносных меловых отложений ЗСП (глубины 400-3020 м), содержит разделы и по эпигенезу пород. Большое внимание уделено описанию различий эпигенетического уплотнения и аутигенного минералообразования в водоносных, нефтеносных и газоносных гранулярных коллекторах. Рассмотрено влияние этих процессов на ФЕС песчано-алевритовых пород. Авторы считают, что эпигенетические изменения прежде всего и сильнее всего сказываются на проницаемости. Ими, одними из первых для объектов ЗСП, проведена статистическая обработка материала для установления количественных зависимостей между 3 группами параметров пород-коллекторов: фильтрационные свойства (проницаемость), эпигенетические преобразования (количество выпукло-вогнутых межзерновых контактов и количество регенерированных зерен кварца и полевых шпатов) и седиментационные особенности (медианный размер об-

ломков). Для изученных песчаников до глубины < 2200 м коллекторские свойства предопределяются седиментационными особенностями. С глубин 2300-2400 м фильтрационная характеристика песчаников с малым содержанием глинистого цемента начинает зависеть, главным образом, от степени их уплотнения.

Новым направлением, активно развиваемым на этом этапе Р.С. Сахибгареевым (ВНИГРИ), стало изучение вторичных изменений коллекторов в процессе формирования и разрушения залежей, результаты которого опубликованы с соавторами в серии статей и монографии [12-14 и др.]. В качестве объекта исследования были, в том числе, нефтегазоносные полимиктовые песчаники неокома Среднего Приобья. Установлено явление разуплотнения терригенных нефтемещающих коллекторов в процессе многоэтапного формирования нефтяных залежей. Оно вызвано растворением минералов продуктами окисления нефтей в переходных частях прогрессивных древних ВНК. Сопровождающий процесс – пелитизация полевых шпатов. В зоне растворения пористость пород увеличивается до 1,5-2 раз, а проницаемость – на порядок. Развитие аутигенного кварца на ВНК в терригенных коллекторах ЗСП обсуждается также в работах И.Н. Ушатинского и О.Г. Зарипова [15], примеры кальцитовой цементации - у Ю.В. Щепеткина [16, 17 и др.].

В 1976 г сотрудниками ВНИГРИ под руководством Б.А. Лебедева опубликована монография «Влияние эпигенетических процессов на параметры коллекторов и покрышек в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности» [18], в дальнейшем дополненная им результатами органической и неорганической геохимии, гидрогеологии, нефтяной и рудной геологии [19]. Пожалуй, впервые эпигенетические изменения осадочных пород четко подразделены на стадийные, вызванные постепенным возрастанием глубин залегания, пластовых давлений и температур, и наложенные, обусловленные воздействием флюидов, поступающих в породы из внешних источников. Самым важным стадийным минералогическим процессом, определяющим ухудшение коллекторских свойств, является замещение обломков глинистыми минералами и переход их в состав цемента. Второй стадийный процесс, систематически сокращающий поровое пространство, - структурные преобразования, ведущие к замене первичных межзерновых контактов вторичными (внедрения). Не установлено ни одного стадийного процесса, который приводил бы к улучшению коллекторских свойств. Ряд различных минералого-геохимических процессов рассматривается авторами как проявления наложенного эпигенеза, приводящего к возникновению афациальной горизонтальной минералогической зональности. При этом часть из них (каолинизация, хлоритизация слюд и изменение состава хлоритов) сопровождается растворением и выносом исходных компонентов, а также образованием вторичной пористости. Другая же часть (карбонатизация, регенерация кварца, образование цеолитов) – привнесением вещества и заполнением пор хемогенными цементами. Отмечается, что различить некоторые процессы, проявляющиеся как в стадийном, так и в наложенном эпигенезе, часто невозможно, т.к. их основные аутигенные минералы практически одинаковы (глинистые минералы, карбонаты и различные полиморфные модификации кремнезема). Этот вывод

несколько снижает индикаторные возможности некоторых минералов, как показателей определенных стадий. Картирование авторами значений проницаемости песчаников разных продуктивных пластов в наиболее изученных районах ЗСП показало наличие линейных зон повышенной проницаемости и определенных минералогических изменений, возникновение которых обусловлено наложенным эпигенезом и, вероятно, связано с размещением разломов.

Примером процессов наложенного эпигенеза могут служить описанные А.А. Розиным и З.Я Сердюк [20] в нижнемеловых отложениях Межовского района (юг ЗСП) преобразования минералогического состава пород, происходящие под влиянием миграции вдоль разломов глубинного углекислого газа, залежи которого обнаружены в юрских отложениях. Минералогические аномалии характеризуются резким изменением состава руководящих акцессорных и породообразующих минералов. Наблюдается интенсивная кальцитизация и каолинитизация пород, образование вторичных титанистых минералов (лейкоксен, анатаз), повышенного содержания пирита. В рассматриваемом районе установлены повышенные значения температуры (до 90-100°), играющей важную роль в преобразовании пород. Детальное исследование вторичных карбонатов, развитых в трещинах преимущественно алеврито-глинистых пород и порых алеврито-песчаных пород палеозоя, юры и неокома, показало большое их разнообразие, уменьшающееся вверх по разрезу: кальцит трех групп, доломит, анкерит двух групп, сидерит двух групп [21]. Карбонаты, присутствующие в порых терригенных пород, формируют базальный и поровый цементы, проявленные локально в пределах месторождений.

Многочисленные публикации рассматриваемой направленности вышли в этот период у исследователей из Тюмени (ЗапСибНИГНИ). В обобщающей монографии [15] И.Н. Ушатинский и О.Г. Зарипов рассмотрели минералого-геохимические показатели, присущие продуктивным и непродуктивным отложениям мезозоя ЗСП, вскрытым в интервале глубин 700-3200 м. В том числе, ими был обсужден вопрос влияния катагенеза на коллекторские свойства пород. Признается, что воздействие процессов уплотнения и минерального аутигенеза пород неравномерно и часто противоположно по знаку. Стремлению основных катагенетических факторов (давление, температура, время) ликвидировать поровое пространство противостоят тормозящие аутигенез силы (влияние УВ, разуплотнение пород углекислотой и УВ, растворение, превращения минералов и др.), действие которых приводит в определенных условиях к улучшению коллекторских свойств. Детально изучены и установлен стадийный ряд аутигенных минералов песчано-алевритовых пород. Время возникновения большинства новообразований раннеэпигенетической генерации совпадает с началом формирования залежей, а более поздних – со стабилизацией контактов нефть (газ) – вода и преобразованием УВ в залежах. Уплотнение отложений приводит к сближению, деформации зерен, внедрению их друг в друга, а отсюда и к сокращению порового пространства. В изученных районах лишь с глубин 2,7-2,9 км начинают преобладать (более 60%) выпукло-вогнутые межзерновые контакты. До этих глубин в песчаниках превалируют изометричные поры с размером лишь в 1,5-2 раза меньше среднего диаметра зерен. Глубже происходит суже-

ние пор, они приобретают извилистые очертания. На глубинах свыше 3 км размер пор обычно в 2-4 раза меньше диаметра обломочных зерен. Основной закономерностью высокопроницаемых коллекторов ЗСП является доминирование в их цементе катагенетического порового каолинита, частично хлорита. Особо отрицательную роль играет монтмориллонит. Улучшение ФЕС связано с превращением последнего в гидрослюду или хлорит. В целом степень совершенства структуры и морфологии аутигенных минералов в нефтеносных породах ниже, чем в водоносных. Максимальное количество аутигенных минералов приурочено к зонам ВНК, ГНК залежей (минералогические ореолы).

Другие известные исследователи из ЗапСибНИГНИ А.И. Сидоренков и В.Н. Высоцкий в 70-80-е годы опубликовали целый ряд статей, касающихся конкреционного анализа нефтегазоносных отложений ЗСП. В числе различных нефтегеологических задач, которые решаются ими с применением этого анализа, есть и изучение влияния процессов карбонатного конкрециеобразования на коллекторские свойства пород. В общем виде упомянутые процессы выражаются в локальной литификации осадков/пород, существенно снижая их коллекторские свойства. Последние зависят от степени заполнения цементом порового пространства. Так, при содержании карбонатной составляющей более 25% породы часто становятся практически непроницаемыми. Выявленные тесные корреляционные зависимости между коэффициентами конкрециенности и коллекторскими свойствами вмещающих пород дают возможность приближенно оценивать их пористость и проницаемость и создавать более точную модель строения резервуара [22].

В отдельный этап выделены 90-е годы, характеризовавшиеся сильным сокращением объемов бурения и фактическим сворачиванием геологоразведочных работ в некоторых районах ЗСП. Небольшое количество публикаций, содержащих результаты изучения постседиментационных изменений, вышло по юго-востоку ЗСП, где активно начали работать томские литологи, изучавшие преимущественно юрские отложения, в первую очередь, келловей-оксфордский продуктивный горизонт Ю₁, являющийся основным объектом поисково-разведочных работ в Томской области. (Жуковская и др., 1999; Краснощекова, 1998; Недоливко, Симанова, 1991; Цибулькикова, 1998). Максимальное развитие эти работы получили уже в 2000-е годы.

Яркой особенностью этого этапа было появление работ с результатами изучения юрских коллекторов глубоководных горизонтов севера ЗСП. В монографии исследователей ИГиРГИ М.С. Зонн и А.Д. Дзюбло [23] рассмотрены отложения в интервале глубин ниже 3500, до 5000 м. Авторами подтверждено наличие низкопроницаемых коллекторов сложного строения ниже 4000 м. Для Уренгойского района зоны разуплотнения, связываемые с появлением в цементе аутигенной удлиненно-пластинчатой гидрослюды, отмечены на глубинах 3700-4000 и 4250-4800 м. Пробуренная Тюменская сверхглубокая скважина ТСГ-6 дала возможность проследить изменения терригенных отложений до глубины 6509 м. Коллективы нескольких научных институтов и научно-производственных предприятий, занимавшихся комплексным анализом керна, издали ряд статей и сборник с результатами петрофизических, минералого-

петрографических и геохимических исследований: ГИНа и МГУ во главе с О.В. Япаскуртом, ИГиГ СО РАН во главе с Ю.П. Казанским, Л.В. Сиротенко (КамНИИКИГС, г. Пермь) и др. Стадиальный анализ терригенных пород нижней-средней юры и триаса наиболее детально разработан О.В. Япаскуртом [24, 25 и др.]. Установлено, что они претерпели многоэтапные постседиментационные преобразования, свойственные региональному позднему катагенезу, раннему метагенезу, а также наложенному локально-регрессивному эпигенезу. Выделено 7 этапов аутигенного минерагенеза и изменения пористости песчаников раннего мезозоя. Показано, что глубже 4,9-5,0 км изменения физико-механических свойств терригенных пород утрачивают характер прогрессирующего уплотнения вниз по разрезу. В частности, возле интервалов 5,4-5,7 и 6,2 км зафиксированы значения аномально повышенной пористости песчаников – более 10-12%. Некоторые процессы литогенеза как бы «затормаживали» уплотнение благодаря возникновению вторичной пористости различных типов: растворения, расслоения, трещинной и межкристаллической.

В качестве интереснейшего и важнейшего объекта, активно обсуждавшегося на этом этапе, были нижнеюрские отложения запада Среднеширотного Приобья, где в шеркалинской свите были открыты крупнейшие залежи УВ – знаменитое Талинское месторождение. По поводу происхождения шеркалинских коллекторов фигурировали 2 точки зрения [26, 27 и др.]. Тюменские специалисты В.И. Белкин и А.К. Бачурин (1990), Р.А. Абдуллин (1991), М.Ю. Зубков с соавторами (1991), А.Е. Лукин и О.М. Гарипов (1994) считали, что резкое улучшение ФЕС пород продуктивных пластов ЮК₁₀ и ЮК₁₁ связано с их гидротермальной проработкой. При этом происходит разрушение неустойчивых минералов и складывается диккит-каолинит-кварцевая ассоциация. В результате возникает вторичная пористость и формируется порово-кавернозный коллектор, который может быть отнесен к новому классу вторичных коллекторов гидротермального происхождения. Новосибирские исследователи под руководством Ю.П. Казанского и А.Э. Конторовича (1993, 1995), детально описав разнообразные постседиментационные изменения, выделяют те из них, которые улучшают ФЕС. В первую очередь, это процессы растворения, которые могут захватывать все компоненты породы, при этом имеется ввиду и циркуляция пластовых, видимо, разогретых вод. Однако, более низкая структурная упорядоченность шеркалинского диккита по сравнению с описанными гидротермальными не позволяет считать его индикатором гидротермального воздействия.

2000-е годы характеризуются определенным своеобразием, присущим началу общего подъема геологической науки. Более широкое применение аналитических методов, основанных на современной приборной базе, разнообразных компьютерных технологий позволило выполнять более детальные и тонкие исследования кернового материала, использовать при интерпретации материалы геофизических исследований скважин, массовые анализы петрофизических свойств пород-коллекторов и т.д. В этот этап активно развивается флюидодинамическое направление. Исследователи Саратовского университета под руководством А.Д. Коробова издали целый цикл работ, посвященный

роли гидротермальных процессов в эпигенетических изменениях мезозойских пород-коллекторов ЗСП [28-30 и др.]. Так нижнеюрские коллекторы Талинского месторождения рассматриваются ими как геодинамическая аномалия – породы, подвергшиеся глубоким гидротермальным преобразованиям, сформировавшим диккит-каолинит-кварцевые метасоматиты, со сложнопостроенным пустотным пространством и широким развитием крупных пор и каверн. Явления разуплотнения обусловлены растворением неустойчивых терригенных минералов и их частичным замещением, в одних случаях, каолинитом и диккитом, а в других – карбонатами. Коллекторы шеркалинской свиты вторичные, сформированы в раннюю (прогрессивную) стадию тектоногидротермальной активизации под действием агрессивных горячих (260-280°) растворов, которые, наряду с CO₂, были обогащены H₂SO₄. Условия высокой тектонической напряженности, резкого пульсирующего режима стресса, высокой агрессивности растворов контролировали стремительную смену кислотности-щелочности, состава и температуры растворов, что приводило к быстрой кристаллизации и возникновению высокодисперсных кварца, адуляра, каолинита, диккита, а также аморфного опала. Таким образом, коллекторы обязаны своим происхождением сернокислотному выщелачиванию и отнесены к формации вторичных кварцитов или формации сернокислотного выщелачивания. Авторы подчеркивают, что в шеркалинских терригенных породах происходит полная замена терригенной ассоциации минералов на гидротермальную. В позднюю (регрессивную) тектоногидротермальную стадию происходило заполнение их нефтью. При ослабевании всех вышеуказанных условий осуществлялось медленная кристаллизация из разбавленных растворов диккита, триклинного каолинита и кварца, отличающихся идиоморфизмом, очень большими размерами кристаллов и структурным совершенством решеток. Подобный подход реализован для нижнемеловых отложений Большехетской синеклизы. В некоторых случаях гидротермальная природа наложенных (эпигенетических) процессов определяется авторами по чужим опубликованным материалам – юра, мел юго-востока ЗСП. В целом, как написано в одной из аннотаций к статье названных авторов, «разработана логичная и последовательная теория...», «разработана универсальная минералого-катагенетическая шкала...». Однако, не понятен масштаб процессов – насколько глобальными могут быть выводы по единичным участкам, с которыми работали авторы? Второй настораживающий момент – говоря о зональности аутигенного минералообразования, авторы сравнивают в одном ряду минералы заведомо разных стадий и разного генезиса, например, диагенетический сидерит, связанный с условиями седиментации и катагенетический (эпигенетический) кальцит, часто афациальный.

В 2000-е годы активно публикуются томские исследователи (ТПУ, ТГУ, ТО СНИИГиМСа). Хорошая разбуренность территории Томской области, условия, созданные здесь для хранения и работы с керном, позволили получить качественные результаты комплексного изучения пород-коллекторов различных месторождений, преимущественно горизонта Ю₁. Здесь в первую очередь отмечу работы Н.М. Недоливко с соавторами [31-33 и др.]. В них четко разделены диагенетические, катагенетические (стадии-

альные) и наложенные эпигенетические процессы. Установлено, что закономерности распространения коллекторов различного качества по латерали и вертикали определялись, в первую очередь, условиями седиментогенеза. Диагенетические и катагенетические процессы, приводящие к сокращению порового пространства и ухудшению сообщаемости пор, носят унаследованный характер и существенно не меняли указанных закономерностей. Однако, широкий спектр наложенно-эпигенетических изменений, обусловленный влиянием дизъюнктивной тектоники и УВ залежей, привел к растворению компонентов и улучшению качества коллекторов в одних участках (вблизи разломов, внутри контура УВ залежи, в приконтурной зоне ВНК), их переотложению и цементации – в других. Установлены минеральные индикаторы различных стадий постседиментационного преобразования, более детально рассмотрены морфология, состав, распространение и масштабы образования постседиментационных карбонатов (как стадийных, так и наложенных).

Для хорошо изученного на территории Томской области келловей-оксфордского нефтегазоносного горизонта Ю₁ Е.А. Жуковской с соавторами охарактеризованы особенности постседиментационных изменений пород-коллекторов, установлена зональность стадийного аутигенного минералообразования, количественно оценены масштабы диагенетического и катагенетического минералообразования. Установлены наложенные постседиментационные процессы, обусловленные тектоническим фактором и влиянием залежей УВ [34, 35 и др.]. Обсуждено влияние вторичных процессов на коллекторские свойства продуктивных пластов, в частности, для Крапивинского месторождения определена решающая роль в возникновении повышенных ФЕС процессов порового выщелачивания [36].

Интересные работы по геохимии наложенно-эпигенетических процессов выполнены в ТПУ и ТО СНИИГГиМСе под руководством Н.Ф. и Ю.М. Столбовых [37, 38 и др.]. В них рассмотрены геохимические и минералогические преобразования в системе «порода-вода» с позиций углекислотного метасоматоза. На основе изучения проявления процессов наложенного эпигенеза в юрских коллекторах месторождений Томской области и ачимовских коллекторах Уренгойского месторождения авторами установлена связь зон разуплотнения пород-коллекторов с отрицательными литогеохимическими аномалиями, выделенными по величине U/Al_2O_3 , которая может служить геохимическим критерием прогноза зон распределения улучшенных коллекторов.

Завершает представленный краткий обзор обращение к работам Е.А. Предтеченской, продолжившей дело своего Учителя – Г.Н. Перозио. В 2000-е годы ею был издан ряд публикаций [39-42] и подготовлен обобщающий труд, защищенный в качестве докторской диссертации, включивший результаты многолетних исследований катагенетических преобразований нижне-среднеюрских нефтегазоносных отложений ЗСП. На основе комплекса литолого-минералогических и геохимических критериев, а также количественных характеристик структурно-минералогических изменений пород созданы схемы катагенетической зональности нижне-среднеюрских разрезов для всех структурно-фациальных зон ЗСП. Выявлены и закартированы катагенетические аномалии, свя-

занные с зонами глубинных разломов и повышенной тектонической активности, в ряде случаев совпадающие с аномалиями катагенетической превращенности ОВ, температурными и гидро-геохимическими. Индикаторами катагенетических аномалий, наряду с повышенными концентрациями аутигенных минералов, появлением минералов, не типичных для данных глубин, служит несовпадение границ между зонами катагенеза, установленными по структурно-минералогическим индикаторам и по степени катагенеза ОВ. Указаны глубины распространения первичных гранулярных коллекторов, различные для разных зон, характеризующиеся скачкообразным снижением открытой пористости. Ниже появляются трещинно-поровые, вторичные поровые (иногда кавернозно-поровые) и трещинные коллекторы. Охарактеризованы процессы, приводящие к появлению зон разуплотнения на современных и древних ВНК, на больших глубинах под воздействием низкоминерализованных возрожденных или элизионных вод и в участках дизъюнктивных нарушений при подтоке гидротермальных растворов, обогащенных CO_2 . Автор подчеркивает, что при прогнозе зон улучшенных коллекторов, наряду с изменениями регионального характера, необходимо учитывать и поисковые критерии зон разуплотнения.

Работа продолжается. Дальнейшие перспективы развития этого направления связаны с комплексированием методов (литохимических, изотопно-геохимических, детальной ультрамикроскопии и пр.), обеспеченных новейшим оборудованием. Весьма актуальным представляется использование широкого спектра геофизических методов для установления различных видов зональности. Очень важным является решение организационных вопросов, направленных на усиление взаимодействия широкого круга производственных, академических и научно-образовательных организаций в сфере исследований вещественного состава и петрофизических свойств резервуаров.

ЛИТЕРАТУРА

1. Перозиио Г.Н. Эпигенетическая зональность в терригенных породах мезозоя центральной части Западно-Сибирской низменности // Докл. АН СССР. – 1960. - Т. 135. - №5. - С. 240-245.
2. Перозиио Г.Н. Эпигенетические преобразования в песчаниках и алевролитах юры и мела Западно-Сибирской низменности / Литология и полезные ископаемые. – 1966. - №3. - С. 58-70.
3. Перозиио Г.Н. Вторичные изменения мезозойских отложений центральной и юго-восточной части ЗСН // Постседиментационные преобразования осадочных пород Сибири. - М.: Наука, 1967. - С. 5-69.
4. Перозиио Г.Н. Катагенез и глубинный эпигенез в гранулярных коллекторах нефти Усть-Балыкского месторождения // Постседиментационные преобразования осадочных пород Сибири. - М.: Наука, 1967. - С. 70-98.
5. Перозиио Г.Н., Мандрикова Н.Т. Геохимия малых элементов в карбонатный этап начального эпигенеза // Вопросы литологии и геохимии Сибири. - Новосибирск: СНИИГГиМС. - 1967. - С. 102-114.
6. Перозиио Г.Н. Эпигенез терригенных осадочных пород ЗС низменности. - М.: Недра, 1971. - 159 с.

7. Энгельгардт В.В. Поровое пространство осадочных пород.– М.: Недра, 1964. – 235 с.
8. Прозорович Г.Э. Соотношение минералов титана как показатель времени формирования Усть-Балыкского месторождения нефти (Западная Сибирь) // Докл. АН СССР. - 1966. - Т. 168. - №3. - С. 650-653.
9. Прозорович Г.Э., Валюженич З.Л. Регенерация кварца и пелитизация полевых шпатов в нефтеносных и водоносных песчаниках Усть-Балыкского месторождения нефти (ЗС) // Докл. АН СССР. – 1966. – Т. 168. - №4. - С. 893-895.
10. Черников О.А. Преобразование песчано-алевритовых пород и их пористость. - М.: Наука, 1969. - 120 с.
11. Прозорович Г.Э., Зарипов О.А., Валюженич З.Л. Вопросы литологии нефтегазонасыщенных отложений центральных и северных районов Западно-Сибирской низменности. - Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1970. - 185 с.
12. Сахибгареев Р.С. Эпигенез юрских и меловых отложений центральной части Западно-Сибирской низменности // Советская геология. - 1970. - №5. - С. 143-146.
13. Сахибгареев Р.С. Изменения коллекторов на ВНК // Докл. АН СССР. - 1983. - Т. 271. - №6. - С 1456-1460.
14. Сахибгареев Р.С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. - Л.: Недра, 1989. - 260 с.
15. Ушатинский И.Н., Зарипов О.Г. Минералогические и геохимические показатели нефтегазонасыщенности мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты. - Свердловск: Средне-Уральское кн. изд-во, 1978. – 208 с.
16. Щепеткин Ю.В. О карбонатной цементации пород в зонах водо-нефтяных контактов / Геохимия нефтей и битумов верхнеюрских и нижнемеловых отложений Тюменской области. - Тюмень: ЗапСибНИГНИ. - 1970. - С. 170-183.
17. Щепеткин Ю.В. Вторичное изменение осадочных пород в процессе формирования УВ скоплений / Геохимия процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления в мезозойских отложениях ЗС. - Тюмень: ЗапСибНИГНИ. - 1986. - С. 68-71.
18. Влияние эпигенетических процессов на параметры коллекторов и покрышек в мезозойских отложениях ЗСН. - Л.: Недра, 1976. - 132 с.
19. Лебедев Б.А. Геохимия эпигенетических процессов в осадочных бассейнах. - Л.: Недра, 1992. - 239 с.
20. Розин А.А., Сердюк З.Я. Преобразование состава подземных вод и пород ЗСП под воздействием глубинного углекислого газа // Литология и полезные ископаемые. – 1970. - №4. - С. 102-113.
21. Сердюк З.Я., Эренбург Б.Г. О составе вторичных карбонатов, развитых в трещинах и порах пород фундамента и осадочного чехла Обь-Иртышского междуречья // Литология и геохимия мезозойских отложений Сибири. - Новосибирск: СНИИГ-ГиМС. - 1972. - С. 87-91.
22. Сидоренков А.И., Высоцкий В.Н. Применение конкрециологии при изучении нефтегазонасыщенных формаций // Конкреционный анализ углеродсодержащих формаций. - Тюмень: ЗапСибНИГНИ. - 1985. - С. 18-43.
23. Зонн М.С., Дзюбло А.Д. Коллекторы юрского нефтегазонасыщенного комплекса севера Западной Сибири. - М.: Наука, 1990. - 88 с.
24. Япаскurt О.В., Горбачев В.И. Литогенетические факторы формирования глубокой пористости отложений палеодельты (в низах разреза Тюменской скважины) // Докл. АН СССР. – 1997. - Т. 353. - № 2. - С. 241-245.
25. Япаскurt О.В., Косоруков В.Л., Золотарев Д.А. Особенности литогенеза докайнозойских дельтово-морских комплексов в бассейнах разных типов (север Сибири). Сообщение 1. Бассейн с близкой к компенсационной седиментацией в Колтогор-

- ско-Уренгойском прогибе // Литология и полезные ископаемые. – 1997. - №1. - С. 36-47.
26. Зубков М.Ю., Дворак С.В., Романов Е.А., Чухранцева В.Я. Гидротермальные процессы в шеркалинской пачке Талинского месторождения (Западная Сибирь) // Литология и полезные ископаемые. - 1991. - №3. - С. 122-132.
 27. Казанский Ю.П., Казарбин В.В., Солотчина Э.П., Вакуленко Л.Г., Злобина О.Н., Фомин А.Н. Литология коллекторов Талинского нефтяного месторождения // Геология и геофизика.- 1993.- Т. 34. - №5. – С. 22-31.
 28. Коробов А.Д., Коробова Л.А. Пульсирующий стресс как отражение тектоногидротермальной активизации и его роль в формировании продуктивных коллекторов чехла (на примере Западной Сибири) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2011. - №6. - С. 4-12.
 29. Коробов А.Д., Коробова Л.А. Флюидодинамический режим рифтогенных бассейнов и сопряженный эпигенез – ключ к прогнозу продуктивных коллекторов чехла // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. - №4. - С. 29-38.
 30. Коробов А.Д., Коробова Л.А., Ахлестина Е.Ф. Минералогические и палеогеотермические критерии нефтегазоносности рифтогенных осадочных бассейнов // Изв. Саратовского университета. - 2009. - Т.9, вып. 2. - С. 28-35.
 31. Недоливко Н.М. Минеральные индикаторы стадийного и наложенного эпигенеза в песчаниках юго-востока Нюрольской впадины // Нефтегазовому образованию - 50 лет. – Томск. - 2002. - С. 84-90.
 32. Недоливко Н.М. Влияние условий осадконакопления и постседиментационных преобразований на коллекторские свойства средне-верхнеюрских отложений зоны сочленения Нюрольской впадины и Пудинского мегавала (Томская область). Автореферат дисс. на соиск. уч. степ. канд. геол.-мин. наук. - Томск. - 2003. - 20 с.
 33. Недоливко Н.М., Жуковская Е.А., Баженов В.А. Карбонаты в юрских отложениях юго-восточной части Нюрольской впадины (Томская область) // Геология и геофизика. - 2001. - Т. 42. - № 3. - С. 491-501.
 34. Жуковская Е.А. Масштабы постседиментационного преобразования зернистых пород на примере отложений васюганской свиты Нюрольской впадины (Томская область) // Материалы научно-практической конференции «Формационный анализ в геологических исследованиях». - Томск, 2002. - С. 123-125.
 35. Жуковская Е.А., Недоливко Н.М. Влияние аутигенного минералообразования на емкостно-фильтрационные свойства песчаных пород на примере Нижнетабаганского месторождения // Материалы второй Всероссийской научной конференции «Геология и нефтегазоносность ЗС мегабассейна». - Тюмень, 2002.
 36. Жуковская Е.А., Кравченко Г.Г. Влияние вторичных изменений на коллекторские свойства верхнеюрских продуктивных отложений Крапивинского месторождения // Изв. ТПУ.- 2010. - Т. 316. - №1. - С. 93-98.
 37. Столбов Ю.М., Шалдыбин М.В., Бочаров Е.И. Оценка влияния процессов наложенного эпигенеза на фильтрационно-емкостные свойства терригенных пород-коллекторов юго-востока Западной Сибири // 30 лет на службе Томской геологии. - Новосибирск: СНИИГГиМС. - 2002. – С. 114-117.
 38. Шалдыбин М.В. Геохимические критерии оценки влияния процессов наложенного эпигенеза на ФЕС обломочных пород-коллекторов (на примере нефтяных месторождений Томской области). - Автореферат дисс. на соиск. уч. степ. канд. геол.-мин. наук. - Томск, 2005. - 21 с.
 39. Предтеченская Е.А. Влияние СО₂-содержащих гидротермальных растворов на коллекторские свойства песчаников в зоне катагенеза // Изв. ТПУ. Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2002. – Т. 305, вып.8. – С. 62-70.

40. Предтеченская Е.А. Катагенетические критерии прогноза зон разуплотнения в нижне-среднеюрских отложениях Западно-Сибирского осадочного мегабассейна / Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири, 2010, №3, с. 35-43.
 41. Предтеченская Е.А., Бурлева О.В. Катагенетические аномалии в юрских нефтегазоносных отложениях Томской области как индикаторы дизъюнктивных нарушений / Геологическое строение и нефтегазоносность отложений юго-востока ЗСП (Томская область). - Новосибирск: СНИИГГИМС. – 2006. - С. 75-90.
 42. Предтеченская Е.А., Шиганова О.В., Фомичев А.С. Катагенетические и гидрохимические аномалии в нижне-среднеюрских нефтегазоносных отложениях ЗС как индикаторы флюидодинамических процессов в зонах дизъюнктивных нарушений / Литосфера. – 2009. - №6. -С. 54-65.
-



Вакуленко Людмила Галериевна, кандидат геолого-минералогических наук доцент, ведущий научный сотрудник Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск.

УДК 551.351

СЕДИМЕНТОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СОВРЕМЕННЫХ РИФОВ И КАРБОНАТНЫХ ПЛАТФОРМ И ПРОЕЦИРОВАНИЕ ИХ РЕЗУЛЬТАТОВ НА ДРЕВНИЕ АНАЛОГИ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПРОВИНЦИЙ РОССИИ**Вилесов А.П., Вахрушева И.А.**

ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

E-mail: apvilesov@rosneft.ru

Рассмотрены ключевые направления седиментологических исследований современных рифов и карбонатных платформ, результаты которых важны для понимания строения ископаемых аналогов. К этим направлениям отнесены работы по изучению морфологии платформ, закономерностей распределения в их пределах различных фациальных зон, особенностей латеральной аккреции, формирования карбонатных микробиалитов, строения внутриплатформенных лагун и карбонатной седиментации в условиях интенсивного терригенного влияния. Приведены примеры сопоставления современных и ископаемых аналогов.

Ключевые слова: карбонатные платформы, рифы, морфология, фации, фациальные зоны, лагунная седиментация, карбонатные микробиолиты, смешанные седиментационные системы

Развитие седиментологических исследований современных коралловых рифов и карбонатных платформ на протяжении последних десятилетий происходит по нарастающей. Комплекс используемых методов постоянно расширяется и, в результате, уже накопленная информация нередко требует проверки и переосмысления. Одним из методов, который стал активно применяться в исследованиях последнего десятилетия, является анализ космических снимков высокого разрешения. Благодаря его использованию оказался возможен выход на новый уровень понимания процессов карбонатонакопления, взгляд на карбонатные платформы и группы платформ в буквальном смысле сверху. Кроме этого, в целом наметился четкий тренд к системности исследований, анализу целого комплекса факторов, определяющих карбонатную седиментацию.

Результаты исследований таких специфичных, казалось бы, объектов, важны для понимания закономерностей формирования и строения древних (в том числе палеозойских) карбонатных комплексов и нередко могут оказаться полезны при создании седиментационных и геологических моделей продуктивных природных резервуаров. Во всем разнообразии седиментологических исследований современных рифов и карбонатных платформ можно выделить ряд направлений, которые, на наш взгляд, имеют несомненную ценность и возможность практического применения в работах с древними карбонатными платформами и рифами.

Морфология карбонатных платформ. Современные карбонатные платформы подразделяются на три морфологических группы: рампы, окаймленные шельфы, изолированные платформы. Как показал анализ большого количества материала по современным карбонатным платформам и рифам (в том числе космических снимков), доминирующей структурной формой карбонатных тел различного порядка является так называемая «ковшевидная структура» – *bucket structure* [1]. Она проявляется в форми-

ровании рифового кольца, которое обрамляет более глубокие внутренние зоны платформы. Кольцо формируется благодаря опережающему росту рифового обрамления платформы при повышении относительного уровня моря (ОУМ). Принцип *bucket structure* применим как для изолированных платформ, так и для протяженных окаймленных платформ. Кроме того, он проявляется и в развитии карбонатных тел более мелкого масштаба – одиночных рифов, пач-рифов, биогермных построек на карбонатных рамках. Внутренние зоны платформы могут представлять собой как относительно глубокие, так и крайне мелководные лагуны. По мере заполнения внутренней лагуны «пустой ковш» трансформируется в «заполненный ковш», т.к. после стабилизации ОУМ лагунная седиментация «догоняет» рифовое обрамление в пространстве аккомодации.

По мнению В.Шлагера [2] ковшевидная структура карбонатных платформ формируется в результате деятельности тропических бентосных карбонатных фабрик. Прослеживание границы смены бентосных фабрик в фаменском ярусе южной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НГП) показало, что концепция ковшевидной структуры применима и для микробиальных карбонатных платформ (**рисунок 1**). Этот вывод важен для выбора направлений поисков новых нефтяных залежей в структурах облекания зоны забарьерной лагуны [3].

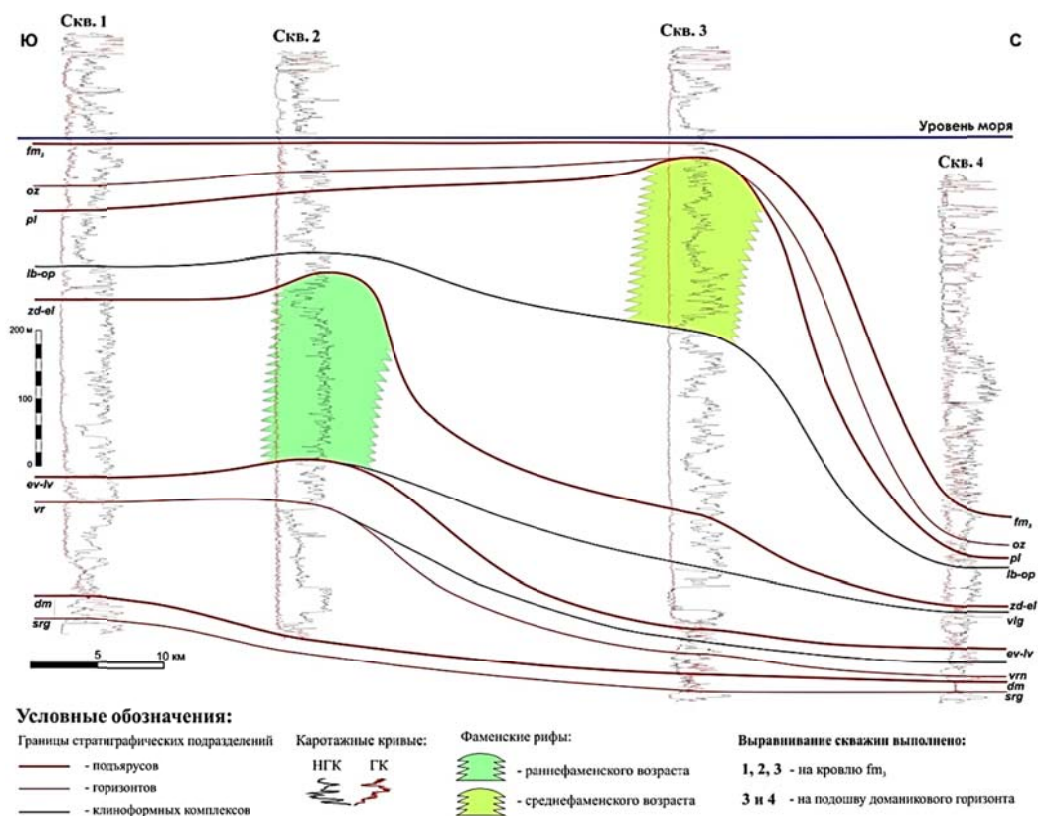


Рисунок 1. Палеогеологический профильный разрез через краевую зону Бобровско-покровской карбонатной платформы (южная бортовая зона Муханово-Ероховского прогиба)

Закономерности строения фациальных зон карбонатных платформ и рифов. Р. Harris и В. Vlaswinkel [4], используя космоснимки высокого разрешения, проанализиро-

вали фациальное строение большой выборки карбонатных платформ трех размерных групп (мелкие, средние, крупные) из тропических областей Индокитая, Тихого океана и Карибского бассейна. В результате анализа и статистической обработки информации были сделаны следующие выводы: 1) набор фаций не зависит от размера платформы и включает устойчивый ряд фациальных зон; 2) платформы имеют ассиметричное распределение фаций; 2) контуры фациальных зон отражает форму карбонатной платформы. Проведенные статистические исследования продемонстрировали, что существуют устойчивые связи между конфигурацией и структурой фациальных зон в пределах изолированных карбонатных платформ. Получены вероятностные характеристики для различных фациальных зон платформ малых, средних и крупных размеров, в частности, ширины фациальной зоны рифового шлейфа, ширины рифовой зоны и т.д. Полученные статистические характеристики имеют прогностическое значение для построения геологических моделей древних изолированных платформ.

Латеральная аккреция платформ и рифов. Это направление исследований важно для понимания первичной неоднородности карбонатных осадочных тел. Анизотропия проницаемости карбонатных коллекторов, которую необходимо учитывать при построении геолого-гидродинамических моделей, обычно связывается только с развитием систем трещиноватости, хотя ее природа может быть значительно сложнее. Нередко предпосылки анизотропии закладываются уже на этапе седиментации. В серии работ, проведенных на Большом барьерном рифе [5], для анализа аккреции были использованы материалы бурения, выполненные по серии профилей, перпендикулярно пересекающих край рифа в различных его частях. При выборе профилей учитывались такие важные факторы физического воздействия на осадочную рифовую систему, как преобладающие ветра и волновая гидродинамика. Возраст пород определялся радиоизотопным методом. Результаты исследований показали, что наиболее значительная латеральная аккреция рифа происходит в двух направлениях: первое – от наветренной стороны рифа в сторону рифовой лагуны, второе – от подветренного края в сторону моря. Более молодые осадки латерально надстраивают более старые, формируя систему проградирующих линз. Сходное латеральное наращивание, только более низкого порядка, установлено по материалам скважинной сейсморазведки в Нечинском верхнедевонском рифе на юге Тимано-Печорской НПП [6] (**рисунок 2**).

Детализация строения фациальных зон. Одним из примеров детализации фациальных зон рифов являются исследования коллектива австралийских седиментологов на Большом барьерном рифе [7]. Для изучения строения верхней части рифового склона, включающего такие специфические морфологические элементы, как шпоры и желоба (spur and grooves) был применен широкий комплекс данных – космические снимки высокого разрешения, батиметрия, результаты гидрологических наблюдений. Всего было проанализировано более 11 тыс. желобов. В результате исследований была выполнена классификация рельефа шпор и желобов. Каждый из выделенных четырех классов имеет специфические морфологические особенности и встречается в зоне рифового склона с определенной гидродинамикой. Например, класс 2 (шпоры и желоба,

подверженные волновому воздействию) характерен для верхней части передового рифового склона. Для него характерны крутые стенки желобов, грубообломочный материал на дне желобов, табулярные и инкрустирующие формы кораллов. Класс 4 (глубокие короткие желоба, защищенные от волнового воздействия), напротив, встречается преимущественно в тыловой части рифов. Формирование рельефа шпор и желобов происходит в результате сложного взаимодействия волновой энергии моря и жизнедеятельности рифостроителей. Выполненная классификация может быть использована для диагностики различных частей рифового склона в органогенных постройках различного возраста.

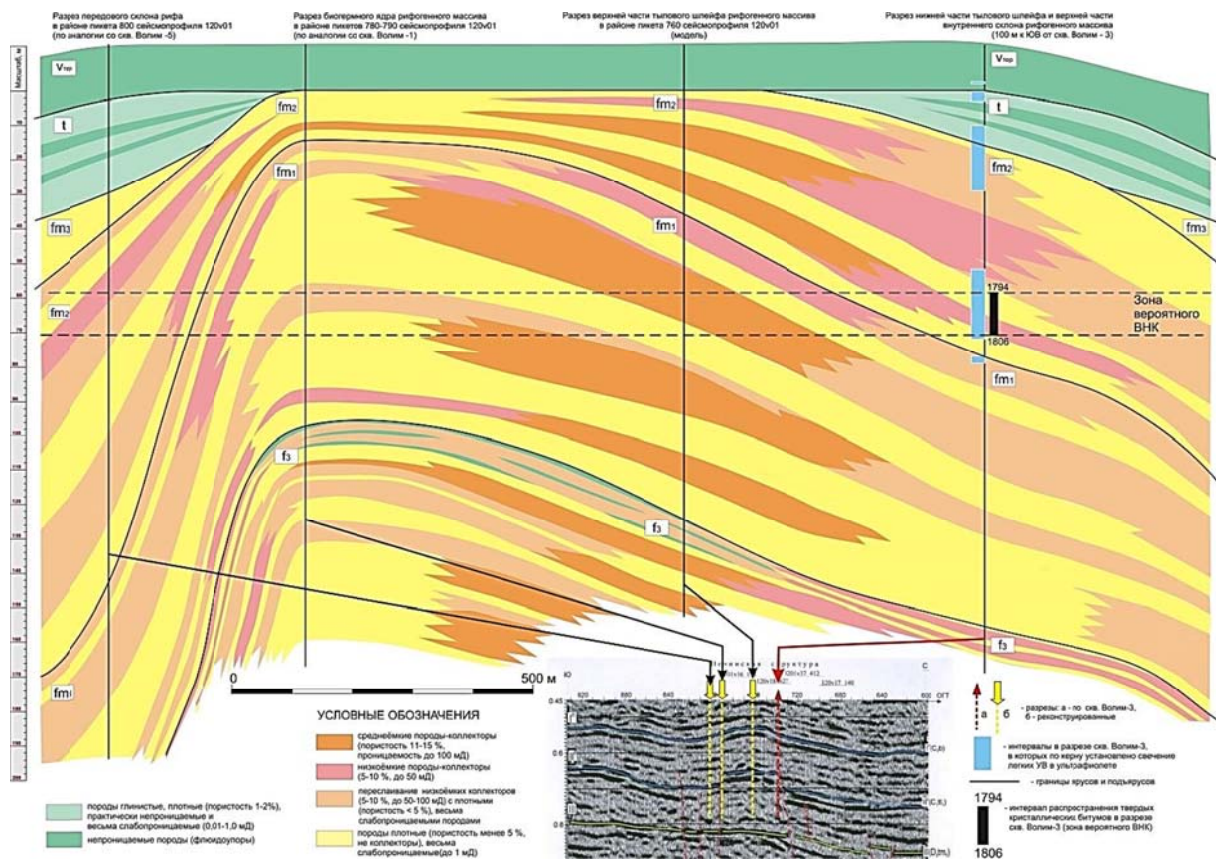


Рисунок 2. Латеральная проградация илейфовых осадков в верхнедевонском одиночном рифе, Тимано-Печерская НГП. Фильтрационно-емкостная модель [6]

Особенности лагунной седиментации. Это направление исследований включает серию интересных работ [8 и др.], посвященных специфике лагунной седиментации рифов и изолированных карбонатных платформ. В частности, анализируется такая особенность структуры лагунных осадков, как сетчатое распределение коралловых построек. Ранее для объяснения этой особенности привлекали данные по рельефу закарстованной поверхности, сформированной в плейстоценовый ледниковый этап низкого стояния ОУМ. Как показывают современные исследования, карстовый рельеф не играет главную роль в сложном распределении лагунных осадков. На первую роль выдвинута способность самоорганизации мелководных коралловых и водорослево-коралловых по-

строек. В процессе роста организмы-фильтраторы (какими являются все каркасообразующие метазойные организмы) стремятся занять максимально выгодное положение в пределах постройки, где бы они наиболее эффективно снабжались питательной взвесью и кислородом. Это краевая часть пач-рифов. Кроме этого, краевое положение минимизирует негативное воздействие продуктов жизнедеятельности самих фильтраторов. В глубокой части лагуны пач-риффы приобретают кольцевую форму. Между ними накапливаются зернистые осадки. По мере заполнения лагуны кольцевые пач-риффы латерально разрастаются и начинают смыкаться, на участках смыкания появляются и растут в обратном направлении новые линейно-полукольцевые постройки. В итоге, по мере заполнения лагуны происходит трансформация кольцевых пач-риффов в линейные извилистые малоамплитудные постройки, формирующие сложную сеть.

Кольцевое строение шельфовых биогермов по результатам сейсморазведки и бурения установлено так же в пермских отложениях Баренцевоморской плиты [9]. Знание закономерностей строения лагунных карбонатных отложений важно для построения адекватных геолого-гидродинамических моделей. В частности, в верхнедевонских отложениях Волго-Уральской НГП и нижнекембрийских Восточно-Сибирской НГП отложения забарьерной лагуны являются продуктивными на многих месторождениях.

Исследование карбонатных микробиалитов и образующих их микробиальных сообществ. Направление по исследованию современных карбонатобразующих микробиальных сообществ и микробиалитов особенно активно развивается в последние десятилетия. Понимание роли кальцимикробов в карбонатной седиментации пополняется всё новыми фактами, нередко совершенно неожиданными. Карбонатные осадки, которые ранее считались хомогенными, оказываются при детальном изучении биохомогенными, сформированными при активном участии микробиальной биоты.

Одно из активно развивающихся направлений микробиальной карбонатной седиментологии – изучение микробных матов, образующих в процессе своей жизнедеятельности строматолиты. Показательно, что современные строматолиты формируются не только в экстремальных условиях литорали, но и в сублиторальных обстановках. В настоящее время они детально изучены из мелководных шельфовых обстановок Багамской карбонатной платформы [10, 11 и др.]. В структуре сублиторальных строматолитов наблюдается чередование микритовых корочек и слойков зернистого материала. Коллективом седиментологов и микробиологов [там же] изучен процесс формирования строматолита микробиальным сообществом. Накопление и закрепление аллохтонного зернистого материала происходит на пионерной стадии микробиальной сукцессии, при интенсивном поступлении на поверхность строматолита разнообразных карбонатных и кремнистых зерен (скелеты фораминифер и диатомей). Зерна улавливаются и стабилизируются слизистыми внеклеточными полимерами (extracellular polymeric substances – EPS) фотосинтезирующих цианобактерий. При ослаблении поступления зернистого материала и образовании на поверхности строматолита сплошного слизистого чехла из EPS происходит переход к более зрелой стадии развития бактериального сообщества с многоуровневой структурой. В поверхностной части чехла происходит выделение мик-

рокристаллического арагонита. На климаксовой стадии развития бактериального сообщества происходит интенсивное преобразование цианобактериями-эндолитами аллохтонных карбонатных зерен, включенных в EPS, в результате чего они скрепляются между собой и включаются в скелет строматолита.

Понимание особенностей образования современных агглютинирующих строматолитов в условиях сублиторали имеет важное значение для экстраполяции этих данных на древние обстановки седиментации. В частности, в разрезах ВУНГП установлено, что столбчатые агглютинирующие строматолиты являлись важным структурным элементом гребневой зоны фаменских рифов [12]. Их формирование происходило в условиях сублиторали, при активной волновой гидродинамике. Аллохтонные зерна в структуре фаменских строматолитов так же являются важным компонентом их строения.

Смешанные терригенно-карбонатные седиментационные системы. Исследованиям таких специфичных «чистых» карбонатных систем, как Багамская карбонатная платформа или карбонатный шельф Персидского залива в первые десятилетия развития карбонатной седиментологии уделялось главное внимание. Как отдельное направление современных исследований можно выделить седиментологию смешанных терригенно-карбонатных систем. Для обширного района островов Юго-Восточной Азии характерны именно смешанные осадочные системы. Обилие ливневых тропических дождей обеспечивает огромные объемы глинисто-терригенного материала, поступающие в прилегающие к островам шельфовые обстановки. На карбонатакопление влияет целый комплекс факторов – вынос кластики, опреснение, поступление питательных веществ, направление течений, активная тектоника [13]. В зависимости от соотношения этих факторов, прилегающие карбонатные платформы могут иметь рифовое обрамление (т.е. представлять окаймленный тип платформы), а могут быть представлены в виде смешанного рампа (при интенсивном привносе глинистого материала и кластики). Таким образом, в одной и той же географической области наблюдается формирование карбонатных платформ различной морфологии. Кроме этого, для смешанных терригенно-карбонатных осадочных систем характерны сложные процессы диагенеза.

Изучение ископаемых смешанных терригенно-карбонатных комплексов отличается высокой сложностью и требует слаженной совместной работы седиментологов, сейсмиков, геофизиков-каротажников, петрофизиков. Одним из примеров такого сложного объекта в нефтегазовой геологии является колганская толща верхнего девона Оренбургской области, обрамляющая Соль-Илецкую островную палеосушу. Неравномерный вынос глинистого материала в прилегающий бассейн привел к формированию одиночных рифов с различным стратиграфическим интервалом развития [14] и мелких изолированных карбонатных платформ. Секвенции колганской толщи имеют смешанное терригенно-карбонатное строение [15]: на этапах низкого стояния ОУМ накапливались глинисто-терригенные пачки, на этапах трансгрессии и высокого стояния ОУМ – карбонатные (рисунок 3).

Подводя итог краткому анализу основных направлений седиментологических исследований современных карбонатных платформ и рифов, можно отметить, что резуль-

таты таких работ должны применяться при изучении древних продуктивных карбонатных осадочных комплексов. В процессе эволюции биосферы и седиментосферы Земли происходит смена ведущих групп пороодообразующих организмов. Однако карбонатные бентосные системы функционируют по своим устойчивым законам.

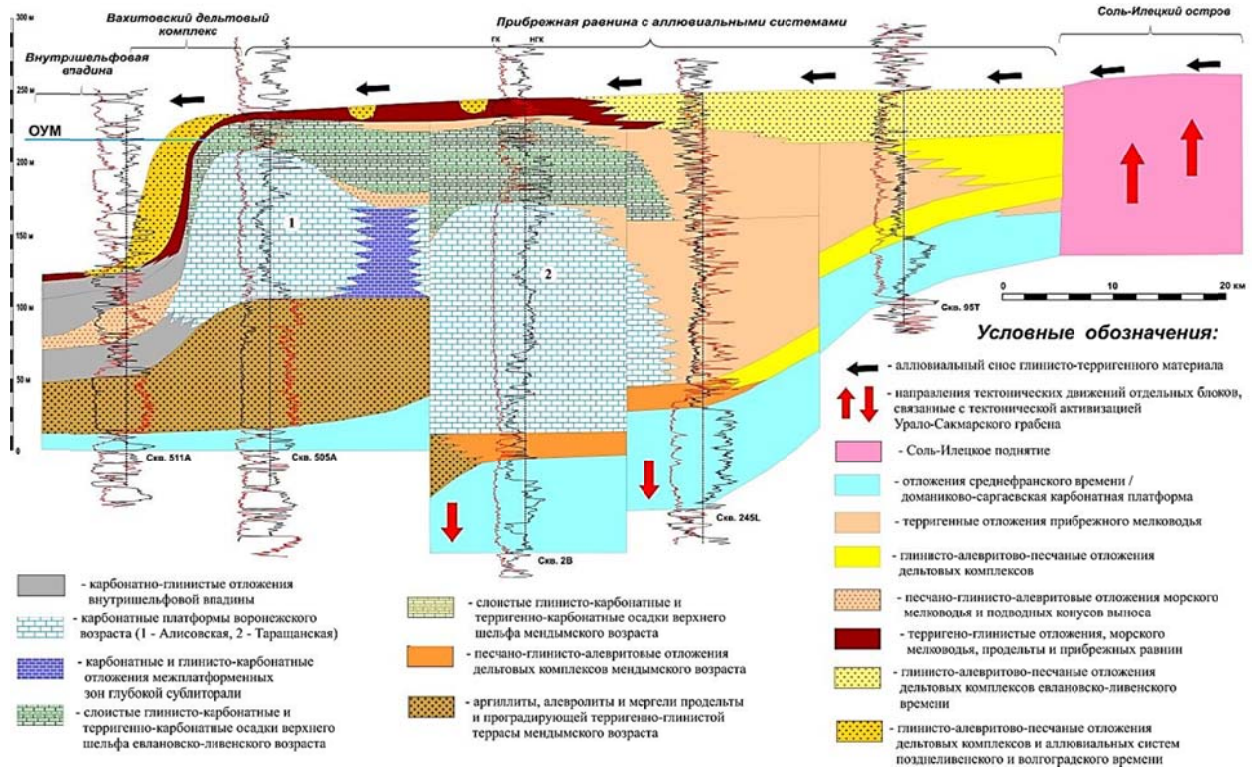


Рисунок 3. Палеофациальный профиль через терригенно-карбонатный комплекс колганской толщи Оренбургской области

ЛИТЕРАТУРА

1. Schlager W., Purkis S. Bucket structure in carbonate accumulations of the Maldive, Chagos and Laccadive archipelagos // International Journal of Earth Sciences. – 2013. – Vol. 102. – Is. 8. – P. 2225-2238.
2. Schlager W. Carbonate sedimentology and sequence stratigraphy. – Tulsa, 2005 (Concepts Sedimentology and Paleontology. № 8). – 200 p.
3. Шакиров В.А., Никитин Ю.И., Вилесов А.П., Дерюшев Д.Е., Миропольцев К.Ф. Новое направление поисков залежей нефти на Бобровско-Покровском валу // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 12. – С. 90-94.
4. Harris P.M., Vlaswinkel B. Modern isolated carbonate platforms: templates for quantifying facies attributes of hydrocarbon reservoirs // Controls on Carbonate Platform and Reef Development. - SEPM Society for Sedimentary Geology. - Special Publication No. 89. - P. 323–341.
5. Dechnik B., Webster J.M., Nothdurft L. et al. Influence of hydrodynamic energy on Holocene reef flat accretion, Great Barrier Reef // Quaternary Research. – 2016. – Vol. 85. – Is. 1. – P. 44–53.
6. Вилесов А.П., Пятунина Е.В., Чудинов Ю.В. Опыт комплексирования современных геолого-геофизических методов исследования верхнедевонских рифов при поисковом бурении в северных районах Пермского Края // Стратиграфия и региональная геология

- востока Русской платформы и Западного Урала. – Пермь: Перм. гос. ун-т, 2009. – С. 72-82.
7. Duce S., Vila-Concejo A., Hamylton S.M., Webster J.M., Bruce E., Beaman R.J. A morphometric assessment and classification of coral reef spur and groove morphology // *Geomorphology*. – 2016. – Vol. 265. – P. 68-83.
 8. Schlager W., Purkis S. Reticulate reef patterns – antecedent karst versus self-organization // *Sedimentology*. – 2015. – Vol. 62. – Is. 2. – P. 501-515.
 9. Purkis S., Casini G., Hunt D., Colpaert A. Morphometric patterns in Modern carbonate platforms can be applied to the ancient rock record: Similarities between Modern Alacranes Reef and Upper Palaeozoic platforms of the Barents Sea // *Sedimentary Geology*. – 2015. – Vol. 321. P. 49-69.
 10. Reid R. P., Visscher P. T., Decho A.W. et al. The role of microbes in accretion, lamination and early lithification of modern marine stromatolites // *Nature*. – 2000. – Vol. 406. – P. 989–992.
 11. Reid R.P., Foster J.S., Radtke G., Golubic S. Modern Marine Stromatolites of Little Darby Island, Exuma Archipelago, Bahamas: Environmental Setting, Accretion Mechanisms and Role of Euendoliths // *Advances in Stromatolite Geobiology*. Berlin: Springer, 2011. (Lecture Notes in Earth Sciences. - № 131). P. 77-89.
 12. Вилесов А.П., Бояршинова М.Г., Винокурова Е.Е. Значение строматолитов в формировании каркаса фаменских рифов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // *Геология рифов: Мат-лы Всеросс. литологического совещания*. – Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2015. – С. 27-29.
 13. Wilson M.E.J. Equatorial carbonates: an earth systems approach // *Sedimentology*. – 2012. – Vol. 59. – Is. 1. – P. 1–31.
 14. Вилесов А.П., Немирович Т.Г., Лашманова А.А. Франские одиночные рифы Оренбургской области и перспективы их нефтегазоносности // *Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории: Материалы VII Всероссийского литологического совещания*. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2013. – Т.1. – С. 158-163.
 15. Никитин Ю.И., Вилесов А.П., Рихтер О.В., Махмудова Р.Х. Комплексирование 3D сейсморазведки и седиментологического анализа керна при изучении нефтеносных речных дельт верхнего девона на юге Оренбургской области // *Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть»*. – 2014. – Вып. 37 (№4). – С. 44-50.



Вилесов Александр Петрович. Кандидат геолого-минералогических наук, доцент, эксперт по седиментологии центра исследований керна ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень.



Вахрушева Ирина Александровна. Кандидат геолого-минералогических наук, директор ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень.

УДК 553.984

ПРОГНОЗНОЕ ЗНАЧЕНИЕ ФАЦИАЛЬНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРИ ПОИСКАХ И РАЗВЕДКЕ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Е.А. Жуковская

ООО «Газпромнефть НТЦ»

E-mail: Zhukovskaya.EA@gazpromneft-ntc.ru

Рассмотрена возможность использования фациальных моделей с позиции многогранности поисково-разведочных работ, а также разной масштабности седиментационных бассейнов. Показаны принципиальные вопросы, решаемые посредством фациального моделирования на этапе поиска и этапе разведки и опытно-промышленной эксплуатации месторождений. Установлены ограничения для использования в прогнозных целях фациальных моделей, которые продемонстрированы на конкретных примерах месторождений с терригенными коллекторами.

Ключевые слова: Фациальный анализ, седиментационная модель, прогноз коллектора

Многомерность поисково-разведочных работ предполагает последовательное проведение разномасштабных исследований с использованием разнообразных методов от макроскопического масштаба (сейсмика, ГИС) до микроскопического изучения пород. Обычно практика поиска и локализации геологических тел предусматривает следующий порядок:

- поиск критериев для выделения геологических тел,
- установление генезиса выделенных геологических тел,
- изучение геометрии найденных тел,
- оставление карты фаций или литолого-фациальных типов разрезов.

На этапе поисков ловушек неантиклинального типа выбор приоритетных точек бурения скважин во многом зависит от геологической модели образования залежи. Одной из первоочередных задач при этом является создание модели седиментации в выбранном временном интервале в зональном масштабе, а затем модели формирования залежей и установление основных характеристик залежей, выбор объектов разведки в изучаемом районе. Прибегая к фациальному моделированию можно достаточно достоверно зафиксировать периметр или окончание залежи, оценить максимальную мощность резервуара. Помимо этого возможен прогноз развития фаций, не выявленных сейсмикой и бурением, но предполагаемых согласно с принятой модели седиментации с учетом сохранности различных фаций в ходе истории развития бассейна.

На этапе разведки и опытно-промышленной эксплуатации основной целью является получение данных для составления схемы разработки. Решаются как геологические задачи (оконтуривание и геометризация залежи), так и резервуарные - определение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и неоднородностей коллектора. Если неоднородность пласта коллектора в природном резервуаре обусловлена процессами седиментации – вполне реально оценить и предсказать развитие неоднородности в про-

странстве на основании фациальной модели локального масштаба, более детальной и достоверной в сравнении с зональной моделью.

Геологи традиционно работают с образами, разработчики – с цифрами, хотим или нет, но развитие информационных технологий неуклонно проникает в нефтегазовую отрасль. Уже никого не удивляет понятие 3D-модель, «цифровой керн», «цифровое месторождение», однако все начинается с поиска залежей углеводородов (УВ). И на этом этапе уже нужно привлекать численные характеристики, которые можно оптимально определить при уверенной интерпретации условий седиментации терригенных отложений. Самое сложное - конвертировать (перевести) описательную характеристику фации в индексы или коэффициенты. Такая параметризация должна учитывать многие геологические аспекты. Безусловно, геологи в результате изучения керна и комплексирования с материалами ГИС и сейсмоки получают очень важную и многогранную информацию, однако из всего массива данных для целей поиска и разведки наиболее оптимальным будет предлагаемый к использованию набор параметров резервуара, имеющих седиментационную природу, представленный в **таблице 1**. Определив круг параметров, характеризующих тот или иной нефтепоисковый объект, можно создать «геологический образ объекта» и применить к нему типовые поисковые решения.

Активное внедрение в производственный процесс сейсмических исследований МОГТ 3D и технологий трехмерного геологического моделирования способствовало их интеграции и повышению эффективности общего результата в изучении месторождений УВ. Подсчет запасов теперь все чаще выполняется на основании геологических моделей.

По результатам литолого-фациального анализа керна Салымской группы месторождений в нижнемеловом разрезе ахской свиты были выделены следующие ассоциации фаций, приуроченные разным частям «глубоководного» конуса выноса: верхняя часть – проксимальная (канал, приустьевой вал); средняя часть – медиальная (лопасти, межлопастные иловые осадки); нижняя - дистальная (внешние части лопастей и межлопастные иловые осадки), а также гемипелагические или фоновой седиментации. Полученные результаты были использованы в сейсмофациальном анализе при выделении границ тел ачимовских отложений клиноформы БС-8 ахской свиты.

Проведенными исследованиями определено пространственное положение отдельных тел лопастей двух типов: «лопасти» (совместно проксимальных частей с депоцентрами седиментации и медиальных) и «дистальных лопастей», а также распределительных каналов и оползневых тел. Это позволило произвести геометризацию залежей (методами объектного моделирования) по объектам с различными ФЕС и дифференцировать запасы по площади. Это в свою очередь, повышает эффективность разведки и разработки. Реализация вертикальной неоднородности фациальной модели и увязанных с фациями ФЕС дает более аргументированный и точный прогноз движения флюидов в пласте. Установлено, что основная доля запасов приурочена к ассоциации фаций – «лопасти».

Таблица 1.

Морфометрические параметры резервуара и неоднородность его свойств, обусловленных седиментацией

Показатели	Характеристика	Достоверность	Ограничения
Геометрия резервуара	Морфология, (очертания в плане)	Средняя-высокая	
	Удлиненность (L/D)	Низкая	Малая статистическая выборка
	Размеры, м (D - длина, L - ширина, H – мощность)	Низкая-средняя	Правильный выбор современных аналогов
	Ориентация тел	Средняя	Отсутствие региональных данных или исследований сопредельных территорий
	Форма в разрезе	Средняя	Перестройка структурного плана
	Расчлененность, песчаных прослоев в пласте, ед.	Средняя-высокая	
	Песчанистость, ед.	Высокая	
	Ритмичность (шаг ритма, м)	Средняя-высокая	
	Количественные показатели Кп и Кпр	Низкая-средняя	Литогенетические преобразования и тектоногенез
Фильтрационно-емкостные свойства резервуара	Тренды латеральной изменчивости (анизотропия)	Низкая	Осложнение тектонических и литогенетических процессов
	Тренды вертикальной неоднородности	Средняя	Осложнение литогенетических процессов
	Ритмичность (шаг ритма, м)	Низкая - средняя	Осложнение литогенетических процессов

Аналогичная природа формирования установлена и для отложений ачимовской толщи Приобского месторождения, где в пределах южной лицензионной территории, конусы выноса группы пластов АС занимают 42% площади. Зная основные закономерности образования турбидитовых комплексов и учитывая особенности развития резервуаров на хорошо и всесторонне изученном Приобском месторождении [1], мы можем предполагать размер отдельных лопастей, сложенных алеврито-песчаными отложениями, их мощность и соотношение мощность/ширина. При превышении критичных значений по любому из указанных параметров следует рассматривать наложение или слияние нескольких лопастей.

Аллювиальные отложения часто служат хорошими резервуарами для скопления УВ в различных нефтегазоносных провинциях и разных возрастных интервалах. Не-

смотря на все трудности прослеживания речных песчаников, их нельзя не учитывать. Успешные поиски нефти в таких песчаниках требуют знания особенностей их формирования и распространения. В качестве примера можно рассмотреть песчаные тела понт-плиоценового возраста Панонского бассейна (Сербия). Их аллювиальный генезис, диагностируемый по сейсмике с привлечением скудных керновых [2], позволяет предположить конкретные численные морфометрические характеристики, типичные для определенных речных систем, что значительно повышает точность прогноза развития коллекторов.

Многомерность связей коллекторских свойств пород с совокупностью параметров, обусловленная разными последствиями одной причины и очень схожими следствиями разных причин (идентичным откликом системы), не позволяет рассматривать модель седиментации в качестве единственного инструмента поиска коллекторов с улучшенными ФЕС. По опыту построения фациальных моделей были установлены некоторые объективные ограничения их прямого использования при поиске и разведке. В прогнозных целях фациальные модели можно рекомендовать использовать для следующих случаев:

1. **Платформенные осадочные комплексы.** Даже для плитных условий распределение обстановок седиментации контролируется волновыми тектоническими преобразованиями палеорельефа, что было показано В.Б. Белозеровым [3] на примере кинематической модели осадконакопления юрских отложений платформенного чехла ЗСП. Поскольку геосинклинальные территории не сразу теряют тектоническую активность, в результате чего формируются комплексы, получившие название «переходных (промежуточных)», наличие некомпенсированного осадконакопления и регулярных син- и конседиментационных тектонических импульсов приводит к нарушению развития фациального профиля, накоплению специфических фаций и серьезным осложнениям при прогнозе развития резервуаров.

Примером такого бассейна может быть рассмотрен Паннонский бассейн. При активной тектонической истории этого региона наличие коллектора не гарантирует существование ловушки, требуется учитывать целый комплекс критериев [4]. Геологический анализ мелких залежей в таком регионе стирает отличия между разведочным и эксплуатационными бурением. Специалистам приходится интегрировать знания о региональной геологии с данными масштаба скважины уже на первой стадии изучения месторождения УВ, поскольку ошибки обходятся очень дорого. При отсутствии прямых месторождений-аналогов, именно выбранная на основании исследований керна концепция осадконакопления в значительной мере влияет на эффективность технологических операций – выбор интервалов перфорации, метод освоения скважин и пр. Ее роль в выборе принципов геологического моделирования также определяющая.

2. **Слабая преобразованность пород стадийными процессами.** ФЕС осадка, обусловленные седиментационными предпосылками, осложняются процессами постседиментационного преобразования пород, что может, как нивелировать, так и усиливать их неоднородность. Например, вторичные (стадийные) процессы в юрских

отложениях ЗСП имеют не только широкое распространение, но и существенную интенсивность, влияющую на структурно-вещественные характеристики пород, а также на их (ФЕС). Спектр этих преобразований весьма широк и включает: уплотнение пород под действием геостатического давления; растворение зерен кварца на контактах между зернами; регенерация зерен кварца и полевого шпата; пелитизация, серицитизация, растворение, образование аутигенных минералов (каолинита, кальцита, пирита и др.).

Для гравийно-песчаных отложений пластов Ю₁₅₋₁₄ Урманско-Арчинской зоны, накопление которых происходило в гумидных условиях на относительно выровненном глинистыми отложениями тогурской свиты рельефе, седиментационные факторы не имеют ключевого значения в распределении коллекторских свойств. Пласт Ю₁₅ сложен грубообломочным материалом, отлагающимся достаточно бурными реками с блуждающими руслами (ветвящиеся). Типичная для таких речных систем русловая многоуровневость предопределяет непостоянство толщин выделяемых песчаных тел, вследствие чего послойная корреляция их затруднительна. Однако эти галечно-гравийные покровы имеют широкое площадное распространение.

Формирование песчаных отложений пласта Ю₁₄ связано с деятельностью более спокойных равнинных рек меандрирующего типа, формирующие обширные русловые песчаные пояса (*риббоны - сложенные латерально аккрецированными индивидуальными баррами-побочными*), перемежающиеся пойменно-старичными фациями. Интересно отметить, что выявленные отличия в условиях седиментации пластов не влияют на распределение фильтрационно-емкостных параметров и для обоих пластов принята единая петрофизическая зависимость «пористость – проницаемость». Генезис отложений, повсеместное распространение и отсутствие контрастных сейсмических образов в интервале обоих пластов, антиклинальная структура дает возможность предполагать наличие резервуара с неплохими коллекторскими свойствами. Тем не менее, такого в керне мы не наблюдаем, пористость, а особенно проницаемость значительно ниже ожидаемых. Кроме того, отмечаются явные отличия в коллекторских свойствах пластов по площади.

В пределах Урманского поднятия диапазон изменения пористости и проницаемости значительно шире, здесь присутствуют породы с более высокими ФЕС, в пластах Арчинского месторождения пробы с пористостью свыше 14 % и проницаемостью более 4 мкм² отсутствуют. Петрографический анализ пород выявил причину этому факту – сильное вертикальное уплотнение с развитием конформных и инкорпорационных (сутурных) контактов зерен и ухудшению фильтрационно-емкостных свойств и понижению доли коллекторов в песчаной части разреза. Снижение коллекторских свойств пород, вероятно, вызвано повышенным уплотнением, обусловленным неоднократными восходящими движениями, происходившими до формирования залежи. На территории Урманского поднятия, где вертикальные подвижки блоков были менее выраженными, единичные скважины с уменьшенной долей коллекторов в песчаниках находятся в различных частях месторождения, и, вероятно, связаны с локальными зонами повышенного эффективного напряжения.

3. *Отсутствие или незначительное проявление наложенных (эпигенетических процессов).* Примером влияния таких процессов может служить Крапивинское нефтяное месторождение (Томская область). Согласно литолого-фациальным исследованиям [5], продуктивные отложения пласта Ю₁³⁻⁴ сформированы в мелководноморских условиях внутреннего шельфа при смене обстановок от нижней предфронтальной зоны пляжа до нижнего и верхнего пляжа (схема геоморфологических единиц Emery, 1960), связанной с кратковременной регрессией эпиконтинентального бассейна фоне глобальной келловей-оксфордской трансгрессии, вызванной максимальным за всю историю развития бассейна погружением. Следовательно, изначально хорошими коллекторскими свойствами будут обладать песчаники средней и верхней частей разреза, генетически связанные центральными частями баров. Прогноз пространственной ориентации таких баровых тел, расположенных параллельно береговой линии палеобассейна, их размеров не дал ответа на вопрос: где и почему развиты «суперколлекторы».

Петрографическими исследованиями установлено, что решающая роль в возникновении коллекторов с аномально высокими фильтрационно-емкостными свойствами принадлежит процессам порового выщелачивания, приводящим к минеральным (развитие каолинита и регенерационного кварца) и структурным (улучшение сортированности) изменениям песчаников; условия осадконакопления имеют подчиненное значение. Наиболее вероятной причиной контрастных проявлений процессов порового выщелачивания является фильтрация углекислых растворов по многочисленным малоамплитудным дизъюнктивным нарушениям, локализованным в пределах ранее выделенных Славкиным В.С. по 2-D сейсмике разломах.

Обратная картина наблюдается для нефтепромысловых объектов базальных терригенных горизонтов венда Непско-Ботуобинской антеклизы. В песчано-гравелитовых отложениях непской свиты (пласты В₁₀-В₁₃ Чонских (Игнялинский, Вакунайский, Тымпучиканский) лицензионных участков ООО «Газпромнефть-Ангара»), формирующих покровные тела флювиогляциального генезиса (фаиии зандровой равнины), вторичные процессы засоления привели к резкому ухудшению коллекторских свойств. Рост галитовой цементации наблюдается в хорошо отсортированных породах повышенной зернистости и малой глинистости, то есть обладающими изначально наилучшими коллекторскими свойствами, которые они утратили в ходе литогенеза как стадийного, так и наложенного.

Литогенез погружения был локально усилен процессами литогенеза динамотермальной активизации вследствие развития траппов и подъема изотерм в зонах разломов. Максимальное засоление приурочено к тектоническим аномалиям северо-западного направления и закономерно уменьшается при удалении от них. В данном примере прогнозная сила фациальной модели нивелирована последующей длительной историей геологического развития региона. Прогноз развития высокоемких коллекторов не возможен без выявления закономерностей распределения зон максимального засоления, механизма отложения солей (этапность и термодинамические условия), увязки керновых исследований с материалами ГИС и сейсморазведки 3-D.

В заключении следует отметить, что накопление фактического материала по фаціальным моделям не аккумулируется в единую базу ввиду корпоративных требований безопасности. Фаціальные модели не подлежат государственному регулированию, т.к. напрямую непосредственно не используется в подсчете запасов, и зачастую в компаниях нет локальных нормативных данных по построению фаціальных (седиментационных) моделей. Все это приводит к отсутствию унифицированных данных и затрудняет тиражирование созданных моделей и даже формулировку рекомендаций по созданию моделей. В связи с вышеизложенным, назрела острая необходимость разработать общие (единые) требования к фаціальной модели и стандартизировать входные данные для моделирования и прогнозирования развития седиментационных песчаных тел и их геометрии, выбора объектов - аналогов из уже изученных (опубликованных).

ЛИТЕРАТУРА

1. Ольнева Т.В., Овечкина В.Ю., Каранов В.В. «Сейсмовидение» геологических процессов и явлений: подводные конусы выноса // Геофизика. - 2015. - № 6. - С.8-13.
 2. Ольнева Т.В., Жуковская Е.А. Сейсмовидение геологических процессов и явлений: русловые отложения континентальных обстановок осадконакопления // Геофизика. – 2016. - №2.- С.2-9.
 3. Белозеров В.Б. Седиментационные модели верхнеюрских резервуаров горизонта Ю1 Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции как основа для оптимизации систем их разведки и разработки. Автореф. дис. док. геол.-мин. наук. – Томск, 2008. – 33 с.
 4. Попов А.Ю., Родионов А.Е., Милей Е.С., Богатырев И.Ю., Гогич А., Вучкович Б., Ольнева Т.В. Определение поисковых критериев для проведения геологоразведочных работ на основании комплексного изучения месторождения-спутника (регион Северный Банат, республика Сербия) // Геофизика. - 2016.
 5. Жуковская Е.А., Кравченко Г.Г. Влияние вторичных изменений на коллекторские свойства верхнеюрских продуктивных отложений Крапивинского месторождения // Известия Томского политехнического университета. - 2010. - Т. 316, № 1.-С. 93-98.
-



Жуковская Елена Анатольевна. Кандидат геолого-минералогических наук, ведущий эксперт по седиментологии терригенных коллекторов, ООО «Газпром-нефть НТЦ», г. Санкт-Петербург.

УДК 550.8

**СЕДИМЕНТОГЕНЕЗ И ПОСТСЕДИМЕНТАЦИОННЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ
ДОМАНИКИТОВ НА ТЕРРИТОРИИ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН***В.П. Морозов*

Казанский федеральный университет, г. Казань

E-mail: Vladimir.Morozov@kpfu.ru

Приводится аналитический материал по литолого-петрофизическому изучению карбонатно-кремнистых пород, обогащенных органическим веществом (доманикитам), полученный при изучении керн. Показана литолого-петрофизическая неоднородность разреза, в основу которой положены: макроописание разрезов, оптико-микроскопический анализ шлифов, рентгенографический, термический, электронно-микроскопический, томографический анализы. На этой основе с учетом опубликованных данных проводится реконструкция условий осадконакопления и последующих постседиментационных изменений отложений, оценивается значимость доманикитов, как нетрадиционных пород-коллекторов, нефтематеринских пород и пород-флюидоупоров.

Ключевые слова: доманик, методы исследования, известняки, карбонатно-кремнистые породы.

Отложения доманикового типа слагают пояс, который тянется вдоль Урала с севера на юг от Печорского моря до Прикаспийской синеклизы через Башкортостан и Татарстан (**рисунок 1**). В настоящее время такие отложения рассматриваются в качестве перспективных источников углеводородов [1, 3, 4]. Считается, что данные отложения представлены битуминозными глинистыми, глинисто-карбонатными, кремнисто-глинисто-карбонатными и кремнистыми разностями пород, содержащими рассеянное органическое вещество сапропелевого типа, концентрации которого на территории Республики Татарстан колеблются в пределах от 4 до 12%. В результате структурно-формационного анализа, проведенного рядом исследователей (Мкртчян, Р.О. Хачатрян, И.К. Корольюк М.Ф. Мирчинк и др.) установлено, что на территории РТ выделяется два типа доманикитов: доманикиты – отложения семилукского (доманикового) горизонта, занимающие территорию обширной некопенсированной впадины семилукского бассейна; доманикоиды – отложения речичко-(мендымский)– заволжского возраста, развитые в осевых зонах Камско-Кинельской системы некопенсированных прогибов. Содержание ОВ в доманикитах колеблется от 5 до 22 %, в доманикоидах – от 0,5 до 5 %. Оба типа пород характеризуются одинаковым литологическим составом и находятся в зоне протокатагенеза, т.е. весь комплекс пород достиг условий главной зоны нефтеобразования.

Объектом исследования служил керновый материал более десяти скважин, вскрывших осадочные отложения мендым-доманикового горизонтов франского яруса на глубинах свыше 1500 м. Изученный интервал можно разделить на три части: верхняя и нижняя части представлены карбонатами, а средняя карбонатно-кремнистыми породами.

Верхняя часть представлена плотными литокластовыми известняками, а в одной скважине и плотными вторичными доломитами. Нижняя – литокластовыми известня-

ками, реже кавернозными известняками. Средняя часть изученных разрезов сложена карбонатно-кремнистыми породами с высоким содержанием органического вещества, иногда среди них также присутствовали литокластовые известняки.

После макроскопического описания предварительно распиленного керна и выделения литотипов проводился отбор представительных образцов для проведения аналитических работ. Методика изучения образцов кернового материала включала несколько следующих друг за другом стадий: изготовление и описание петрографических шлифов, рентгенографический анализ, термический анализ (метод DSK и TG), электронно-микроскопическое изучение, изотопный анализ углерода и кислорода карбонатов, метод гомогенизации газожидких включений, пиролиз, газо-жидкостная хроматография, хроматомасс-спектрометрия.

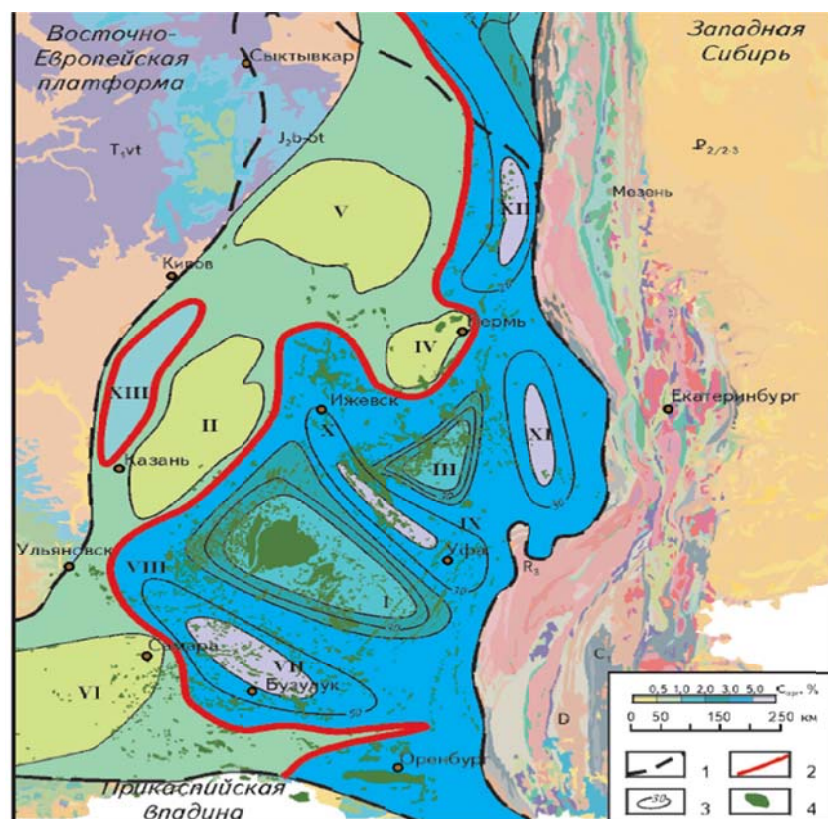


Рисунок 1. Схема развития доманиковых отложений в Волго-Уральском и Тимано-Печорском бассейнах [2]

Условные обозначения: 1 – границы нефтегазоносного бассейна; 2 – границы распространения доманиковых отложений; 3 – линии равных мощностей, м; 4 – месторождения углеводородов; А – Волго-Уральский бассейн: I – Южно-Татарский свод, II – Северо-Татарский свод, III – Башкирский свод, IV – Пермский свод, V – Камский свод, VI – Жигулёвско-Пугачёвский свод, VII – Бузулукская впадина, VIII – Мелекесская впадина, IX – Благовещенская впадина, X – Верхнекамская впадина, XI – Юрюзано-Сылвенская депрессия, XII – Соликамская депрессия, XIII – Казанско-Кажимский прогиб, Б – Тимано-Печорский бассейн: XIV – Ухтинский вал, XV – Верхне-Печорская впадина, XVI – Печоро-Кожвинский мегавал, XVII – Хорейверская впадина, XVIII – Кортаихинская впадина, XIX – Косью-Роговская впадина

По данным проведенных исследований установлено, что изученный разрез представлен двумя типами отложений – карбонатными и карбонатно-кремнистыми с высоким содержанием органического вещества. Границы выделенных типов разреза хорошо отбиваются по кривым ГИС – GK и RIK. Разработаны схемы седиментогенеза отложений.

Карбонатно-кремнистая часть разрезов представлена чередованием известняков и карбонатно-кремнистых пород с высоким содержанием органического вещества. Видимые проявления нефтенасыщенности не обнаружены. В изученной части разрезов в весьма небольшом количестве обнаружены признаки кавернозности и трещиноватости.

Органическое вещество карбонатно-кремнистых пород представлено как керогеном, так и углеводородами нефтяного ряда. Углеводороды нефтяного ряда также как и в карбонатной части разреза относятся к слабо подвижным. Об этом свидетельствует небольшое содержание легких углеводородов и большое тяжелых углеводородов.

Важным следует считать установленный факт: сверху вниз в разрезе карбонатно-кремнистых отложений среди органического вещества увеличивается доля углеводородов нефтяного ряда и уменьшается или даже исчезающе мало содержание керогена. Если принять положение о том, что углеводороды нефтяного ряда генерируются из керогена, а основным фактором такого преобразования считается температура, то можно принять, что нижняя часть разреза была прогрета много больше, чем нижняя. Это может быть связано с высоким тепломассопереносом вещества в карбонатах, подстилающих карбонатно-кремнистую толщу. Тогда в них следует ожидать породы-коллекторы с промышленно значимой нефтенасыщенностью за счет формирования вторичной пустотности – кавернозности.

В карбонатно-кремнистой толще установлены признаки аномально высоких пластовых давлений (АВПД). Тоже установлено и для отложений бажена. Их признаками служит нарушение горизонтальной слоистости карбонатных и карбонатно-кремнистых слоев. Однако АВПД не современные. Также установлены признаки АВПД в подстилающих доманикиты отложениях – карбонатных толщах. Их признаками служат наличие в доманикитах субвертикальных прожилков кальцитов. Однако АВПД также не современные.

Промышленная разработка карбонатно-кремнистой части разреза, вероятно, возможна. Но следует применять высокие технологии извлечения углеводородов, связанные с гидоразрывом пласта, его нагревом и/или химической обработкой, например, катализаторами.

Поиск промышленно значимых объектов нефтедобычи, которые могут разрабатываться с применением имеющихся технологий возможен. Такими объектами могут быть карбонатные отложения, подстилающие доманикиты. Опыт эксплуатации таких объектов имеется.

Поиск, так называемых, «сладких пятен», т.е. мест локализации в доманикитах коллекторов со значимыми значениями пористости и проницаемости возможен. Такие объекты могут локализоваться в антиклинальных структурах, через которые проходят

зоны трещиноватости. Их формирование, вероятно, обусловлено высокой интенсивностью теплопереноса.

ЛИТЕРАТУРА

1. Искандаров Г.Г., Габдрахманова А.Т. Доманик – это завтра Татарстана // Западно-Сибирский нефтегазовый конгресс. // Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли. Сборник научных трудов X Международного научно-технического конгресса Студенческого отделения общества инженеров-нефтяников – Society of Petroleum Engineers. – Тюмень, 2016. – С. 1-2.
 2. Кирюхина Т.А., Фадеева Н.П., Ступакова А.В., Полудеткина Е.Н. Сауткин Р.С. Доманиковые отложения Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов // Геология нефти и газа. – 2013. – № 3. – С. 76-87.
 3. Преснякова О.В. Сланцевая нефть доманикитов – что это? // Геология, разработка нефтяных и нефтегазовых месторождений. – 2014. – С. 1-11.
 4. Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю. Понятийная база и первоочередные объекты нетрадиционного углеводородного сырья // Георесурсы. – 2015. – С. 1-6.
-



Морозов Владимир Петрович. Доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий кафедрой минералогии и литологии Казанского (Приволжского) федерального университета (ИГиНГТ КФУ), г. Казань.

УДК 550.845(98)

ГИДРОГЕОХИМИЯ ПРОЦЕССОВ АУТИГЕННОГО МИНЕРАЛООБРАЗОВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ ОКСФОРДСКОГО РЕГИОНАЛЬНОГО РЕЗЕРВУАРА НАДЫМ-ТАЗОВСКОГО МЕЖДУРЕЧЬЯ

Д.А. Новиков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, Новосибирск,

E-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Впервые приведены материалы по численному физико-химическому моделированию взаимодействий в системе вода – горная порода на примере оксфордского регионального резервуара арктической зоны Западно-Сибирского мегабассейна. Установлено, что, несмотря на невысокую минерализацию подземных вод (до 67 г/дм³) и длительное взаимодействие их с горными породами (десятки, а возможно и сотни миллионов лет), равновесия с первичными (эндогенными) минералами альбитом, анортитом, микроклинном практически не наблюдается. В то же время подземные воды равновесны с такими минералами как парагонит, маргарит, иллит, мусковит, Са- и Na-монтмориллониты, каолинит и Mg-хлорит. На пути установления равновесия подземных вод с первичными алюмосиликатными минералами всегда выступает карбонатный барьер. Различия в составах подземных вод, равновесных с определёнными алюмосиликатами и карбонатами свидетельствуют о том, что минеральные новообразования формируются из раствора строго определённого химического состава в соответствующей геохимической среде.

Ключевые слова: гидрогеохимия, вода-порода, эволюция вод, катагенез, аутигенные минералы.

Выявление природы и гидрогеохимических механизмов преобразования осадочных пород нефтегазоносных отложений северных и арктических районов Западно-Сибирского мегабассейна (ЗСМБ) с учетом всестороннего изучения подземных вод, рассолов и вмещающих их пород с упором на постседиментационные изменения является одной из фундаментальных проблем современной геохимии. Методы и подходы к решению поставленных в настоящей работе задач были определены новыми теоретическими положениями, разработанными в недрах Сибирской гидрогеохимической школы профессором С.Л. Шварцевым, которые по глубине понимания механизмов эволюционного развития системы «вода-порода» не только не уступают мировому уровню, но и значительно превосходят зарубежные исследования аналогичного профиля. Долгое время эта проблема решалась чисто литологическими методами, но физико-химический механизм таких преобразований так и остался не раскрытым, поскольку эти исследования проводились в отрыве от состава подземных вод. В рамках настоящего исследования сделана попытка приблизиться к раскрытию этих механизмов через понятие гидрогенно-минерального комплекса [1].

Ключевую роль воде в геологических процессах и, как составной части минералов, играющей немаловажную роль в процессах их формирования и трансформации, отводил основатель гидрогеохимии – академик В.И. Вернадский. «Нет природного тела, которое могло бы сравниться с ней по влиянию на ход основных, самых грандиозных, геологических процессов. Нет земного вещества – минерала, горной породы, живого тела, которое бы ее не заключало. Все земное вещество – под влиянием собствен-

ных воде частичных сил, ее парообразного состояния, ее вездесущности в верхней части планеты – ею проникнуто и охвачено» [2].

Воды, независимо от генезиса и состава с момента попадания в осадочный бассейн вступают в сложнейшую цепь геохимических процессов в системе «вода – порода – газ – органическое вещество», которая носит четко выраженный равновесно-неравновесный характер [3]. Ее эволюция в течение длительного геологического времени приводит к формированию разных геохимических типов вод и минеральных фаз «...одни (первичные) минералы, растворяясь, дают начало другим (вторичным) минеральным фазам принципиально иного состава с переходом значительной части химических элементов в раствор. По мере изменения последнего меняется и состав вторичных минералов в строгом соответствии с законами термодинамики». «...взаимодействие воды с горными породами носит этапный характер, ...каждому этапу соответствует строго определенная ассоциация вторичных образований, концентрирующая соответствующий парагенетический комплекс химических элементов, и соответствующий геохимический тип воды. Этапы же взаимодействия определяются генетическим типом воды, характером ее круговорота, временем нахождения в горной породе и т.д.» [4].

С начала поисково-разведочных работ на нефть и газ в Западной Сибири накоплен огромный фактический материал, отражающий, как химизм подземных вод, так и результаты литологических исследований вмещающих пород. Основные закономерности вторичных изменений водо-, нефте- и газомещающих пород установлены в работах А.Г. Коссовской, Н.В. Логвиненко, Г.Н. Перозио, Г.Э. Прозорович, Р.С. Сахибгареева, К.Р. Чепикова, В.Д. Шутова и многих других [5-6]. Исследования, направленные на выявление общих закономерностей гидрогеологического строения, стратификации, латеральной и вертикальной гидрогеохимической зональности, геохимии и генезиса подземных вод ЗСМБ отражены в работах Ю.Г.Зиминой, А.Э. Конторовича, Н.М. Кругликова, А.Р. Курчикова, В.М. Матусевича, В.В. Нелюбина, Д.А. Новикова, Н.Н. Ростовцева, О.В. Равдоникас, Б.П. Ставицкого, С.Л. Шварцева О.Н. Яковлева и других [7-10].

Было установлено, что, несмотря на невысокую соленость исследуемых вод оксфордского резервуара (до 67 г/дм³) и очень длительное время взаимодействия их с горными породами (десятки, а возможно и сотни миллионов лет), равновесия с первичными (эндогенными) минералами альбитом, анортитом, микроклином практически не наблюдается. В то же время подземные воды равновесны с такими минералами как парагонит, маргарит, иллит, мусковит, Са- и Na-монтмориллониты, реже с каолинитом и Mg-хлоритом.

Детальный анализ имеющихся литологических исследований установил постдиагенетические изменения минералов и пород (пелитизация ПШ, карбонатизация обломков пород и др.). Количество базального и порового цемента заметно снижается с глубиной. Состав цемента широко представлен глинистыми и карбонатными разновидностями. Результаты рентгеноструктурного анализа осадочных пород свидетельствуют о качественных и количественных минералогических изменениях в глинах/аргиллитах и в составе

глинистого цемента песчаников/алевролитов. В песчаниках/алевролитах и глинах/аргиллитах с глубиной увеличивается доля гидрослюд и смешанно-слоистых образований, содержания хлорита в целом также увеличиваются. Распределение и количественные расчёты по составу глинистой составляющей как в песчаниках/алевролитах, так и в глинах/аргиллитах свидетельствуют о процессах стадийного изменения пород. Интенсивность преобразования минералов увеличивается с глубиной и в тех, и в других породах, но в глинах/аргиллитах на любой стадии количественные масштабы преобразования минералов выше. Однако, преобразование глинистых минералов в зернистых породах идёт иным путём, нежели в глинах – путём синтеза, т.е. осаждением из раствора.

Анализ термодинамических диаграмм с нанесением точек активностей компонентов состава подземных вод оксфордского регионального резервуара показал, что данные точки локализируются в основном в полях устойчивости слюдистых (мусковит, парагонит, маргарит) и глинистых (каолинит, иллит, монтмориллонит) минералов (рисунок 1). Ограниченное число точек попадает в поля устойчивости полевых шпатов, за исключением анортита.

На диаграммах стабильности магниевых минералов наблюдается плотное, практически линейное расположение точек в поле Mg-хлорита и Mg-монтмориллонита. Все воды насыщены относительно карбонатных минералов. Воды современных морей и океанов равновесны со слюдистыми минералами различного состава, изученные седиментогенные воды частично унаследуют это, а частично находятся в равновесии с глинистыми минералами: в системах Si-Al-Na, Si-Al-Ca - с каолинитом и монтмориллонитами соответствующего состава, а в системе Si-Al-K - с иллитом. Причем в системах Si-Al-Na и Si-Al-K отчетливо наблюдается смещение точек состава вод более погруженных горизонтов в поле полевых шпатов (альбита и микроклина). Такая направленность процесса подтверждается и литологическими наблюдениями: с глубиной возрастает встречаемость и количество новообразованного альбита и иллита в песчано-алевролитовых породах изучаемых отложений.

Каолинит же, не являясь устойчивым минералом, в ходе позднего катагенеза и особенно метагенеза в конечном итоге преобразуется в другие глинистые и слюдистые минералы и практически не встречается в породах метаморфических фаций.

Среди причин неравновесности системы вода-порода присутствует вынос подземными водами продуктов реакции гидролиза. Одна из ее особенностей, как видно из примера: $2\text{CaAl}_2\text{Si}_2\text{O}_8 + 6\text{H}_2\text{O} = \text{Al}_4\text{Si}_4\text{O}_{10}(\text{OH})_8 + 2\text{Ca}^{2+} + 4\text{OH}^-$, состоит в том, что при ее реализации в растворе образуется гидроксильная группа OH^- , уравнивающая заряд подвижных катионов.

Естественно, чем больше катионов переходит при гидролизе в раствор, тем больше концентрация OH^- и тем выше значение pH этого раствора. Следовательно, гидролиз сопровождается образованием щелочи в растворе. Однако практически вся образующаяся при гидролизе щелочность нейтрализуется параллельно формирующимися кислотными продуктами.

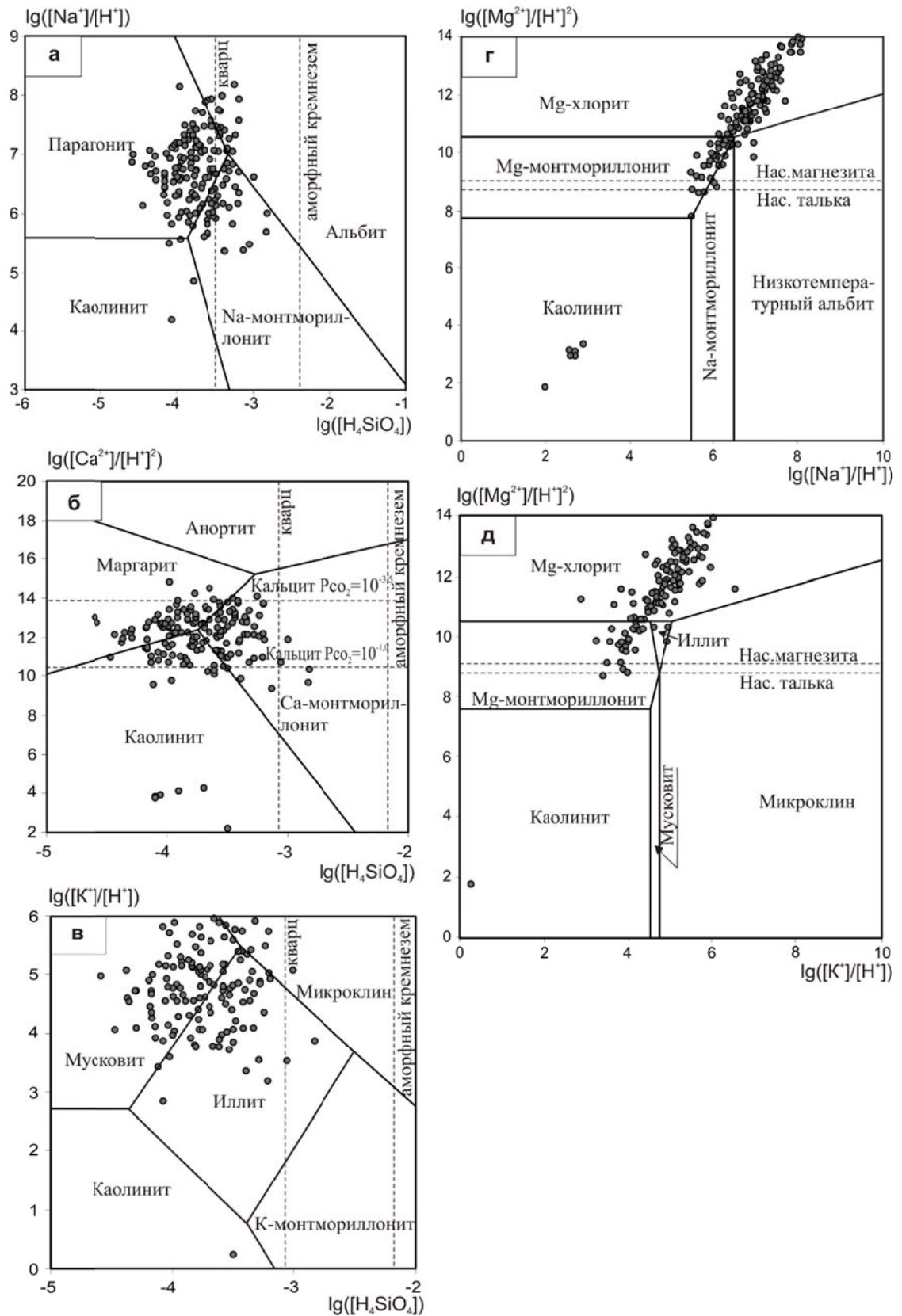


Рисунок 1. Диаграммы стабильности минералов в системах Si-Al-Na (а), Si-Al-Ca (б), Si-Al-K (в), HCl-H₂O-Al₂O₃-CO₂-MgO-Na₂O-SiO₂ (г), HCl-H₂O-Al₂O₃-CO₂-MgO-K₂O-SiO₂ (д) при 100°С с нанесением точек состава подземных вод оксфордского регионального резервуара Надым-Тазовского междуречья

Прежде всего это углекислый газ, который, взаимодействуя с OH^- по реакции: $\text{CO}_2 + \text{OH}^- = \text{HCO}_3^-$, формирует гидрокарбонат-ион, что и подтверждается фактическими данными. Тем самым обеспечивается непрерывная нейтрализация одного из продуктов реакции гидролиза и формирование подземных вод гидрокарбонатного типа значительно более кислых, чем это было бы в отсутствие CO_2 . Образующийся ион HCO_3^- в конечном итоге связывается в форме карбонатов. Это обеспечивает непрерывный строго направленный процесс химического связывания продуктов гидролиза в виде инертной твердой фазы [11].

Итогом физико-химических расчётов стало выявление различий в составе подземных вод оксфордского резервуара, равновесных с различными вторичными и в исключительных случаях с первичными алюмосиликатными минералами. Установлено, что основными контролирующими факторами при эволюционном развитии системы является pH среды и концентрация в растворе кремнезёма. На пути установления равновесия подземных вод с первичными алюмосиликатными минералами всегда выступает карбонатный барьер. Анализ изменения значений pH и содержаний H_4SiO_4 в подземных водах, равновесных с последовательно расположенными минералами от глинистых к эндогенным алюмосиликатам, свидетельствуют о закономерном возрастании величин этих показателей и в общем виде подчиняется схеме эволюции системы вода-порода в зоне гипергенеза. Установлено, что формирование широко распространённого каолинитового цемента протекает в около нейтральной среде (в среднем $\text{pH} = 7,2$) при концентрации кремнезёма в растворе 15-20 мг/дм³. Различные содержания катионов (K^+ , Na^+ и Mg^{2+}) в составе подземных вод, равновесных с алюмосиликатными минералами являются следствием количественных и качественных вариаций их вхождения в кристаллическую структуру глинистых и слюдистых минералов, а также ионно-обменными свойствами глин.

Таким образом, различия в составах подземных вод, равновесных с определёнными алюмосиликатами и карбонатами свидетельствуют о том, что минеральные новообразования формируются из раствора строго определённого химического состава в соответствующей геохимической среде. Решающее влияние на результат гидролиза силикатов оказывает содержание в пластовых водах соединений кремния. Более низкие концентрации H_4SiO_4 приводят к образованию иллита, более высокие к образованию хлоритов и проявления процессов вторичной альбитизации (рисунок 2).

Неравновесность системы вода – первичные алюмосиликаты приводит к непрерывному геологически длительному процессу их растворения с образованием все новых и новых разнообразных вторичных минералов. При этом в воде концентрируются те химические элементы, которые не связываются минеральными фазами (хлор, натрий, иногда кальций, фтор и др.). Все это определяет целенаправленное изменение состава подземных вод.

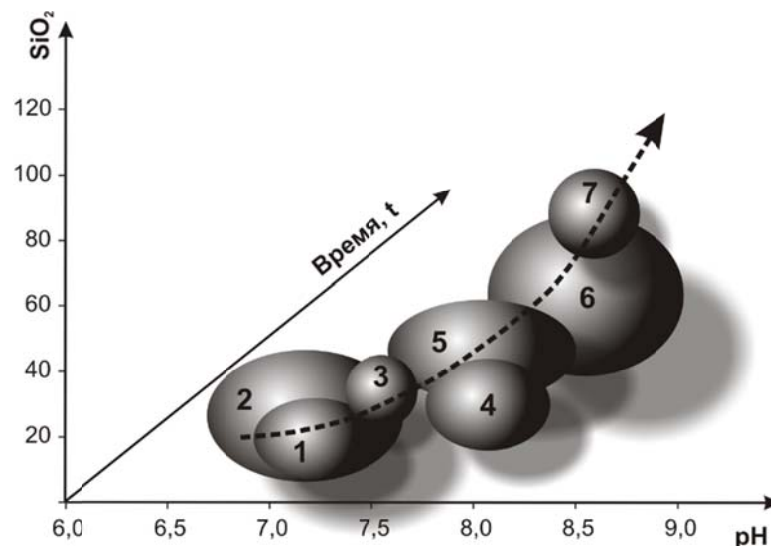


Рисунок 2. Модель последовательной смены гидрогенно-минеральных комплексов в пределах оксфордского регионального резервуара Надым-Тазовского междуречья

Гидрогенно-минеральный комплекс: 1 – каолиновый, 2 – монтмориллонитовый, 3 – иллитовый, 4 – слюдяной, 5 – хлоритовый, 6 – альбитовый, 7 – микроклиновый.

Постепенное концентрирование химических элементов в растворе по мере увеличения времени контактирования воды с породой приводит к неравномерному их накоплению. При этом каждому этапу взаимодействия воды с горными породами соответствует определенная ассоциация вторичных образований и определенный химический состав подземных вод.

Резюмируя вышесказанное можно сделать следующие выводы: 1) В пределах оксфордского регионального резервуара Надым-Тазовского междуречья развиты подземные воды от практически пресных до слабых рассолов (до 67 г/дм^3) преимущественно хлоридного натриевого, хлоридного гидрокарбонатного натриевого состава. Несмотря на очень длительное взаимодействие их с горными породами (десятки, а возможно и сотни миллионов лет), равновесия с первичными (эндогенными) минералами альбитом, анортитом, микроклином практически не наблюдается. В то же время подземные воды равновесны с такими минералами как парагонит, маргарит, иллит, мусковит, Са- и Na-монтмориллониты, реже с каолинитом и Mg-хлоритом. 2) Впервые выявлены различия в составе подземных вод, равновесных с различными вторичными и в исключительных случаях с первичными алюмосиликатными минералами. Установлено, что основными контролирующими факторами при эволюционном развитии системы является pH среды и концентрация в растворе кремнезёма. На пути установления равновесия подземных вод с первичными алюмосиликатными минералами всегда выступает карбонатный барьер. 3) Различия в составах подземных вод, равновесных с определёнными алюмосиликатами и карбонатами свидетельствуют о том, что минеральные новообразования формируются из раствора строго определённого химического состава в соответствующей геохимической среде. Решающее влияние на результат гидролиза

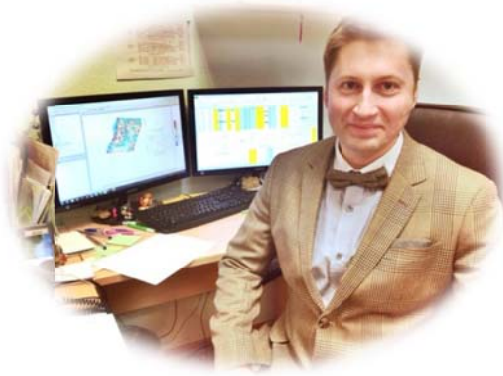
силикатов оказывает содержание в пластовых водах соединений кремния. Более низкие концентрации H_4SiO_4 приводят к образованию иллита, более высокие к образованию хлоритов и проявления процессов вторичной альбитизации. 4) Термодинамический анализ вместе с детальными исследованиями геохимии подземных вод позволил впервые создать концептуальную модель последовательной смены гидрогенно-минеральных комплексов в пределах верхнеюрских отложений Надым-Тазовского междуречья. Установлено, что в условиях неравновесно-равновесной системы вода-порода формирование аутигенных минералов происходит непрерывно и строго последовательно (каолинит – монтмориллонит – иллит – слюды – хлорит – альбит – микроклин) при строго определенных геохимических параметрах среды (рН, концентрации в растворе SiO_2 , Al, Na, K, Ca, Mg). Время в геологической эволюции системы вода – порода играет ключевую роль и по мере ее развития формируются более сложные гидрогенно-минеральные комплексы устойчивые к ужесточающимся термобарическим условиям зоны катагенеза.

Исследования проводились при финансовой поддержке Проекта IX.131.3.2. «Геохимия, генезис и механизмы формирования состава подземных вод арктических районов осадочных бассейнов Сибири» Программы IX.131.3. «Эволюция гидрогеологических систем осадочных бассейнов Сибири» Приоритетного направления IX.131. «Геология месторождений углеводородного сырья, фундаментальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа, научные основы формирования сырьевой базы традиционных и нетрадиционных источников углеводородного сырья» и Российского фонда фундаментальных исследований (проекты № 14-05-00868-а, 16-05-00945-а).

ЛИТЕРАТУРА

1. Шварцев С.Л. Прогрессивно самоорганизующиеся абиогенные диссипативные структуры в геологической истории Земли // Литосфера. 2007. № 1. С.65-89.
2. Вернадский В.И. История минералов земной коры. // История природных вод. Т. II. Часть 1. Вып. 1. Л.: Госхимтехиздат. 1933, 202 с.
3. Шварцев С.Л. Взаимодействие воды с алюмосиликатными горными породами. Обзор // Геология и геофизика. 1991. № 12. С.16-50.
4. Шварцев С.Л. К динамике водного концентрирования и рассеивания химических элементов в земной коре // Геология и геофизика. 1993. № 6. С. 24-32.
5. Перозии Г.Н. Определение времени формирования месторождений нефти и газа на основании детального изучения региональных преобразований терригенных пород на примере Западно-Сибирской плиты // Время формирования залежей нефти и газа. М.: Наука. 1976. С. 72-84.
6. Сахибгареев Р.С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. Л.: Недра. 1989. 260 с.
7. Гидрогеология СССР. Т. XVI: Западно-Сибирская равнина (Тюменская, Омская, Новосибирская и Томская области) / Нуднер В.А. М.: Недра. 1970. 368 с.
8. Кругликов Н.М., Нелюбин В.В., Яковлев О.Н. Гидрогеология Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и особенности формирования залежей углеводородов. Л.: Недра. 1985. 279 с.

9. Шварцев С.Л., Новиков Д.А. Природа вертикальной гидрогеохимической зональности нефтегазоносных отложений (на примере Надым-Тазовского междуречья, Западная Сибирь) // Геология и геофизика. 2004. Т. 45. № 8. С. 1008-1020.
 10. Матусевич В.М., Рыльков А.В., Ушатинский И.Н. Геофлюидалльные системы и проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна. Тюмень.; ТюмГНГУ. 2005. 225 с.
 11. Шварцев С. Л., Рыженко Б.Н., Алексеев В.А. Геологическая эволюция и самоорганизация системы вода–порода. Т.2: Система вода–порода в условиях зоны гипергенеза. Новосибирск: СО РАН. 2007. 389 с.
-



Новиков Дмитрий Анатольевич. Кандидат геолого-минералогических наук, заведующий лабораторией гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука (ИНГГ СО РАН), доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа НГУ.

ЧАСТЬ I

ЗАПАДНО-СИБИРСКИЙ РЕГИОН

УДК 552.14/51:551.763(571.121)

СОСТАВ И ПОСТСЕДИМЕНТАЦИОННЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ НИЖНЕМЕЛОВЫХ АЛЕВРИТО-ПЕСЧАНЫХ ПОРОД НАПАЛКОВСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

Л.Г. Вакуленко, О.Д. Николенко, П.А. Ян

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, г. Новосибирск

E-mail: vakylenkolg@ipgg.sbras.ru

Охарактеризован состав, и постседиментационные изменения терригенных пород проницаемой части нижнемеловых резервуаров Гыданской НГО. Определена последовательность аутигенного минералообразования. Установлены постседиментационные процессы, приводящие к улучшению коллекторских свойств пород. Максимальное отрицательное влияние оказывает кальцитизация, широко проявленная в изученных разрезах.

Ключевые слова: постседиментационные изменения, алевроито-песчаные породы, коллекторские свойства, нижний мел, север Западной Сибири

Гыданская нефтегазоносная область, в состав которой входит Напалковский нефтегазоносный район, является наиболее слабо изученной территорией в пределах Западно-Сибирской провинции. В ее пределах основные перспективы нефтегазоносности связаны с нижнемеловыми отложениями [1]. Однако, петрографические особенности их практически не освещены в научных публикациях. Сотрудниками ИНГГ СО РАН было выполнено комплексное изучение керна и материалов ГИС ряда скважин одного из месторождений на западе Гыданской НГО [2]. В данной работе приведены результаты петрографических исследований алевроито-песчаных пород берриас-барремского, готеривского, баррем-нижнеаптского и аптского региональных резервуаров [по 3]. В стратиграфическом отношении указанные резервуары выделяются в составе нижней части ахской (пласты ачимовской толщи), верхней части ахской (БГ₁₂-БГ₁₉) свиты, нижнетанопчинской (БГ₁₀₋₁₁, ТП₁₆₋₂₇) и верхнетанопчинской (ТП₁₋₁₅) под-свит соответственно.

В породах проницаемой части нижнемеловых резервуаров преобладает поровый тип пустотного пространства, представленный межзерновыми седиментационными порами различной конфигурации и размеров, в значительной степени определяющимися гранулометрическим составом отложений. В общем виде более высокими значениями фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) обладают более грубозернистые песчаники с хорошей сортировкой и окатанностью обломков. Среди изученных пород преобладают мелкозернистые песчаники с различной примесью алевроитового материала. В меньшей степени распространены песчаники мелко-средне-, иногда среднезернистые, а также алевропесчаники, алевролиты крупно- и мелко-крупнозернистые. Обломочный материал в основном хорошо, реже средне, иногда плохо отсортирован. Степень окатанности обломков напрямую связана с гранулометрическим составом: в более тонкозернистых терригенных породах преобладают угловатые обломки, в мелкозернистых песчаниках –

угловатые, в меньшей степени полуокатанные обломки, с ростом доли среднезернистой фракции увеличивается содержание полуокатанных и окатанных обломков.

Для изученных пород характерен литокластито-полевошпато-кварцевый и литокластито-кварцево-полевошпатовый состав обломочной части с близким содержанием кварца (30-47%) и полевых шпатов (26-44%), в меньшей степени распространены литокласты (14-33%). Содержание слюд варьирует от долей % до 13-15%. Таким образом, степень минералогической зрелости обломочного материала оценивается как средняя и низкая. Высокая доля полевых шпатов указывает на относительную близость источников сноса и слабую переработку обломочного материала в процессе переноса. Наблюдаемые вертикальные и латеральные изменения в составе обломочной части в целом незначительны. Среди полевых шпатов всегда преобладают калиевые разновидности (ортоклаз, редко микроклин) – 18-43%, кислых плагиоклазов – 1-14%. Среди литокластов преобладают обломки пород каркасного типа (эффузивные породы кислого и среднего составов, кремнистые породы, алевролиты, кварциты, гранитоиды) - 12-24%. Пластичные литокласты, представленные в основном сланцами, редко алевритоглинистыми и серицитизированными породами, составляют 1-9%. Таким образом, в составе обломочной части изученных пород отмечается преобладание каркасных (85-95%) и незначительная доля пластичных компонентов, что является благоприятным фактором для формирования хороших ФЕС.

Важным параметром коллекторов является количество цемента и его состав. При небольшом (<10%) количестве цемента сохраняется часть открытого порового пространства, способного вмещать промышленные скопления УВ. Значительное снижение пористости и проницаемости наблюдается в случае увеличения содержания глинистого цемента до 15-20% и более. Карбонатный цемент, при содержании его 15-20% и выше, снижает открытую пористость более резко, чем глинистый. В состав последнего входят глинистые минералы, обладающие различными физическими свойствами, в частности адсорбционной способностью, набухаемостью и т.д. Максимальное снижение пористости и проницаемости проявляется при набухании минералов группы монтмориллонита. В изученных породах содержание цемента сильно варьирует – от первых % до 45-50%, а при дальнейшей интенсивной карбонатизации - до перехода в смешанные терригенно-карбонатные породы. Состав цемента чаще всего полиминеральный, преимущественно глинисто-карбонатный. В отдельных пластах в составе цемента отмечаются титанистые минералы (лейкоксен, в меньшей степени анатаз), пирит, регенерационный кварц, содержание их не превышает 1-5%. По данным рентгеноструктурного анализа соотношение глинистых минералов цемента меняется снизу вверх по разрезу следующим образом. В ахской свите хлорита - 24-62%, гидрослюды - 11-56%, каолинита – 8-34%, смешанослойных минералов – 5-11% и монтмориллонита – 2-5%. В нижнетанопчинской подсвите хлорита - 22-64%, каолинита - 15-50%, гидрослюды - 5-42%, смешанослойных минералов - 1-9% и монтмориллонита - 1-5%. В верхнетанопчинской подсвите хлорита - 31-56%, каолинита - 20-55%, гидрослюды - 7-26%, смешанослойных минералов – 1-8%, монтмориллонита – 1-7%.

Отдельной сложной задачей петрографических исследований является стадийный анализ терригенных пород. Для выводов о последовательности выявленных постседиментационных изменений и соотнесения их с определенными стадиями литогенеза необходима значительная база данных, характеризующая объект исследования как по латерали, так и по вертикали. К сожалению, в связи с фрагментарностью кернового материала у нас не было возможности провести подобный анализ в достаточном объеме, однако некоторые результаты по особенностям проявления постседиментационных процессов в нижнемеловых резервуарах Гыданской НГО были получены. По данным [4] в районе исследования, судя по отражательной способности витринита из пород неокомского комплекса, метаморфизм ОВ соответствует градациям МК₁¹-МК₂. Таким образом, в первом приближении можно сказать, что вмещающие берриас-нижнеаптские отложения затронуты постседиментационными преобразованиями, соответствующими среднему-началу позднего катагенеза.

При детальном микроскопическом исследовании алеврито-песчаных пород выявлены разнообразные постседиментационные изменения. Регенерация кварца проявлена в той или иной степени во всех изученных разрезах. Аутигенный кварц формирует неполные регенерационные каемки толщиной от 0,005 до 0,02-0,03, иногда до 0,05 мм. В участках с пустотным пространством у обломочных зерен кварца появляются идиоморфные грани. В целом наблюдается увеличение доли регенерационного кварца с увеличением размерности кварцевых обломков. В прослоях алевролитов регенерация кварца практически не проявлена. В мелкозернистых песчаниках регенерацией затронуто обычно до 30% обломков. Среди более грубозернистых пород встречаются прослои с регенерацией, проявленной у 50-60 %, иногда у 80-90% обломков, при этом формируется кварцевый регенерационный цемент (до 1-2 %). Могут наблюдаться так называемые кварцитовидные участки, образующиеся при слиянии 3-4 обломков кварца с регенерационными каемками (**рисунок 1**).

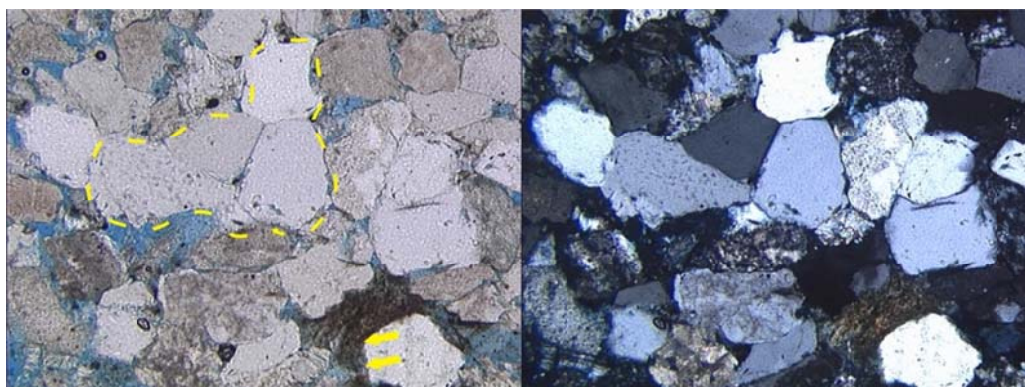


Рисунок 1. Регенерация кварца, иногда до идиоморфной огранки, формирование кварцитовидных участков. Умеренная деформация пластичных обломков. Пласт ТП-20, гл. 2422,1 м. Здесь и далее: слева николи параллельны, справа – скрещены; поровое пространство маркировано синим веществом; размер фотографии 0,9x1,2 мм.

В полевых шпатах частичная регенерация проявлена редко и в единичных зернах. В зависимости от состава полевых шпатов отмечена разная степень их изменения про-

цессами пелитизации, серицитизации, кальцитизации, сидеритизации, каолинитизации, выщелачивания (**рисунок 2**). При этом калиевые разновидности чаще пелитизированы,

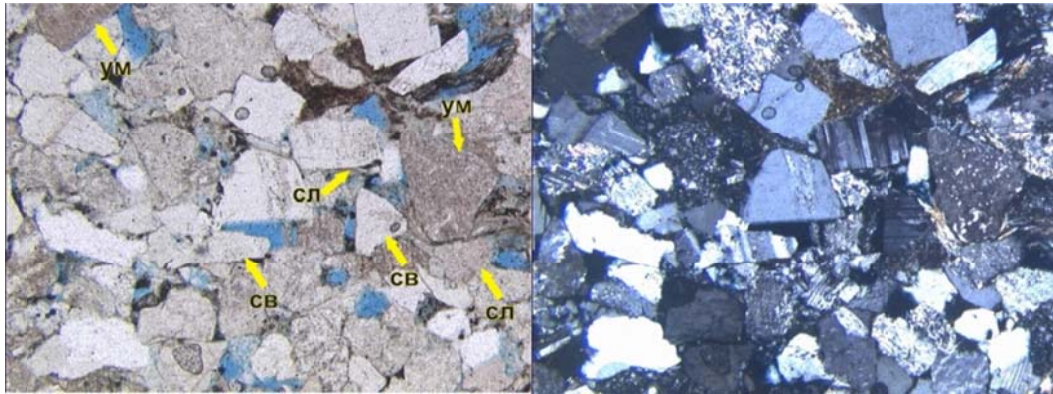


Рисунок 2. Различная степень изменения полевого шпата: свежие (св), слабо (сл) и умеренно (ум) измененные обломки. Гидратизированные и слабо деформированные обломки слюд. Пласт ТП23, гл. 2565,2 м.

а плагиоклазы – серицитизированы. В целом преобладают свежие и слабо измененные полевые шпаты, однако, для калиевых разновидностей чаще отмечаются увеличение содержания умеренно и сильно измененных обломков (до 50-60%). Среди плагиоклазов постоянно встречаются катаклазированные обломки, характеризующиеся появлением дополнительной внутризерновой пористости. Такой процесс, как каолинитизация полевых шпатов (от пятнистой до практически полной), наиболее развит в породах, содержащих поровый каолинит (**рисунок 3**). Наблюдался также процесс выщелачивания полевых шпатов с формированием мелких внутризерновых пустот, заметно проявленных в пластах верхнетанопчинской подсвиты. Среди постседиментационных изменений, затрагивающих литокласты, отмечено развитие кальцита и сидерита по каркасным обломкам, слабая, иногда умеренная деформация пластичных обломков (**рисунок 1**), в редких случаях сильно деформированные обломки выступают в роли цемента. Постоянно в некоторых каркасных литокластах отмечаются мелкие пустоты выщелачивания, создающие дополнительное вторичное поровое пространство в породах (**рисунок 3**).

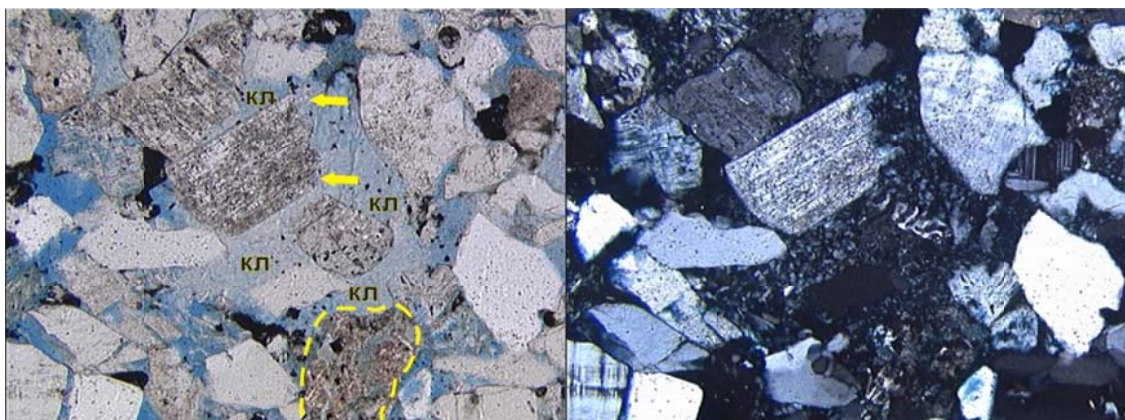
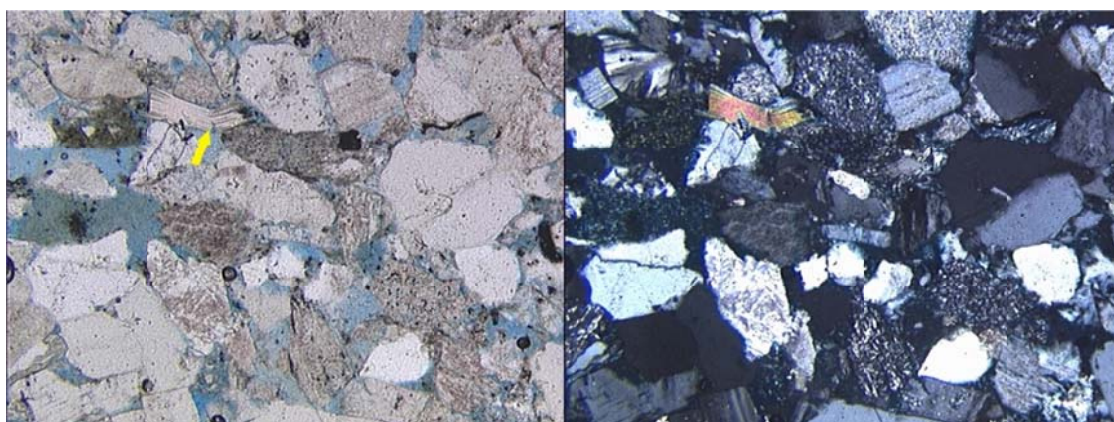


Рисунок 3. Каолинитизация полевого шпата (стрелки) в песчанике с аутигенным поровым каолинитовым цементом (кл). Выщелачивание и вторичная пористость в каркасных обломках (пунктир). Пласт ТП121, гл. 2002,1 м.

Слюды, представленные биотитом, в меньшей степени мусковитом и хлоритом, часто в разной степени деформированы, более хрупкий и слабо измененный мусковит – до излома (**рисунок 4**). Биотит часто хлоритизирован, сидеритизирован, гидратизирован. Гидратация слюд сопровождается частичным или полным обесцвечиванием пластинок, ослаблением плеохроизма, уменьшением интерференционной окраски. Чешуйки биотита, редко мусковита при гидратации разбухают и приобретают веерообразную форму, по краям пластинок отмечается расщепление (**рисунок 2**).

Наиболее ярко постседиментационные изменения проявлены в виде формирования аутигенных минералов в цементе изученных пород. Широко распространен и представлен практически во всех алевроито-песчаных пластах кальцит, менее распространен сидерит, редко незначительно развит доломит. Содержание кальцита варьирует от первых % до 45-50, иногда 60-70%.



***Рисунок 4.** Деформация слюд, излом пластинок мусковита (стрелка). В обломочной части преобладают прямолинейные межзерновые контакты. Пласт ТП-20, гл. 2422,1 м.*

Различные генерации кальцита можно выделить по степени его кристалличности, взаимоотношениям с обломочной частью, по степени преобразованности обломочных компонентов, «запечатанных» в кальцитовом цементе. Принято считать, что кальцит с размером кристаллов менее 0,01 мм (микрочеталлический, скрытокристаллический) является седиментационным и/или раннедиагенетическим (первая генерация). В стадию диагенеза и катагенеза происходит его перекристаллизация с укрупнением кристаллов, и о его существовании можно говорить лишь по наличию реликтовых сгустково-пятнистых выделений. Вторая генерация представлена агрегатами кальцита тонко-, мелко-, редко средне-мелкокристаллической структуры, формирующим поровый, участками базально-поровый цемент (**рисунок 5**). Кристаллы кальцита второй генерации в целом соизмеримы с обломками и межзерновыми порами. К третьей генерации отнесен пойкилитовый кальцит разной степени кристалличности, преимущественно мелко-средне-, иногда средне-крупно- и грубокристаллический (**рисунок 6**). Он корродирует обломки (в том числе регенерационные кварцевые каемки), частично или полностью замещает часть из них, формируя порово-базальный, участками базальный, базально-поровый типы цемента.

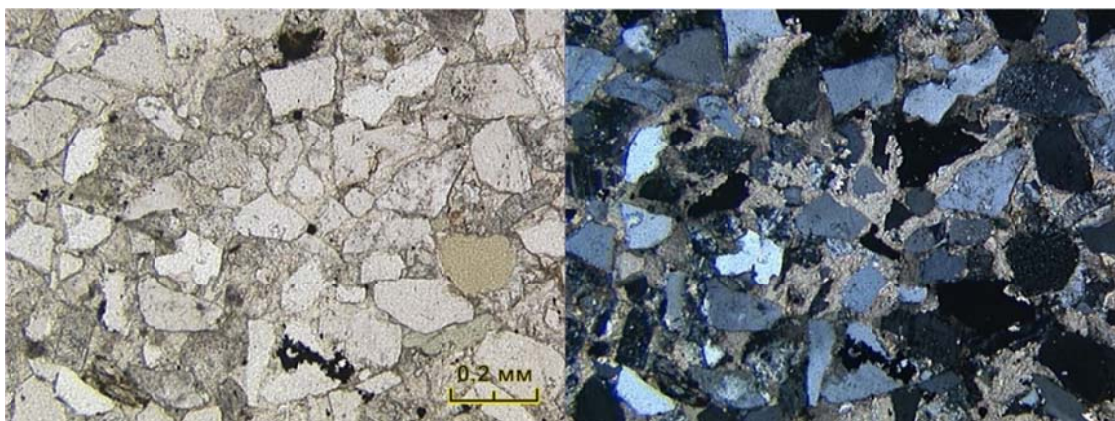


Рисунок 5. Коррозия обломков тонко-мелкокристаллическим поровым кальцитом второй генерации. Между пластами БГ-16 и БГ-17, гл. 2822,9 м.

Относительно последовательности выделения кальцита второй и третьей генерации существуют противоречивые точки зрения, но все-таки большинство исследователей считает пойкилитовый кальцит одним из наиболее поздних аутигенных минералов (без учета его новообразований по разнонаправленным трещинам и кавернам). При сравнении значений ФЕС для исследованной выборки образцов средние показатели пористости карбонатизированных пород снижаются в 3 раза, а проницаемости – на два порядка.

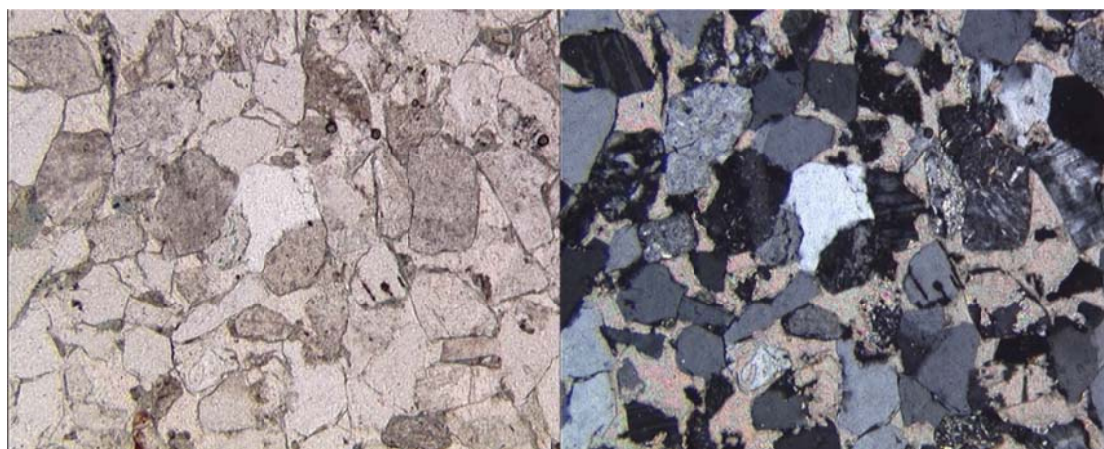


Рисунок 6. Грубокристаллический пойкилитовый кальцит третьей генерации в базальном цементе песчаника. Между пластами БГ-11 и БГ-10, гл. 2654,3 м.

Сидерит пелитоморфный, редко микрокристаллический встречается в основном в виде сгустков и пятен в цементе, формируя в стадию диагенеза поровый, редко пленочный типы (**рисунок 7**). Он концентрируется послойно, обычно совместно с растительным детритом, часто развиваясь по отдельным фрагментам последнего. Кроме того, пелитоморфный сидерит развивается по биотиту и некоторым литокластам (обломкам сланцев, алевроглинистых пород, эффузивов). Сидерит встречается также в виде мелких сферолитов, формирующихся в стадию катагенеза (**рисунок 7**).

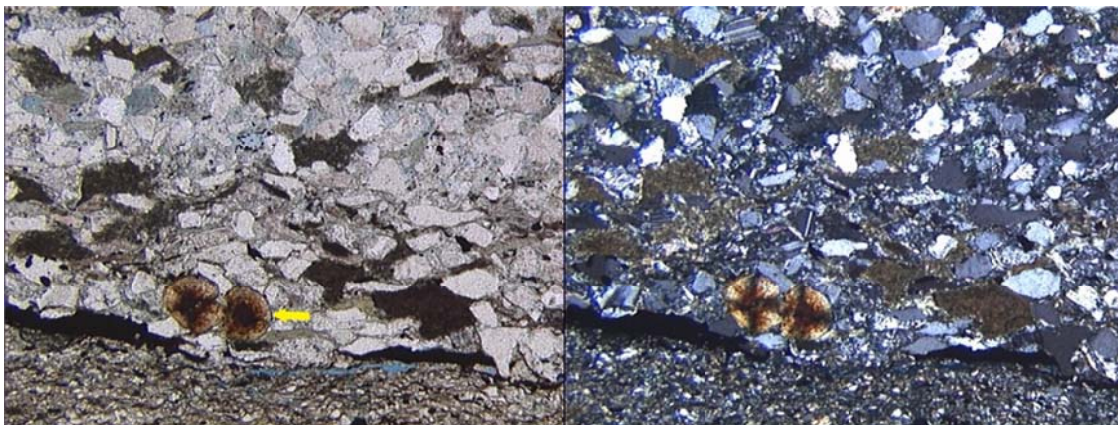


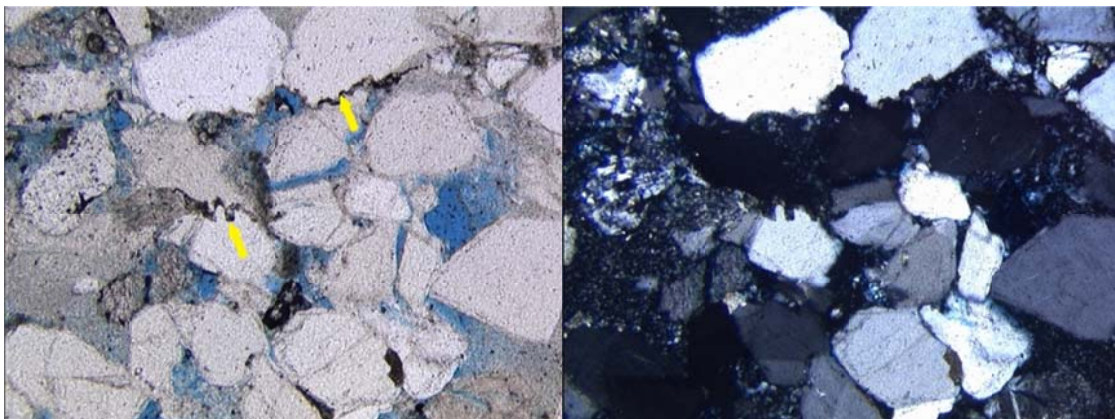
Рисунок 7. Сидерит поровый пелитоморфный диагенетический и сферолитовый катагенетический. Пласт ТП-20, гл. 2421,6 м.

Довольно частым компонентом цемента в изученных породах является аутигенный хлорит. Диагенетический хлорит формирует на обломках пленки равномерной толщины. Хлорит крупночешуйчатый более поздней генерации формирует крустификационные каемки и рассматривается как катагенетический минерал [5]. Аутигенный каолинит крупно-мелкочешуйчатый, иногда с вермикулитоподобными и розетковидными агрегатами, формирует поровый цемент в некоторых прослоях алеврито-песчаных пород (см. **рисунок 3**). Каолинит в разной степени замещает обломки полевых шпатов, реже слюды, корродирует краевые части обломков кварца. Формирование его связано с диагенезом, начальным и средним катагенезом. Возможна также перекристаллизация аллотигенного каолинита, поступавшего в бассейн в стадию седиментогенеза совместно с обломочным материалом. Новообразованный каолинит характеризуется более высокой степенью структурной упорядоченности, за счет чего 30-50% его первоначального объема переходят во вновь образованное межзерновое пространство, увеличивая, таким образом, пористость пород.

Аутигенный пирит в изученных породах развит незначительно: в виде редких выделений неправильной формы, а также тонкой сыпи кубических кристалликов, формируясь обычно в цементе, по некоторым литокластам и остаткам фюзенизированной растительности. В единичных случаях в некоторых пластах встречен аутигенный глауконит, представленный в виде глобуль микроагрегатной структуры. Формирование его приурочено к поверхностному слою осадка в мелководно-морской зоне бассейна с нормальной соленостью. В верхней части танопчинской свиты отмечались прослои алеврито-песчаных пород кварц-глауконитового состава, с неравномерно распределенными обильными глобулями глауконита. Аутигенные акцессорные титанистые минералы, представленные таблитчатым анатазом и лейкоксеном, приурочены к межзерновому пространству и образуют на обломках прерывистые каемки, формируя при значительном их содержании поровый, реже пленочно-поровый тип цемента.

Изученные породы характеризуются различной степенью уплотнения. Сильная степень уплотнения в бескарбонатных разновидностях наблюдается редко - в более глубоководных алеврито-песчаных пластах ахской свиты. В плотных породах

среди межзерновых контактов контакты механического приспособления преобладают над прямолинейными, встречаются контакты пластической деформации, химического растворения, неглубокие инкорпорационные и стилолитовые (**рисунок 8**). В умеренно и слабо уплотненных породах, более широко представленных в изученных разрезах, среди межзерновых контактов преобладают прямолинейные первичные и вторичные (см. **рисунок 4**), точечные, а контакты из группы выпукло-вогнутых распространены в подчиненном количестве.



***Рисунок 8.** Стилолитовые межзерновые контакты. Пласт ТП²₂₂, гл. 2510,3 м.*

В изученных алеврито-песчаных пластах иногда наблюдаются в разной степени наклонные тектонические трещины. Залеченные трещины такого типа могут служить местными экранами залежей. Наличие открытых тектонических трещин в продуктивных породах ведет к резкому скачкообразному увеличению дебитов углеводородов. Другой тип трещин приурочен чаще всего к слоистым породам, как к песчаникам, так и к алевритам. Волнистые послойные открытые трещины могут быть прерывистые и протяженные, кулисообразные и разветвляющиеся. Толщина их варьирует от 0,05 до 0,2-0,3, редко до 0,5 мм. Они создают дополнительное пустотное пространство в породах.

При анализе влияния различных постседиментационных процессов на ФЕС изученных пород установлено, что к факторам, приводящим к формированию зон разуплотнения, т.е. улучшающим ФЕС, относятся: 1) растворение обломков и цемента с последующим выносом материала в условиях углекислого выщелачивания; 2) формирование аутигенного и/или перекристаллизация аллотигенного каолинита; 3) наличие небольшого количества диагенетических кварцевого регенерационного и хлоритового пленочного цемента, препятствующих сближению зерен; 4) трещинообразование.

Оценка соотношения седиментационных и постседиментационных факторов формирования фильтрационно-емкостных свойств пород проницаемых частей резервуаров должна выполняться конкретно для каждого месторождения в целях более точного прогноза зон улучшенных коллекторов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бородкин В.Н., Курчиков А.Р. Стратиграфо-корреляционная основа геологического моделирования нижнемеловых отложений Гыданской нефтегазоносной области севера Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. - №3. - С. 12–19.
 2. Вакуленко Л.Г., Ершов С.В., Николенко О.Д., Пещевицкая Е.Б., Попов А.Ю., Ян П.А. Комплексный анализ берриас-сеноманских отложений западной части Гыданского полуострова (Западная Сибирь) // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2016. - Новосибирск: СГУГиТ, 2016. – Т. 2. – № 1. – С. 191–195.
 3. Казаненков В.А., Ершов С.В., Рыжкова С.В., Борисов Е.В., Пономарева Е.В., Попова Н.И., Шапорина М.Н. Геологическое строение и нефтегазоносность региональных резервуаров юры и мела в Карско-Ямальском регионе и прогноз распределения в них углеводородов // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 27–49.
 4. Скоробогатов В.А., Строганов Л.В. Гыдан: геологическое строение, ресурсы углеводородов, будущее... – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 261 с.
 5. Ушатинский И.Н., Зарипов О.Г. Минералогические и геохимические показатели нефтегазоносности мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты. Свердловск: Средне-Уральское кн. изд-во, 1978. – 208 с.
-



Вакуленко Людмила Галериевна. Кандидат геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник лаборатории седиментологии института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск.



Николенко Остап Дмитриевич. Инженер лаборатории седиментологии института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск.



Ян Петр Александрович. Кандидат геолого-минералогических наук, заведующий лабораторией седиментологии института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, доцент НГГУ, г. Новосибирск.

УДК 551.8

**ФАЦИАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ ФОРМИРОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ТАНОПЧИНСКОЙ
СВИТЫ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЯМАЛО-ГЫДАНСКОЙ
НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

О.С. Генераленко, Е.Н. Бардаченко
ООО «НОВАТЭК НТЦ», г. Тюмень
E-mail: OSGeneralenko@novatek.ru

В работе отражены результаты комплексного литолого-фациального анализа танопчинской свиты месторождения Ямало-Гыданского фациального района. В ходе проделанной работы выполнено детальное изучение керн танопчинской свиты, с определением фаций и обстановок осадконакопления, уточнено геологическое строение разреза Ямало-Гыданского фациального района. Построены сейсмические разрезы, рассчитаны сейсмические атрибуты, выполнена корреляция. На примере одного из продуктивных пластов показано комплексирование сейсмических и скважинных данных при построении фациальных карт. Результаты работы позволили детализировать геологическое строение танопчинской свиты в пределах Ямало-Гыданского фациального района.

Ключевые слова: обстановка осадконакопления, фация, стратиграфия, танопчинская свита, корреляция.

Отложения танопчинской свиты Ямало-Гыданской нефтегазоносной области являются одними из основных продуктивных комплексов, в которых сосредоточена значительная часть запасов углеводородов. Продуктивный интервал характеризуется сложным строением, изучение которого требует комплексирования исходной геолого-геофизической информации.

Седиментологический аспект исследования. Согласно схеме структурно-фациального районирования, принятой на межведомственном региональном стратиграфическом совещании в 2005 г., изучаемые отложения танопчинской свиты относятся к готерив-аптскому ярусам нижнего мела Ямало-Гыданского фациального района (**рисунок 1**).

Западно-Сибирский НГК на начало неокомского времени представлял собой морской относительно глубоководный бассейн [2]. В *готеривское* время происходило смещение глубоководной части моря на северо-восток. Площадь прибрежной равнины увеличивалась в юго-восточной части ЯНАО, что привело к опесчаниванию отложений танопчинской свиты. В *барремское* время продолжалось обмеление осадочного бассейна в его северо-западной и юго-западной частях. Одновременно расширились области прибрежных равнин, охвативших территории полуострова Ямала и Гыдана.

Накопление больших запасов УВ связано с тем, что отложения в указанное время на данной территории формировались в благоприятных условиях мелкого моря и в прибрежной области переходного осадконакопления, характеризующихся активной динамикой среды и способствующей формированию выдержанных, высокопористых коллекторов. Для определения условий осадконакопления, в которых формировались отложения танопчинской свиты, был проведен детальный седиментологический анализ кернового материала. При описании керн выявлялись основные диагностические признаки пород, в том числе структурно-текстурные особенности, проводился ихнофаци-

альный анализ, повышенное внимание уделялось типам контактов, эрозионным поверхностям.

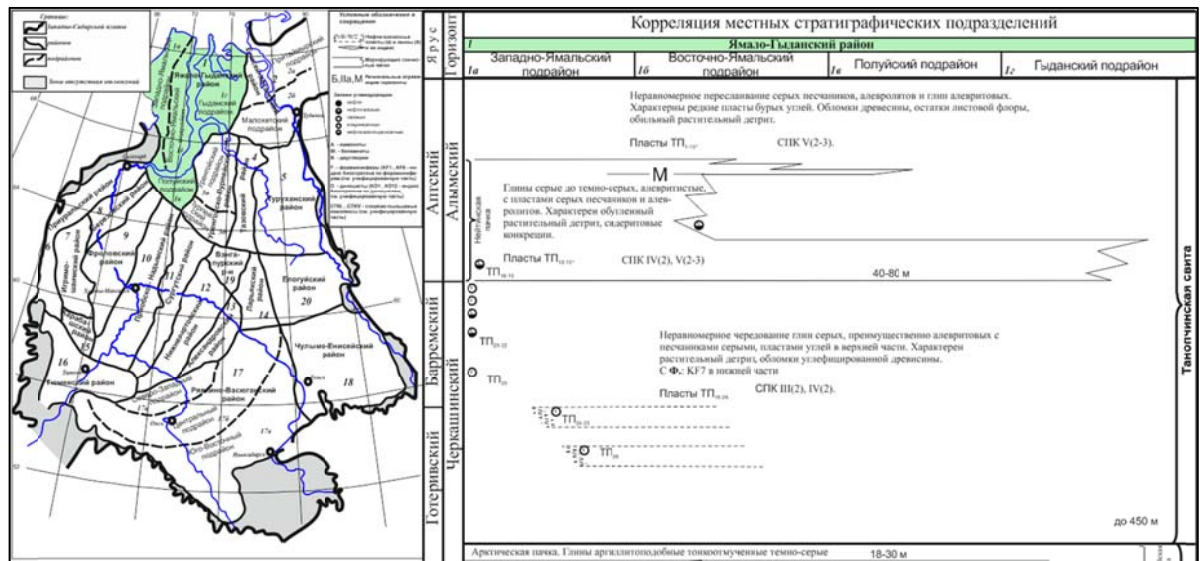


Рисунок 1. Выкопировка из региональной стратиграфической схемы нижнемеловых отложений Западной Сибири (берриас-ант)

Проведенное авторами настоящей статьи детальное литолого-фациальное изучение значительного количества керн (более 1700 м) позволило выявить главнейшие фациальные комплексы отложений, определяющих палеогеографические условия их формирования. В основные фациальные комплексы отложений танопчинской свиты входят следующие обстановки осадконакопления:

1. *Комплекс отложений дельты речного типа* характеризуют осадконакопление в условиях периодического выдвигания маломощных дельт в прибрежную часть полуизолированного мелководного бассейна (пласты ТП₂₅₋₂₇). Фации дельтового комплекса: 1) преимущественно песчаные отложения устьевых баров; 2) песчаники распределительных каналов; 3) алевроглинистые отложения дистальной части устьевых баров; 4) глинистые отложения внутридельтовых заливов/лагун.

2. *Комплекс отложений дельты приливно-отливной типа*, представленный песчано-глинистыми породами приливно-отливных дельт и междельтовых областей приливно-отливной зоны, которую пересекают многочисленные каналы и ручьи (пласты ТП₁₆₋₂₄). Фации, диагностируемые по керну скважин: 1) песчаники приливно-отливных баров фронта дельты; 2) песчаные отложения приливно-отливных каналов и русел со смешанным влиянием речных и приливно-отливных процессов; 3) приливно-отливные алевроглинистые отложения дельтовой равнины.

3. *Комплекс отложений междельтового приливно-отливного побережья* представленный алевролитами и песчаниками приливно-отливных каналов, разделенных алевроглинистыми породами приливно-отливных отмелей, солоноватоводных маршей, прибрежных озер и заболоченной поймы (угли). Преимущественно характеризует отложения пластов ТП₂₋₁₅.

4. Комплекс отложений дельты головной части залива полуоткрытого залива диагностируются только в пределах пласта ТП₁ и представлены следующими фациями: песчаники головной части залива (дельта) и алевроито-глинистые отложения центральной части залива/лагуны.

5. Открыто-морской комплекс отложений, образованный в условиях мелководного морского бассейна завершает разрез танопчинской свиты, и представлен глинистыми породами фации шельфа с маломощными редкими прослоями пляжевых песчаников.

Отложения танопчинской свиты подстилаются *арктической пачкой глин* готеривского яруса, внутри которой прослеживается поверхность максимального затопления (MFS_Arctic). Глинистая пачка является хорошим маркирующим горизонтом, и достаточно уверенно выделяется в разрезе по данным геофизических исследований скважин: максимальные значения по данным индукционного каротажа (ИК), минимальные значения по данным каротажей, характеризующих параметр сопротивления (BK, GZ, PZ, MBK, MGZ, MPZ).

Вверх по разрезу глинистые отложения арктической пачки сменяются маломощными песчаными отложениями дельт речного типа, впадающих в мелководный бассейн. Прибрежно-морские дельтовые отложения местами пересекаются мощными речными песчаниками, сформировавшимися в пределах врезанных долин. Русловые песчаники с размывом залегают на подстилающих относительно глубоководных морских глинистых отложениях (продельты) и характеризуются блоковой формой кривой электрокаротажа и увеличенными значениями толщин (**рисунок 2**).

Обмеление бассейна (регрессия) продолжилось в *барремское время*, на что указывают многочисленные признаки континентальных условий седиментации (прослой угля, обилие углистого растительного детрита, углефицированные остатки корневой системы растений). Отложения, образованные в этот период времени, представлены фациями приливно-отливных каналов, пересекающих широкие области приливно-отливной прибрежной равнины.

С *раннеаптской трансгрессии* начинается новый, апт-неогеновый трансгрессивно-регрессивный седиментационный цикл. В течение трансгрессии формируется региональный глинистый флюидоупор – *нейтинская пачка*, в пределах которой выделена поверхность максимального затопления (MFS_ТП₁₆). Последующее за трансгрессией понижение относительного уровня моря нашло отражение в формировании речными системами наиболее крупных врезанных долин, заполненных мощными русловыми песчаниками толщиной до 70 м. На уровне пласта ТП₂ зафиксированы последние прослой углей, по кровле которых четко диагностируется трансгрессивная поверхность (TS), представленная в керне появлением алевроито-песчаных интенсивно биотурбированных отложений окраинной части залива/мелкого моря (**рисунок 3**). С последующим повышением уровня моря связано исчезновение углистых пачек, уменьшение зернистости песчаников, появление в отложениях волновых текстур и интенсивной биотурбации, после чего трансгрессия охватила всю территорию исследования.

Накоплением морских глин внутреннего шельфа в кровле танопчинской свиты (MFS_ТП) завершается период формирования ее отложений, и начинается накопление отложений вышележащей яронгской свиты.

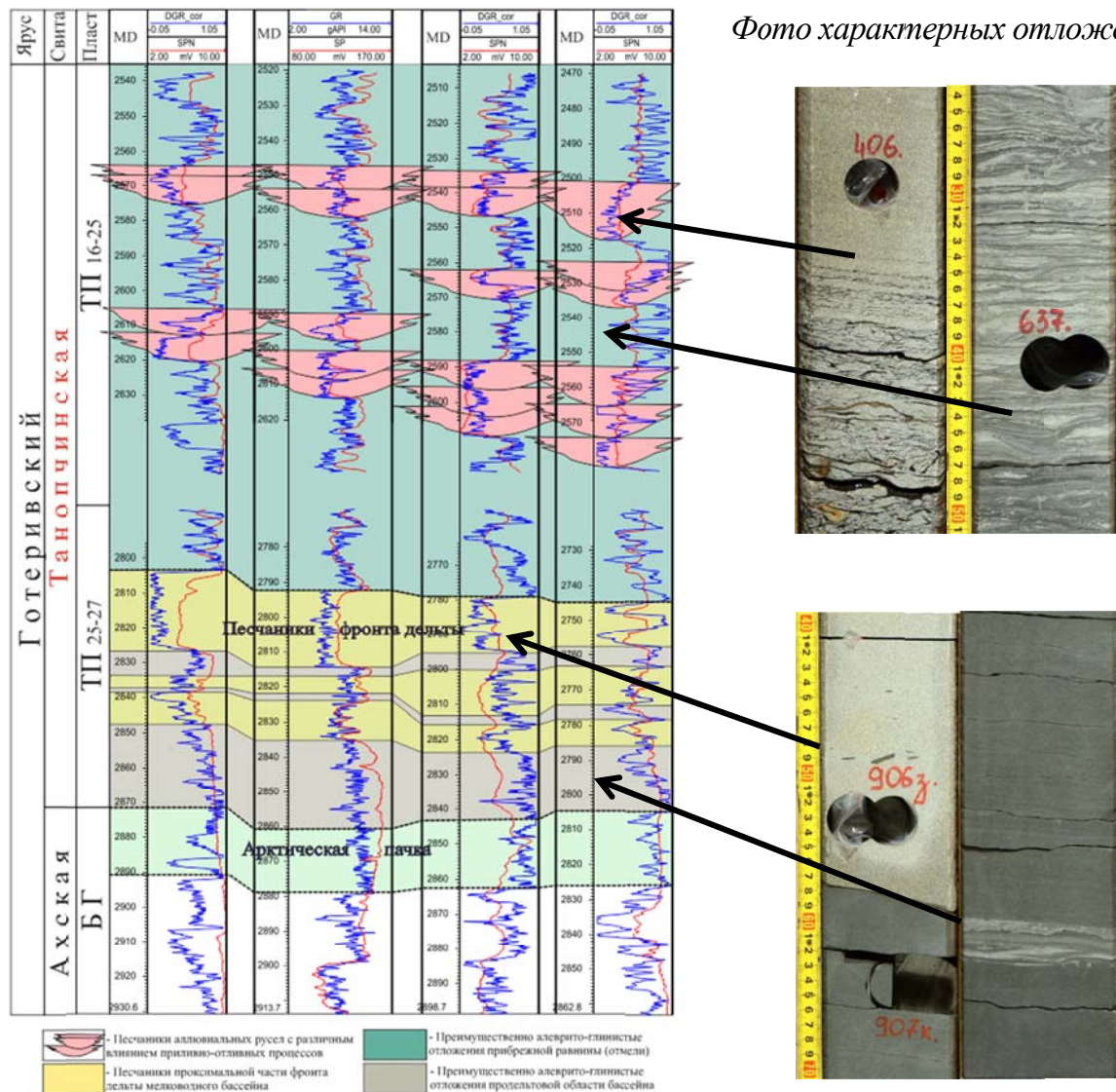


Рисунок 2. Схема геологического развития отложений нижней части танопчинской свиты: на фото керна в песчанике – многочисленные обломки обугленной древесины, глинистые интракласты. На уровне пластов ТП₂₅₋₂₇ в песчаниках фронта дельты на электрокаротаже двух левых скважин видны «блоки» врезанной долины, которая выклинивается в правых скважинах

После проведения седиментологического описания кернового материала, были проанализированы и увязаны данные ГИС, и выполнена корреляция разреза с выделением и прослеживанием ключевых региональных стратиграфических поверхностей. При выполнении корреляции в качестве основных реперных интервалов использовались глинистые разности, соответствующие периодам максимального затопления: интервал арктической пачки (MFS_Arctic), интервал глин нейтинской пачки (MFS_ТП₁₆) и кровля танопчинской свиты (MFS_ТП) (рисунок 4).

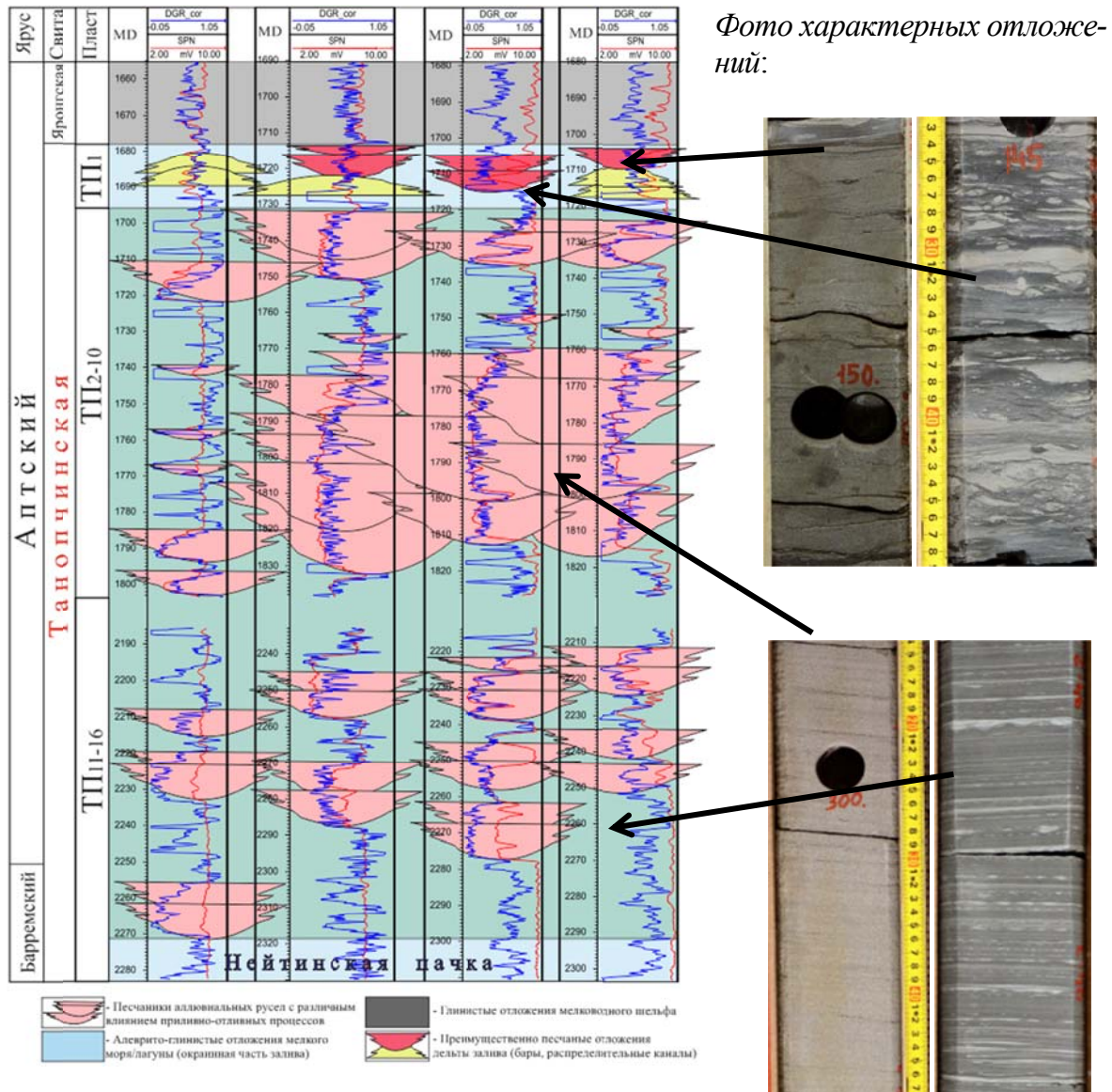


Рисунок 3. Схема геологического развития отложений верхней части танопчинской свиты

Принимая во внимание то, что большая часть разреза представлена отложениями прибрежно-континентального генезиса, при выполнении корреляции использовался хроностратиграфический подход, при котором к одному пласту относятся одновозрастные породы, представленные различными фациями и литологическими разностями, заключенными в пределах одного секвенса. Литостратиграфический вариант корреляции, при котором к одному пласту относятся разновозрастные отложения идентичного литологического состава, расположенные на одном стратиграфическом уровне, но в разных секвенсах, не может быть использован для создания геологических моделей отложений по причине некорректного воспроизведения гидродинамической связанности песчаных тел.

Сейсмический аспект исследования. После проведения скважинной и сейсмической корреляции, были построены фациальные карты. Для картирования фациальных зон в

том числе в межскважинном пространстве, были рассчитаны сейсмические атрибуты и выполнена сейсмическая инверсия (прогнозные карты песчаности, рисунок. 5-б). Наряду со стратиграфическими срезами и динамическими атрибутами была выполнена спектральная декомпозиция, основанная на спектральном разложении по частотам сейсмического куба.

Применение спектральной декомпозиции позволяет проследить фаціальную изменчивость за счет выделения доминантных частот. Для выделения аномалий или объектов использовался метод RGB суммирования. В этом методе огибающие в каждой точке кубов выделенных трех основных частот, способных наиболее полно охарактеризовать геологический объект, с помощью определенного алгоритма анализируются исходя из преобладания той или иной компоненты, и рассчитывается значение цвета пикселя в красно-зелено-синем спектре.

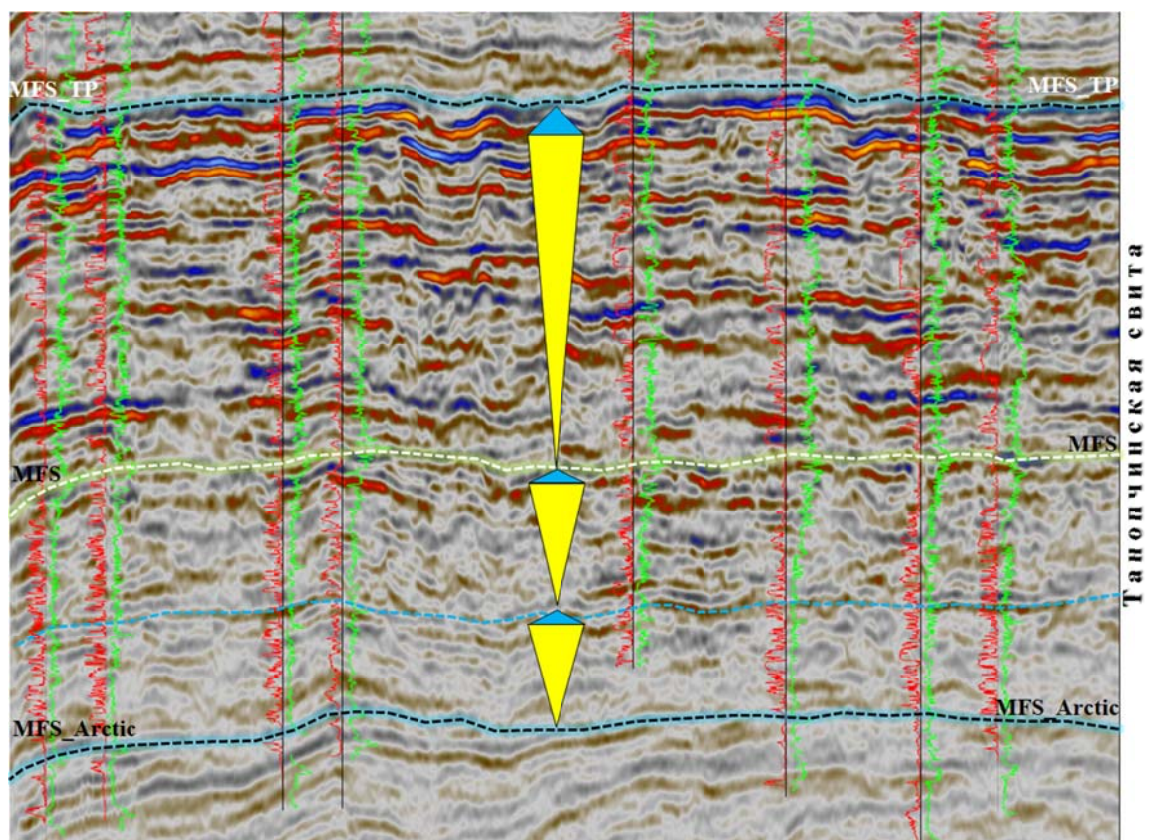


Рисунок 4. Сейсмический разрез таночинской свиты в пределах одного из месторождений Ямало-Гыданского фаціального района. Желтый треугольник указывает на регрессивный тип осадконакопления, голубой – на трансгрессивный этап формирования разреза

Метод спектральной декомпозиции наиболее эффективно позволяет проследить древние русловые системы и каналы, по которым осуществляется транспортировка материала (рисунок 5-а). Анализ карт, соответствующих максимальным значениям песчаности, позволил ограничить крупные песчаные тела (меандрирующие русла в пределах врезанных долин), а также определить связанность русловых тел в пределах этих областей.

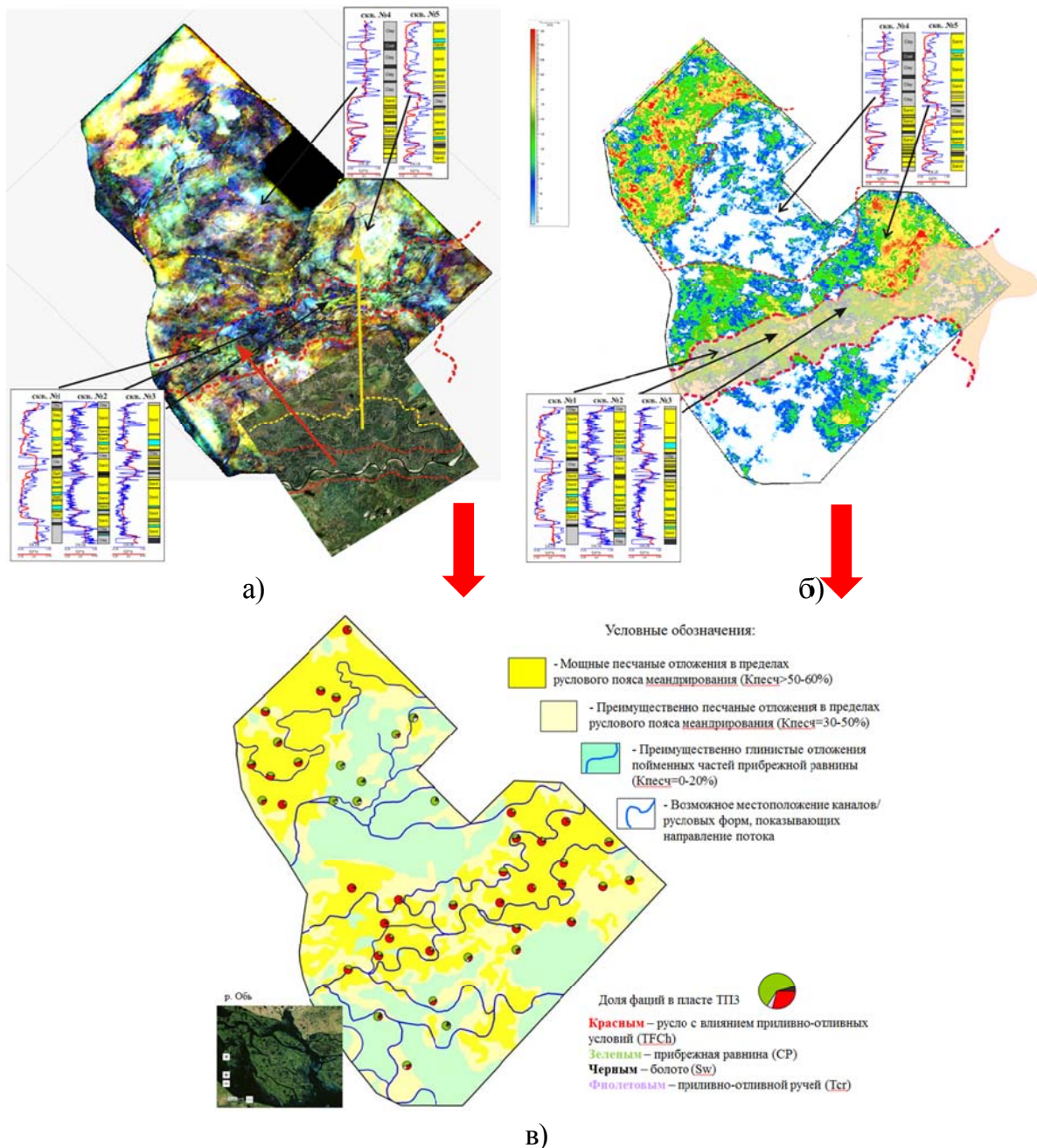


Рисунок 5. Комплексирование результатов: а) атрибутного анализа (RGB); б) сейсмической инверсии, и картажных данных при построении фациальных карт на примере пласта ТП₃ танопчинской свиты (в)

ВЫВОДЫ:

На основании анализа полного набора имеющейся информации (кern, ГИС, сейсмика) выполнены построения 2-Д фациальных моделей по каждому продуктивному интервалу в пределах танопчинской свиты.

Последующее построение 3-Д геологических моделей с «фациальной нагрузкой» позволяет более аргументированно оценить литологическую сложность месторожде-

ния, а также надежнее спрогнозировать петрофизические свойства и гидродинамические особенности строения пластов, снижая геологические риски при проектировании эксплуатационного бурения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Алексеев В.П. Атлас субаквальных фаций нижнемеловых отложений Западной Сибири (ХМАО-Югра). Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2014. 284 с.
 2. Нестеров И.И., Ордин В.А., Пенягин П.В. и др. Гипостратотипический разрез пластов группы БГ Гыданского литофациального подрайона. – Горные ведомости. – Тюмень, 2005. - №3. – с. 20–25.
 3. Обстановки осадконакопления и фации: В 2-х т Т. 1: Пер. с англ./Под ред. Х.Рединга. – М.: Мир, 1990. – 352 с.
 4. Позаментьер Г., Аллен Дж.П. Секвенная стратиграфия терригенных отложений. Основные принципы и применение. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2014. – 436 с.
 5. Рейнек Г.-Э., Сингх И.Б. Обстановки терригенного осадконакопления. М.: Недра, 1981. 439 с.
 6. Чернова О.С. Литолого-фациальный и формационный анализ нефтегазоносных толщ: Учебное пособие по короткому курсу – Томск: Изд-во ЦППС НД, 2008. – 250 с.
 7. Partyka G., J. Gridley, and J. A. Lopez, 1999, Interpretational applications of spectral decomposition in reservoir characterization: The Leading Edge, 18, 353–360 p.
-



Генераленко Ольга Сергеевна. Начальник отдела седиментологии управления геологоразведочных работ ООО «НОВАТЭК НТЦ», г. Тюмень.



Бардаченко Елена Николаевна. Главный специалист управления сейсморазведочных работ ООО «НОВАТЭК НТЦ», г. Тюмень.

УДК 552.55

**ЛИТОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА БАЖЕНОВСКОЙ И
КУЛОМЗИНСКОЙ СВИТ НА АРЧИНСКОЙ ПЛОЩАДИ
(НЮРОЛЬСКАЯ ВПАДИНА, ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)**

А.Г. Замирайлова, Е.А. Костырева, В.Г. Эдер, С.В. Рыжкова, И.С. Сотнич

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, г. Новосибирск,

E-mail: ZamirailovaAG@ipgg.sbras.ru

Изучались литолого-геохимические особенности баженовской и куломзинской свит волжско-берриасского возраста на Арчинской площади (Нюрольская впадина, Томская область). На основе комплексного анализа состава пород с использованием современных методов обработки и интерпретации полученных аналитических данных, содержания и распределения в них органического вещества охарактеризованы четыре типа пород баженовской и куломзинской свит.

Ключевые слова: баженовская, куломзинская свиты, микститы, органическое вещество, битумоиды, углеводороды-биомаркеры

В рамках настоящей работы изучались баженовская и куломзинская свита вскрытые бурением на Арчинской площади в интервале глубин 2637,00-2593,50 мм.

Методика исследований включала детальное описание пород по керну, петрографический анализ в шлифах, текстурный анализ на макроскопическом и микроскопическом уровнях, химический анализ образцов методами РФА и «мокрой химии» с пересчетом на минералогический состав по методике О.М. Розена и Ю.А. Нистратова, а также комплексом аналитических методов органической геохимии (пиролиз, битуминология, газо-жидкостная хроматография, хромато-масс-спектрометрия) [1, 2, 3 и др.]. Классификация пород проводилась по А.Э. Конторовичу и др. [4]. Анализ форм железа в солянокислых вытяжках с определением степени пиритизации железа (СП) для анализа окислительно-восстановительных обстановок [5].

По особенностям строения и вещественному составу в изученном разрезе выделено четыре типа пород. Баженовская свита согласно залегает на алевритовых георгиевской свиты в интервале 2637,00-2606,50 м и представлена микститом глинисто-кремнистым и кремнисто-глинистым черным, трещиноватым, с крючками теутид (**рисунк 1**).

Микротекстура породы неясно линзовидно-слоистостая участками массивная. Слоистость подчеркнута тонкими линзочками глинистого материала в разной степени обогащенных органическим веществом, тонкими линзочками (1%) керогена. Линзочки горизонтальные, волнистые распространены по напластованию. В породе наблюдаются фосфатный материал костей рыб (1%) удлиненной формы бурого цвета, реликты радиолярий (10-15%) округлой (до 0,12 мм), конусообразной (до 0,30 мм), деформированной эллипсоидной (0,20 мм) формы, заполненные кремнистым материалом некоторые частично пиритом или окаймлены пиритом, пиритизированные сеточки радиолярий. Расположены радиолярии в основном по напластованию. Алевритовая составляющая (3-4 %) представлена угловатыми и полуокатанными зернами кварца размером

0,01-0,04 мм и распространенных неравномерно. Содержание обломочной части в нижней части пачки (на границе с георгиевской свитой) составляет 7-8 % и появляются зерна глауконита. В результате изучения образца с глубины 2635,04 м в сканирующем микроскопе отмечаются кокколиты, представленные кальцитом. Пирит представлен в виде фрамбоидов (см. **рисунок 1**). По результатам химических анализов средние содержания в этих породах кремнистого материала 36,1%, глинистого материала –37,1%, кальцита –0,1%, керогена –4,5% и пирита - 3,6%.

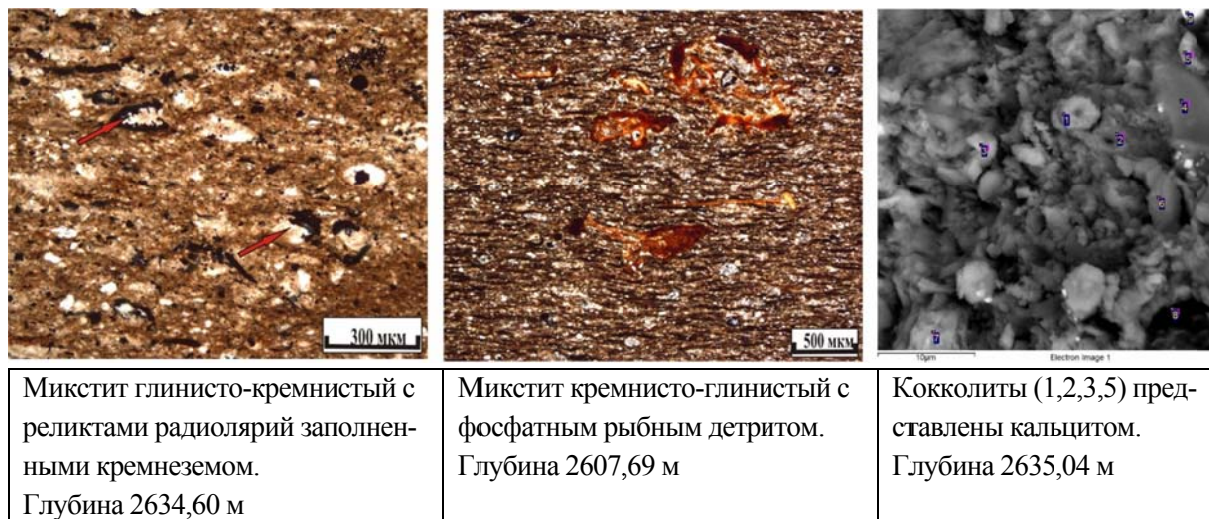
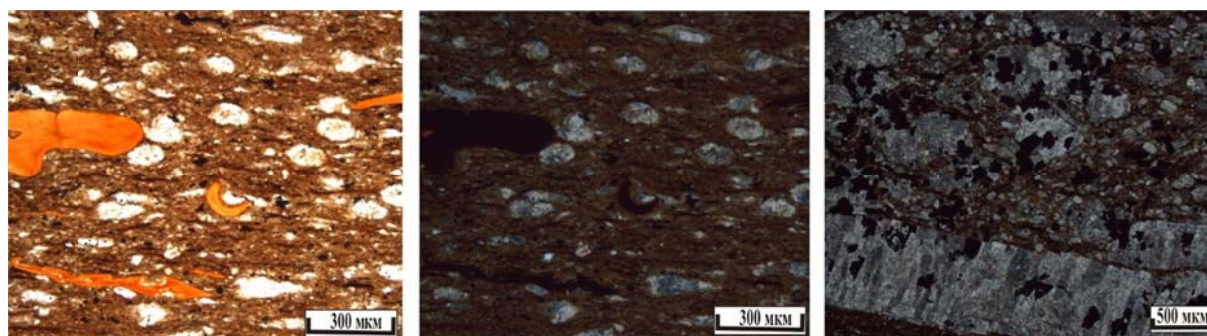


Рисунок 1. Особенности кремнисто-глинистых и глинисто-кремнистых микститов

Второй тип породы, слагающий баженовскую свиту, представлен микститом кероген глинисто-кремнистым и кремнистым черным, трещиноватым. В породе встречаются крючки теутид до 1 см, раковины двустворчатых моллюсков, которые образуют отдельные прерывистые неправильно волнистые слойки и, в случае массовых их скоплениях - участки толщиной до 5 см с частой неправильной волнистой слоистостью (**рисунок 2**).

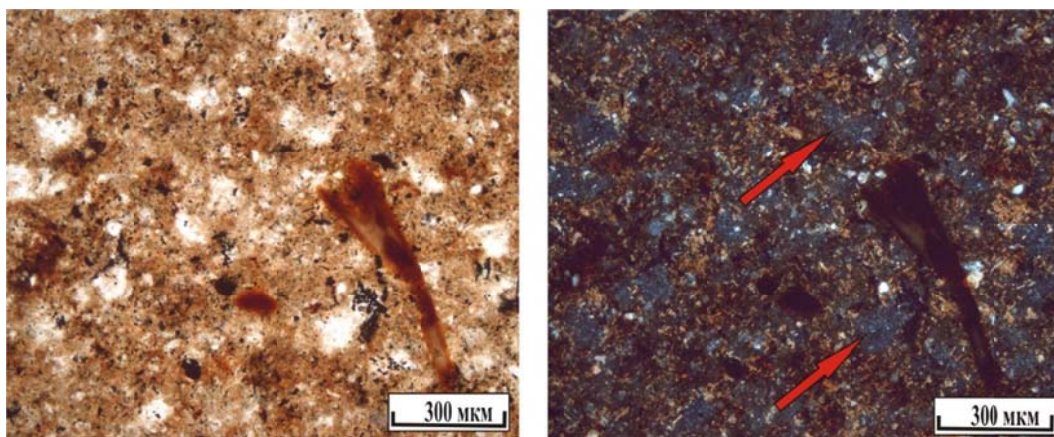


<p>Микстит кероген-кремнистый. Наблюдается фосфатный рыбный детрит, крючки теутид и реликты радиолярий. Глубина 2630,85 м</p>	<p>Реликты радиолярий овальной, конусообразной формы выполнены кальцитом. Глубина 2630,85 м, николи+</p>	<p>Микстит кероген-глинисто-кремнистый. Обломки раковин двустворок представлены кальцитом. Глубина 2629,89 м, николи+</p>
---	--	---

Рисунок 2. Некоторые особенности микститов кероген глинисто-кремнистых и кремнистых

Микротекстура породы линзовидно-слоистая. Глинистый и кремнистый материал составляют основную массу породы. Слоистость подчеркнута тонкими линзочками глинистого материала в разной степени обогащенных органическим веществом, тонкими линзочками (1%) керогена. Линзочки горизонтальные, волнистые распространены по напластованию, участками огибают обломки скелетов рыб. Терригенная составляющая (1-2 %) представлена угловатыми и полуокатанными зернами кварца размером 0,01-0,04 мм и распространенных неравномерно. В породе наблюдаются фосфатные обломки скелетов рыб (1-2%) удлиненной формы бурого цвета, некоторые частично замещены кремнистым материалом, реликты радиолярий (3-4%) овальной (до 0,20 мм в длину), округлой (до 0,10 мм) формы, заполненные кремнистым материалом некоторые частично пиритом. Участками содержание реликтов радиолярий составляет 7-8 %. Расположены радиолярии в основном по напластованию. В нижней части пачки отмечаются прослойки с кокколитами, представленными кальцитом. Среднее содержание кремнистого материала в микститах составляет 38,6 %, глинистого материала – 26,3 %, кальцита – 1,2 %, доломита – 2,3 %, керогена – 12,9 %, пирита – 5,5 % .

Третий тип породы силицит керогеновый черный с коричневым оттенком, трещиноватый. В породе отмечаются равномерно распределенные фосфатные обломки скелетов рыб удлиненной и изометричной формы размером до 2,5 см в длину, крючки теутид до 3 см (**рисунок 3**). Микротекстура породы массивная. Порода представлена раскристаллизованными реликтами радиолярий (35-40%) выполненными кремнистым материалом. Отмечаются пиритизированные сеточки радиолярий. Глинистый материал с примесью карбоната заполняет пространство между реликтами радиолярий.



Силицит керогеновый с фосфатным рыбным детритом и реликтами радиолярий. Глубина 2618,07 м

Реликты радиолярий округлой, эллипсовидной формы заполнены кремнеземом (стрелки). Глубина 2618,07 м, николи+

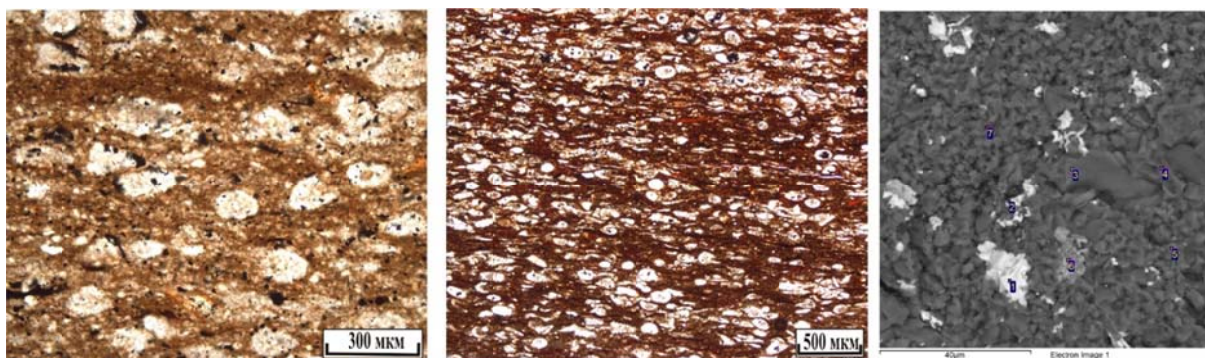
Рисунок 3. Силицит керогеновый

Алевритовая составляющая (2-3%) представлена угловатыми и полуокатанными зернами кварца размером 0,01-0,04 мм, распространенными неравномерно. В породе наблюдаются обломки (1-2%) раковин двустворок, представленные кальцитом. Среднее содержание кремнистого материала в породах этого типа составляет 55,2 %, глинистого

материала – 17,2 %, кальцита– 0,3 %, доломита-1,7 %, керогена -11,6 %, пирита – 4,1 % . В микститах в нижней и верхней части разреза баженовской свиты отмечаются прослойки карбонатов толщиной от 13 до 30 см, представленные доломитом и известняком.

Доломит микрокристаллический, массивный, глинистый с примесью известняка. В породе наблюдаются оолиты (5-6%) (реликты радиолярий) размером 0,04-0,19 мм, заполненные микрокристаллическим доломитом (**рисунок 4**). Отмечаются радиолярии и конусообразной формы, фосфатный материал костей (1%) рыб, редкие линзочки керогена и глинистого материала удлиненной формы. Встречаются зерна барита. Известняк микрокристаллический, массивный.

В породе наблюдаются фосфатные обломки скелетов рыб (3-4%) удлиненной формы бурого цвета расположенные по напластованию, реликты радиолярий (25-30%) раскристаллизованные округлой (до 0,12 мм), конусообразной (до 0,30 мм), эллипсоидной (до 0,25 мм) формы, заполненные кальцитом некоторые частично пиритом. Расположены радиолярии в основном по напластованию. В породе также присутствует барит. Среднее содержание кремнистого материала в карбонатных породах составляет 9,5 %, глинистого материала – 9,2 %, кальцита – 33,1 %, доломита – 33,1 %, керогена - 3,7 %, пирита – 2,8 %. (**рисунок 4**).



<p>Доломит микрокристаллический с реликтами радиолярий. Глубина 2632,18 м</p>	<p>Известняк микрокристаллический с радиоляриями, заполненными кальцитом. Глубина 2635,80 м</p>	<p>Кристаллы барита в известняке. Глубина 2635,80 м</p>
---	---	---

Рисунок 4. Некоторые особенности карбонатных пород

Максимальные значения аллохтонных и остаточно-автохтонных битумоидов (0,5-0,9% на породу) отмечаются в микститах кероген-глинисто-кремнистых и кремнисто-глинистых. Среднее содержание аллохтонных битумоидов в карбонатных породах равно 0,01%, в силицитах и микститах – 0,3 % на породу. Содержание остаточных автохтонных битумоидов в силицитах и микститах в 2 раза выше. По групповому составу аллохтонные битумоиды отличаются от остаточных автохтонных: более высоким содержанием углеводородов (в большинстве 50-60% против 40-50% на битумоид); доминированием насыщенных структур над ароматическими (в среднем 1,15 против 0,87), что является результатом процессов первичной миграции.

По классификации В.А. Успенского и др., большинство аллохтонных битумоидов по групповому составу относится к нефтям и мальтам. Анализ генетических параметров (одномодальное с максимум на УВ C_{17} распределение нормальных алканов, в составе стеранов (C_{27} - C_{30}) в максимальной концентрации находятся холестаны ($C_{29} / C_{27} < 1$), содержание трицикланов = 10-15% от суммы терпанов, трициклановый индекс ($I_{TC} = 2(C_{19} + C_{20}) / (C_{23} - C_{26}) \leq 0,8$, повышенное содержание сераароматических соединений (дибензотиофены -ДБТ) = 20-35% ($\Phi / \text{ДБТ} = 1,5 \div 2$)) подтверждает резко восстановительную обстановку в осадках в диагенезе и их аквагенную природу. Биомаркерные параметры: коэффициент $CPI = 1,0 \div 1,2$; повышенные концентрации биостеранов; низкие значения отношения изомеров стеранов $C_{29}(\alpha\alpha 20S / \alpha\alpha 20R \leq 0,5$ и $C_{29}\beta\beta(20S + 20R) / \alpha\alpha 20R \leq 0,9$); невысокие значения отношения $Ts / Tm < 0,7$; равные концентрации S и R изомеров гомогепанов C_{31} - C_{35} ; невысокие значения $4MДБТ / 1MДБТ \leq 0,6$; свидетельствуют о нахождении ОВ в начале главной фазы нефтеобразования.

Разрез куломзинской свиты в интервале (2606,50–2593,50 м) представлен двумя типами пород: в нижней части разреза (2м) – микститами кероген-кремнисто-глинистыми и выше-микститами кремнисто-глинистыми. Микститы куломзинской свиты темно-серые до черного, трещиноватые. Микротекстура породы линзовидно-слоистая. Структура – пелитовая. Глинистый материал и микрозернистый кремнезем составляют основную массу породы. Слоистость подчеркнута тонкими линзочками глинистого материала в разной степени обогащенных органическим веществом, тонкими линзочками (1%) керогена. Линзочки горизонтальные, волнистые распространенные по напластованию, участками огибают обломки скелетов рыб. Терригенная составляющая (2–3 %) представлена угловатыми и полуокатанными зернами кварца размером 0,01–0,02 мм и распространенных неравномерно. В породе наблюдаются реликты радиолярий (2–3%) округлой и овальной формы, заполненные пиритом и кремнеземом, фосфатные обломки скелетов рыб (1%) удлиненной формы бурого цвета. Пирит в виде мелкой сыпи, стяжений округлой формы. В основном микститы отличаются по содержанию органического вещества (11,3% и 6,5% соответственно).

Выход битумоидов из микститов глинисто-кремнистых и кремнисто-глинистых не превышает 0,3% на породу. В их групповом составе доминируют УВ (значения отношения насыщенные УВ к ароматическим ≤ 1). Концентрация асфальтенов не превышает 3% на битумоид. Анализ биомаркерных параметров показал, что органическое вещество куломзинской свиты также как и баженовской аквагенное, но более низкие содержания ДБТ – 13–16% ($\Phi / \text{ДБТ} = 3-4$), более высокий коэффициент $CPI (1,2-1,3)$, низкие значения $4MДБТ / 1MДБТ \leq 0,5$ свидетельствуют о менее восстановительной обстановке его накопления и меньшей степени преобразованности.

Таким образом, разрез баженовской и куломзинской свит на Арчинской площади сложен микститами кремнисто-глинистыми в нижней и верхней частях разреза, которые отличаются друг от друга тем, что в нижней части в микститах наблюдаются карбонатные прослои представленные реликтами радиолярий заполненных карбонатным материалом и прослоями с кокколитами кальцитовыми по составу. Наибольшее со-

держание керогена и кремнистого материала в средней части разреза, представленной микститами кероген кремнисто-глинистыми и – глинисто-кремнистыми.

Отмечается, что куломзинская свита более глинистая, чем баженовская (39,3% и 25,5%). Анализ степени пиритизации железа показал, что во время формирования микститов кероген глинисто-кремнистых и силицитов существовали высоковосстановительные условия (СП >0,8), а миксит-кремнистые породы – в умереновосстановительных условиях (СП=0,5). По составу углеводородов-биомаркеров органическое вещество баженовской и куломзинской свит аквагенное и находится в начале главной фазы нефтеобразования, что подтверждают также изотопный состав углерода ($\delta^{13}\text{C}$ изменяется от -29,8‰ до -31,1‰) и пиролитические характеристики ($T_{\max} \leq 429^\circ\text{C}$, $\text{HI}=500\text{--}700\text{мгУВ/гC}_{\text{орг}}$).

ЛИТЕРАТУРА

1. Розен О.М., Нистратов Ю.А. Определение минерального состава осадочных пород по химическим анализам // Советская геология. – 1984. – № 3. – с.76–83.
2. Конторович А.Э., Бахтуров С.Ф., Башарин А.К. и др. Разновозрастные очаги нефтидообразования и нефтидонакопления на Северо–Азиатском кратоне // Геология и геофизика. –1999. – Т. 40. – № 11. – С. 1676–1693
3. Конторович А.Э., Костырева Е.А. Органическая геохимия битумоидов баженовской свиты центральных районов Западной Сибири // Черные сланцы: геология, литология, геохимия, значение для нефтегазового комплекса, перспективы использования как альтернативного углеводородного сырья: Материалы Всероссийской научно-практической конференции (г. Якутск, 23-25 июля 2015 г.). – Якутск: Ахсаан, 2015. – С. 150–154
4. Конторович А.Э., Ян П.А., Замирайлова А.Г., Костырева Е.А., Эдер В.Г. Классификация пород баженовской свиты // Геология и геофизика. – 2016. – Т 57. – № 11. – С. 2034–2043.
5. Raiswell R., Buckley F., Berner R.A., Anderson T.F. Degree of pyritization of iron as a paleoenvironmental indicator of bottom-water oxygenation // J. Sediment. Petrol. 1988. V. 58. P. 812–819.



Замирайлова Альвина Григорьевна. Кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории седиментологии, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН, г. Новосибирск.

Костырева Елена Анатольевна. Кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории геохимии нефти и газа, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН, г. Новосибирск.



Эдер Вика Георгиевна. Кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории седиментологии, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН, г. Новосибирск.



Рыжкова Светлана Владимировна. Кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории геологии нефти и газа Западной Сибири, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН, г. Новосибирск.



Сотнич Инга Сергеевна. Младший научный сотрудник лаборатории геохимии нефти и газа, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН, г. Новосибирск.

УДК 553.98:552.513

ВЛИЯНИЕ УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ И ПОСТСЕДИМЕНТАЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ НА СТРУКТУРУ ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА И ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ КРАСНОЛЕНИНСКОГО СВОДА

К.А.Костеневич, О.И.Белоус, С.А.Слюнкина

Тюменское отделение «СургутНИПИнефть» ОАО «Сургутнефтегаз», г. Тюмень

E-mail: Kostenevich_KA@surgutneftegas.ru

Для повышения достоверности оценки фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов горизонта ЮК₂₋₆ тюменской свиты северо-восточного склона Красноленинского свода, характеризующихся сложным геологическим строением, был привлечен широкий комплекс литологических и петрофизических исследований кернового материала. Проведена фациальная типизация отложений, изучен литологический состав пород, проведен анализ постседиментационных процессов и определены признаки как стадийных диа-катагенетических, так и наложенных эпигенетических изменений, выявлены зоны с различным проявлением вторичных процессов в породах-коллекторах, проведена оценка структуры пустотного пространства различного типа пород-коллекторов методом имидж-анализа и капилляриметрии. Изучены фильтрационно-емкостные свойства пород с учетом их фациальной принадлежности и оценено влияние первичных и вторичных факторов на коллекторские свойства пород.

Ключевые слова: условия осадконакопления, вторичные процессы преобразования пород, фильтрационно-емкостные свойства, порода-коллектор, структура пустотного пространства, литолого-петрофизический тип.

Отложения тюменской свиты на Красноленинском своде представляют собой толщу преимущественно глинистых пород с песчано-алевритовыми телами, нефтенасыщение которых приурочено к средней и верхней части свиты. Формирование горизонта в сложных полифациальных обстановках обусловило значительную латеральную и вертикальную неоднородность как в распространении пород-коллекторов, так и в изменении их петрофизических параметров. Отложения характеризуются невысокой пористостью, низкой проницаемостью и повышенной начальной водонасыщенностью. Коллекторы такого типа содержат значительные запасы углеводородов, но при разработке отличаются низкими дебитами, а сами запасы на ряде месторождений классифицируются как трудноизвлекаемые. Цель работы состояла в оценке влияния условий осадконакопления отложений и процессов вторичного преобразования пород на формирование структуры пустотного пространства и изменение фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов продуктивного горизонта ЮК₂₋₆ тюменской свиты в пределах нескольких лицензионных участков деятельности ОАО «Сургутнефтегаз», расположенных на северо-восточном склоне Красноленинского свода.

Результаты фациального анализа показали, что формирование отложений пластов ЮК₆, ЮК₅ и частично пласта ЮК₄ происходило в континентальных условиях осадконакопления в пределах аккумулятивной аллювиальной долины. Постепенно континентальная обстановка осадконакопления сменяется на прибрежную равнину, подтапливаемую морем (верхняя часть ЮК₄ и пласт ЮК₃). Здесь отмечены фации, типичные для переходных трансгрессивных обстановок – приливные отмели, лагуны, марши. Разви-

вались небольшие седиментационные системы, такие как намывные конусы, мелкие речные дельты. В пластах ЮК_{2,3} преобладают фации, формировавшиеся в пределах прибрежного залива. Основная часть пластов ЮК_{2,3} представлена переслаиванием алеврито-песчаных отложений мелких конусов выноса (субдельт), отложениями заливной дельты с алевритоглинистыми отложениями прибрежного залива, лагун, маршей, болот и приливных отмелей. В кровле пласта ЮК₂ развиты прибрежно-морские отложениями, формирование которых происходило преимущественно в обстановке префронтальной зоны пляжа [1, 2, 4].

Анализ обстановок осадконакопления позволил решить ряд практических задач, одна из которых прогноз распространения коллекторов. В зависимости от условий образования песчано-алевритовые тела продуктивного горизонта можно разделить на три типа. Установлено, что коллекторы пластов ЮК_{5,6} сосредоточены в сложно построенных многоярусных песчаных русловых телах. В отложениях горизонта ЮК₄ коллекторы сосредоточены в песчано-алевритовых телах руслового генезиса и распределительных каналах дельт. Основная русловая система в пластах ЮК₄-ЮК₆ проходила по Рогожниковскому ЛУ с юг-юго-востока на север-северо-запад, от нее были ответвления крупных русел (проток), имеющие направление с юго-запада на северо-восток. Несколько русловых систем более мелкого порядка развивались на Высотном и Назымском ЛУ (проходили с юго-запада на северо-восток). На развитие русловых систем и постепенное смещение их в восточном направлении оказывали влияние региональные тектонические движения Красноленинского свода и Фроловской мегавпадины. Таким образом, к *первому фациальному типу* отнесены песчано-алевритовые тела, формировавшиеся в гидродинамически активных обстановках с однонаправленным потоком - в руслах (условно назовем русловые тела). Толщины русловых песчаников пластов ЮК_{5,6} изменяются от 1 до 14 м. В наиболее мощных разрезах русловых песчаников выделяется до 5 и более аллювиальных циклов. Вверх по разрезу их количество и толщина существенно сокращаются - в пласте ЮК₄ толщины песчано-алевритовых тел составляют 0.5-7.0 м.

Коллекторы, связанные с песчано-алевритовыми отложениями мелких конусов выноса прибрежного залива и конусов выноса надводной части прибрежной равнины, приурочены преимущественно к пласту ЮК₃ и частично к ЮК₄. Эти тела объединены *во второй фациальный тип* (условно названы прибрежные конусы выноса). Толщина проградационных циклов конусов выноса составляет 0.6-1.5 м, толщина распределительных каналов дельт изменяется от 1 до 7.5 м. Каналы и конусы выноса имеют сложное пространственное распределение, как вертикально, так и горизонтально.

Коллекторы (пласт ЮК₂ и пласт ЮК₃) приурочены к серии песчано-алевритовых тел, связанных с деятельностью приливных дельт, приливно-отливных отмелей, приливных каналов и т.д. Эти песчано-алевритовые тела, подвергавшиеся периодическому комбинированному воздействию волновых и разнонаправленных течениевых процессов, отнесены к *третьему фациальному типу* (условно назовем – приливно-отливные тела). Толщины песчано-алевритовых прослоев изменяются от 0.4 до 7.5 м. Они характеризуются вытянутой морфологией, со сложной конфигурацией и крайне неустойчи-

вым распределением мощности песчаного тела, как вдоль береговой линии, так и в крест её простираения.

Первичные факторы, формирующие осадок, в значительной степени определили коллекторские свойства пород горизонта ЮК₂₋₆. Изначально наиболее благоприятными литолого-фациальными характеристиками с точки зрения распространения коллекторов и их петрофизических свойств обладали отложения руслового генезиса и дельтовых систем (первый и второй фациальные типы) – это и максимальная размерность обломков (в среднем 0.14-0.26 мм), и невысокое содержание глинистого материала (5-7 % на породу), и относительная однородность отдельных песчаных тел.

Отложения третьего фациального типа, несмотря на лучшие показатели сортировки обломков (при среднем размере зерна 0.08-0.12 мм), имеют пониженные, относительно первых двух типов ФЕС, в силу высокой текстурной неоднородности отложений и значительного количества глинистого материала (7-12 %). Но вторичные процессы преобразования отложений во многом нивелировали различия в петрофизических свойствах всех трех фациальных типов коллекторов. Хотя следует отметить, что степень развития вторичных процессов и их интенсивность зависят от первичных факторов [5].

В условиях нарастающего горного давления именно размерность обломочного материала и степень его отсортированности во многом предопределили направление и интенсивность развития вторичных процессов. Сохранению менее плотной упаковки обломков и активному перераспределению минеральной компоненты способствовал более однородный, крупнозернистый состав осадков. В более мелкозернистых и менее отсортированных разностях происходило неравномерное интенсивное уплотнение осадков и аутигенез [3, 5]. При анализе постседиментационных изменений большее внимание было уделено тем из них, которые оказали наиболее существенное влияние на структуру порового пространства и ФЕС: механическому уплотнению и коррозии обломков, выщелачиванию, переотложению новообразованных аутигенных минералов, и, особенно, изменению состава и структурных характеристик глинистого цемента. В породах-коллекторах, подверженных стадийным преобразованиям, сформировался весьма сложный по составу и типу цемент – глинистый и карбонатно-глинистый порово-пленочного, пленочно-порового типов, участками значительную роль играет регенерационный цемент. Часть пор выполнена каолинитом, карбонатными минералами и хлорит-гидрослюдистым материалом. Пленочная часть цемента имеет гидрослюдисто-хлоритовый состав.

В зависимости от типа цемента количество (на породу) порового карбоната не более 1-3 %, доля каолинита изменяется от 1 до 5 %, совокупная доля хлорита и гидрослюды составляет от 2 до 7 %, а количество смешаннослойной компоненты гидрослюдисто-монтмориллонитового ряда не превышает 1 %. В более крупнозернистых и отсортированных разностях преобладает глинистый цемент пленочно-порового типа с высокой долей каолинита. При уменьшении размерности обломочного материала в песчано-алевритовых породах преобладает порово-пленочный и поровый карбонатно-глинистый цемент, в составе которого возрастает доля гидрослюды, хлорита и количество порового карбоната. Если анализировать изменение состава глинистого материала

цемента пород-коллекторов от верхнего горизонта (ЮК₂) к нижнему (ЮК₆) и, согласно фациальной зональности, от отложений приливно-отливного типа к дельтовым и русловым, то наблюдается следующая тенденция: вниз по разрезу от переходных обстановок к континентальным увеличивается доля каолинита, уменьшается доля гидрослюдистой компоненты, а содержание хлорита и смешаннослойных образований принципиально не меняются.

В пределах изучаемого района выделены участки, где закономерности изменения свойств пород в зависимости от их фациальной принадлежности и степени их стадийной преобразованности были нарушены в результате гидротермально-метасоматического наложенного эпигенеза, обусловленного подтоком высокореакционных агрессивных флюидов различного состава. Минералогическими индикаторами проявления процессов наложенного эпигенеза являются глинистые минералы цемента – каолинит и ССО, и карбонатные минералы - кальцит и анкерит. Наложённые процессы (при ярком их проявлении) приводили в одних случаях к существенному увеличению количества (4-5 и до 10 % на породу) и степени кристаллической зрелости каолинита, в других случаях - к увеличению смешаннослойной компоненты глинистого цемента (более 2-4 % на породу) и одновременно к увеличению доли карбонатного материала (5 и более % на породу). В первом случае вторичные процессы способствовали сохранению породы как коллектора, во втором случае фильтрационные свойства породы резко ухудшались. Подмеченным геохимическим индикатором проявления процессов наложенного эпигенеза является зональное изменение типа пластовых вод и их минерализации.

Влияние постседиментационных преобразований на фильтрационно-емкостные свойства пород неоднозначно, так как в породах отмечается одновременное развитие нескольких постседиментационных процессов, иногда противоположно направленного действия, и не всегда уверенно определяется стадийность преобразований. Все это вносит неопределенность при оценке влияния вторичных факторов на коллекторские свойства пород. В целом, пустотное пространство пород-коллекторов горизонта ЮК₂₋₆ формировалось под влиянием как седиментационных факторов, так и в результате вторичных преобразований. Стадийные и наложенные вторичные процессы, в отдельных случаях способствуя увеличению емкостных характеристик породы, в общей массе привели к усложнению структуры порового пространства и ухудшению способности пород к фильтрации флюидов. В связи с чем, породы, наименее подверженные воздействию неблагоприятных вторичных факторов, в которых в большем количестве сохранились более крупные седиментационные поры, обладают лучшими фильтрационно-емкостными свойствами.

Комплексный анализ влияния литологических характеристик на формирование структуры пустотного пространства и петрофизические свойства позволил разделить песчано-алевритовые породы на три литолого-петрофизических типа (рисунок 1).

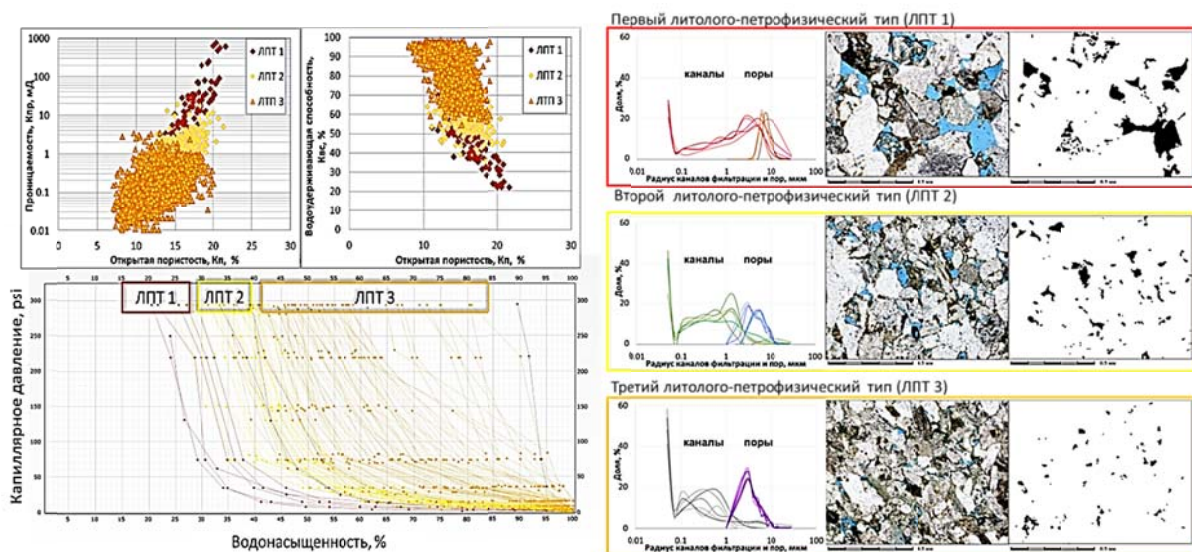


Рисунок 1. Классификация пород по литолого-петрофизическим типам

Первый литолого-петрофизический тип (ЛПТ 1) представлен среднезернистыми, средне-мелкозернистыми песчаниками. Степень сортировки обломочного материала хорошая до средней. Количество цемента 5-10 %. Состав цемента глинистый, по типу пленочно-поровый и кварцевый конформно-регенерационный. В основном, породы не претерпели значительных вторичных преобразований. Здесь проявили себя процессы, способствовавшие укреплению каркаса породы и сохранению первичной пустотности, а также наложенная каолинитизация при проработке глубинными агрессивными флюидами. Структуры взаимного приспособления и внедрения развиты слабее всего по сравнению с породами других ЛПТ. Свободные поры распределены в породе неравномерно, участками отмечается развитие вторичной зерновой пористости, сформированной при выщелачивании зерен полевых шпатов. В породах самая высокая доля седиментационных пор и максимальный их размер. Пористость изменяется от 12 до 22 % (в среднем 17 %), проницаемость изменяется от 1 до 751 мД (в среднем 11 мД). Доля пород ЛПТ 1 в общей массе продуктивного горизонта 1 %.

Второй литолого-петрофизический тип (ЛПТ 2) представлен мелкозернистыми песчаниками и крупнозернистыми алевролитами. Степень сортировки зерен средняя. Состав цемента глинистый, по типу порово-пленочный и кварцевый конформно-регенерационный. Содержание цемента не превышает 7-10 %. Свободные поры мелкие и распределены в породе неравномерно. Преобладают первичные поры, доля несвязанных вторичных пор невысока. Интенсивность вторичных процессов не высока. Пониженные коллекторские свойства по сравнению с ЛПТ 1 обусловлены менее благоприятными седиментационными факторами. Пористость изменяется от 11 до 23 % (в сред-

нем 16 %), проницаемость - от 0.1 до 76 мД (в среднем 1.3 мД). Доля пород ЛПТ 2 в общей массе продуктивного горизонта 5 %.

Третий литолого-петрофизический тип (ЛПТ 3) представлен мелкозернистыми песчаниками, мелко-крупнозернистыми алевролитами. Состав цемента глинистый и карбонатно-глинистый. Содержание цемента составляет 10-15 %, в том числе доля карбонатной части около 5 %. Породы претерпели значительные вторичные преобразования. Свободные поры мелкие, редкие, распределены в породе крайне неравномерно, значительна доля вторичных изолированных пор. Сочетание неблагоприятных седиментационных факторов с широким развитием вторичных процессов предопределили низкие ФЕС пород. Проницаемость пород по керну изменяется от 0,001 до 5 мД (в среднем для всей выборки 0.12 мД, для коллекторов – 0.5 мД при содержании коллекторов 9.4 %), пористость - от 7 до 20 % (в среднем 13 %). Доля пород ЛПТ 3 в общей массе продуктивного горизонта 79 %.

ВЫВОДЫ:

1. Основным фактором, контролирующим распространение коллекторов в продуктивном горизонте ЮК₂₋₆, выступают условия осадконакопления; вторичные процессы скорректировали ФЕС, принципиально не изменив первичных закономерностей размещения коллекторов.

2. Породы обладают пониженными фильтрационно-емкостными свойствами. Это связано как с условиями образования, так и с широко развитыми вторичными процессами преобразования пород. Коллекторы горизонта ЮК₂₋₆ относятся к сложнопостроенным, запасы нефти к трудноизвлекаемым.

ЛИТЕРАТУРА

1. Алексеев В.П. Атлас фаций юрских терригенных отложений (угленосные толщи Северной Евразии). - Екатеринбург: УГГУ, 2007. - 209 с.
 2. Вакуленко Л.Г., Ян П.А. Седиментогенез нефтеносного горизонта Ю2 и его значение при поисках и разведке залежей углеводородов // Геология нефти и газа. -2010. –Т. 361. - № 1. - с. 61-66.
 3. Лебедев Б.А. Геохимия эпигенетических процессов в осадочных бассейнах. -Л.: Недра, 1992. – 239 с.
 4. Реддинг Х. Г., Коллинсон Дж. Д., Аллен Ф. А. Обстановки осадконакопления и фации: В 2-х т. –Т 1: Пер. с англ. / Под ред. Х. Реддинга. - М.: Мир, 1990. -352 с.
 5. Япаскурт О.В. Аспекты теории постседиментационного литогенеза // Литосфера. -2005. - №3. - с. 3-30.
-



Костеневич Кристина Альбертовна. Заведующая лабораторией научно-исследовательского отдела литологии, Тюменского отделения «СургутНИПИнефть», ОАО «Сургутнефтегаз», г. Тюмень.



Белоус Олеся Ивановна. Старший научный сотрудник научно-исследовательского отдела литологии, Тюменского отделения «СургутНИПИнефть», ОАО «Сургутнефтегаз», г. Тюмень.



Слюпкина Снежанна Анатольевна. Научный сотрудник научно-исследовательского отдела литологии, Тюменского отделения «СургутНИПИнефть», ОАО «Сургутнефтегаз», г. Тюмень.

УДК 553.98(571.1):550.8.011

ОСОБЕННОСТИ ТУРОНСКОГО ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ НА СЕВЕРОВОСТОКЕ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

А.И. Кудаманов

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

E-mail aikudamanov@rosneft.ru

Показаны результаты комплексных лабораторных исследований туронских отложений (кузнецовская свита) в керне скважины 1 (порядка 48 м), проведенных с детальностью примерно 0,7 обр/м. Используются данные камерального описания керна, гранулометрического и рентгеноструктурного анализа (РСА), петрографического анализа в прозрачных шлифах, определения пористости и проницаемости. Результаты комплексного анализа полученных данных позволили выделить в строении изученного разреза трансгрессивные осадки (пачка I) и, перекрывающие их, регрессивные отложения (пачки II и III, продуктивный пласт T), характеризующиеся отличительными чертами. С учетом результатов региональных палеогеографических реконструкций сделаны выводы о закономерностях процессов осадконакопления трансгрессивно-регрессивного комплекса постсеноманских пород.

Ключевые слова: турон, кузнецовская свита, трансгрессия, регрессия, пачки отложений, аутигенное минералообразование, глауконит, сидерит, смектиты, биотурбация

Позднесеноманская регрессия на территории Западной Сибирской плиты (ЗСП) (сформировавшая верхние пласты ПК) сменилась в начале туронского века региональной трансгрессией с затоплением большей части территории ЗСП и длительным существованием нормального морского режима.

Территория исследований в туронское время, согласно Атласу литолого-палеогеографических карт Нестерова И.И. [1], принадлежала относительно глубокой части шельфа, и была удалена от ближайшего восточного побережья на расстояние в несколько сотен километров. Береговая линия по мере развития раннетуронской трансгрессии и затопления ЗСП постепенно сместилась далеко на восток (**рисунок 1а**). Плоский рельеф морского дна и окружающей пенеппенизированной суши, значительная удаленность от источников сноса (сотни километров) существенно затрудняли проникновение терригенных осадков внутрь морского бассейна.

Согласно [2] до середины неогена (порядка 5 млн. лет назад) в западной части территории Средней Сибири, существовал водораздел западносибирской и восточносибирской (Байкальской) гидросистем, субмеридионального простирания (**рисунок 1б**). Поступление осадочного материала на территорию ЗСП с востока осуществлялось, в целом, водотоками западного склона этого водораздела (**рисунок 1б**). Проработанные древние долины, судя по распределению песчаного материала на территории ЗСП, были затем унаследованы реками Нижняя и Подкаменная Тунгуска и Ангара при формировании современного облика «сквозного» (меридионального) Енисея.

Таким образом, (**рисунок 1**) результаты региональной палео-реконструкции позволяет обоснованно предположить, что терригенная составляющая осадков на

территорию участка исследований транспортировалась со стороны складчатых сооружений Сибирской платформы и Енисейского кряжа водами нижнего течения палео-Подкаменной Тунгуски. Значительная удаленность от береговой линии и расположение в стороне (к северу) от устьевой части этой палео-реки, привели к тому, что псаммито-алевритовые фракции в отложениях нижнего турона представлены незначительно.

Кузнецовская свита туронского века на территории ЗСП залегает в основании толщи морских осадков верхнего мела, прослеженной вверх до палеогена. Начало туронской трансгрессии характеризуется некомпенсированным состоянием бассейна и отложением в открытом и относительно глубоководном море почти черных слабо битуминозных (большой частью аутигенных) глин.

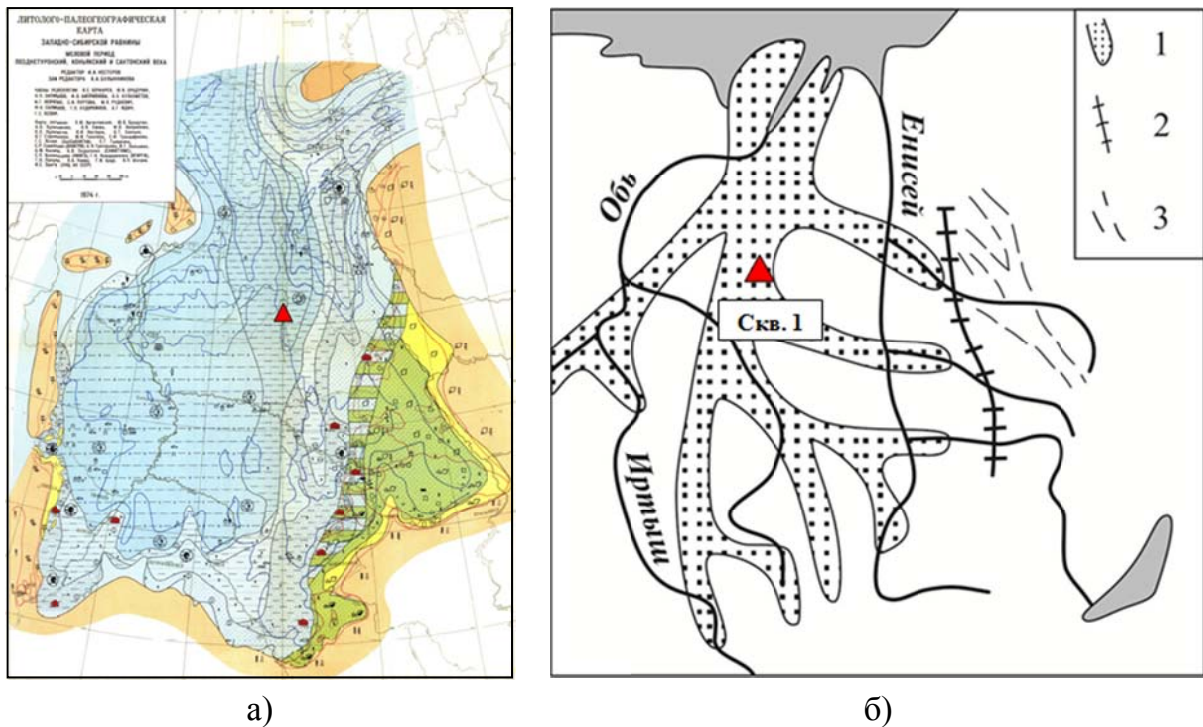


Рисунок 1. Положение скважины 1 (красный треугольник) на литолого-палеогеографической карте Западно-Сибирской равнины, туронский век (а) [1]; на Схеме гидросети ЗСП в олигоцене-неогене (б). Условные обозначения: 1 – долины древних рек; 2 – водораздел западосибирской и восточносибирской гидросистем; 3 – фрагменты речных долин Байкальской гидросистемы [2]

Вверх по разрезу глины постепенно становятся зеленовато-серыми, в восточной части бассейна в их составе появляются линзовидные прослои алевритового материала, что указывает на регрессию моря (и/или проградацию палео-дельт) и поступление обломочного материала из прилегающей с востока прибрежной области. Другими словами, трансгрессивные набухающие глины нижнего турона перекрываются песчано-алевритовыми глинистыми отложениями с глауконитом (газонасный пласт Т). Характеристика состава и строения отложений турона северо-востока ЗСП приведена по керновым данным скважины 1 (рисунок 2).

СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ СЕДИМЕНТОЛОГИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ ИНЖИНИРИНГЕ

№ п/п	Лабораторный номер образца	Глубина по бурению, м	Глубина по ГИС, м	Циклиты по гран/составу	Литологические пачки	Степень биотурбации, И-интенсив., У - умерен.	Потеря от НСЛ, %вес.	Пелит. фр. <0,01, %	глина по РСА пор., %	глина по шлифам, %	глауконит по шлифам, %	сидерит по шлифам, %	пирит по шлифам, %	РД, %	Кг+Хл+Гсл по РСА, %	ССО+М по РСА, %	набухаемость, %	пористость по гелло, %	прониц. по гелло, мД	Структурное название породы по гран.составу
1	2619/16	1025,16	1030,91		III	У	5,60	16,24	13,8	10	1,0	3,5	2,5	5,5	83	17	14	20,8	0,51	Алевр. кр-м/з, пел-тый, сл. песч-тый
2	2626/16	1025,67	1031,42			У	5,57	15,90	12,6	15	2,0	5,0	2,5	4,5	88	12	7	21,5	0,76	Алевр. кр-м/з, пел-тый, сл. песч-тый
3	2628/16	1026,69	1032,44			И	4,88	13,28	17,3	12	0,5	2,5	1,5	2,5	89	11	5	19,9	0,53	Алевр. кр-м/з, пел-тый
4	2629/16	1027,54	1033,29			И	5,98	15,82	14,7						91	9	4	22,7	1,09	Алевр. кр-м/з, пел-тый
5	2631/16	1028,34	1034,09			И	4,98	22,18	15,1	10	4,0	2,5	2,5	4,5	86	14	5	21,6	1,84	Алевр. кр-м/з, пел-тый
6	2635/16	1029,76	1035,51			И	5,92	21,21	15,1						93	7	2	23,3	1,27	Алевр. кр-м/з, пел-тый
7	2643/16	1030,40	1036,15			И	6,84	15,20	15,2	8	5,0	2,5	1,7	2,5	92	8	3	24,0	2,15	Алевр. кр-м/з, пел-тый
8	2647/16	1031,32	1037,07			И	8,39	17,36	14,8	8	3,0	5,5	2,5	4,5	89	11	4	21,0	0,45	Алевр. кр-м/з, пел-тый
9	2649/16	1032,14	1037,89			И	5,63	14,46	14,2	10	3,0	2,5	1,3	2,5	89	11	4	22,0	0,80	Алевр. кр-м/з, пел-тый, сл. песч-тый
10	2653/16	1032,72	1038,47			И	5,33	16,75	14,1	10	3,0	2,5	1,3	2,5	88	12	4	23,8	2,46	Алевр. кр-м/з, пел-тый
11	2660/16	1033,41	1039,16			И	3,70	14,73	18,2	5	25,0	2,5	2,5	2,5	86	14	5	23,2	3,31	Алевр. кр-м/з, пел-тый, сл. песч-тый
12	2663/16	1034,13	1040,36			И	20,37	15,70	20,1	15	0,2	18,0	1,5	1,7	90	10	3	21,2	0,84	Алевр. кр-м/з, пел-тый, сидерит-тый
13	2666/16	1035,51	1041,74			И	5,55	14,73	25,0	20	0,2	5,0	1,7	1,7	89	11	4	20,5	2,41	Алевролит кр-м/з, пел-тый
14	2670/16	1036,20	1042,43			И	4,90	13,74	15,5						95	5	2	20,4	1,36	Алевролит кр-м/з, пел-тый
15	2675/16	1036,66	1042,89			И	27,78	17,04	15,7	10	0,2	30,0	1,7	1,3	91	9	7			Алевр. кр-м/з, пел-тый, сидеритовый
16	2679/16	1037,65	1043,88			У	5,12	15,08	21,5						82	18	13	21,5	1,18	Алевр. кр-м/з, пел-тый, сл. песч-тый
17	2680/16	1038,59	1044,82			И	10,67	14,34	21,6	8	0,2	5,0	1,7	2,5	88	12	8	21,2	0,84	Алевр. кр-м/з, пел-тый, сл. песч-тый, сл. сидерит-тый
18	2686/16	1039,69	1045,92			И	4,32	19,49	17,8	15	8,0	1,0	1,7	2,5	87	13	10	20,8	0,61	Алевр. кр-м/з, пел-тый, сл. песч-тый
19	2689/16	1040,33	1046,56			И	4,54	18,65	21,5	15	4,0	0,5	1,7	2,5	76	24	17	22,0	1,73	Алевр. кр-м/з, пел-тый
20	2698/16	1041,43	1047,66		И	4,45	22,56	15,0	12	10,0	0,7	1,7	3,5	77	23	18	22,5	1,36	Алевр. кр-м/з, пел-тый	
21	2706/16	1043,69	1050,28		И	3,82	19,42	15,0	15	8,0	0,5	1,7	1,7	78	22	18	22,1	1,47	Алевр. кр-м/з, пел-тый, сл. песч-тый	
22	2717/16	1044,54	1051,13		И	3,57	15,70	13,4	12	5,0	0,5	1,3	1,3	80	20	15	23,3	10,48	Алевр. кр-м/з, пел-тый, сл. песч-тый	
23	2723/16	1045,86	1052,45		У	3,62	20,50	16,2						73	27	23	17,4	0,48	Алевр. кр-м/з, пел-тый, сл. песч-тый	
24	2725/16	1046,60	1053,19		И	3,65	18,64	13,9	10	5,0	0,2	1,3	1,7	71	29	24	29,5	6,36	Алевр. кр-м/з, пел-тый	
25	2732/16	1047,60	1054,19		И	5,44	16,32	21,8	15	2,0	3,0	1,7	1,7	70	30	25	23,9	2,37	Алевр. кр-м/з, пел-тый	
26	2734/16	1048,70	1055,29		И	4,96	17,71	13,7						71	29	25	23,0	0,86	Алевр. кр-м/з, пел-тый, сл. песч-тый	
27	2735/16	1049,27	1055,86		И	3,96	14,83	19,4	10	3,0	0,3	1,5	2,5	70	30	25	23,7	0,68	Алевр. кр-м/з, пел-тый	
28	2745/16	1050,25	1056,84		У	52,00	10,61	13,1	0	3,0	10,0	0,7	1,5	68	32	29			Карбонатная порода	
29	2752/16	1051,27	1057,86		И	4,34	21,35	14,7	10	3,0	1,0	2,5	2,5	63	37	35	20,8	3,72	Алевр. кр-м/з, пел-тый	
30	2759/16	1052,36	1059,34		У	3,03	10,61	9,1	8	6,0	0,3	1,5	1,3	59	41	37	28,1	26,36	Алевр. кр-м/з, пел-тый, сл. песч-тый	
31	2773/16	1053,60	1060,58		У	2,85	13,88	5,5	5	6,0	0,7	1,7	1,3	58	42	37	29,5	21,49	Алевр. кр-м/з, пел-тый	
32	2779/16	1054,81	1061,79		И	3,91	40,83	26,3	30	4,0	0,2	2,3	1,7	75	25	21	20,4	2,26	Алевр. м/з, пел-вый	
33	2789/16	1057,68	1064,66		И	21,81	18,42	19,6	7	3,0	11,0	1,7	2,5	73	27	24	22,2	2,64	Алевр. кр-м/з, пел-тый, сл. песч-тый, сидерит-тый	
34	2796/16	1059,60	1066,58		И	3,89	24,47	24,8	25	2,0	0,5	2,7	2,5	60	40	37			Алевр. кр-м/з, пел-тый	
35	2803/16	1061,48	1068,36		У	4,49	31,59	20,0	15	1,0	6,0	2,5	3,5	67	33	30	20,9	0,79	Алев. м/з, пел-вый	
36	2807/16	1062,30	1069,18		И	5,43	19,54	15,0	8	3,0	1,5	1,7	3,5	73	27	26	24,1	2,66	Алевр. кр-м/з, пел-тый	
37	2811/16	1063,38	1070,26		И	4,95	34,42	22,0	10	3,0	2,0	2,5	1,7	60	40	37	20,6	1,46	Алевр. м/з, пел-вый	
38	2817/16	1064,00	1070,88		И	5,41	25,06	20,1	15	1,5	3,0	1,5	1,7	61	39	36	19,6	0,79	Алевр. кр-м/з, пел-вый	
39	2819/16	1065,34	1072,22		И	9,42	20,85	33,5						56	44	41	21,3	1,44	Алевр. кр-м/з, пел-тый	
40	2820/16	1066,38	1073,26		И	4,52	35,69	23,1	15	1,5	2,0	2,5	1,5	56	44	42	20,4	2,69	Алевр. м/з, пел-вый	
41	2822/16	1068,42	1075,30		И	5,28	52,58	24,4	85	1,5	0,1	2,5	1,7	52	48	45	20,1	0,25	Аргиллит алев-вый	
42	2823/16	1069,30	1076,18		И	3,62	19,61	11,3						41	59	56	24,0	3,22	Алевр. кр-м/з, пел-тый, сл. песч-тый	
43	2830/16	1069,84	1076,72		И	3,57	9,27	9,6	8	5,0	0,1	1,5	1,3	44	56	53	24,7	8,18	Алевр. кр-м/з, сл. пел-тый, сл. песч-тый	
44	2831/16	1070,50	1077,38		И	3,61	21,82	12,5	10	5,0	0,1	2,0	1,7	43	57	52	22,3	1,82	Алевр. кр-м/з, пел-тый, сл. песч-тый	
45	2832/16	1071,59	1078,47		И	3,80	42,50	15,5	35	1,5	0,1	2,5	1,3	50	50	46	19,9	4,53	Алевр. м/з, пел-вый	

Рисунок 2. Основные результаты лабораторных исследований керна скважины 1

Условные обозначения: синие треугольники – циклиты регрессивного типа, выделенные по гран/составу (0,7 обр./м); коричневые прямоугольники (I, II, III) – литологические пачки, выделенные при комплексном анализе накопленной информации; сиреневые строки – карбонатные прослои; желтые ячейки – отсутствие информации. Закрашены ячейки с аномальными содержаниями сидерита, глауконита, пирита, РД.

Значительная удаленность побережий предполагает дефицит поступления терригенных осадков в обстановках дальней зоны (ниже базиса штормов). О дефиците терригенного материала свидетельствует широкое распространение аутигенных минералов: глауконита, пирита, различных карбонатов и глинистых минералов группы смектитов (рисунок 2) [3]. Широкое распространение процессов биотурба-

ции может свидетельствовать – либо о глубинах ниже базиса штормовых волн, либо о слабой энергии штормовых процессов в туронском веке (отсутствие выраженной климатической зональности).

В разрезе туронских пород (рисунок 2), охарактеризованных керном, достаточно четко обособляются пачки I, II и III. В целом по разрезу снизу вверх сумма смешаннослойных образований (ССО) и смектитов, а также степень набухаемости пород заметно уменьшаются (пачка II является переходной).

Также уменьшается содержание пелитовой фракции (при этом размерность обломочных фракций практически не меняется). Положительные аномалии сидерита и глауконита не совпадают по глубине, и максимальные значения аномалий (в том числе РД) характерны для верхней части разреза (пачка III). Кроме этого, снизу вверх заметно снижаются значения пористости и проницаемости.

Нижняя пачка I, подстилающая пласт T, сформировалась во время высокого стояния относительного уровня моря (ОУМ) в обстановках дальней зоны (ДЗ) профиля побережья (ниже базиса штормовых волн), в условиях дефицита терригенного материала и широкого развития процессов аутигенного минералообразования (рисунок 3).

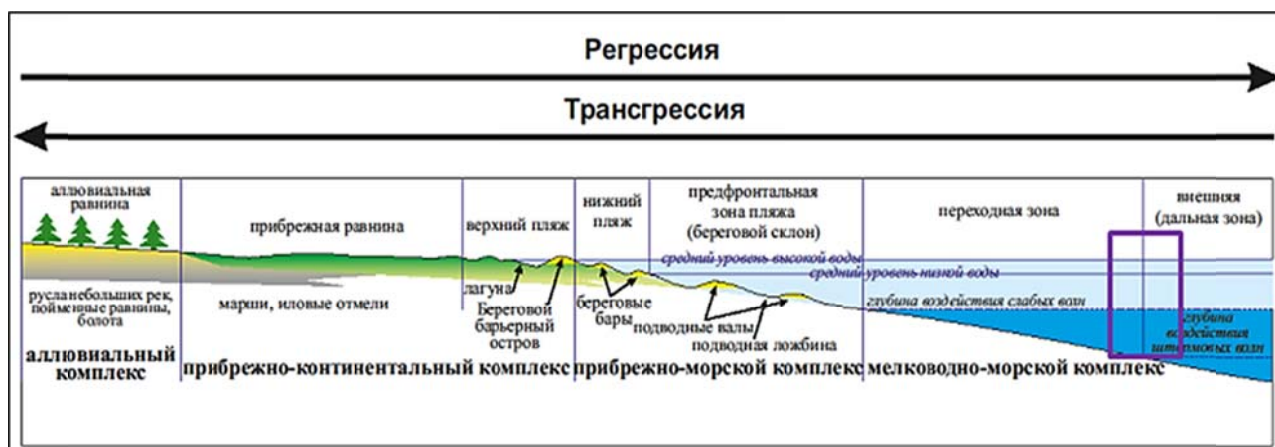


Рисунок 3. Схема геоморфологических единиц профиля побережья линейного (миграционного) типа [4]. Сиреневым прямоугольником выделена наиболее вероятная зона глубин накопления осадков пачки I туронских пород Харампурского ЛУ

Средняя пачка II (переходная) характеризует переломный период в трансгрессивно-регрессивной последовательности движения ОУМ, содержит прослои карбонатизированных алевролитов, и отражает начальные стадии регрессии моря (проградации дельтового комплекса), сформировавшей газоносную газсалинскую пачку кузнецовской свиты (пласт T).

Верхняя пачка III накапливалась в процессе развития регрессии бассейна (дальнейшей проградации дельты).

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ:

1. Визуально, на фоне преобладающего тонкозернистого строения интенсивно биотурбированных осадков, хорошо выделяются прослой карбонатизации (небольшой мощности, с резкими границами), прослой обогащения глауконитом, сидеритом, пиритом (как правило, мощностью не больше 1 м, и с постепенными границами), подтвержденные лабораторными данными;
2. В результате сравнительного анализа лабораторных данных (рисунок 1) в данном интервале разреза выделены пачки (I, II и III) – преимущественно на основании особенностей распространения набухающих глинистых компонентов;
3. Нижняя пачка I, сложенная интенсивно биотурбированными глинистыми алевролитами с наибольшим содержанием набухающих глин (с однообразной записью диаграмм ГИС), накапливалась в течение раннетуронской трансгрессии в обстановках высокого стояния ОУМ, значительной удаленности от побережья, в мелководных условиях валлообразного поднятия участка исследований. Характеризуется дефицитом терригенного материала и развитием аутигенного минералообразования (глауконит, сидерит, пирит, смектиты и пр.);
4. Раннетуронская трансгрессия сменяется позднетуронской регрессией (сформировавшей опесчаненную газсалинскую пачку кузнецовской свиты, пласт Т);
5. Пачка II, залегающая выше пачки I, характеризуется слабозаметным трендом понижения общего содержания глин, значительным снижением содержаний набухающих компонентов (рисунок 1) и появлением относительно частых тонких (первые десятки сантиметров) прослоев (с интервалом не более 5-7 м) карбонатизированных алевролитов;
6. Пачка III, венчающая разрез, характеризуется еще большим снижением общего содержания глин и содержаний набухающих глин, иногда с единичными тонкими (первые десятки сантиметров) прослоями карбонатных алевролитов;
7. Граница между пачками II и III (по керну) в достаточной мере условная (по кровле верхнего карбонатного прослоя с интервалом не более 5-7 м от нижележащего прослоя карбонатизации);
8. Регрессивные пачки глинистых алевролитов II и III представляют продуктивный пласт Т (газсалинскую пачку кузнецовской свиты);
9. Для участка исследований характерна значительная удаленность в туронском веке от побережий – ближайшая береговая линия находилась на востоке на удалении в первые сотни километров (согласно [1]), также постоянно отмечают признаки относительно мелководных условий (интенсивная биотурбация и отсутствие следов постоянных волн). С учетом полученных данных можно предположить, что осадконакопление данных отложений проходило на участке морского дна («шельфа»), осложненного положительной валлообразной структурой;
10. Относительное уменьшение глинистой составляющей в породах пачек II и III (относительно пачки I), заметное повышение содержаний обломочных

фракций (без увеличения размерности зерен) и «резкое» снижение доли набухающих глин можно объяснить повышением темпов осадконакопления в результате усиления эоловых процессов переноса терригенного материала (пыльные бури – в результате активизации процессов формирования климатической зональности). Возможны эпизодические проникновения речных вод (клина или плюма пресной воды) с образованием прослоев карбонатизированных алевролитов (?) небольшой мощности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Атлас литолого-палеогеографических карт юрского и мелового периодов Западно-Сибирской равнины в масштабе 1:5000 000 / под ред. И.И. Нестерова. – Тюмень, ЗапСибНИГНИ. – 1976. Вып. 93.
 2. Малолетко А.М. Эволюция речных систем Западной Сибири в мезозое и кайнозое. Томск: Томский государственный университет, 2008. – 288 с.
 3. Емельянов Е.М. Барьерные зоны в океане: Осадко- и рудообразование, геоэкология / РАН, Ин-т океанологии им. П.П. Ширшова. – Калининград: Янтар. сказ, 1998. – 416 с.
 4. Кудаманов А.И. Геологическое строение и условия формирования отложений валланжина на примере продуктивных пластов Сургутского свода Западно-Сибирской плиты // Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук – Томск: ТГУ, 2007. 193 с.
-



Кудаманов Александр Иванович. Кандидат геолого-минералогических наук, эксперт ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень.

УДК 552.578.4 (571.16)

**ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ
КАРБОНАТНО-КРЕМНИСТОЙ ВЕРХНЕПАЛЕОЗОЙСКОЙ
ФОРМАЦИИ НЮРОЛЬСКОГО ОСАДОЧНОГО БАССЕЙНА**

Максимова Ю.А. Чернова О.С.

Национальный исследовательский
Томский политехнический университет, г. Томск

E-mail: maximovayulia@yandex.ru

Главной приоритетной задачей ТЭК России является обеспечение государства топливно-энергетическими ресурсами за счет разведки, разбуривания и эффективного ввода в эксплуатацию месторождений углеводородного сырья. На фоне значительно изученных и разбуренных залежей юрско-меловых нефтегазоносных комплексов особую важность приобретает проблема исследования трещиновато-кавернозных палеозойских коллекторов Западной Сибири.

Ключевые слова: Нюрольская впадина, палеозой, карбонатные породы.

В настоящее время, одной из наиболее актуальных задач, стоящих перед нефте и газодобывающими организациями, работающими в Западной Сибири, является извлечение нефти из палеозойских отложений. Интерес к формированию в них месторождений не ослабевал с момента начала активной разработки основного юрско-мелового нефтегазоносного этажа в пределах крупнейшего Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Несмотря на то, что эти объекты ранее считались бесперспективными или малоперспективными, с каждым годом появляются все новые положительные результаты, из-за чего интерес к ним не ослабевает, а постоянно растет.

Открытие многочисленных скоплений углеводородов (УВ), получение новых геологических материалов по геологическому строению доюрского комплекса указывают на перспективную разработку залежей нефти и газа, сосредоточенных в палеозойских осадочных толщах. По разным данным, в доюрском разрезе на сегодня известно более 100 месторождений и скоплений УВ. Некоторые из них относятся к категории высокодебитных [3]. По данным А.А. Трофимука, Н.П. Запывалова, В.С. Вышемирского, Ж.О. Бадмаева, О.Ф. Стасова, А.И. Ларичева и др. основным генерационным источником палеозойских нефтей являются доюрские комплексы [2; 3; 4; 8].

Условия формирования, состав, распространение и перспективы нефтегазоносности отложений палеозоя Западной Сибири на протяжении долгих десятилетий являются предметом не прекращающихся длительных научных дискуссий. 30% пробуренных на палеозой поисково-разведочных скважин, как правило, показывают среднюю – либо высокую продуктивность доюрского комплекса, с дебитами до 400 м³/сут. Тем не менее, до сих пор нет корректных седиментологических моделей, отражающих специфику сложнопостроенных карбонатно-органогенно-кремнистых коллекторов.

Большая часть палеозойских месторождений Западной Сибири сконцентрирована в Нюрольском осадочном бассейне, расположенном на юго-востоке территории провинции (Томская область).

Согласно «Тектонической карте фундамента Западно-Сибирской геосинеклизы» (рисунок 1) по отложениям нижнего структурного этажа фундамента район исследования тяготеет к Нюрольскому прогибу, разбитому на ряд блоков системой более мелких разломов Усть-Тымского и Чузикского грабен-рифтов, примыкая к восточной границе Межовского срединного массива, представляющего собой крупный докембрийский выступ, сформированный байкальской складчатостью и переработанный в герцинскую эпоху тектогенеза.

С запада массив ограничен южной, узкой частью Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта, являющегося крупнейшей стержневой рифтовой зоной в доюрском основании Западно-Сибирской геосинеклизы. Структура прогиба осложнена рядом разломов северо-западного направления.

Согласно схеме тектонического строения платформенного чехла Западной Сибири (Конторович и др., 2004 г.), созданной на основе карты кровли юрского структурного яруса (баженовская свита и ее аналоги) с учетом современной степени изученности региона, район исследований расположен в Чузикско-Чижапской мезоседловине, которая представляет собой зону сочленения Лавровского мезовала и Пудинского мезоподнятия. В состав Чузикско-Чижапской мезоседловины входит значительное количество локальных поднятий, наиболее крупными из которых являются Нижнетабаганское, Арчинское и Урманское.

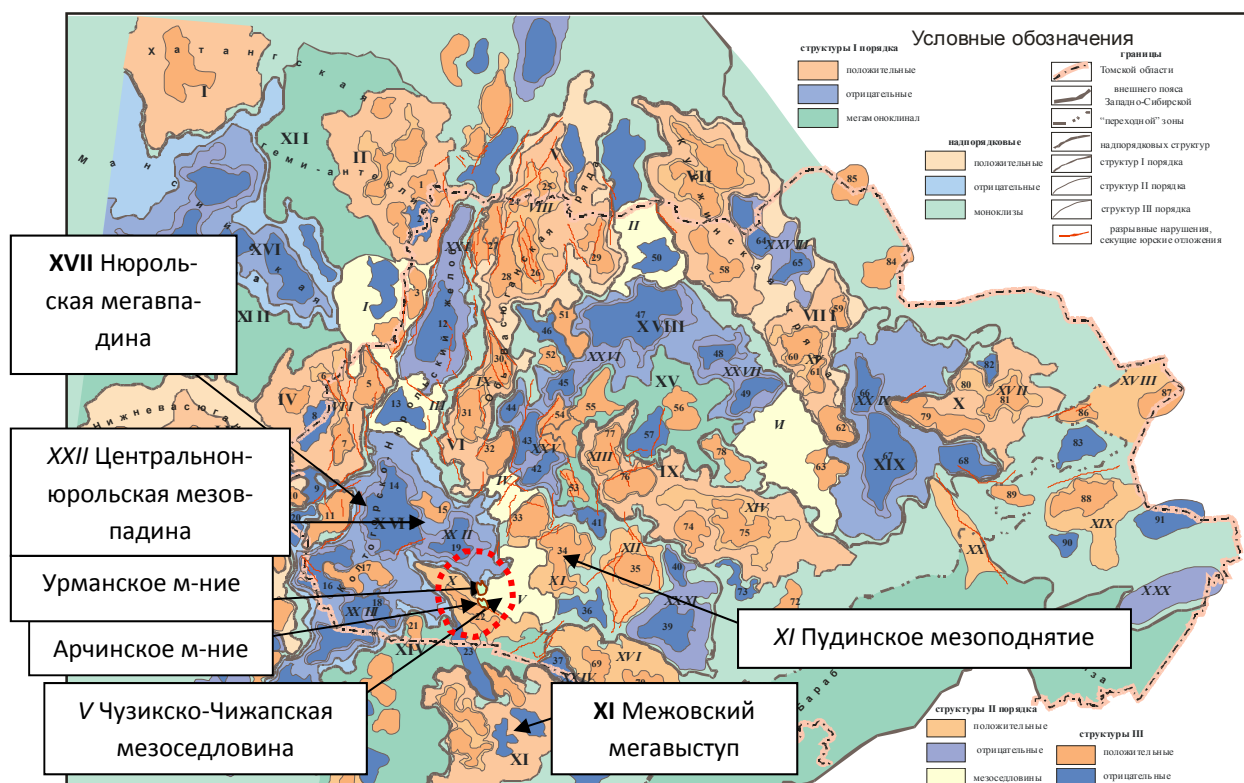


Рисунок 1. Тектоническая схема юрского структурного яруса (А.Э.Конторович, 2001г.)

Изучению и интерпретации геологических результатов посвящены работы многочисленных исследователей доюрского комплекса отложений, развитого на территории Томской области. Исследованиями В.И. Биджакова, В.Н. Дубатолова, Н.И. Карапузова,

А.Э. Конторовича, Е.А. Копилевича, С.Н. Макаренко, А.С. Миндигалева, Н.Е. Некрасова, В.С. Славкина, В.С. Суркова, Г.И. Тищенко, А.А. Трофимука и др. установлено, что основная нефтегазоносность прикровельной части доюрского комплекса отложений связана с маломощными корами выветривания, кремнистыми брекчиями калиновой свиты, слагающей промежуточный комплекс отложений, с терригенно-кремнистыми и органогенно-карбонатными породами верхнего палеозоя Нюрольского осадочного бассейна [1; 3; 4; 5; 6; 8].

Продуктивная палеозойская толща в пределах Нюрольской впадины представлена различными по возрасту и литологическому составу карбонатными породами и органогенными силицитами, слагающими коллектора, сложные по строению пустотного пространства (поры, трещины, каверны, биопустоты и т.п.) (таблица 1).

Таблица 1.

Структура	Тип коллектора	Вещественный состав
Арчинская, Чкаловская, Северо-Калиновая	Порово-трещинный	Известняки брекчированные, с трещинами залеченными кальцитом нескольких генераций
Останинская, Калиновая, Нижнетабаганская, Южно-Табаганская	Трещинный	Известняки с открытыми трещинами, часто фрагментированные
Солоновская, Калиновая, Северо-Калиновая, Арчинская, Нижнетабаганская	Поровый и трещино-поровый	Известняки органогенно-обломочные с порами выщелачивания и растворения
Герасимовская, Калиновая, Северо-Калиновая	Трещинно-поровый	Органогенные силициты (радиоляриты и спонголиты)
Северо-Останинская, Урманская	Трещинно-каверновый	Доломиты замещения с открытыми кавернами и трещинами

В литологическом плане продуктивный горизонт М (*верхняя часть палеозойских пород*) имеет очень сложное геологическое строение. На Арчинском, Северо-Калиновом, Урманском, Северо-Останинском, Тамбаевском месторождениях горизонт сложен брекчированными известняками, разбит многочисленными трещинами, залеченными кальцитом разной генерации, на отдельные блоки.

Чаще всего - это рифогенные образования, сформированные скелетными организмами и водорослями. По материалам бурения в Арчинско-Урманской зоне нефтегазонакопления они практически повсеместно выходят на древнюю эрозионно-тектоническую поверхность. По данным палеонтолого-стратиграфических исследований в девонской истории развития древнего Нюрольского осадочного бассейна выявлены два этапа: *раннедевонский* и *средне-позднедевонский*. Осадконакопление проходило в мелководной шельфовой зоне. Распределение фаций контролировалось сформировавшейся в конце раннего палеозоя блоковой структурой фундамента. А поскольку в течение всего девонского периода структурный план дна бассейна развивался по унаследованному типу, образовались преимущественно два типа осадконакопления: кар-

бонатные платформы и разделяющие их депрессионные зоны. В пределах поднятий, геоморфологически выраженных «карбонатными банками», и на их склонах, в раннем девоне (лохковский, пражский, нижняя часть эмского яруса) шло формирование органогенно-детритовых осадков (кыштовская, армичевская, солоновская свиты). Для позднего эмса характерны органогенные, в том числе, биогермные известняки (надеждинская свита). В среднем девоне сформировалась мелководно-шельфовая герасимовская свита, а в верхнем девоне – лугинецкая свита. Имеются разрезы переходного типа, в которых наблюдаются фациальные замещения органогенных известняков глинисто-карбонатно-кремнистыми породами.

Выявленные месторождения характеризуются сложным вещественным составом коллекторов, значительной пространственной фильтрационно-емкостной анизотропией свойств, являющейся главной причиной резких отличий в работе добывающих скважин. Соответственно природные резервуары такого типа требуют иных методических подходов и технологических решений при их освоении [9; 11].

Проведенный детальный анализ характеристик параметров гидропроводности пластов и производительности скважин, пробуренных в пределах Арчинской и Урманской структурных зон, показывает пространственную связь зон трещиноватости с тектонически нарушенными зонами. Местоположение последних предопределяет высокую производительность скважин. Высокопроизводительные скважины и значительные дебиты флюида являются следствием закономерного распределения зон повышенной трещиноватости, приуроченных к фациальным зонам, обусловившим в свою очередь распространение пород с порово-трещинным типом коллектора.

Именно латеральная анизотропия проницаемости в значительной степени влияет на характер гидродинамических процессов, протекающих в разрабатываемом пласте. Поэтому учет данного фактора позволяет точно объяснить закономерности перетоков жидкости в залежах горизонта «М» и вести обоснованную адаптацию эксплуатационных скважин.

Особенности геологического строения и особый тип порового пространства палеозойских природных резервуаров приводят к значительным осложнениям при разбуривании карбонатных продуктивных толщ, которое часто сопровождается авариями и осложнениями.

Из опыта бурения на палеозойских месторождениях Томской области известно, что баланс плотности бурового раствора должен находиться в пределах $1,10-1,12 \text{ г/см}^3$: при плотностях ниже $1,10 \text{ г/см}^3$ наблюдается повышенное содержание газа в буровом растворе и опасность возникновения газонефтеводопроявлений; при превышении плотности $1,12 \text{ г/см}^3$ поглощения бурового раствора. Так же опасность поглощения бурового раствора связана с неоднородностью трещиноватых коллекторов, что вносит свои коррективы в технологический процесс строительства скважин [11].

В числе последних наиболее часто встречаются: 1) катастрофическое поглощение промывочной жидкости с последующим интенсивным газонефтеводопроявлением, сопровождаемым обвалами стенок скважины; 2) провалы инструмента; 3) прихват бурового инструмента; 4) некачественное цементирование эксплуатационных коллон и со-

ответственно некачественное испытание (отсутствие изоляции проницаемых горизонтов (пропластков). Как следствие - результаты испытания скважин не дают однозначного ответа о характере насыщения карбонатов. Главная причина невыполнения поставленных задач перед поисковыми скважинами – несоответствие применяемой конструкции скважины фактическим горно-геологическим условиям карбонатного разреза и его вскрытие на глинистом растворе. Полученные результаты в комплексе с анализом мероприятий по повышению нефтеизвлечения должны лежать в основе проектов на разработку палеозойских месторождений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Биджаков В.И., Миндигалеев А.С., Некрасов Н.Е. Геологические результаты параметрического бурения по палеозою Томской области. Тр. СНИИГГиМСа вып. 275, Новосибирск, 1980. – С.25-39.
2. Вышемирский В.С., Запивалов Н.П., Бадмаева Ж.О. и др. Органическая геохимия палеозойских отложений юга Западно-Сибирской плиты. Новосибирск: Наука, 1984, 192 с.
3. Дубатовол В. Н., Краснов В. И., Богуш О. И. и др., 1990, Стратиграфия палеозойских отложений юго-востока Западной Сибирской плиты: Труды Института геологии и геофизики, 766: Новосибирск, Наука.
4. Запивалов Н.П. Геологические предпосылки и методика поисков залежей нефти в палеозое на юге Западной Сибири // Советская геология. 1979, № 3, с.22-37.
5. Макаренко С. Н., Огарков А. М., Тищенко Г. И., Ковешников А. Е., 1980, Опыт корреляции средне-верхнедевонских отложений Нюрольского осадочного бассейна: Перспективы нефтегазоносности юго-востока Западной Сибири, 275: СНИИГГиМС.
6. Стасова О.Ф., Ларичев А.И., Ларичкина Н.И. Типы нефтей юрских резервуаров юго-восточной части Западно-Сибирской плиты // Геология нефти и газа. 1998, № 7, с. 4-12.
7. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла ЗСП – М.: Недра, 1981 – 143 с.
8. Тищенко Г.И., Славкин В.С., Копилевич Е.А., Гончаров А.В., Бакун Н.Н. Новые направления поисков залежей углеводородов в палеозойском карбонатном комплексе Нюрольской впадины // Геофизика. 1998. № 4. С. 62-68.
9. Тищенко Г.И., Коровкин М.В., Галанов Ю.И., Чернова О.С. Исследование неоднородности геологического строения нефтегазоносных карбонатных отложений Томской области // Известия ТПУ - Томск: - 2002. Т.305. С.39-48.
10. Трофимук А.А., Вышемирский В.С., Запивалов Н.П. Перспективы нефтегазоносности палеозоя юга Западно-Сибирской плиты // Геология и геофизика. 1972, № 7, с. 3-13.
11. Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. М: Недра, 1986 – 605 с.



Максимова Юлия Анатольевна. Старший преподаватель кафедры геологии и разработки нефтяных месторождений, Института природных ресурсов, НИ ТПУ, г. Томск.

Чернова Оксана Сергеевна. Кандидат геолого-минералогических наук, заведующая кафедрой геологии и разработки нефтяных месторождений, Института природных ресурсов, НИ ТПУ, г. Томск.

УДК 551.781 (571.1)

**УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ДОРОЖКОВСКОЙ СВИТЫ
(ВЕРХНИЙ МЕЛ, ТУРОН, ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)**

Маринов В.А., Агалаков С.Е., Косенко И.Н., Потапова Е.А.,
Розбаева Г.Л., Урман О.С.*,*

ООО «ТННЦ», г. Тюмень, *ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск
E-mail: vamarinov@rosneft.ru

Выполнены лито-биофациальные исследования сеноман-туронского интервала разреза Большехетской структурной террасы (Туруханский структурно-фациальный район). На основе анализа седиментологических и палеонтологических данных установлены некоторые показатели придонных обстановок палеобассейна – соленость, газовый режим и гидродинамическая активность.

Ключевые слова: Дорожковская свита, туронский век, Западная Сибирь, палеогеография.

В позднем сеномане – раннем туроне в Западной Сибири возник морской бассейн, существовавший на протяжении более чем 55 млн. лет. Это событие является одним из самых значимых в позднем мелу Сибири. В разрезе оно выражено как резкая граница между алевроито-песчанистой пачкой покурского горизонта, включающей нефте-газоносные пласты ПК₁₋₂ и подошвой глинистой пачки кузнецовского горизонта, насыщенного морскими макро- и микрофоссилиями.

В пробуренных в 2010-2013гг. скважинах северо-восточного района Западной Сибири (Тагульская, Ванкорская, Хикиглинская, Восточно-Лодочная и Горчинская площади) отобран керн из пограничных отложений уватского и кузнецовского горизонтов - долганской, дорожковской и насоновской свит. Проведено комплексное изучение разреза, выполнена литофациальный, биофациальный и биостратиграфический анализы. Результаты исследований дополняют и уточняют полученные ранее выводы относительно временного интервала трансгрессии, ее направления, глубин, солевого режима и характера седиментации в северо-восточных акваториях Западно-Сибирского бассейна.

Анализ собранной коллекции макро- и микрофауны позволил уточнить лито - биостратиграфическую корреляцию разрезов турона левобережья нижнего течения р. Енисей и обоснование ярусного расчленения разреза. Построен сводный разрез верхней части долганской, дорожковской и насоновской свит, состоящий из одиннадцати пачек. Для реконструкции условий осадконакопления выполнен комплекс лито- биофациальных исследований.

Методы литолого-фациального анализа включали описание первичных осадочных структур и текстур, характера и размерности терригенного материала, а также изучение взаимоотношений отдельных единиц разреза в латеральном и вертикальном направлениях, сопровождающееся интерпретацией геодинамических обстановок осадконакопления.

Биофациальный анализ обнаруженного комплекса органических остатков является эффективным инструментом для палеогеографических реконструкций, по-

сколькx каждый биологический объект существовал в определенном диапазоне параметров среды – узком (стенобионты) или широком (эврибионты).

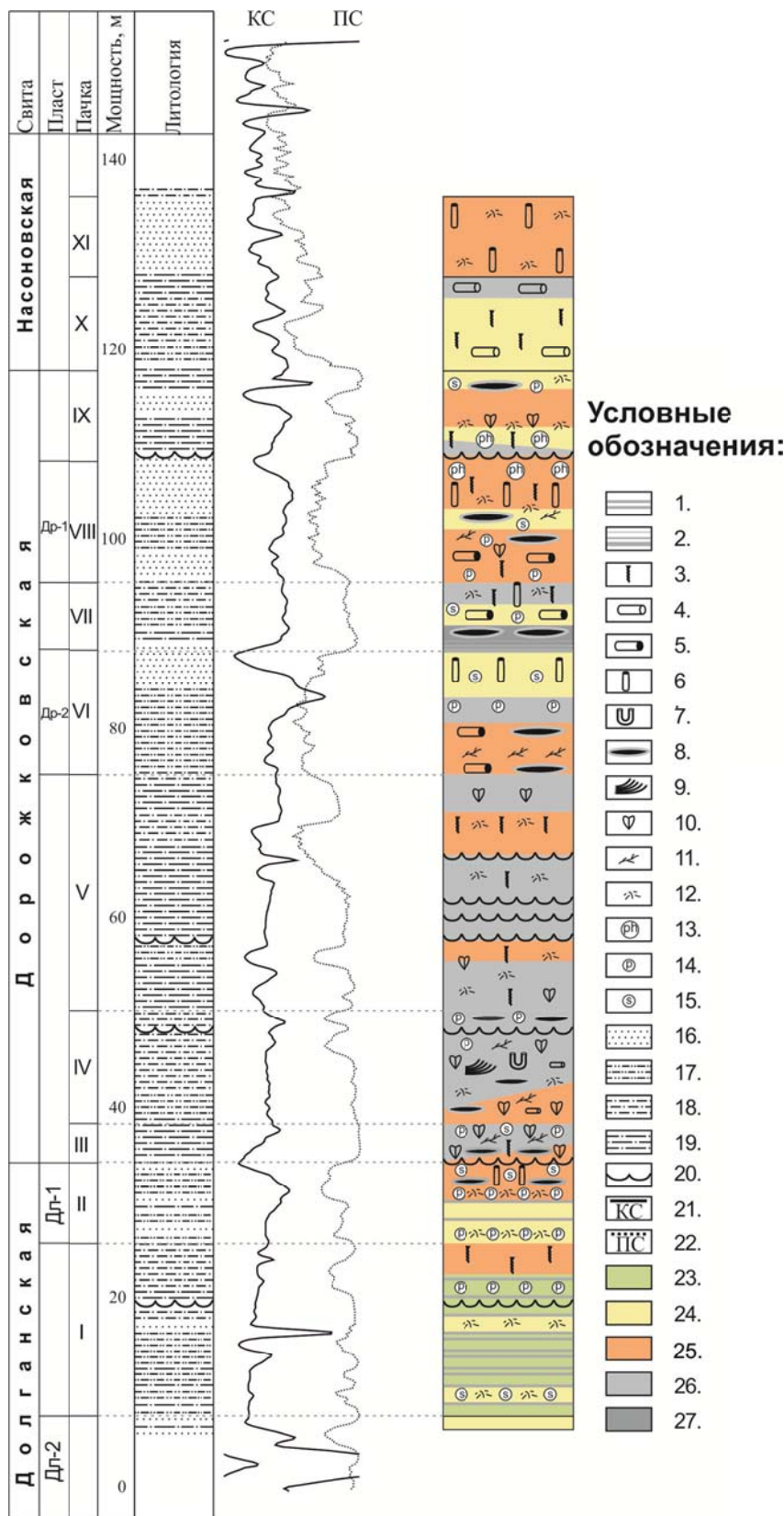
В результате комплексного био-литофациального анализа кернa долганской, дорожковской и насоновской свит определены некоторые значения параметров северо-восточных акваторий позднемелового Западно-Сибирского бассейна – глубина, солености, содержания кислорода в придонном слое вод и степени гидродинамической активности.

Были выделены фациально сходные толщи, которые характеризуются определенным набором признаков (литологических, седиментационных, палеонтологических и ихнофациальных) (**рисунок 1**).

Наибольший интерес для выполняемой работы имеют массовые фации, слагающие основную часть осадочной толщи и отражающие наиболее общие условия обстановки седиментации в бассейне. Именно поэтому после детального описания всех литологических разностей выделялись интервалы по преобладающему фациальному признаку. Всего были выделены пять основных фациальных типов. Фациальная характеристика отложений изученного разреза закономерно изменяется снизу вверх. Установлена стратиграфическая приуроченность литофаций. Нижняя часть разреза – кровля долганской свиты, пачки I и II, сложены преимущественно плоскопараллельными глинами и алевритами. В нижней части дорожковской свиты (пачки III – V) преобладают алевриты и глины субпараллельнослоистые. Средняя часть свиты (пачки VI и VII) представляет чередование глинистых фаций с линзовидной и градационной слоистостью и алеврито-песчаных косослоистых. Для верхней части разреза (пачки IX – XI) характерны песчаные и песчано-алевритовые отложения с косой и линзовидной слоистостью.

Пачки I – II - глинисто-песчано-алевритовые отложения, с характерной тонкой плоскопараллельной слоистостью накапливались в бассейне с небольшими глубинами (10-40м), преимущественно ослабленной гидродинамикой, значительным дефицитом кислорода, отклонением солености от нормальной морской. Очень редки находки бентосных фораминифер и двустворок, а также следов жизнедеятельности червеобразных организмов. Самым характерным параметром палеобассейна долганского времени является пониженная соленость. Само по себе опреснение не мешает развитию бентоса. Обстановки с отклонением солености от нормально-морской (приливно-отливные дельты лагуны, марши и т.д.) благоприятны для существования биоты с низким разнообразием и большим количеством особей. Осадки этих зон обычно гомогенные из-за интенсивной биотурбации [1]. При формировании долганской свиты существование бентосной фауны ограничивалось, вероятно, дефицитом кислорода (аноксией, дизоксией) придонных вод. В современных мелководных обстановках условия дизоксии периодически (весной) возникают при термальной стратификации вод (термоклин) [2], при большой разнице зимних и летних температур, чего не было в сеноман - туронское время [3].

Рисунок 1. Сводный разрез дорожковской свиты на территории Большехетской структурной террасы.



структурной террасы.

Условные обозначения:

1-3 – структуры: 1 – плоскопараллельная слоистость; 2 – градационная слоистость; 3 – следы интенсивной биотурбации; 4-9 – ихнофоссилии: 4 – *Planolithos*; 5 – *Palaeophycus*; 6 – *Skolithos*; 7 – *Arenicolites*; 8 – *Anconichnus*; 9 – *Chondites*;

10-15 – включения: 10 – двустворчатые моллюски; 11 – отпечатки водорослей; 12 – углефицированный растительный детрит; 13 – фосфоритовые конкреции; 14 – пиритовые конкреции; 15 – сидеритовые конкреции;

16-20 – литология: 16 – пески и песчаники; 17 – алевролиты; 18 – глинистые алевролиты; 19 – глины; 20 – внутриформационные перерывы; 21 – значение кажущегося сопротивления; 22 – значение спонтанной поляризации;

23-27 – литофации: 23 - фации алевроито-глинистые, плоскопараллельнослоистые; 24 - фации алевроито-песчаные, косослоистые; 25 - фации песчано-алевроитовые, линзовиднослоистые, субпараллельнослоистые; 26 - фации глинистых алевроитов линзовиднослоистые; 27 - фации алевроитистых глин с градационной слоистостью.

литологии; 16 – пески и песчаники; 17 – алевролиты; 18 – глинистые алевролиты; 19 – глины; 20 – внутриформационные перерывы; 21 – значение кажущегося сопротивления; 22 – значение спонтанной поляризации;

Другая возможная причина стратификации вод – плотностная, из-за большой разницы значений солености и плотности придонных и поверхностных вод. Пред-

полагается, что существовало значительное опреснение поверхностных вод мелководного бассейна Западной Сибири [4]. Возникновение опресненного легкого слоя на поверхности воды препятствовало конвекции придонных вод и являлось причиной дефицита кислорода в них.

В пачках III – V преобладают глинистые отложения, которые образовались в мелководном морском бассейне, в котором глубины не превышали 20м, с нормальной соленостью, ослабленной гидродинамикой, разнообразной бентосной и нектонной фауной (двустворчатые и головоногие моллюски), богатыми комплексами фораминифер. Хорошая аэрация придонных вод сочеталась с спокойноводным гидродинамическим режимом. Только эпизодически возникали условия кислородного голодания (интервалы с ихнофоссилиями *Chondrites*).

Пачки VI – VIII представлены преимущественно отложениями морского бассейна со стабильной морской соленостью, спокойной гидродинамикой, максимальными глубинами для туронского времени, временами превышавшими глубину воздействия штормовых волн (40м). Придонные воды в целом содержали достаточное количество кислорода для существования разнообразного бентоса. Только отдельные интервалы, в которых найдены единичные фораминиферы родов *Psammosphaera* и *Hyperammia* – приуроченные к песчаным горизонтам (в пачках VI и VIII) имеют признаки условий дефицита кислорода и пониженной солености.

Песчанистые породы верхней части разреза (пачки IX – XI) накапливались в морском бассейне с активной гидродинамикой и хорошей аэрацией придонного слоя вод, соленость воды изменялась от нормально-морской до существенно опресненной.

Все пачки формировались приблизительно на одинаковых глубинах. Эпизодическое увеличение глубин ниже уровня воздействия штормовых волн наблюдается только в пачках V и VII. Остальная часть разреза формировалась в зоне спокойной и интенсивной гидродинамики вблизи нижней границы воздействия регулярных волн. Эти выводы обоснованы составом и степенью сохранности органических остатков, а так же результатами седиментологического анализа. Поскольку весь изученный разрез формировался в мелководном бассейне, стратификация разреза по литофациям не связана с изменением глубин седиментации. Следовательно, состав отложений определялся размерностью поступающего в бассейн терригенного материала.

Установлена зависимость между параметрами бассейна (газового режима и солености) и литологией отложений. Преимущественно глинистые интервалы формировались в нормальных морских условиях с высоким содержанием кислорода в придонных водах (пачки III-V).

Эпизоды морского осадконакопления в условиях богатых кислородом вод и нормальной солености бассейна чередуются с этапами формирования осадков солоновато-водного бассейна с недостатком кислорода в придонных водах.

ЛИТЕРАТУРА

1. Обстановки осадконакопления и фации: В 2-х т. Т. 1: – Пер. с англ. /Под ред. Х. Рединга. – М.: Мир, 1990. – 352 с.
 2. Гавриленко Г. Г., Здоровеннова Г. Э., Здоровеннов Р.Э., Пальшин Н. И., Тержевик А.Ю. Термический и кислородный режимы мелководного озера на этапе летнего нагревания // Геополитика и геодинамика регионов. – 2014. –Т. 10. – №1. – С.414–420.
 3. Гольберт А.В., Григорьева К.Н., Ильенок Л.Л., Маркова Л.Г., Скуратенко А.В., Тесленко Ю.В. Палеоклиматы Сибири в меловом и палеогеновом периодах. – М.: Недра, 1977. – 105 с.
 4. Найдин Д.П., Беньямовский В.Н., Олферьев А.Г. и др. Опреснение поздне мелового эпиконтинентального моря Восточно-Европейской платформы. Статья 1. Позднекампанское опреснение Ульяновского Саратовского участка моря // Бюлл. МОИП. Отд. геол. – 2008. – Т. 83. - Вып. 1. – С. 60–71.
-



Владимир Аркадьевич Маринов, кандидат геолого-минералогических наук, эксперт ООО «Тюменский нефтяной научный центр».



Агалаков Сергей Евгеньевич. Кандидат геолого-минералогических наук, директор департамента ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень.



Косенко Игорь Николаевич. Кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник ИНГГ им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск.



Потапова Елена Александровна. Главный специалист
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень.



Розбаева Галина Леонидовна. Кандидат геолого-минералогических наук, начальник отдела ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень.



Урман Ольга Сергеевна. Научный сотрудник ИНГГ им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск.

УДК 551.86

**ФАЦИАЛЬНАЯ ИЗМЕНЧИВОСТЬ СРЕДНЕ-ВЕРХНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ ПЫЛЬ-КАРАМИНСКОГО НГР ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

Низяева И.С., Шиманский В.В., Танинская Н.В., Мясникова М.А.

АО «Геологоразведка», г. Санкт-Петербург

E-mail: nieva-irina@yandex.ru

В статье рассматриваются результаты реконструкций обстановок осадконакопления средне-верхнеюрских отложений северной части Пыль-Караминского НГР Западной Сибири на основе методики седиментационного моделирования, включающей детальное седиментологическое описание керна, выделение электрофаций по методу В.С. Муромцева, с использованием результатов интерпретации материалов сейсморазведки. В результате проведенных исследований определена фациальная изменчивость и выявлены наиболее перспективные фации для формирования коллекторов.

Ключевые слова: фацис, литотип, средне-верхнеюрские отложения, седиментационное моделирование, Пыль-Караминский НГР.

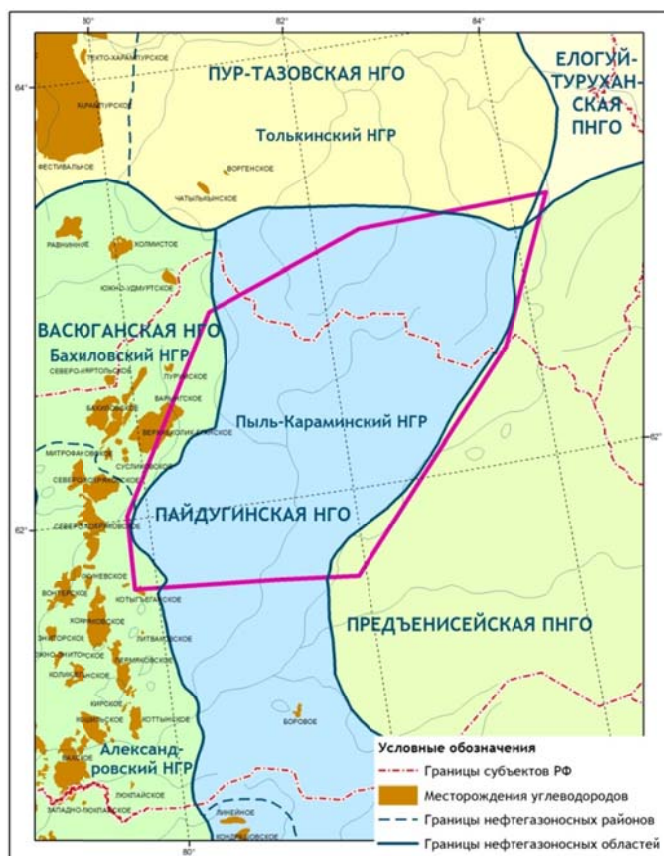


Рисунок 1. Район исследований на схеме нефтегеологического районирования Западно-Сибирской НГП

Средне-верхнеюрские отложения характеризуются резкой фациальной изменчивостью и литологической неоднородностью. Поэтому при прогнозе и поисках нефтеперспективных объектов в таких отложениях резко возрастает роль седиментационного моделирования. Объектом исследований являлся участок, расположенный на юго-востоке Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, входящий в Пыль-Караминский НГР [1] (**рисунок 1**).

Одними из наиболее важных объектов поисково-разведочных работ данного района являются среднеюрские и верхнеюрские отложения. Основные перспективы нефтегазоносности в среднеюрских отложениях связаны с пластами ЮВ₂, ЮВ₃, ЮВ₄ тюменской свиты, которые являются регионально нефтеносными. Промышленная нефтеносность отложений верхнеюрского комплекса приурочена, в основном, к

верхней части разреза – пласту ЮВ₁¹⁻².

Проведены комплексные исследования, включающие: детальный седиментологический анализ керна по 7 скважинам с выделением литотипов, литофаций и ихнофаций; литолого-петрографические исследования в шлифах (вещественный состав [2], струк-

турные и текстурные особенности пород и т.д.); биостратиграфические исследования пород; гранулометрический, рентгенофазовый анализы. Электрофации выделены по методике В.С. Муромцева [3], дополненной авторами настоящей работы [4, 5]. Фациальные реконструкции увязаны со структурными картами и картами мощностей по данным сейсморазведки. С учетом результатов ФЕС [6] выявлены фации, наиболее перспективные для поисков УВ.

Среднеюрские отложения исследуемого района по региональным стратиграфическим схемам Западной Сибири относятся к Уренгойскому, Варьеганскому и Часельскому фациальным районам и представлены тюменской свитой [7]. Свита сложена песчаниками мелко-, реже средне-мелко- и средне- до тонкозернистых, алевролитами глинистыми с прослоями аргиллитов, аргиллитов алевролитистых, аргиллитов углистых и углей. Распространены включения сидерита в виде мелких пятен, желваков, линз и прослоек. Установлено, что осадконакопление происходило преимущественно в континентальных условиях. Выделены следующие фации: русловые отмели меандрирующих рек (**рисунок 2.**), береговые валы речных пойм, пески разливов, временно заливаемые участки пойм, заболоченные поймы и болота.

Отложения верхней части тюменской свиты накапливались в прибрежно-морских обстановках осадконакопления. Это подтверждается присутствием трещин синерезиса, свидетельствующих о смешении пресной и соленой вод, а также появлением слабой биотурбации. Определены ихнофации Skolithos, реже Proximal Cruziana. Выделяются группы фаций морского края дельты - фации приливно-отливного канала и приливно-отливной отмели; фация приморского болота.

Верхнеюрские отложения относятся к Тазо-Хетскому, Ажарминскому и Сильгинскому фациальным районам. В разрезе выделяются наунакская, георгиевская, марьяновская и баженовская свиты. Наунакская свита сложена песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов, редко углей. Широко распространены фации дельтового комплекса: группа фаций надводной части дельты - фации временно заливаемых участков пойм, заболоченная пойма, пески разливов; группа фаций морского края дельты – фации приливно-отливного канала, приливно-отливной отмели и приморского болота; группа фаций подводной части дельты – фация дельтового канала, фации проксимального, среднего и дистального конуса выноса дельты; диагностируются фации прибрежного комплекса: средняя и нижняя предфронтальные зоны пляжа, и мелководно-морского комплекса - фации нижнего мелководно-морского шельфа, открытого шельфа.

Отложения георгиевской и нижнемарьяновской подсвиты сложены аргиллитами черными и алевролитами глинистыми. Реже выделяются пачки песчаников мелкозернистых с примесью алевро-глинистого материала интенсивно биотурбированные. Подошва свит часто характеризуется резкой границей затопления, образовавшейся в результате резкой смены условий осадконакопления.

В центральной части района исследований выделяется переходный тип разреза: сиговско-марьяновский.

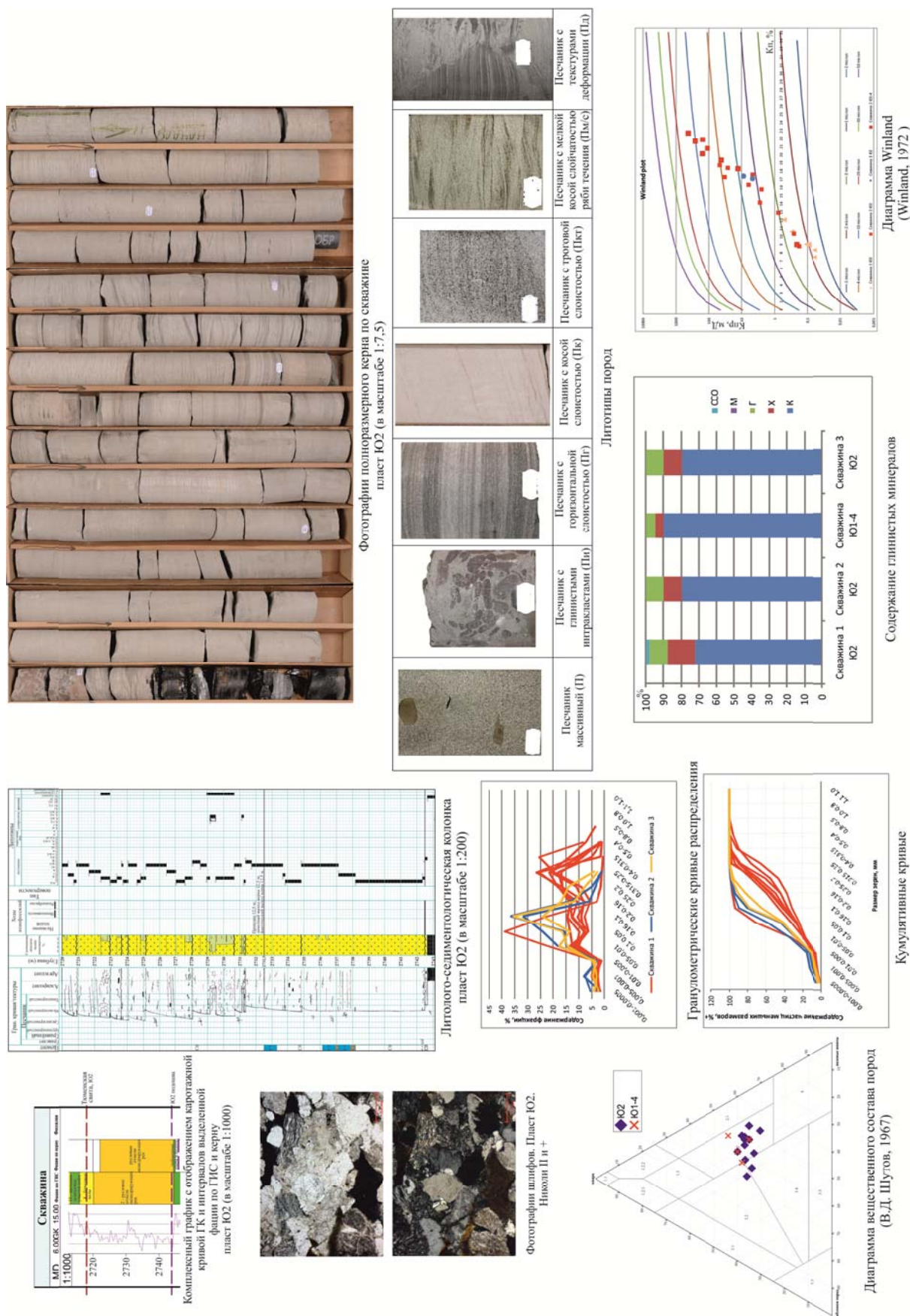


Рисунок 2. Фация русловых отмелей меандрирующих рек.

Характерной особенностью разреза является существенное опесчанивание наунаской свиты. Она перекрывается возрастным аналогом георгиевской свиты, который представляет серию песчаных пластов группы СГ1-2, залегающими под глинами верхнемарьяновской подсвиты.

Отложения баженовской свиты представлены аргиллитами темно-коричневыми до черных, не редко битуминозными, карбонатизированными, с прослоями радиоляритов. Текстуры: массивная, градационная. Характерно обилие ихтиодетрита, обломков раковин двустворчатых моллюсков, аммонитов, ростр белемнитов, отмечаются зерна глауконита. Породы накапливались в глубоководных морских условиях, выделяется фация дна бассейна.

В результате проведенных исследований в терригенных юрских отложениях северной части Пыль-Карминского НГР Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции определена фациальная изменчивость и выявлены наиболее перспективные фации для формирования коллекторов:

- в среднеюрских нефтегазоносных комплексах установлены фации, благоприятные для формирования коллекторов и связанные преимущественно с континентальными русловыми отмелями меандрирующих рек, береговыми валами речных пойм, пляжами, а также с прибрежно-морскими проксимальными частями конусов выноса дельт и дельтовыми каналами, реже с вдольбереговыми песчаными барами;

- в верхнеюрских отложениях - с прибрежно-морскими проксимальными частями конусов выноса дельт и дельтовыми каналами, реже с вдольбереговыми песчаными барами.

ЛИТЕРАТУРА

1. Атлас месторождений нефти и газа Ханты-Мансийского автономного округа – Югры». – НАЦ РН им.В.И.Шпилемана. - Екатеринбург: ИздатНаукаСервис, 2013.
 2. Шутов, В.Д. Классификация песчаников // Литология и полезные ископаемые. - 1967. - №5. - С. 86–103.
 3. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел литологических ловушек нефти и газа. - Л., Недра, 1984. - 260 с.
 4. Шиманский, В.В., Хафизов, С.Ф., Танинская, Н.В., Колпенская, Н.Н.и Еганьянц, Р.Т. Литологические ловушки УВ в юрских отложениях юга Тюменской области // Неструктурные, сложнопостроенные ловушки - основной резерв прироста углеводородного сырья России. - СПб. Недра, 2005. - С. 36-47.
 5. Шиманский В.В., Танинская Н.В., Колпенская Н.Н. Методические аспекты прогноза неструктурных ловушек углеводородов на примере юрско-нижнемеловых отложений Западной Сибири // Бюллетень Московского Общества Испытателей Природы. Отдел геологический. - 2014. - Т. 89. - №.4. - С. 24-39.
 6. Windland, H.D. Oil Accumulation in Response to Pore Size Changes, Weyburn Field, Saskatchewan, 1972.
 7. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. - Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМСа, 2004. - 114 с.
-



Низяева Ирина Сергеевна. Заведущая лабораторией отдела нефтяной геологии АО «Геологоразведка», г. Санкт-Петербург.



Шиманский Владимир Валентинович. Доктор геолого-минералогических наук, генеральный директор АО «Геологоразведка», г. Санкт-Петербург.



Танинская Надежда Владимировна. Доктор геолого-минералогических наук, зав. отделением отдела нефтяной геологии АО «Геологоразведка», г. Санкт-Петербург.



Мясникова Марина Александровна. Старший научный сотрудник АО «Геологоразведка», г. Санкт-Петербург.

УДК (552.578.2.061.4:551.243.8):551.762.3(571.1)

**ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ КАК
«ПРОМЕЖУТОЧНОГО» КОЛЛЕКТОРА УГЛЕВОДОРОДОВ В ЗОНАХ
ДИЗЬЮНКТИВНЫХ НАРУШЕНИЙ**

*Е.А. Предтеченская, О.Н. Злобина**

Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГиМС)

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, г. Новосибирск,

E-mail: geology@sniiggims.ru

Проведенные исследования направлены на выявление роли вещественного состава пород и воздействия флюидодинамических процессов в формировании улучшенных коллекторов в баженовском резервуаре в центральных и юго-восточных районах Западно-Сибирской плиты. Установлено, что в разрезах присутствуют пласты и пачки проницаемых пород с биоморфной структурой: вторично измененные радиоляриты, спонголиты, кокколитофоридовые мергели, пеллециподовые ракушняки, которые по данным ГИС имеют характеристики, свойственные мелкозернистым песчаникам и алевролитам. Эти пласты хорошо различаются на каротажных кривых по аномальным значениям НГК, АК, ПС и ИК. Силициты радиоляриевого формирования в обогащенных органическим углеродом (Сорг.) иловых впадинах, унаследованных в рельефе морского дна от отрицательных структур доюрского основания, отчасти расположенных в пределах надрифтовых желобов, а пеллециподовые известняки-ракушняки – в пределах подводных поднятий различной амплитуды. Присутствующие в составе свиты эпигенетически измененные породы с биоморфной структурой обладают улучшенными коллекторскими свойствами. В случае активизации глубинных разломов и связанных с ними процессов вертикальной миграции УВ флюидов, затрагивающих баженовский горизонт и залегающие выше отложения, вышеупомянутые породы баженовской свиты будут служить «промежуточными» коллекторами УВ для перекрывающих песчаных пластов.

Ключевые слова: верхняя юра, баженовская свита, Западная Сибирь, нефтегазоносность, вещественный состав, коллекторы углеводородов, глубинные разломы, процессы флюидомиграции.

Литологический состав нефтематеринской баженовской свиты, вскрытой скважинами на территории Западной Сибири, с разной степенью детальности рассмотрен в работах многих исследователей. В её строении принимают участие глинистые, кремнистые, карбонатные, часто углеродистые отложения и породы смешанного состава – микститы [1-5 и др.]. В разрезах присутствуют пачки, сложенные радиоляритами, спонгилитами, кокколитофоридовыми мергелями и пеллециподовыми ракушняками с хорошо выраженной биоморфной структурой и обилием первичных седиментационных, а также вторичных диа- и катагенетических пор и трещин. Интерес широкого круга специалистов к этим отложениям в научно-практическом смысле связан с разработкой методов прогнозирования нефтеперспективных литотипов и способов извлечения из них больших скоплений углеводородов (УВ). Предполагается, что в баженовской свите и ее возрастных аналогах содержится около 15% ресурсов всей нефти Западной Сибири [5-7 и др.]. Извлекаемые запасы УВ из свиты по оценкам Роснефти в 2013 г. [7] составляют 22 млрд. баррелей, но интенсивность освоения этих ресурсов недостаточно высока в связи с изменчивостью фациальных условий, литолого-минералогических параметров, физико-химических свойств пород по латерали и вертикали, вариациями в содержании органического вещества (ОВ) и

другими причинами. Указанные обстоятельства не позволяют применять к ним традиционные способы разработки месторождений и методы подсчета извлекаемых запасов УВ. В настоящее время предлагаются новые методические подходы для прогноза и эксплуатации залежей УВ в баженитах с учетом геодинамических, геолого-геофизических, литолого-петрофизических, палеогеографических и других факторов [3-4, 8-11 и др.]. Для прогноза нефтеперспективных литотипов предпринимаются попытки литолого-генетической интерпретации и типизации разрезов свиты на базе расширенного комплекса ГИС [3, 4 и др.].

В данной работе рассматриваются литолого-фациальные особенности баженовской свиты и её стратиграфических аналогов в зонах дизъюнктивных нарушений. При анализе материалов на геологическую карту доюрского основания (для центральных и юго-восточных районов ЗСП) были вынесены скважины, в которых из пород баженовской свиты получены притоки нефти (слабые, фонтанные, на динамическом уровне). В результате установлено, что ряд скважин Южно-Таркосалинской, Вэнгяхинской, Новогодней, Карамовской, Соимлорской, Сортымской, Западно-Салымской, Салымской, Нижне-Шапшинской, Правдинской, Широковской, Южно-Покачевской, Саймовской, Колтогорской, Восточно-Моисеевской, Баклянкой площадей пробурен в тектонически активных зонах грабен-рифтовой системы пермо-триасового возраста. Другие скважины (на Кочевской, Конитлорской, Ватьёганской, Мало-Балыкской, Северо-Островной, Ореховской, Оленьей, Ларломкинской, Тайтымской площадях) располагаются вблизи дизъюнктивных нарушений или узлов их пересечений. Большая часть разрезов баженовской свиты, вскрытых на указанных площадях, сложена битуминозными кремнистыми и глинисто-кремнистыми, участками в разной степени карбонатизированными породами, накопившимися в наиболее глубоководных частях (впадинах) морского бассейна (**рисунок 1а, б**). Предполагается, что рельеф дна этих впадин был унаследован от отрицательных структур, сформировавшихся ранее и отчасти связанных с геодинамическими движениями в зонах надрифтовых желобов.

Часть скважин вскрыла изохронные осадки, представленные переслаиванием глинистых пород с пелициповдовыми известняками, которые сформировались на склонах подводных поднятий (**рисунок 1в**) [1, 4-5, 12-13]. Достаточно часто в разрезах баженовского горизонта встречаются прослой кокколитофоридовых мергелей, седиментация которых могла происходить как в мелководно-морских, так и в относительно более глубоководных обстановках (рис. 1г). Необходимо отметить, что фациальные особенности баженовской свиты легли в основу большей части разработанных ранее моделей ее формирования [1, 2, 6, 14 и др.].

Трудами многочисленных исследователей установлено, что формирование уникального коллектора внутри баженовской свиты связано как с первичными седиментационно-диагенетическими, фоновыми региональными катагенетическими, так и с вторичными, гидротермально-метасоматическими процессами «наложенного типа».

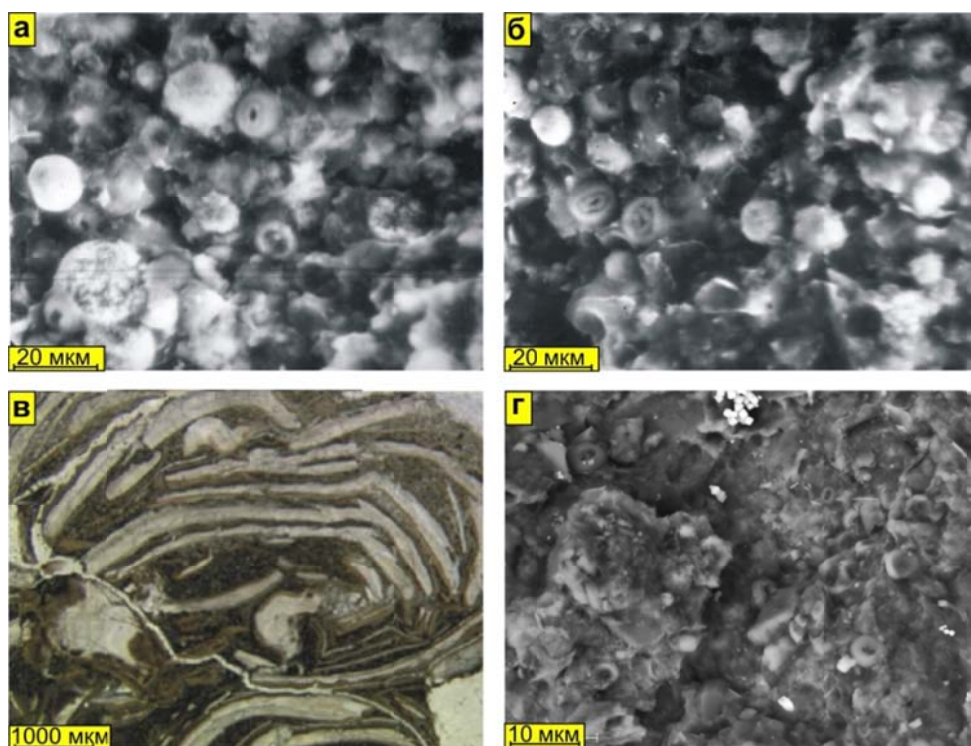


Рисунок 1. Породы баженовского горизонта с биоморфной структурой:

а, б – силицит диатомово-радиоляриевый битуминозный, часть остатков диатомей и мелких радиолярий замещены карбонатом и пиритом (электронно-микроскопический снимок образца из скв. Коимлыхская 31, глубина отбора 2523,5 м); **в** – глинистый пелициподовый известняк (фотография шлифа из образца, отобранного в скв. Южно-Сарманская 11204, глубина отбора 1554 м); **г** – кокколитофоридовый мергель (электронно-микроскопический снимок образца из скв. Усть-Иусская 11108, глубина отбора 1502,0 м).

Известно, что процессы постседиментационного преобразования пород зависят от химического состава придонных, иловых вод и скорости захоронения осадка. Наиболее устойчивы к изменениям в диагенезе скелетные остатки кремнистого состава, карбонатные же подвергаются частичному растворению. Пористость илов составляет: в радиоляриевых прослоях 78-92%, радиоляриево-кокколитофоридовых 60-70%, фораминиферо-кокколитофоридовых 63-92%, глинистых диатомитов 55-67% [15]. Кроме пор, в тонко переслаивающихся, листоватых породах часто отмечаются многочисленные субгоризонтальные трещинки, заложенные в седиментогенезе или диагенезе на контактах слоев различного вещественного состава с разными петроплотностными характеристиками (например, аргиллитов и радиоляритов) – так называемые «литогенетические» трещины. В результате дальнейших катагенетических изменений пористость всех типов пород значительно уменьшается, трещинки часто залечиваются кальцитом, осаждающимся из поровых вод при повышении температуры. Если на раннем этапе катагенеза (ПК₁₋₃) уплотнение пород протекает, в основном, как результат механических процессов и сопровождается трансформацией межзернового пространства с небольшими изменениями в их минеральном составе (образованием аутигенных микролитов), то на позднем этапе (МК₃₋₅) преобладают интенсивные

физико-химические преобразования структуры и состава. В биогенных породах (радиоляритах, спонгилитах, диатомитах и др.) скелетные остатки полностью утрачивают свою первичную форму, деформируются, спаиваются друг с другом, образуют плотные агрегаты с пористостью не более 2-5%. Кремнистое и карбонатное вещество перекристаллизуется и перераспределяется. Следует заметить, что при повышенном содержании керогена эти процессы начинаются на более ранних стадиях катагенеза (МК₁₋₂). При этом ОВ концентрируется в линзовидных прослоях. В то же время в отложениях баженовского горизонта, прошедших стадию МК₂ (главную фазу нефтеобразования), часто наблюдаются породы с хорошо сохранившейся биоморфной структурой (приемлемой для детальных палеонтологических исследований), но с изменённым минеральным составом (рисунки 1, 2) [16-18].

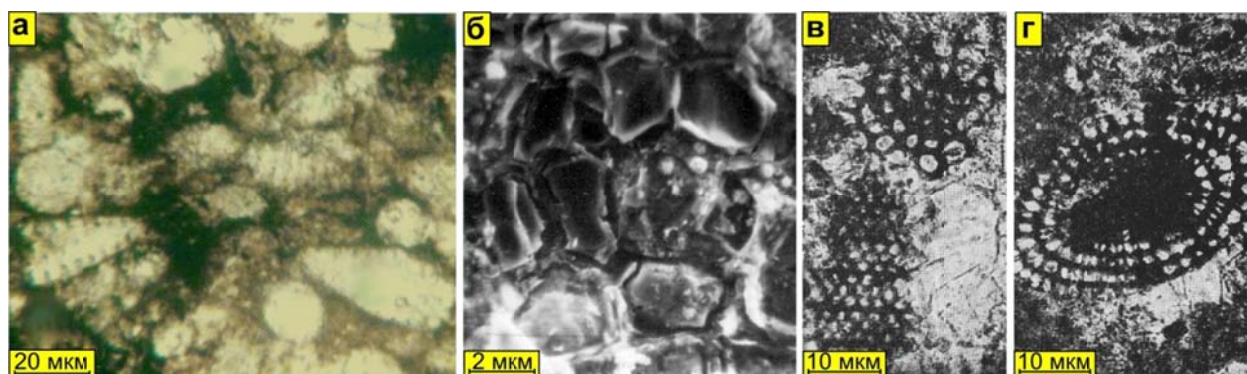


Рисунок 2. Вторично измененные радиоляриты:

а – полностью карбонатизированный радиолярит (фотография шлифа по данным [17]); **б** – ячеистая поверхность остатка радиолярии, пропитанной битумом (электронно-микроскопический снимок образца из скв. Коимльяхская 31, глубина отбора 2523,5 м); **в** и **г** – кальцитизированные и доломитизированные радиоляриты баженовской свиты с «ажурной» структурой, поровое пространство полностью заполнено битумом (электронно-микроскопические снимки по данным [18]).

Вероятно, псевдоморфное замещение кремнезема кальцитом в радиоляритах и др. кремнистых разностях, находящихся на разных стадиях диа- и катагенеза (в том числе - слабо уплотненных), происходит в результате эпигенетических изменений «наложенного» типа. Эпигенетические преобразования пород свиты, связанные с флюидодинамическими процессами в зонах повышенной тектонической активности, характеризуются многовариантным сочетанием различных физико-химических процессов, результатом которых является резкая изменчивость их коллекторских свойств и нефтенасыщенности по латерали и вертикали. Например, на Салымской площади только 10,5% разведочных и 5,4% эксплуатационных скважин имеют дебиты 100 и более т/сут из отложений баженовского горизонта [19]. При испытании скважин на Весенней, Озерной, Оленьей, Ломовой площадях зафиксированы притоки нефти и нефтепроявления из пласта Ю₀ дебитом от 0,5 до 12 м³/сут. Промышленные дебиты получены из пакета пластов Ю₀-Ю₁¹, которые представляют собой единый

гидродинамически связанный резервуар. При совместном испытании этих пластов дебит нефти составил от 42 (скв. Игольская 2) до 135 м³/сут (скв. Озерная 132).

Важными признаками наличия изменений «наложенного» типа являются аномальная трещиноватость, плитчатость, кливаж течения и разрыва, зеркала скольжения и текстуры брекчирования в породах свиты. Это может быть связано с древними и/или современными сейсмическими явлениями и дизъюнктивными нарушениями, которые зафиксированы в районах Салымского, Северо-Сосьвинского поднятий, Красноленинского, Ляминского, Нижневартовского сводов и других структур, где закартированы системы субвертикальных и наклонных разломов с различными азимутами простирания. При этом амплитуда вертикальных смещений по разломам на уровне сейсмогоризонта Б (кровля баженовской свиты) может составлять от 15-25 до 35-45 м, а горизонтальных – до 300-500 м [8, 20]. Предполагается, что в результате вертикальных смещений происходит увеличение мощности баженовской свиты до 100 и более метров, формируются аномальные разрезы и тектонически - экранированные залежи [9].

Результаты многочисленных геологических исследований толщ разного возраста показывают, что в зонах дизъюнктивных нарушений под действием стрессовых напряжений петрофизические характеристики пород резко изменяются [4, 8-10]. Карбонатные и кремнистые прослои растрескиваются, в результате чего формируется дополнительное трещинно-поровое пространство. А.И. Петров и В.С. Шеин считают, что увеличение объема пустотного пространства баженитов в условиях их погружения на глубину свыше 2000 м в условиях неравномерного сжатия может составлять от 4-5 до 12% и более [8]. Нарушение сплошности пород часто сопровождается «очаговым» изменением их минерального состава в результате проработки газо-термальными растворами - карбонатизацией, окварцеванием, баритизацией, каолинитизацией и другими явлениями. Типичным примером может служить частичная или полная карбонатизация радиоляритов, обладающих четко выраженной первичной или реликтовой ажурной структурой (**рисунок 2**), вплоть до образования вторичных известняков и доломитов.

Длительно существующие флюидодинамические системы, как правило, характеризуются пульсационным характером процессов и непостоянством физико-химических параметров, что может приводить к неоднократным обновлениям минералогического состава нефтемещающих отложений. По мнению авторов данной работы, агрессивные растворы способствовали образованию вторичных рыхловатых структур в разной степени уплотнённых радиоляритах, диатомитах и кокколитофоритовых мергелях, формированию внутри- и межзерновой пористости и кавернозности в известняках и доломитах, что в совокупности с первичным седиментационно-диагенетическим пустотным пространством и трещиноватостью создавало вторичный коллектор в пределах «нефтематеринской» толщи (**рисунок 3**).

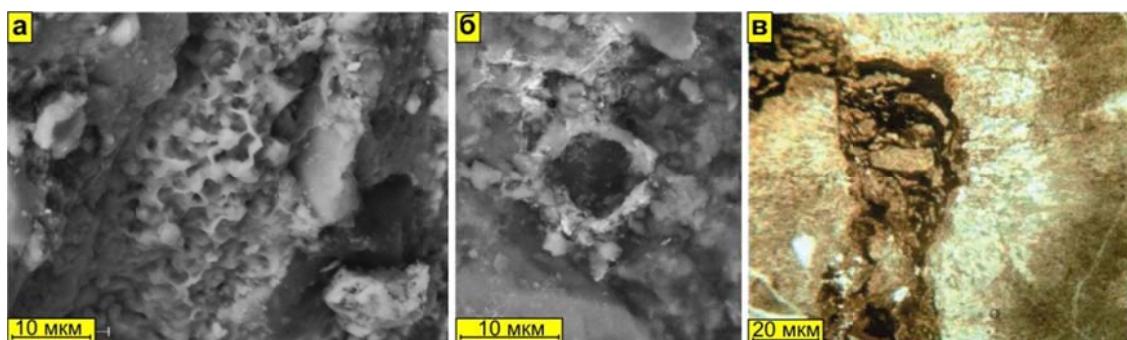


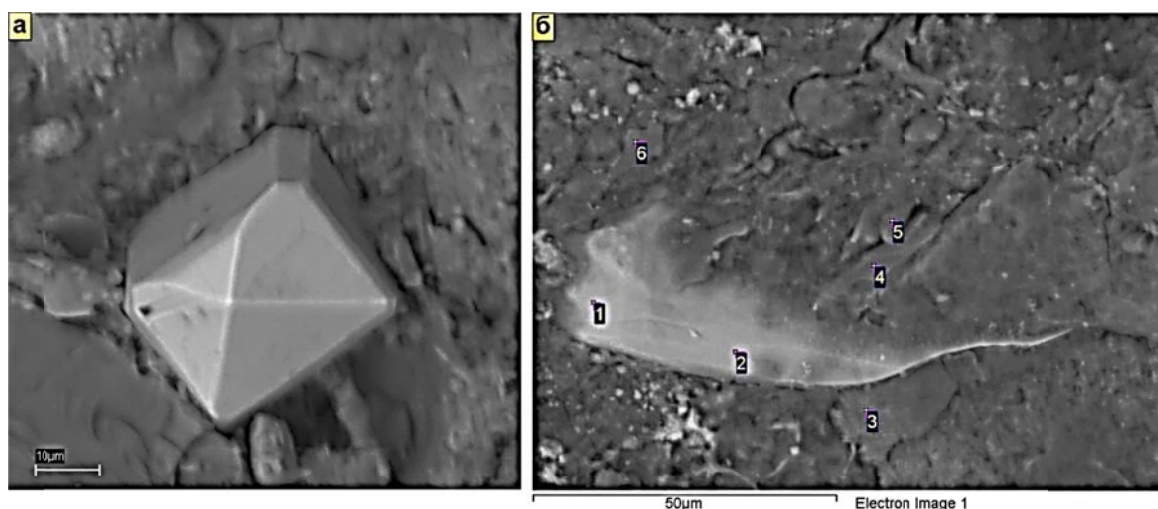
Рисунок 3. Формирование внутри- и межзерновой пористости, кавернозности и трещиноватости во вторичных известняках и доломитах, образовавшихся по радиоляритам, коколитофоридовым мергелям и др. породам баженовского горизонта:

а – образование «ажурной» структуры за счёт интенсивного растворения биогенного известкового материала коколитофорид (округлые полости диаметром до 3 мкм) и сохранения относительно более устойчивого пелитоморфного доломита, заместившего седиментационный глинистый цемент (электронно-микроскопический снимок образца из скв. Усть-Иусская 11108, глубина отбора 1493,0 м); **б** – избирательное выщелачивание округлых зёрен (карбонатизированных остатков радиолярий?) (электронно-микроскопический снимок образца из скв. Дерябинская 5, глубина отбора 3025,2 м); **в** – известняк с трещинами, залеченными крупнокристаллическим кальцитом, который позднее был прорван автофлюидоразрывом с образованием трещины, заполненной битумом и обломками известняка (фотография шлифа по данным [17])

Надежной покрывкой при этом могли служить тонкоотмученные гидрослюдистые аргиллиты кровли баженовской свиты или перекрывающие их плотные хлорит-гидрослюдистые отложения низов куломзинской свиты при условии достаточной мощности последних. Конечно, дизъюнктивы могли нарушать также сплошность покрывки, и в таких случаях к ним геометрически чётко должна быть приурочена область эпигенетических, «наложенных» изменений в подстилающих отложениях. Работами Ф.Г. Гурари, К.И. Микуленко, В.С. Старосельцева и др. [21] показано, что в осадочном чехле Западно-Сибирской плиты зафиксированы разломы, пронизывающие его от подошвы к кровле, а также затухающие на различных стратиграфических уровнях (часто – в пределах баженовского горизонта). Вверх по восстанию такие дизъюнктивы сменяются обширными зонами трещиноватости. Разрывные нарушения различного масштаба и времени активизации наиболее характерны для рифтовых систем. Точка зрения о том, что основная промышленная нефтегазоносность осадочного чехла ЗСП связана с триасовой рифтовой системой, вслед за Н.Н. Ростовцевым, была высказана В.С. Сурковым с коллегами [22]. Прямая связь этажа нефтегазоносности с амплитудой проникновения разломов из фундамента в осадочный чехол установлена в ряде нефтегазоносных районов (НГР) Надым-Пурской, Пур-Тазовской, Ямальской, Васюганской и Средне-Обской нефтегазоносных провинций (НПП) [21]. Для баженовской свиты ряда нефтяных месторождений Широного Приобья эта зависимость наглядно продемонстрирована В.В. Харахиновым с соавторами [20].

Специфической особенностью баженовской свиты являются также локальные аномалии пластовых температур и давлений (АВПД). Последние превышают нормаль-

ные гидростатические в несколько раз (Салымское и др. месторождения). Значения АВПД на ряде месторождений с трещиноватыми коллекторами составляют от 53 до 67-84 МПа и более. Различия в значениях температур при замерах в соседних скважинах могут составлять до 59⁰ и более [5, 8]. Зоны повышенных Р-Т-параметров совпадают с зонами современных вертикальных движений земной коры и обусловлены конвективным теплопереносом по глубинным разломам и узлам их пересечений [10, 25, 26]. Определенную роль в формировании этих аномальных зон также играли и тепловые процессы за счет механической энергии при деформациях пород и энергии экзотермических реакций при фазовых минеральных преобразованиях [26]. Так, в северо-западных районах Западно-Сибирской плиты (ЗСП) в породах свиты зафиксирован метамиктный распад цирконов (рисунок 4).



Результаты рентгено-спектрального микрозондового химического анализа в заданных точках, %

Spectrum	O	Na	Mg	Al	Si	K	Ti	Fe	Zr	Total
1	42,67	0,00	0,00	0,38	13,67	0,00	0,00	0,45	42,83	100
2	32,78	0,00	0,00	0,73	16,74	0,00	0,35	0,51	48,89	100
3	42,66	1,30	0,93	7,88	20,17	3,94	1,37	21,75	0,00	100
4	56,46	0,62	1,26	11,16	21,47	4,38	0,99	3,66	0,00	100
5	53,66	7,52	0,34	9,96	25,98	1,18	0,50	0,86	0,00	100
6	45,24	0,00	5,68	13,18	16,02	1,49	0,69	17,70	0,00	100

Рисунок 4. *Метамиктный распад циркона в верхнеюрских отложениях северо-восточной части Западной Сибири (а – кристалл циркона, сохранивший кристаллографическую форму; б – метамиктные продукты распада циркона)*

Основная часть энергии, выделившейся при радиоактивном распаде, неизбежно превратилась в тепло. Некоторые авторы [8, 20 и др.] полагают, что температурные аномалии, продолжительность существования которых по термодинамическим расчетам не превышает 5-10 тыс. лет, связаны с неотектоническим этапом активизации глубинных разломов древнего заложения.

Если ранее среди исследователей бытовало мнение о сингенетичности нефтяных УВ и вмещающих глинистых «нефтематеринских» толщ, то в настоящее время появляется все больше свидетельств в пользу значительной роли вертикальной миграции глубинных УВ-содержащих флюидов по разрывным нарушениям из

фундамента в осадочный чехол и их проникновения в вышеупомянутые толщи. В процессе формирования баженовской свиты при вертикальной миграции глубинные УВ могли смешиваться с «местными» УВ, формируя скопления смешанного состава, существенно отличающиеся от сингенетичных. Источником глубинных УВ, по данным [5, 27-29], могли являться обогащенные ОВ карбонатно-глинистые породы палеозоя, вулканогенно-осадочные образования пермо-триасовых прогибов, глинистые отложения нижней и средней юры (лайдинская, леоньевская, левинская, тогурская свиты).

Флюидодинамические процессы, которые происходят по типу фильтра-прессинга [8, 9], способствуют тому, что повышено трещиноватые и вторично преобразованные породы разного состава, наряду с биоморфными разностями (радиоляритами, спонголитами, ракушняками, вторичными известняками и доломитами по радиоляритам), насыщаются УВ смесями и могут служить коллекторами, принимая аллохтонные углеводороды в дополнение к сингенетичным, автохтонным. На первых этапах процесс принудительного насыщения одних пропластков в слоистой толще происходит в сочетании с сохраняющейся удерживающей способностью других. Структурные трансформации глинистых минералов, растворение обломочных минералов терригенной примеси пород-покрышек под воздействием агрессивных флюидов в зонах тектонических нарушений приводят к ухудшению качества, «старению» флюидоупора. По мере направленного роста давления и интенсивного преобразования глинистых минералов прочность слоев, слагающих флюидоупор, нарушается, и происходит флюидоразрыв пласта. Содержащиеся в породах свиты УВ мигрируют вверх по разрезу и образуют скопления в вышележащих резервуарах с улучшенными ФЕС. С этой точки зрения баженовскую свиту можно рассматривать, как «промежуточный» коллектор УВ в тектонически-активных зонах.

ЛИТЕРАТУРА

1. Полякова И.Д., Кроль Л.А., Перозио Г.Н., Предтеченская Е.А. Баженовская свита: литолого-геохимическая классификация и седиментационная модель // Геология и геофизика. – 2002. – Т. 43. – № 3. – С. 225-236.
2. Дорофеева Т.В., Краснов С.Г., Лебедев Б.А. и др. Коллекторы нефти баженовской свиты Западной Сибири. – Л.: Недра, 1983. – 131 с.
3. Предтеченская Е.А., Сапьяник В.В., Кроль Л.А., Нассонова Н.В., Суров П.В. Опыт применения материалов ГИС для реконструкции условий формирования доманикитов (на примере баженовской свиты Центрального Приобья) // Фациальный анализ в нефтегазовой литологии: Труды II Регион. совещ., посвящ. памяти Л.Н. Ботвинкиной. – Томск, 2012. – С. 137-147.
4. Предтеченская Е.А., Злобина О.Н., Кроль Л.А. К вопросу о генезисе и методах прогноза высокоуглеродистых кремнистых аргиллитов и силицитов баженовского горизонта (Западная Сибирь) // Приоритетные и инновационные направления литологических исследований: Материалы 9 Уральского литологического совещания. – Екатеринбург, 2012С. 134-138.
5. Гурари Ф.Г., Вайц Э.Я., Меленевский В.Н., Москвин В.И. и др. Условия формирования и методика поисков залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты. – М.: Недра, 1988. – 197 с.

6. Нестеров И.И. Нефтегазоносность битуминозных глин баженовской свиты Западной Сибири // Советская геология. – 1980. – № 11. – С. 3-10.
7. Igor Sechin. New age of oil / Rosneft, March 2013. - [Электронный ресурс]. – режим доступа: (http://www.rosneft.com/attach/0/02/99/cera_week_en.pdf).
8. Петров А.И., Шеин В.С. Геодинамическая модель резервуара с кремнисто-глинистым коллектором (на примере баженовской свиты Салымского нефтяного месторождения Западной Сибири) // Геология нефти и газа. – 1999. – № 9-10. – С. 7-13.
9. Тимурзиев А.И. Флюидодинамическая природа «аномального бажена» Западной Сибири // Бурение и нефть. – 2014. – № 1. – С. 24-29.
10. Трофимов В.А. Нефтеподводящие каналы, глубинные резервуары и современная подпитка нефтяных месторождений // Генезис углеводородных флюидов и месторождений: Сборник науч. трудов. – М.: ГЕОС, 2006. – С. 296-302.
11. Лебединец Н.П. К вопросу изучения и разработки нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами // Повышение нефтеотдачи пластов с трудноизвлекаемыми запасами: Сборник науч. трудов ОАО «ВНИИнефть. – М., 2009. – Вып. 140. – С. 17-33.
12. Предтеченская Е.А., Кроль Л.А., Гурари Ф.Г., Сапьяник В.В., Перозио Г.Н., Малюшко Л.Д. О генезисе карбонатов в составе баженовской свиты центральных и юго-восточных районов Западно-Сибирской плиты // Литосфера. – 2006. – № 4. – С. 131-148.
13. Кроль Л.А., Нассонова Н.В., Остапенко С.В., Предтеченская Е.А., Сапьяник В.В., Суков П.В. Типы разрезов и условия формирования баженовской свиты на северо-востоке ХМАО // Типы седиментогенеза и литогенеза и их эволюция в истории Земли: Материалы 5-го Всеросс. литолог. совещ. – Екатеринбург, 2008. – С. 376-375.
14. Мелик-Пашаев В.С. К проблеме изучения геологии баженовской свиты Салымского месторождения (Западная Сибирь). Обзорная информация. Серия «Нефтегазовая геология и геофизика». – М.: ВНИИОЭНГ, 1985. – С. 20.
15. Логвиненко Н.В., Орлова Л.В. Образование и изменение осадочных пород на континенте и в океане. – Л.: Недра, 1987. – 235 с.
16. Перозио Г.Н., Предтеченская Е.А., Соколова М.Ф., Мандрикова Н.Т. Литология, минералогия и стадийные изменения верхнеюрских отложений нефтеносной баженовской свиты Западно-Сибирской плиты // Формации осадочных бассейнов: Труды V Всесоюзного семинара. – М., 1985. – С. 248-249.
17. Алексеев А.Д., Немова В.Д., Колосков В.Н., Гаврилов С.С. Литологические особенности строения нижнетутлеймской подсвиты Фроловской нефтегазоносной области в связи с особенностями её нефтеносности // Геология нефти и газа. – 2009. – № 2. – С. 27-33.
18. Карнюшина Е.Е. Кремнистые породы нефтеносной баженовской свиты Красноленинского свода (Западная Сибирь) // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. – 2003. – № 6. – С. 19-27.
19. Хавкин А.Я. Работа скважин баженовской свиты Салымского нефтяного месторождения // Труды ВНИИ, 1986. – № 6. – С. 26-29.
20. Харахинов В.В., Шленкин С.И., Берин М.В., Вашкевич А.А., Олюнин А.В., Шевчук Т.Н. Новые подходы к освоению нефтегазового потенциала баженовского горизонта Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 1. – С. 37-51.
21. Гурари Ф.Г., Микуленко К.И., Старосельцев В.С. и др. Тектоника мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Западно-Сибирской плиты. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1971. – Вып. 100. – 147 с.

22. Сурков В.С., Гурари Ф.Г., Девятков В.П., Демин В.И. и др. Геологическое строение и нефтегазоносность нижней-средней юры Западно-Сибирской провинции. – Новосибирск: Наука, 2005. – 156 с.
 23. Насонова Н.В. Особенности геологического строения и нефтегазоносность верхне-, нижнеюрских отложений и верхней части доюрских образований Западной Сибири (восток Ханты-Мансийского АО): Автореф. дис. ...канд. геол.-мин. наук. – Новосибирск, 2008. – 17 с.
 24. Гурари Ф.Г. Возможные типы коллекторов, связанных с доманикитами // Геология и геофизика. – 1981. – № 12. – С. 3-8.
 25. Petrov A.I., Kleshev K.A., Shein V.S. Modern Geodynamics and Types of Natural Hydrocarbon Reservoirs. Geodynamics Evolution of Sedimentary Basins // Proceedings of the International Symposium, held in Moscow, May 18-23, 1982. – Paris: Editions Technip, 1996. – P. 423-433.
 26. Маракушев А.А. Флюидный режим формирования земной коры / Флюиды и геодинамика: Сборник трудов. – М., 2006. – С. 63-82.
 27. Видик С.В. Нефтегенерационный потенциал и перспективы нефтегазоносности нижне-среднеюрских отложений центральной части Западно-Сибирской плиты): Автореф. дис. ...канд. геол.-мин. наук. – Новосибирск, 2009. – 24 с.
 28. Мещеряков К.А., Пестерева С.А., Субботина Н.Б., Карасева Т.В. Нефтематеринские свойства триасовых отложений севера Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – № 7. – С. 4-8.
 29. Карасева Т.В., Мещеряков К.А., Горбачев В.И., Хопта И.С., Савинов В.Н. Новые представления о формировании нефтегазоносности в триасовых прогибах севера Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 7 – С.10-16.
-



Предтеченская Елена Андреевна доктор геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник отдела обобщения геологического материала и стратегического планирования АО «Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья», г. Новосибирск.



Злобина Ольга Николаевна кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории седиментологии (343) Института нефтегазовой геологии и геохимии им. А.А. Трофимука (ИНГГ) СО РАН, г. Новосибирск.

УДК 553. 571

**УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И ГЕНЕРАЦИОННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ
ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРОДЕМЬЯНСКОГО СВОДА**

Рязанова Т.А., Марков В.В.
ООО «ГННЦ», г. Тюмень
E-mail: taryazanova@rosneft.ru

Авторами проанализированы результаты сравнительного изучения генерационных возможностей пород из разрезов скважин, пробуренных на территории Северодемьянского свода. Пиролитическим методом изучена коллекция из 110 обр., из них 61 обр. относится к среднеюрским породам тюменской свиты в объёме пластов Ю₂-Ю₄; 49 обр. из верхнеюрских пород, относящихся к баженовско-абалакскому комплексу. Прослежены закономерности изменения основных параметров пироллиза, характеризующих рассеянное органическое вещество в юрских породах в направлении с запада на восток.

Ключевые слова: тип рассеянного органического вещества, катагенетическая преобразованность, генерационный потенциал, возможно нефтематеринские толщи.

Главной целью работы являлось выделение в изученном разрезе возможно нефтематеринских пород и определение их генерационного потенциала. Авторами решались следующие задачи: определение условий седиментации и установление типа рассеянного в породе органического вещества. Степень зрелости органического вещества и его катагенетическая превращенность определялись пиролитическим методом.

Обогащенность пород органическим веществом (ОВ) обусловлена седиментогенезом. Динамика среды бассейна осадконакопления влияет на размерность частиц, а сохранность органического вещества зависит от окислительно-восстановительных условий. Наиболее благоприятными для формирования нефтематеринских толщ являются затишные условия (лагуны, заливы, озера, болота) в отсутствие кислорода.

Пласты Ю₄, Ю₃, Ю₂ верхней подсвиты тюменской свиты (бат) сформировались в условиях обширной озёрно-аллювиальной равнины. С запада на восток роль аллювиальных фаций в разрезе увеличивается. В юго-восточной части по сравнению с южной за счет более расчленённого рельефа состав осадков менее однороден. Состав органического вещества смешанный – сапропелево-гумусовый, ТОС 1-3% [1].

Пласт Ю₁ абалакской свиты (оксфорд-кимеридж) образовался в условиях низкой аккумулятивной равнины, которая сменялась прибрежной равниной, временами заливавшейся морем. Граница суша-море была изрезанной, в море впадают многочисленные реки. В верхней части свиты преобладает в составе ОВ сапропелевое вещество, в нижней части свиты в органическом веществе преобладают продукты фоссилизации высшей наземной растительности (гумусовое ОВ), ТОС 1-3%.

Пласт Ю₀ баженовской свиты (волжский титон) сформировался в глубоководных морских условиях и обогащен сапропелевым органическим веществом ТОС 3-8%.

В статье приводится геохимическая характеристика двух площадей: западная часть изученной территории представлена Немчиновской площадью, восточная часть - Восточно-Тишкинской площадью. Эти площади взяты в качестве примера, так как раз-

личаются для изучаемых пластов стратиграфическим диапазоном и гипсометрическими отметками (**рисунок 1**).

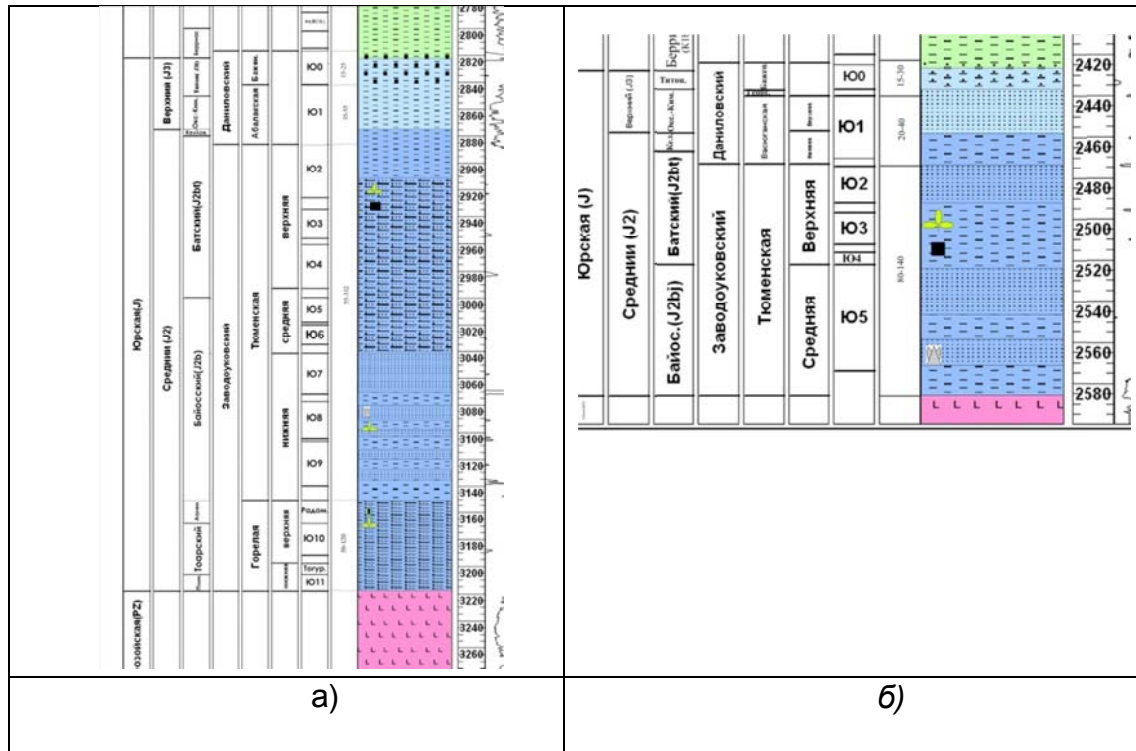


Рисунок 1. Стратиграфические колонки: а) Немчиновская площадь; б) Восточно-Тиихинская площадь

Изучена коллекция из 70 образцов терригенных пород пластов БС₉₋₁ (23 обр.), абалакской свиты (9обр.), Ю₂ (11 обр.), Ю₃ (19 обр.), Ю₄ (8 обр.) **Немчиновской площади**. По трём показателям: S1, S2 и ТОС выделяется 4 интервала с повышенными значениями: - 2736,87-2743,98 м (7,11м); БС₉₋₁-баженовская свита (ТОС 2,4-8,11%); 2865,93-2867,82 м (1,89 м); верхи абалакской свиты (баженовско-абалакский комплекс) (ТОС 2,78-5,56 %). В нескольких образцах значения ТОС в несколько раз превышают 10%, что соответствует угольным прослоям: 2883,54 м - Ю₂ (ТОС 36,8%); 2894,83-Ю₂ (ТОС 37,52 %); 2927,91-2930 Ю₃ (ТОС 25,7%).

Интервал разреза 2931,93-2975,15 м (43,22 м) пласта Ю₄ характеризуется низкими значениями всех геохимических показателей (**рисунок 2**).

По параметру T_{мах} изученный разрез делится на две части: интервал 2736,87-2743,98 м, соответствующий баженовской свите, имеет значения T_{мах} 428-430⁰С; 2745,07-2975,19 м (230,12 м) T_{мах} 430-440⁰С. Органическое вещество (ОВ) баженовской свиты преобразовано до стадии мезокатагенеза МК₁¹, соответствующей ранней зоне нефтеобразования. Породы остальной части разреза имеют в своём составе органическое вещество преобразованное до градаций мезокатагенеза МК₁¹- МК₁² соответствующей ранней зоне нефтеобразования.

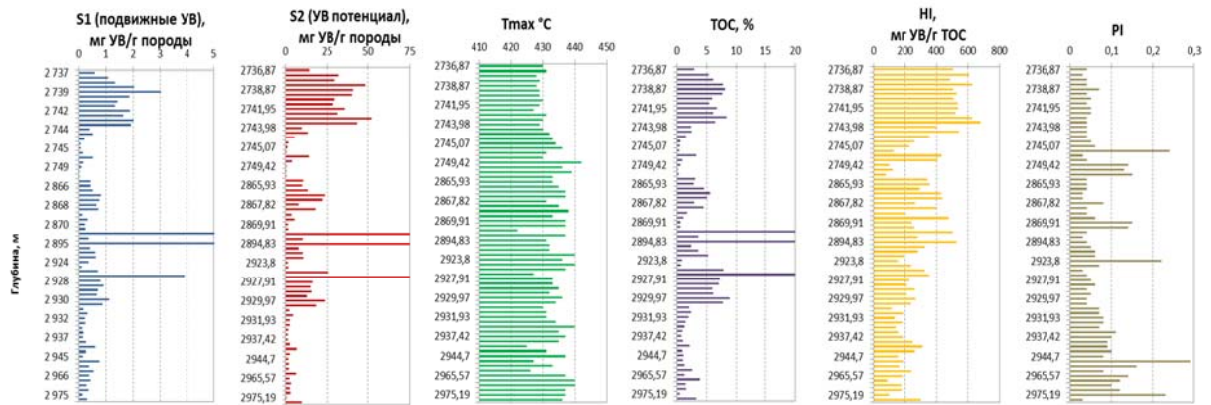


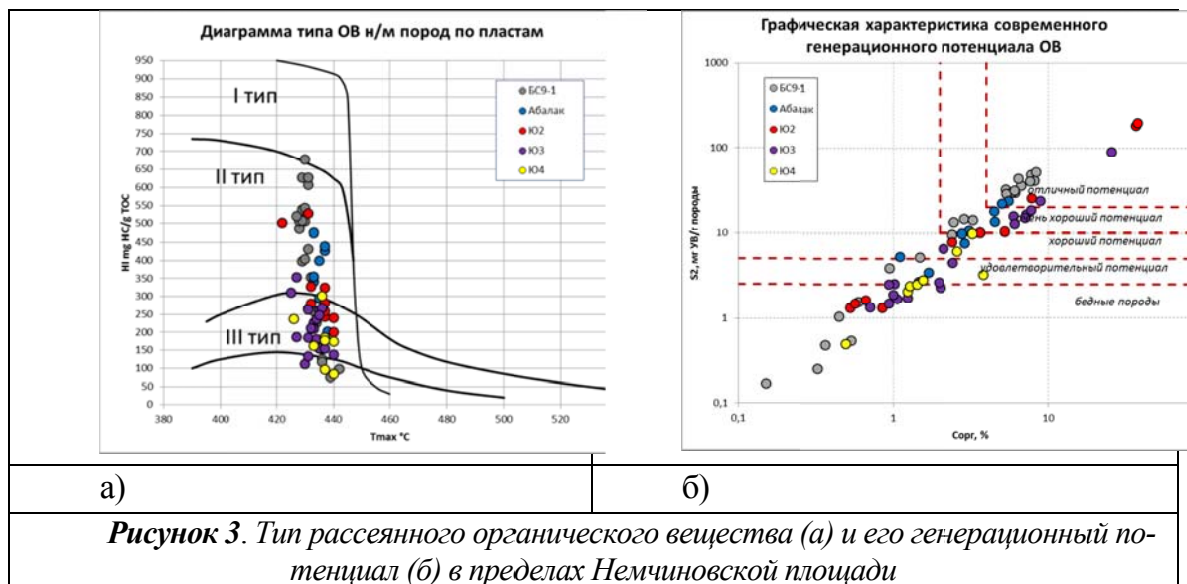
Рисунок 2. Петролитические параметры Немчиновская площадь

Фигуративные точки пласта БС_{9,1} на диаграмме типа ОВ расположены в большинстве своём в области, соответствующей II типу керогена (**рисунок 3**).

В абалакской свите ³/₄ часть точек соответствует ОВ II типа; 1/4 часть точек относится к ОВ III типа. ОВ III типа преобладает в пластах Ю₂, Ю₃, Ю₄.

На диаграмме генерационного потенциала ³/₄ часть точек пласта БС_{9,1} расположены в области хорошего и очень хорошего потенциала; 1/4 часть точек относится к бедным породам. Фигуративные точки абалакской свиты на диаграмме генерационного потенциала располагаются в области хорошего и очень хорошего потенциала.

Большая часть (2/3) точек пласта Ю₂ в интервале 2869,91-2924,98 м (55,07 м) относится к области хорошего потенциала; 1/3 часть точек относится к бедным породам.



а)

б)

Рисунок 3. Тип рассеянного органического вещества (а) и его генерационный потенциал (б) в пределах Немчиновской площади

В пласте Ю₃ в интервале 2926,97- 2951,33 м (24,36 м) большая часть (2/3) точек относится к области хорошего потенциала; 1/3 относится к бедным породам.

Большая часть (3/4) точек пласта Ю₄ в интервале 2954,87-2975,85 м (20,98 м) относится к области хорошего потенциала; 1/4 относится к бедным породам.

Таким образом, органическое вещество пласта БС_{9,1} и абалакской свиты имеет преимущественно сапропелевый состав, соответствующего керогену II типа и способного к генерации нефтяных углеводородов.

В породах пластов Ю₂, Ю₃, Ю₄ преобладает ОВ гумусового состава, соответствующего III типу керогена, генерирующего преимущественно газ. Генерационные способности ОВ пластов Ю₂, Ю₃, Ю₄ соответствуют области хорошего потенциала.

Органическое вещество пластов Ю₂, Ю₃, Ю₄ преобразовано до градаций мезокатагена МК₁¹-МК₁², соответствующей ранней зоне нефтеобразования Рис.4.

Изучена коллекция из 40 образцов терригенных пород пластов Б (4 обр.), Ю₁ (13обр.), Ю₂ (12 обр.), Ю₃ (11обр.) **Восточно-Тишкинская площади (рисунок 4).**

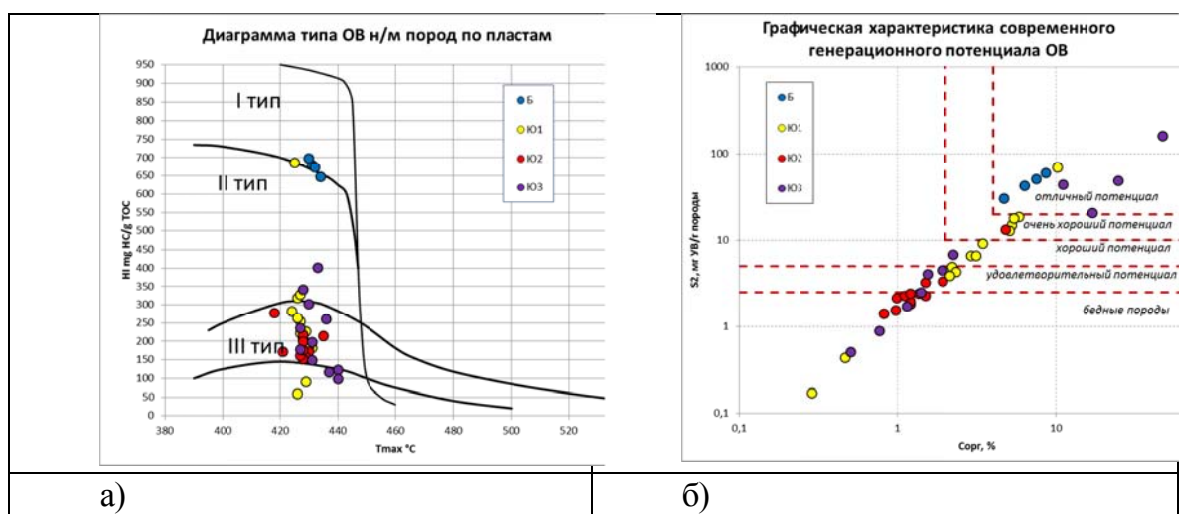


Рисунок 4. Тип рассеянного органического вещества (а) и его генерационный потенциал в пределах Восточно-Тишкинской площади (б)

Изученный разрез скважины по основным критериям пиролиза можно разделить на три крупных интервала. В интервале 2545,79-2549,42м (3,63 м), соответствующего пласту Б, отмечается самый высокий водородный индекс (HI). Порода имеет глинисто-кремнистый состав и обогащена органическим веществом в диапазоне 4,7-8,58 % (ТОС). Образцы из пород интервала 2562,07-2609,07м (47м) характеризуются низкими значениями геохимических показателей.

В интервале 2612-2615 м (3 м) пласта Ю₃ отмечаются самые высокие значения ТОС, так как породы обогащены углистым растительным детритом вплоть до содержащихся в них углистых линз и прослоев.

В пласте Б точки расположены на границе I-II типов ОВ на диаграмме типов ОВ. Органическое вещество имеет сапропелевый состав (рисунок 4). Все образцы пласта Ю₂ 2586,17- 2604,26 м (18,09 м) имеют ОВ гумусового состава и относятся к III типу.

Пласты Ю₁ и Ю₃ содержат ОВ смешанного состава – сапропелево-гумусового.

В пласте Ю₁ в интервале 2551,21-2562,07 м (10,86 м) содержится органическое вещество смешанного сапропелево-гумусового состава. В изученных образцах 1/3 часть коллекции имеет ОВ II- типа; 2/3 -III типа. Два образца относятся к IV типу.

Половина образцов пласта Ю₃ в интервале 2605,1-2615,95 м (10,85 м) имеют ОВ гумусового состава и относятся к III типу, ¼ количества точек относится к ОВ II типа, ¼ точек соответствует ОВ IV типа. ОВ на границе III и IV типа.

На диаграмме генерационного потенциала все фигуративные точки пласта Б расположены в области отличного генерационного потенциала.

В пласте Ю₁ большинство точек расположены в области удовлетворительного-отличного потенциала и только 2 образца относятся к бедным породам.

В пласте Ю₂ 2/3 количества точек расположена в зоне бедных пород и 1/3 часть точек расположена в области удовлетворительного-хорошего потенциала.

Пласт Ю₃ характеризуется хорошим генерационным потенциалом: 2/3 количества точек относятся к удовлетворительному-отличному потенциалу, 1/3 часть расположена в зоне бедных пород.

Таким образом, породы большей части разреза изученной скважины содержат органическое вещество смешанного сапропелево-гумусового состава, преобразованное до градации мезокатагенеза МК₁¹, т.е. начальной стадии нефтеобразования (рисунок 5). Только в пласте Ю₃ ОВ смешанного сапропелево-гумусового состава, преобразовано до градации мезокатагенеза МК₁¹-МК₁²- начальной стадии главной зоны нефтеобразования.

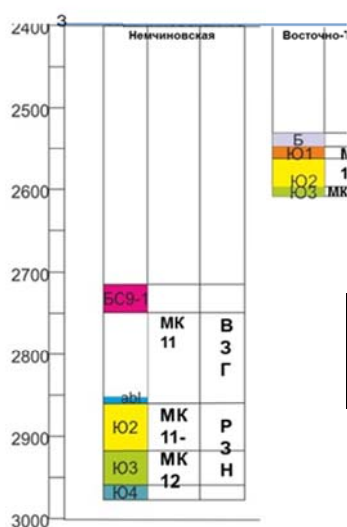


Рисунок 5. Катагенетическая превращенность рассеянного ОВ и зональность нефтегазообразования в юрских отложениях Немчиновской и Восточно-Тишкинской площадей

По изученному району отмечаются следующие закономерности:

1. С юга на север и с востока на запад отмечается гипсометрическое погружение пластов и наращивание мощностей в разрезах скважин.
2. В пластах БС_{9,1} и Б баженовской свиты органическое вещество соответствует I-II типу керогена, образовавшемуся в условиях морской фации и ответственному за генерацию нефтяных углеводородов (УВ) [2].
3. В пластах тюменской свиты органическое вещество соответствует III типу керогена, что характерно для континентальных болотно-дельтовых условий седиментации.
4. В восточной части изученного участка преобразованность рассеянного органического вещества достигла главной зоны нефтеобразования - «этаж нефтеносности» отмечает-

ся на глубине 2610 м. В западной части изученного участка «нефтяное окно» спускается на 126 м ниже до глубины 2736-2980 м (толщина 244 м).

5. Современный углеводородный потенциал ОВ варьирует от «хорошего» до «отличного» согласно классификации Петерса [3].

6. Средние значения генерационного потенциала на западе изученной территории в баженовской свите соответствуют II типу керогена (437, генерация нефти) – в абалакской свите (355 генерация нефти)- II-III тип керогена в пласте Ю₂ (303 генерация нефти и газа)- III тип керогена в пластах Ю₃ (211 генерация газа) - Ю₄ (177 генерация газа) (мг УВ/г Сорг.).

На востоке изученной территории средние значения генерационного потенциала (Восточно-Тишкинская площадь) изменяются следующим образом:

1) I тип керогена в пласте Б (674 генерация нефти) - III тип керогена в пластах Ю₁ (217 генерация газа) -Ю₂ (187 генерация газа)-Ю₃ (218 генерация газа);

2) максимальные и средние значения генерационного потенциала во всех изученных разрезах скважин закономерно уменьшается в ряду баженовская свита (аналог) – абалакская свита - тюменская свита (Ю₂-Ю₃-Ю₄);

3) вариации значений генерационного потенциала зависят от соотношения в составе смешанного рассеянного органического вещества гумусовой и сапропелевой компонент;

4) по классификации Г.Н. Перозии [4] характер эпигенеза пород тюменской свиты соответствует III зоне (устойчивого комплекса глинистых минералов в интервале глубин 2550-3070м) и совпадает с грациями катагенеза Г-ГЖ (МК₁¹-МК₁²);

5) степень катагенетического преобразования пород и органического вещества совпадают, т.е. углеводороды нефтепроявлений, скорее всего, сингенетичны вмещающим породам.

Проанализировав полученные результаты пиролитического исследования пород изучаемого района, мы пришли к выводу, что они не противоречат материалам схематических карт катагенеза органического вещества юрских отложений Западно-Сибирского мегабассейна А.Н. Фомина [5]. Изученные площади располагаются в области, где органическое вещество преобразовано до грации катагенеза МК₁¹-МК₁². Верхнеюрские отложение содержат органическое вещество, преобразованное до стадии мезокатагенеза МК₁¹ (Д). По подошве юрского комплекса органическое вещество преобразовано до стадии мезокатагенеза МК₁² (Г).

Известно, что газообразование происходит на всех этапах преобразования органического вещества, начиная с диагенеза до глубокого катагенеза [2]. Органическое вещество, преобразованное до стадии протокатагенеза (ПК), является незрелым и способно генерировать только газообразные УВ, что соответствует верхней зоне (начального) газообразования. По шкале преобразованности углей стадия Д (длиннопламенная) начального мезокатагенеза (МК₁¹) соответствует началу ранней зоны нефтеобразования. По мнению Г.Н. Гордадзе с соавторами, существуют нефти ранних этапов генерации ПК₃-МК₁¹ [6]. К верхним горизонтам тюменской свиты приурочена группа нефтей I типа, характеризующихся средней плотностью (0,84-0,87 г/см³) и достаточным количеством асфальтово-смолистых веществ (6-10%) (по данным А.Э. Конторовича и О.Ф.

Стасовой [2]). Таким образом, пиролитическим методом установлено, что рассеянное органическое вещество тюменской и абалакской свит преобразовано до уровня начала главной фазы нефтеобразования, характеризуется хорошим генерационным потенциалом и способно к генерации углеводородов нефти.

ЛИТЕРАТУРА

1. Конторович А.Э и др. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде //Геология и геофизика, 2013, т.54, №8, с.972-1012.
 2. Конторович А.Э. Очерки теории нефтидогенеза: Избранные статьи/ Науч. Ред. Д-р геол.-мин. наук С.Г. Неручев.- Новосибирск: Из-во СО РАН, филиал «Гео», 2004.- с.47.
 3. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The biomarker guide. – Cambridge, U.K.: Cambridge University Press. – 2005. – 1155 p.
 4. Перозин Г.Н. Эпигенез терригенных осадочных пород юры и мела центральной и юго-восточной частей Западно-Сибирской низменности Тр. СНИИГГиМСа, М.; изд-во «Недра», 1971.- с.113.
 5. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011.-331с.
 6. Органическая геохимия нефтепроизводящих пород Западной Сибири: Тез. докл. Научного совещ. 12-14 окт. 1999, Новосибирск / Отв. Ред. акад. А.Э. Конторович, д-р геол.-мин. наук В.С. Вышемирский. Новосибирск: Издательство СО РАН НИЦ ОИГГМ, 1999.с.90.
-



Рязанова Татьяна Алексеевна. Кандидат геолого-минералогических наук, эксперт по геохимии отдела аналитики и систематизации исследований Центра исследования керна (ЦИК) ТННЦ, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень.



Марков Виталий Владимирович. Ведущий специалист отдела лабораторных исследований свойств пластовых флюидов ЦИК ТННЦ, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень.

УДК 550.8.05

**ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ РАЗНОФАЦИАЛЬНЫХ
ОТЛОЖЕНИЙ ЮРЫ В УСЛОВИЯХ УНАСЛЕДОВАННОГО РОСТА СТРУКТУР НА
СЕВЕРО-ПОКАЧЕВСКОЙ МОНОКЛИНАЛИ НИЖНЕВАРТОВСКОГО СВОДА**

***З.Я. Сердюк, С.В. Арефьев*, Н.В. Белов*, М.Р. Мазитов*, И.И. Гарифуллин*,
И.Ю. Вильковская, Л.И. Зубарева, Н.В. Кирилова,
О.Н. Стефаненко, И.Е. Стариченко***

АО «Сибирский научно-исследовательский институт геологии,
геофизики и минерального сырья», *ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

E-mail: serdiukzy@sniiggims.ru

По технологии многомерной интерпретации геолого-геофизической информации изучены разнофациальные юрские отложения, сформировавшиеся в условиях унаследованного тектонического роста структур Северо-Покачевской моноклинали Нижневартовского свода. Комплексное изучение временных разрезов сейсмопрофилей 2-Д, 3-Д, ГИС и пород по разрезам скважин позволило получить новую информацию по поверхности донорского основания и осадконакопления юрских пластов ЮВ₁₀, ЮВ₂, ЮВ₁.

Ключевые слова: Северо-Покачевская моноклиналь, тектоника, сейсмика 2-Д, 3-Д, литология, петрофизика, палеогеоморфология, литофации, нефтегазоносность.

Центральная и южная части Западной Сибири (Широтное Приобье, Иртыш-Демьянское, Обь-Иртышское междуречья и др.) хорошо изучены сейсмикой 2-Д, а на многих участках - и сейсмикой 3-Д. На этой же территории пробурено большое количество глубоких скважин, по кернам которых изучены породы аналитическими методами [4, 7, 8]. К сожалению, работы по комплексному геолого-геофизическому изучению основных атрибутов с целью изучения геологических моделей продуктивных пластов редко встречаются в печатных публикациях и научно-производственных отчетах. В.В. Колосов, известный геофизик России, отмечает, что геологическую модель пласта по одним сейсмическим профилям не построить. Для этого он предложил технологию Многомерной интерпретации геолого-геофизической информации [2].

В своей работе мы ее успешно применяем с 2000 г. Она позволяет использовать и структурно-палеогеоморфологический метод картирования элементов рельефа в условиях тектонически активного роста структур [8]. О значении элементов рельефа осадконакопления благоприятных пород-коллекторов приведено в работах М.В. Проницовой [3, 6]. Подчеркивая их роль, она пишет, что в одних элементах рельефа накапливаются алеврито-песчаные осадки, в других - алеврито-глинистые. На современном временном этапе юрские породы представлены литифицированными песчаниками, алевролитами, аргиллитами. В результате этих природных явлений продуктивные нефтегазоносные пласты имеют неоднородный состав пород и петрофизических свойств. М. В. Проницева рекомендует использовать сейсмические профили 2-Д и 3-Д и главные геологические атрибуты, с тем, чтобы выделить

палеогеоморфологические элементы рельефа осадконакопления пластов и прогнозировать по ним благоприятные породы-коллекторы.

В наших исследованиях учтены графики роста амплитуд структур различного типа (В.А. Волков и др., НАЦРН им. В.И. Шпилемана). В них большое внимание придается общей истории тектонического развития конкретного региона исследований [1, 5]. На **рисунке 2** приведены графики роста амплитуд структур в разное геологическое время. Нижневартовский свод был тектонически активным в юре и неокоме. Построенные графики роста хорошо согласуются с временными разрезами амплитуд на сейсмопрофилях 2-Д и 3-Д.

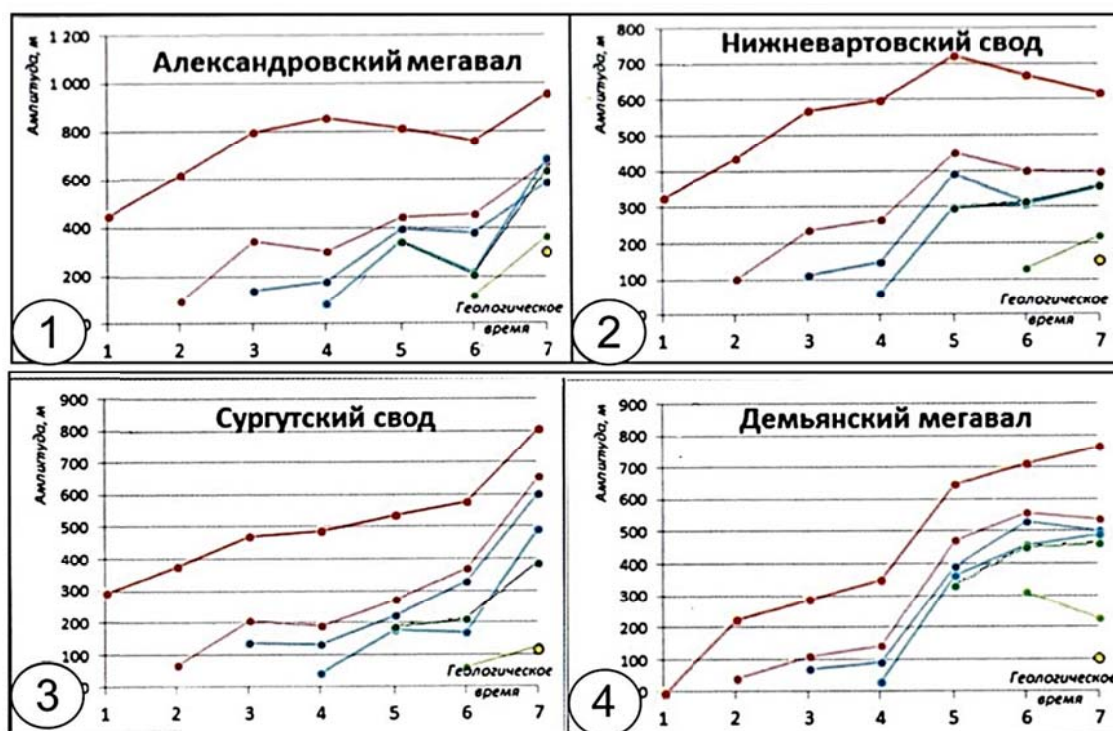


Рисунок 2. Примеры графиков роста амплитуд структур различного типа: 1 – рост в юре и постсеномане; 2 – рост в юре и неокоме со снижением в апт-сеномане и после сеномана; 3 – наибольший рост в постсеномане; 4 – рост после юры [1]

На структурной карте по кровле коллектора пласта ЮВ₁¹, построенной по временным разрезам 3Д, выделены структурно-палеогеоморфологические элементы рельефа (**рисунком 3**). Они обусловлены унаследованным ростом структур от доюрского основания до оксфордского яруса верхней юры (рисунком 5).

В процессе изучения геолого-геофизических материалов территории исследований наибольший интерес представляли временные разрезy сейсмики 2-Д (более 70) и 3-Д. По ним был изучен геологический разрез верхней части доюрских пород и отложения юры. Основными геофизическими атрибутами были: прослеженные на временных разрезах отражающие горизонты (А, Т₃ - ЮВ₁₀, Т₂ - ЮВ₂, J₃ - ЮВ₁), рисунок волнового поля, амплитуда волны ОГ и тектонические нарушения.

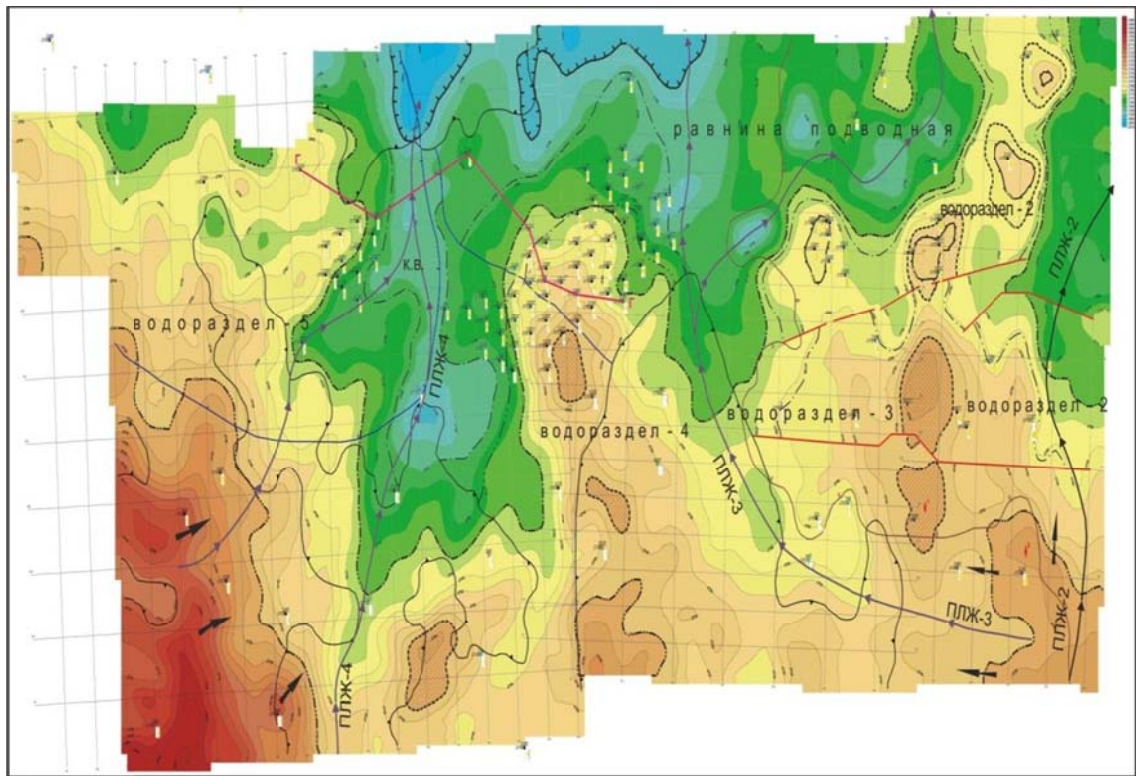


Рисунок 3. Структурная карта по кровле коллектора пласта ЮВ₁¹ с палеогеоморфологическими элементами рельефа поверхности его осадконакопления

Геологическое изучение разреза выполнено по 73 скважинам, но, в основном, в пределах верхнеюрских отложений (пласт ЮВ₁). Несколько скважин вскрыли нижне-среднеюрские отложения и лишь 3 из них - верхнюю часть доюрского разреза. Геологические атрибуты дополняли геофизические следующими параметрами: общей и нефтенасыщенной эффективной мощностями пласта, литологией состава пород, расчлененностью, группой αПС по ГИС, петрофизическими коэффициентами, классом коллектора, продуктивностью, элементами рельефа, типом разреза, литофацией и типом ловушки нефтегазовой залежи. По геолого-геофизическим параметрам выделено 9 основных структурно-палеогеоморфологических элементов рельефа. Представлены они: сводами, палеоводоразделами, осложненными малоамплитудными холмами-куполами (<5 м), локальными поднятиями (>30-40 м), седловинами, палеоложбинами с бортами и устьями, подводными равнинами, впадинами (**рисунок 3**). Алевроитопесчаные отложения накапливались в нижней части палеоводоразделов за счет сноса обломочного материала, сносимого водными потоками вниз по склонам с размываемых сводов. Выявленные нефтегазовые залежи в пласте ЮВ₁, в основном, приурочены к нижней части палеоводоразделов, унаследовано сформировавшихся в рельефе дна мелководно-морского бассейна (**рисунки 3, 4**). В аналогичных условиях происходило осадконакопление батского пласта ЮВ₂. На рисунке 4 верхняя часть представлена временным разрезом амплитуд 3-Д пласта ЮВ₁ по линии Г-Г с выделенными элементами рельефа. В нижней части показано строение пласта ЮВ₁ по скважинам с абс. отметками его кровли, группы αПС, продуктивности и тектоническими

нарушениями. Последние разорвали пласт на небольшие автономные залежи с разными ВНК и водосодержащими участками.

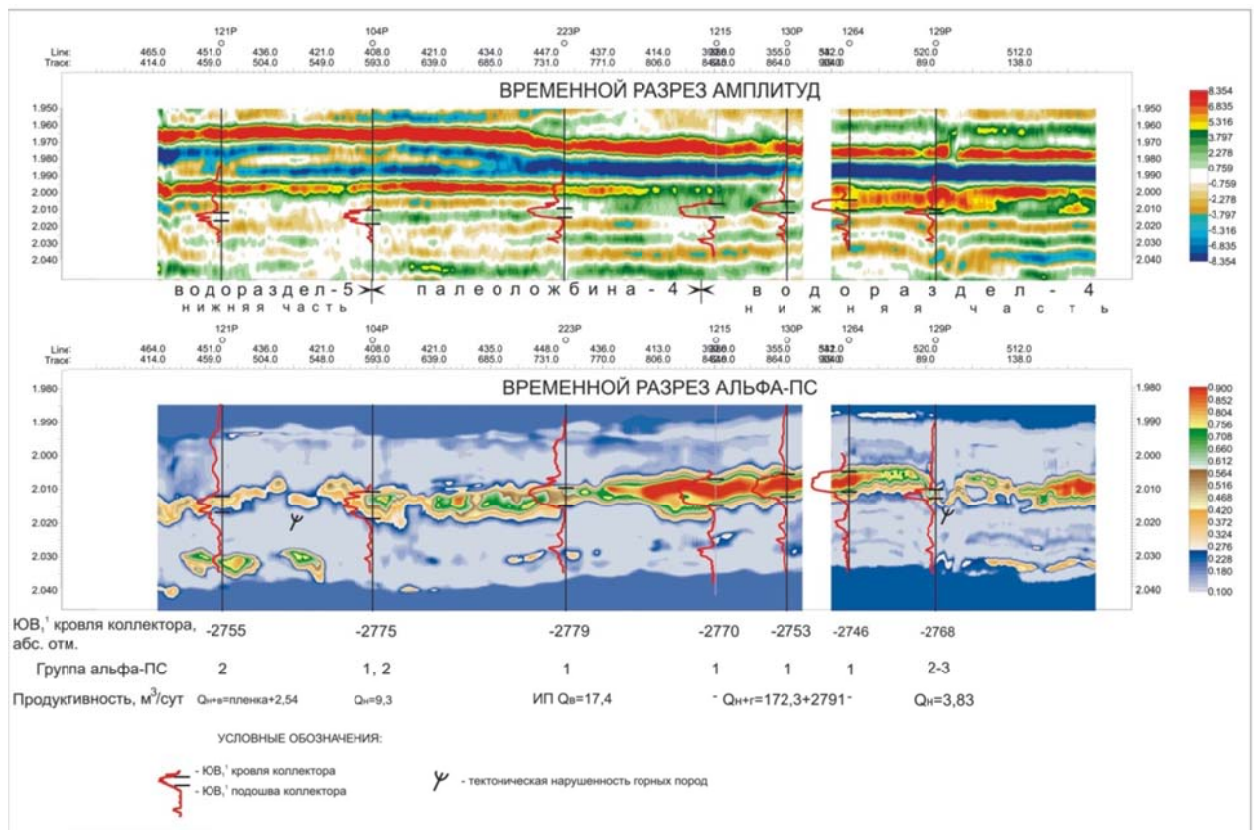


Рисунок 4. Сопоставление временных разрезов амплитуд и α ПС сейсмопрофилей 3Д структурно-палеогеоморфологическими элементами рельефа, тектоническим фактором и продуктивностью пласта ЮВ₁ по линии Г – Г

При осадконакоплении континентальных отложений пластов ЮВ_{5,6} и ЮВ_{7,9} ландшафтные элементы рельефа являются унаследованными от поверхности доюрского основания. В общих чертах они проявились и при осадконакоплении пласта ЮВ₁₀ (рисунок 6).

На Северо-Покачевской моноклинали палеоложбины с бортами и устьями являются нефтеперспективными для пластов ЮВ₁, ЮВ₂. На Унтыгейском месторождении, расположенном в пределах одноименной седловины, осадконакопление этих пластов приурочено к большой палеоложбине А. Алевроитопесчаные отложения развиты на ее бортах и в устье с конусами выноса при переходе в подводную равнину.

ЛИТЕРАТУРА

1. Волков В. А., Гончарова В. Н. Об истории тектонического развития центральной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры (Пятнадцатая научно-практическая конференция). – Ханты-Мансийск: «ИздатНаукаСервис», 2012. – Т. I. – С. 213–224.

2. Колосов В. В. Роль геофизических данных в геологических моделях нефтегазовых месторождений и технология многомерной интерпретации // Конференция «Пангея». – М.: Изд. ЗАО «Пангея», 2002. – С. 50–56.
 3. Методика палеогеоморфологических исследований нефтегазоносных областей СССР/ Под ред. А. Н. Золотова, М. В. Проничевой А. П., Рождественского // Труды ВНИГНИ. – М.: Недра, 1985. – Вып. 250. – 190 с.
 4. Обобщение опыта эксплуатации объекта ЮВ₁ и ЮС₁ месторождений ООО «Лукойл – Западная Сибирь» / Л. Д. Рачева, С. В. Левагин, И. С. Соколов, В. Н. Мельников // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры (Шестнадцатая научно-практическая конференция). – Ханты-Мансийск: «ИздатНаукаСервис», 2013. – Т. 1. – С. 343–351.
 5. Пояснительная записка к «Тектонической карте центральной части Западно-Сибирской плиты, 1998 г.» / В. И. Шпильман, Н. И. Змановский, Л. Л. Подсосова и др. – Ханты-Мансийск; Тюмень, 1999. – 40 с.
 6. Применение методов структурной палеогеоморфологии для изучения Янчинско-Сардаковской зоны нефтегазонакопления: Отчет к договору № 87-4-91 от 12 декабря 1990 г. с ПО «Мегионнефтегазгеология»/ Институт повышения квалификации руководящих работников и специалистов (филиал в г. Тюмени); Директор В. В. Васильев. – Инв. № 4976 по Ханты-Мансийскому АО. – Тюмень, 1991. – 163 с. – Отв. исполнитель М. В. Проничева, Г. Н. Саввинова, А. Г. Мухер и др.
 7. Распознавание особенностей строения верхнеюрских и нижнемеловых аномальных разрезов на примере Северо-Покачевского месторождения и ачимовских клиноформ на примере Дружного месторождения на основе детальной корреляции разрезов скважин / И. С. Гутман, Е. А. Качкина, А. В. Шалупина и др. // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры (Шестнадцатая научно-практическая конференция). – Ханты-Мансийск: «ИздатНаукаСервис», 2013. – Т.1. – С. 87–112.
 8. Тектоно-седиментационная модель формирования структурно-литологических и структурно-стратиграфических ловушек и залежей УВ в юрском формационном комплексе / З. Я. Сердюк, Л. Д. Слепокурова, Н. В. Кирилова, Л. И. Исакова // Тюменский научный журнал «Горные ведомости». – Тюмень: «СибНАЦ», 2005. – № 5. – С. 24–39.
-



Сердюк Зоя Яковлевна. Кандидат геолого-минералогических наук, заведующая Литолого-петрографической лабораторией АО «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья», г. Новосибирск.



Зубарева Любовь Ивановна. Ведущий инженер Литолого-петрографической лабораторией АО «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья», г. Новосибирск.



Артыев Сергей Валериевич. Кандидат геолого-минералогических наук, заместитель генерального директора по разработке месторождений – главный геолог ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», ХМАО-ЮГРА, г. Когалым.



Мазитов Марат Рафаэлович. Кандидат геолого-минералогических наук, заместитель генерального директора по разработке месторождений – главный геолог ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», ХМАО-ЮГРА, г. Когалым.



Стефаненко Ольга Николаевна. Ведущий инженер Литолого-петрографической лабораторией АО «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья», г. Новосибирск.



Вильковская Ирина Юрьевна. Ведущий инженер Литолого-петрографической лабораторией АО «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья», г. Новосибирск.



Кирилова Нина Васильевна. Ведущий инженер Литолого-петрографической лабораторией АО «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья», г. Новосибирск.



Белов Николай Валериевич. Начальник отдела геологоразведочных работ по Лангепасско-Покачевскому региону, ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», ХМАО-ЮГРА, г. Когалым.



Гарифуллин Ильфат Ильсурович. Начальник отдела запасов углеводородов, ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», ХМАО-ЮГРА, г. Когалым.



Стариченко Ирина Евгеньевна. Инженер II категории Литолого-петрографической лабораторией АО «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья», г. Новосибирск.

УДК 551.8:552.5

ФАЦИАЛЬНО - ЦИКЛИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ОТЛОЖЕНИЙ ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ КАМЕННОЙ ПЛОЩАДИ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

А.В. Храмцова, М.С. Карнова

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

E-mail: avkhramtsova@rosneft.ru

На основании изучения кернового материала выполнен фациально - циклический анализ, установлены закономерности в строении тюменской свиты (в объеме пластов ЮК₂ - ЮК₇, БГ), выполнена корреляция разрезов, определено место коллекторов в литоциклах. По скважинам с максимальной мощностью тюменской свиты выделено четыре литоцикла 2-го порядка мощностью 15 - 45 м. Нижние литоциклы (ЛЦ-1, ЛЦ-2) сложены отложениями пролювиально - аллювиального и озерного генезиса, в верхних литоциклах (ЛЦ-3, ЛЦ-4) отложения формировались в континентальных и переходных комплексах. Наилучшими коллекторскими свойствами характеризуются отложения речных русел и подводной части дельты, осадки аллювиальных конусов выноса имеют низкие коллекторские свойства.

Ключевые слова: фация, литоцикл, тюменская свита.

Каменная площадь расположена в юго-западной части Западной Сибири, приурочена к Красноленинскому своду. Согласно схемам структурно - фациального районирования нижней и средней юры [9] район работ расположен во Фроловской фациальной зоне. Отложения тюменской свиты залегают на породах фундаментах и перекрываются отложениями абалакской свиты. В кровле пласта ЮК₂ вскрыты трансгрессивные глауконитсодержащие биотурбированные песчаники пахомовской пачки. Мощность тюменской свиты в районе работ изменяется от 0 до 200 м. Зоны максимальных толщин тюменской свиты наблюдаются в южной части района работ, сокращение разреза наблюдается при приближении к выступам фундамента, с юга на северо-восток и северо-запад (**рисунок 1**).

Фациальный анализ тюменской свиты выполнялся по керну 11 скважин, суммарный вынос составил 680 м. По пяти скважинам отбор керна произведен по всему разрезу тюменской свиты со 100% выносом. По комплексу диагностических признаков [1, 4, 7] в отложениях тюменской свиты выделено 16 фаций (**рисунок 2**).

Отложения внутреннего шельфа и дистальной части нижней предфронтальной зоны пляжа/трансгрессивный слой выделены для перекрывающих отложений абалакской свиты.

Установлено, что отложения нижней части тюменской свиты формировались в континентальных (аллювиальные конусы выноса, флювиальные, озерные и болотные макрофазии), обстановках, а осадки верхней части – в переходных комплексах (макрофазии заливов и подводных дельт).

Континентальные обстановки седиментации. Фазии аллювиальных конусов выноса встречаются в нижней части тюменской свиты мощностью до 4 - 5 м. Отложения формируются на пологонаклонных склонах предгорных равнин в результате обвалов, сползания и переноса временными потоками [7, 10, 11]. Выделяются осыпи привершинной части, проксимальная и дистальная части конусов выноса. Осыпи привершин-

ной части (пролювий) представлены брекчиями пестроцветными, гравелитами разнозернистыми с плохой сортировкой осадка, слабой окатанностью. Проксимальная часть аллювиального конуса выноса представлена гравелитами и песчаниками разнозернистыми плохой и средней сортировки, снизу вверх отмечается уменьшение зернистости пород.

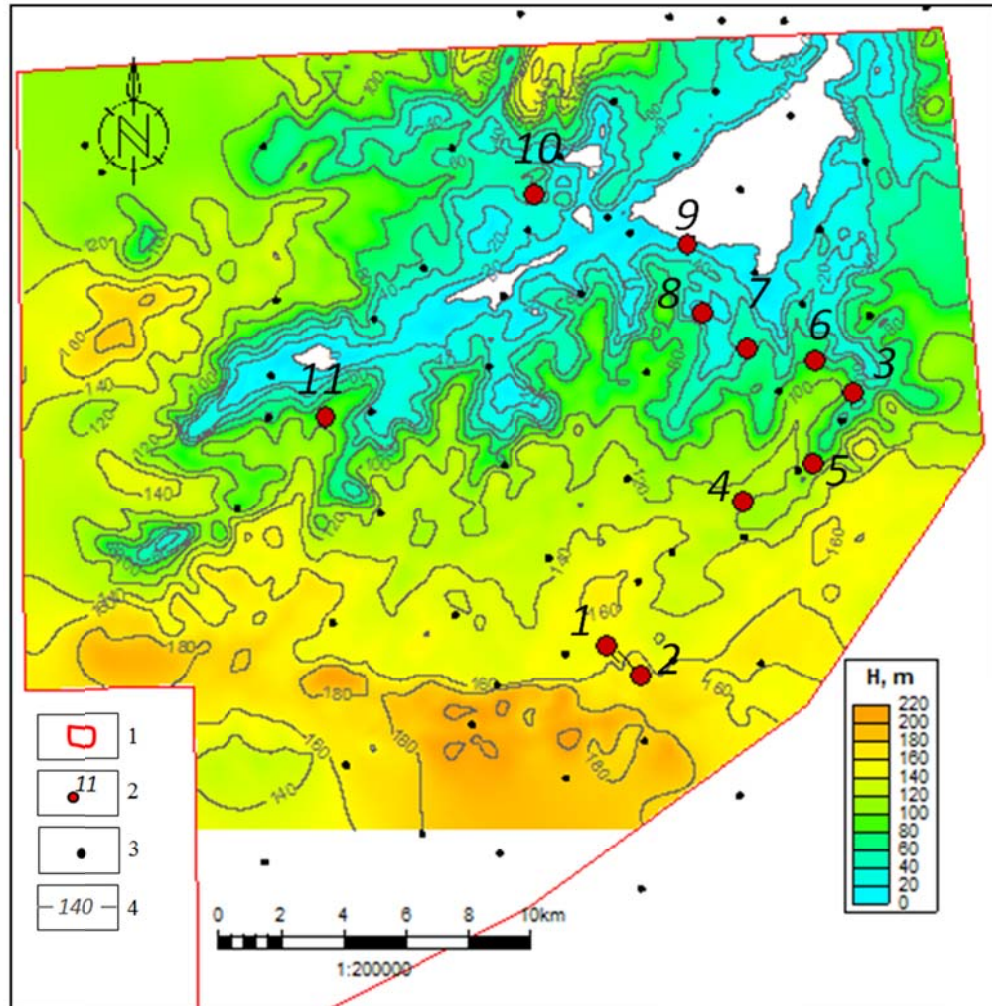


Рисунок 1. Карта изопохит тюменской свиты и расположение скважин с керном

Условные обозначения: 1 - район работ; 2 - номер скважины с керном; 3 - скважины, вскрывшие отложения тюменской свиты; 4 - изопохиты, м

Фа́ция дистальной части конуса выноса представлена песчаниками и гравелитами со средней и плохой сортировкой зерен, «плавающих» в глинистом матриксе, отмечаются прослой аргиллитов. Границы фаций резкие, осадки аллювиальных конусов выноса перекрываются озерными и болотными отложениями.

Флювиальные обстановки седиментации представлены русловыми и внерусловыми (пески разлива, старицы, береговые валы) фациями. Осадки речных русел представлены песчаниками мелко- и среднезернистыми реже крупно- и среднезернистыми массивными и крупнокосослоистыми, переходящими к кровле в тонкослоистые и линзовиднослоистые алевролиты и аргиллиты с прослоями песчаников мелкозернистых мелкокосослоистых. Речные русла от слабоизвилистых до меандрирующих.

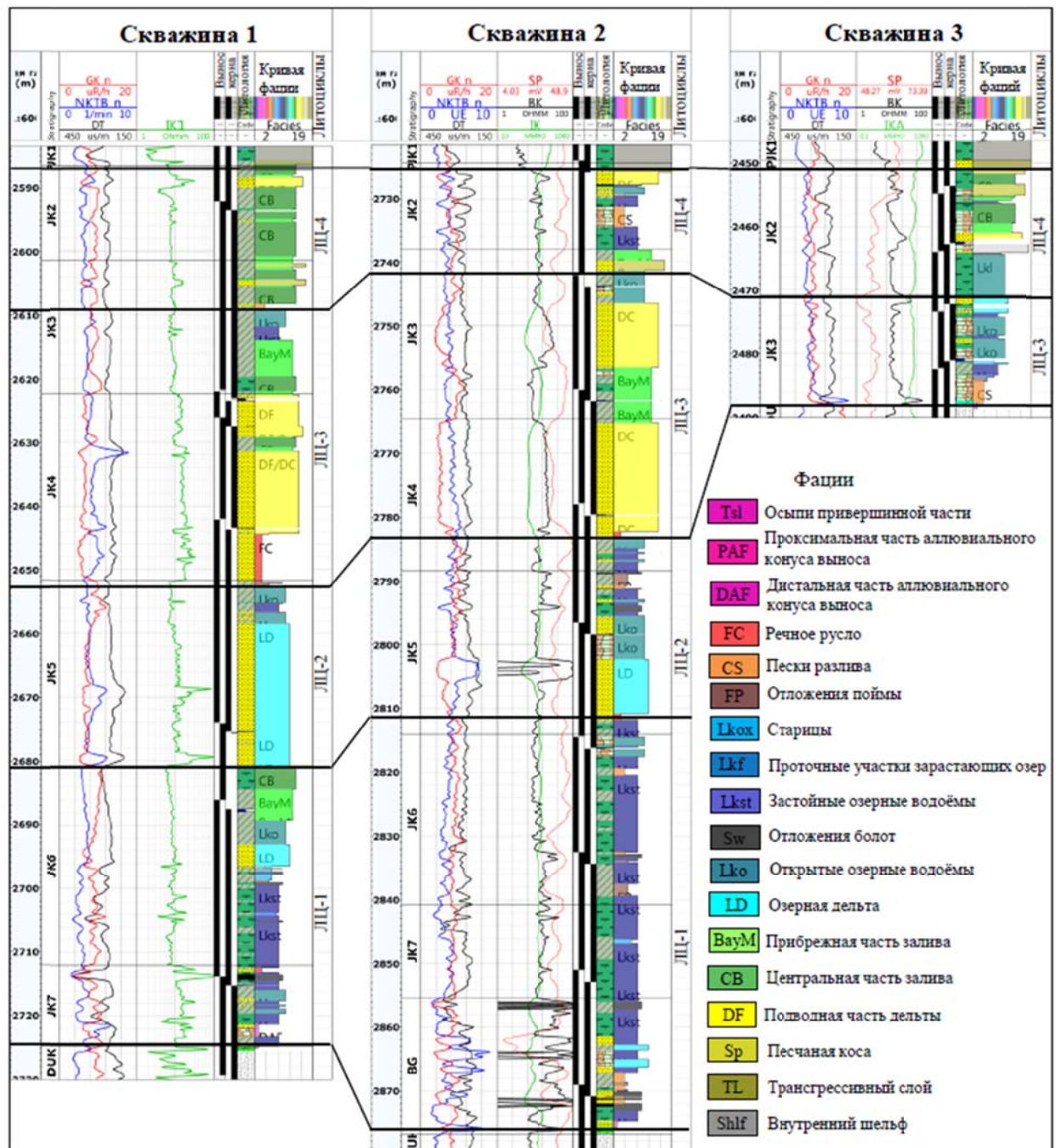


Рисунок 2. Корреляционный разрез по линии скважин 1-2-3. Каменная площадь

Отложения поймы представлены аргиллитами и алевролитами с горизонтальной и линзовидной и пологоволнистой слоистостью, с вертикальными корнями растений.

Среди озерных обстановок седиментации выделяются открытые озера гумидного климата, застойные озера с заиливанием, озерные дельты, мелкие проточные озера с привносом осадка - «болотные реки» [1]. *Отложения озерной дельты* представлены песчаниками тонко - мелкозернистыми хорошо сортированными с мелкой косой, массивной слоистостью, с глинистыми интракластами. *Отложения застойных озер* представлены аргиллитами углистыми и алевролитами мелкозернистыми глинистыми с растительным детритом с массивной, тонкой горизонтальной и полого - волнистой слоистостью, встречаются конкреции пирита, реже сидерита.

Фация открытых озерных водоемов представлена песчаниками тонкозернистыми хорошо сортированными с косоволнистой, флазерной слоистостью мощностью до 2 м с прослоями алевролита мелкозернистого с полого - волнистой слоистостью, с растительным детритом. Всегда внутри озерного парагенеза.

Зарастающие озера часто переходят в отложения болот. Прослой углей в верхней части тюменской свиты маломощные, аллохтонные. В нижней части разреза тюменской свиты (пласты ЮК₅₋₆) отмечаются прослой углей мощностью до 2 м с палеопочвами. Отложения палеопочв представлены глинами с комковатой текстурой, обусловленной интенсивными колебаниями температуры и степени увлажнения, а также обильным скоплением корневых остатков.

Переходные обстановки седиментации. Фация прибрежной части залива представлена переслаиванием алевролитов и аргиллитов с прослойками и линзочками песчаника светло-серого тонкозернистого. Слоистость линзовидная, волнистая, деформационная. Характерно присутствие растительного детрита, конкреций сидерита, разная степень интенсивности биотурбации и небольшое разнообразие ихновидов (*Planolites*, *Teichichnus*, *Arenicolites*). Сравнительно небольшое разнообразие биотурбационных текстур в породах свидетельствует об аномальных условиях среды, связанных с неустойчивым солевым режимом и, вероятно, высокой замутненностью воды.

Фация центральной части залива представлена алевроито-глинистыми отложениями с массивной, горизонтальной, тонкой линзовидно-волнистой, деформационной (оплывания) слоистостью. Отмечаются цепочечные конкреции сидерита, редкие ходы илюедов *Planolites*, углистый детрит.

Фация подводной части дельты представлена песчаниками средне-мелкозернистыми с косой слоистостью, участками массивной с неокатанными и плохо-окатанными обломками аргиллита. Отмечается растительный детрит, обломки древесины, стяжения пирита, трещины синерезиса, свидетельствующие о смешивании пресноводных и морских вод. Редкие ходы биотурбации *Planolites*, *Paleophycus*, *Arenicolites*. Отмечается постепенное огрубление осадков вверх.

Волновая переработка песчаников устьевых баров приводила к вдольбереговому разносу песчаного материала с образованием *песчаных кос*.

В скважинах с максимальной для данного района исследований мощностью тюменской свиты по направленности изменения фаций выделены 4 литоцикла 2-го порядка. Полный литоцикл (ЛЦ) - это комплекс различных отложений, генетически связанных направленностью изменения их признаков сначала в одном, а затем в противополо-

ложном направлении; эти комплексы повторяются в циклически построенном разрезе, выдерживаются в пространстве и могут быть прослежены по площади [2, 4]. В регрессивном ряду смена фаций происходит в направлении от морских (бассейновых, водных) условий осадконакопления до всё более прибрежных, наземных. В трансгрессивной части цикла наблюдается обратная последовательность фаций.

На колонках трех скважин показаны фациальные кривые и литоциклы 2-го порядка (**рисунок 2**). Положение линии профиля представлено на рисунке 1. В скважине 3 разрез тюменской свиты сокращенный. В южной части района работ (скважины 1, 2) выделяются четыре литоцикла 2-го порядка мощностью от 20 до 45 м, количество литоциклов сокращается на северо-восток (скважина 3), ближе к выступам фундамента. Нумерация литоциклов приводится снизу вверх по разрезу.

Нижний литоцикл ЛЦ-1 выделяется в скважинах, с максимальной мощностью тюменской свиты, расположенных в южной части района работ. ЛЦ-1 представлен пролювиально-аллювиальными и озерными отложениями. Аллювиальные конусы выноса представлены гравелитами и песчаниками разнозернистыми плохосортированными мощностью 0,2 - 2,5 м, которые перекрываются аргиллитами углистыми и углями фаций зарастающих озер и болот. Нижний литоцикл включает пласты БГ и ЮК₆₋₇. Накопление отложений аллювиальных конусов выноса происходит в регрессивную фазу цикла. На смену отложениям зарастающих болот приходит формирование торфяника, знаменующего начало трансгрессивной части цикла.

ЛЦ-2 изменяется в пределах 25 - 35 м, представлен озерно - болотными отложениями. Имеет трансгрессивный характер. Включает пласт ЮК₅.

ЛЦ-3 имеет мощность от 20 до 45 м. В северо-восточной части района исследований (скважина 3) ЛЦ сложен осадками озерного генезиса. По скважинам 1, 2 литоцикл представлен отложениями подводной дельты, заливов и озер.

ЛЦ-4 сложен алеврито-глинистыми осадками заливов и песчаными осадками подводных дельт, фиксирует начало трансгрессии. В трансгрессивной части цикла наблюдается смена фаций от континентальных до более мористых (обводненных). Включает пласты ЮК₂ - ЮК₃. Мощность литоцикла составляет 15 - 25 м.

В результате фациально-циклического анализа с использованием комплекса геофизических исследований скважин (ГИС) произведена корреляция разрезов. В скважинах с максимальной мощностью тюменской свиты выделены 4 литоцикла 2-го порядка. С юга на северо-запад и северо-восток происходит сокращение разреза, выделяются только верхние 2 литоцикла. В нижних литоциклах преобладают озерно-аллювиальные и пролювиальные макрофации. Верхние два литоцикла слагаются все более мористыми отложениями, что указывает на нарастающую трансгрессию моря.

Наилучшими коллекторскими свойствами характеризуются отложения ЛЦ-3 и ЛЦ-4 представленные песчаниками мелко-среднезернистыми флювиального и дельтового генезиса. Скважины с полным выносом керна из отложений тюменской свиты являлись эталонами для распределения фаций на участки без отбора керна и для корреляции разрезов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Алексеев В.П. Атлас фаций юрских терригенных отложений (угленосные толщи Северной Евразии). – Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2007. – 209 с.
 2. Алексеев В.П. Фациально-циклический анализ при изучении сложнопостроенных внутриконтинентальных толщ // Седиментология в нефтегазовой геологии/ материалы науч.-практ. Сопещания. – Томск: – 2009. – С. 5–15.
 3. Белоусов С.Л., Хурамшина О.А., Шабакова С.В., Чернова Е.В. Палеофациальный анализ отложений тюменской свиты Красноленинского месторождения / Вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2014. – Вып. 36. – №3. – С. 8–12.
 4. Ботвинкина Л.Н. Методическое руководство по изучению слоистости. – М.: Наука, 1965. – 260 с. (Труды ГИН АН СССР. Вып. 19).
 5. Ботвинкина Л.Н., Алексеев В.П. Цикличность осадочных толщ и методика её изучения. – Свердловск: Изд-во Урал. Ун-та, 1991. – 336 с.
 6. Вакуленко Л.Г., Ян П.А. Седиментогенез нефтегазоносности горизонта Ю₂ и его значение при поисках и разведке залежей углеводородов // Седиментология в нефтяной геологии: Сборник научных статей под ред. В.Б. Белозеров. Томск: Изд-во ЦППС НД, ТПУ, 2009. – С. 88–97.
 7. Обстановки осадконакопления и фации: В 2-х т. Т. 1.: Пер. с англ./Под ред. Х. Реддинга. – М.: Мир, 1990. – 352 с.
 8. Объяснительная записка к атласу литолого-палеогеографических карт юрского и мелового периодов Западно-Сибирской равнины в масштабе 1:5000000 / Под ред. И.И. Нестерова. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1976. – Вып. 93. – 85 с.
 9. Решение 6-го межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточнённых стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. / СНИИГТиМС, Новосибирск, 2004. – 114 с.
 10. Чернова О.С. Литолого-фациальный и формационный анализ нефтегазоносных толщ: Учебное пособие по короткому курсу - Томск: Изд-во ЦППС НД, 2009. – 250 с.
 11. Nichols, G.J. (2012). Sedimentary and stratigraphy. – 2nd ed. Wiley-Blackwell, Chichester; pp. 419.
-



Храмцова Алена Валерьевна, кандидат геолого-минералогических наук, эксперт по литологии и седиментологии терригенных резервуаров ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень.



Карпова Мария Сергеевна, ведущий специалист ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень.

УДК 552.522

**ХАРАКТЕРИСТИКА ЗОНЫ ПЕРЕХОДА ОТ КРОВЛИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ
К ПЕРЕКРЫВАЮЩИМ ОТЛОЖЕНИЯМ ПО ЛИТОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИМ
И ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИМ ДАННЫМ В ЦЕНТРАЛЬНЫХ РАЙОНАХ
ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

Эдер В.Г., Павлова М.В., Рыжкова С.В., Замирайлова А.Г.

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, г. Новосибирск

E-mail: edervg@ipgg.sbras.ru

В связи с постепенным переходом от кровли баженовской свиты к вышележащим отложениям, существуют проблемы установления ее верхней границы. Особенно эта проблема усугубляется при ее выделении по данным ГИС, при отсутствии кернового материала. При помощи комплексного анализа данных геохимии, литологии и ГИС определены особенности зоны перехода кровли баженовской свиты в породы подачимовской пачки, рассмотрены критерии выделения верхней границы свиты в центральных районах Западной Сибирского седиментационного бассейна, в пределах Хантейской гемиантеклизы и Мансийской синеклизы.

Ключевые слова: баженовская свита, верхняя юра-нижний мел, литология, геохимия, данные ГИС, верхняя граница

В последнее время существенно увеличилось количество работ, направленных на обобщение литологического строения, мощностей, распределения органического углерода (C_{org}) и других характеристик баженовской свиты по всей площади Западно-Сибирского седиментационного бассейна (ЗСБ). Подобный анализ необходим при решении задач, возникающих при разработке такого сложного для добычи углеводородов «нетрадиционного» коллектора как баженовская свита. До сих пор существуют спорные моменты при выделении верхней и нижней границ свиты. Изучению зоны перехода абалакской в баженовскую свиту уделено большее внимание исследователей [1–4], чем верхней границе баженовской свиты с перекрывающими породами подачимовской пачки. Детального анализа вышеупомянутой зоны перехода авторами статьи в литературе не обнаружено.

Основной целью данного исследования являлось определение особенностей литологических, геохимических и геофизических характеристик и условий формирования зоны перехода баженовской свиты в породы подачимовской пачки, а также установление критериев выделения верхней границы баженовской свиты в центральных районах ЗСБ, на основе комплексного анализа данных геохимии, литологии и промыслово-геофизических исследований скважин (ГИС).

Отложения рассматриваемой зоны перехода накапливались в интересный в геологическом плане период – окончания обширной трансгрессии, развитой в поздневолжское-раннемеловое время в ЗСБ. Таким образом, детальный литологический анализ будет способствовать уточнению изменений условий осадконакопления в ЗСБ в раннем мелу в период перехода между трансгрессивным и регрессивным циклами. Также это исследование внесет вклад в понимание особенностей черносланцевого осадконакопления на завершающих стадиях. При выделении верхней границы баженовской свиты по данным ГИС ранее выдвигались различные критерии (по резкому увеличению зна-

чений удельных электрических сопротивлений (УЭС), по возрастанию радиоактивности и др.).

В качестве основных критериев установления верхней границы баженовской свиты в центральной части ЗСБ предыдущими авторами приводится резкое увеличение значений УЭС и гамма-каротажа по сравнению с вышележащими породами [5, 6]. Последние исследования показали, что этот критерий не всегда может быть взят за основу, так как верхняя граница свиты не всегда совпадает при сопоставлении данных ГИС и керна. В разных структурно-фациальных районах баженовская свита имеет особенности литологического строения и распределения органического вещества [7-9 и др.]. В связи с этим подобный комплексный анализ уточнения критериев выделения границ свиты целесообразно проводить в каждом районе отдельно, что будет способствовать уточнению условий формирования в зоне перехода баженовской свиты в вышележащие отложения, а также ее мощностей. Таким образом, настоящее исследование является лишь первым этапом подобного цикла работ.

В качестве объекта исследования выбрано 16 разрезов баженовской свиты и нижней части подачимовской пачки центральной части ЗСБ, расположенных в пределах Мансийской синеклизы и Хантейской гемиянтеклизы. Большинство изученных скважин характеризуются 100% выходом керна. В методику работ входило детальное литологическое описание керна, шлифов пород на микроскопе Olympus BX-59, изучение в сканирующем электронном микроскопе MIRA3 TESCAN с целью установления форм нахождения пирита, а также химические анализы пород: определение содержания основных породообразующих компонентов методом РФА, форм железа и серы методом мокрой химии, содержания органического углерода весовым полумикрометодом с помощью экспресс-анализатора (АН-7529) на углерод.

Породы изучаемых отложений были названы в соответствии с разработанной ранее классификацией [10]. Для каждого разреза с целью уточнения закономерностей вертикального распространения пирита, органического углерода, радиоактивных элементов (U, Th, K), а также изменения окислительно-восстановительного режима в диагенезе, были построены кривые распределения рассматриваемых компонентов, а также значений степени пиритизации железа ($СП = \text{Fe}_{\text{пиритное}} / (\text{Fe}_{\text{пиритное}} + \text{Fe}_{\text{растворимое в HCl}})$) [11]. Далее результаты изучения керна сопоставлялись с данными ГИС. Для определения кровли свиты был проанализирован комплекс различных методов, включающий: электрический каротаж (зонды кажущегося сопротивления КС, индукционный ИК, ВИКИЗ, боковой каротаж БК, микрозонды МКЗ, потенциал самопроизвольной поляризации ПС), кавернометрию (КВ), акустический каротаж (АК), радиоактивный каротаж (гамма-каротаж ГК, спектральный ГК, нейтронный гамма-каротаж НГК, нейтронный каротаж по тепловым нейтронам НКТ). В ходе работы учитывались результаты типизации разрезов баженовской свиты, выполненные ранее разными исследователями для всей Западной Сибири либо для крупных участков ее территории [7, 9, 12-14]. Аномальные разрезы баженовской свиты не рассматривались. На первом этапе исследований проводилась увязка керн-ГИС на основе результатов гамма-спектрометрического каротажа. Поскольку такой вид геофизических исследований

проводился не во всех скважинах, для увязки керна с ГИС были учтены результаты гаммаспектрометрии образцов керна, которые сопоставлялись с данными ГК.

Результаты: При изучении зоны перехода баженовской свиты в отложения подачимовской пачки в пределах Хантейской гемиантеклизы фиксируется граница, характеризующая сменой темно-бурого микстита глинистого массивного в светло-серый микстит глинистый тонкослоистый. Граница резкая, горизонтальная. Изменение цвета в зоне перехода связано с резким падением содержания органического углерода в подачимовской пачке (2-3 %), по сравнению с породами баженовской свиты (7-15 %). Баженовская свита в кровле представлена в изучаемом районе микститами кероген-глинисто-кремнистыми и глинистыми с микропрослоями пирита. Породы темно-бурые, в керне массивные. Отмечаются прослой пирита толщиной 0,3-0,7 см. Микротекстура породы линзовидно-слоистая, обусловленная присутствием линз-прослоев керогенового состава, толщиной 0,02-0,1 мм, длиной от 0,4 до первых мм. Основная масса состоит из микрокристаллического кремнистого и глинистого материала бурого цвета глинистый материал преобладает.

Подачимовская пачка в подошве слагается микститами глинистыми. При изучении шлифов пород наблюдается линзовидно-слоистое распределение мелкого алевритового материала (толщина линзочек 0,03-0,05 редко до 0,3 мм, длина – 0,5-1 мм). В некоторых случаях наблюдается переслаивание микстита с бурыми линзами керогена (толщина 0,01-0,02 мм, длиной 0,1-0,5 мм) и микстита алевритистого без бурых линз. Толщина микропрослоев 1-4 мм. Некоторые из них выклиниваются. Наблюдается неровная субволнистая граница (размыта) между прослоями двух типов. Подобное распределение мелкого алевритового материала и упомянутые выше границы между микропрослоями различного состава описаны Вигналлом [15] для турбидитов низкой плотности и скорости. Таким образом, в зоне перехода в баженовской свите наблюдаются микротекстуры, характерные для фонового осаждения; в подачимовской пачке микротекстуры, свидетельствующие о привносе глинистого и мелкого алевритового материала турбидитными потоками низкой плотности и скорости, то есть об изменении гидродинамического режима. Изменение последнего, в свою очередь, повлияло на условия захоронения органического вещества, существенно ухудшив их во время накопления отложений подачимовской пачки. Что касается района Мансийской синеклизы, то граница между баженовской свитой и подачимовской пачкой не является здесь столь явной, как в Хантейской гемиантеклизе. Зона перехода между рассматриваемыми отложениями составляет в первой из вышеперечисленных несколько метров, что объясняется приуроченностью к более пониженным участкам рельефа.

Зона перехода баженовской свиты в подачимовскую пачку характеризуется изменением в породах содержания некоторых элементов и основных компонентов пород, таких как пирит, органическое вещество и глинистый материал. Содержание глинистого материала в породах кровли баженовской свиты составляет порядка 20 % в пределах Хантейской гемиантеклизы и 30 % в Мансийской синеклизе, в породах подачимовской пачки содержание этого компонента увеличивается до 40 %. Как было упомянуто ранее, заметно увеличивается доля мелкоалевритовой примеси (от 1-2 до 5-7 %).

При анализе распределения тория и калия в зоне перехода определяется заметный скачок в повышении содержания этих элементов. Как известно, эти элементы генетически связаны с глинистым материалом [16]. В зоне перехода рассматриваемых отложений наблюдается повышение содержания тория с 2-5 редко 8 в баженовской свите до значений более 9 в подачимовской пачке, калия – 0,2-1 до значений более 2 соответственно. Что касается особенностей распределения пирита, то в зоне перехода в обеих рассматриваемых толщах наблюдаются микропрослой пирита.

В случае с кровлей баженовской свиты повышенные содержания пирита, главным образом, связаны с повышенными концентрациями в породах органического углерода. В породах подачимовской пачки эта связь отсутствует, повышенные содержания пирита наблюдаются в породах с относительно низкими содержаниями органического углерода (менее 2 %). Подобные факты установления высоких содержаний пирита в низкоуглеродистых осадках были ранее описаны О.Ю. Гавриловым [17] и связываются с процессами миграции сульфидсодержащих растворов на стадии диагенеза и осаждении их на границах окислительной и восстановительной обстановки в осадке. Таким образом, сантиметровая зона пиритизации в низкоуглеродистых породах подачимовской пачки, упомянутая ранее И.В. Панченко с соавторами [4], служит своеобразным репером смены ред-окс обстановок – признаком существования геохимического барьера в осадке. Изменение последних, как было упомянуто выше, было вызвано сменой гидродинамического режима в районе исследования. Согласно анализу значений степени пиритизации железа, условия формирования порода кровли баженовской свиты были высоковосстановительными, пород подошвы подачимовской пачки – переходными между окислительными и восстановительными. Последнее подтверждает существование ред-окс барьера на границе рассматриваемых отложений.

Кровлю баженовской свиты принято проводить по значениям сигналов более 20 Ом*м на методах электрометрии, поскольку породы баженовской свиты характеризуются высокими значениями удельного электрического сопротивления (УЭС). При этом на диаграммах гама-каротажа значения радиоактивности достигают значений 15-20 мР/ч и более, выше кровли этой высокоомной толщи. Сопоставление данных керн и ГИС показывает, что кровлю баженовских пород – микститов глинистых либо микститов следует проводить по значениям радиоактивности более 15-20 мР/ч. Мы считаем, что высокие значения радиоактивности связаны с увеличением количества Th, K, и U в баженовских породах, по сравнению с подачимовской толщей. На показаниях электрометрии на интервале этих пород наблюдается снижение УЭС до 4-10 Ом*м; такие низкие значения обусловлены как наличием связанной воды, так и пиритом. Вниз по разрезу от границы – кровли баженовской свиты значения сигналов ГК и методов электрометрии колоколообразно возрастают.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ:

1. Анализ литологических и геохимических характеристик верхней границы баженовской свиты показал, что в районе Хантейской гемиянтеклизы она является более

резкой: наблюдается изменение цвета пород, обусловленное существенным снижением содержания $C_{орг}$, увеличение содержания мелкой алевритовой примеси с 1-2 % до 5-7 % и глинистого материала (с 20 до 40 %), соответственно увеличение содержания калия и тория, появление микротекстур характерных для дистальных затухающих турбидитных потоков малой плотности и скорости, резкое снижение значений степени пиритизации железа, соответствующих переходным обстановкам между окислительными и восстановительными условиями. Верхняя граница баженовской свиты отмечена зоной пиритизации, образованной в результате осаждения пирита из сульфидсодержащих растворов на границе смены окислительно-восстановительных условий в осадке. В Мансийской синеклизе не наблюдается резкой смены в зоне перехода, между вышеописанными отложениями с заметно различающимися литологическими и геохимическими характеристиками, однако существует переходная зона мощностью несколько метров.

2. При выделении верхней границы баженовской свиты по ГИС в первую очередь следует обращать внимание на радиоактивность, а не на методы сопротивления. В этом случае из разреза не будут исключены микститы глинистые кровельной части баженовской свиты, характеризующиеся повышенной радиоактивностью. На сигналах ГК граница выделяется по кровле колоколообразного пика с амплитудой более 15-20 мР/ч. Выше на несколько метров этого пика в некоторых скважинах может встречать еще один пик с такой же амплитудой, что связывается нами с миграцией $C_{орг}$ из баженовской свиты.

ЛИТЕРАТУРА

1. Зубков М.Ю. Состав, строение и условия образования пород баженовской и абалакской свит центральной части Краснотенинского свода (Западная Сибирь) // Литология и полезные ископаемые, 2001, №1. С. 37–48.
2. Балущкина Н.С., Калмыков Г.А., Кирюхина Т.А., Коробова Н.И., Корост Д.В., Соболева Е.В., Ступакова А.В., Фадеева Н.П., Хамидуллин Р.А., Шарданова Т.А. Закономерности строения баженовского горизонта и верхов абалакской свиты в связи с перспективами добычи нефти / Геология нефти и газа. № 3. 2013. с. 48–61.
3. Юрченко А.Ю., Балущкина Н.С., Калмыков Г.А., Хамидуллин Р.А., Коробова Н.И., Блинова В.Н. Строение и генезис известняков на границе абалакской и баженовской свит в центральной части Западно-Сибирского бассейна / Вестник МГУ. Серия Геологическая. Геология. 2015. С. 62–68.
4. Панченко И.В. Обоснование границ абалакско-баженовского комплекса на основании исследований новых керновых данных/ Геомодель–2015. Геленджик. 7-10 сентября. 2015.
5. Хабаров В.В., Нелепченко О.М., Волков Е.Н. и др. Уран, калий и торий в битуминозных породах баженовской свиты Западной Сибири // Советская геология. М.: Недра, 1980. С. 94–105.
6. Баженовский горизонт Западной Сибири (стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность). Брэдучан Ю.В., Гурари Ф.Г., Захаров В.А. и др. Новосибирск: Наука, 1986. – 217 с.
7. Эдер В.Г. Некоторые типы разрезов верхнеюрских баженовской и георгиевской свит Обь-Иртышского междуречья // Геология и геофизика, 2006, № 6 (46). С. 746–754.
8. Эдер В.Г., Замирайлова А.Г., Занин Ю.Н., Ян П.А., Хабаров Е.М. Особенности формирования баженовской свиты на границе юры и мела в центральной части Западной Сибири/ Литосфера, № 4, 2015а, С. 17–32.

9. Эдер В.Г., Замирайлова А.Г., Занин Ю.Н., Жигульский И.А. Особенности литологического состава основных типов разрезов баженовской свиты // Геология нефти и газа, № 6, 2015б, С. 96-106.
 10. Конторович А.Э., Ян П.А., Замирайлова А.Г., Костырева Е.А., Эдер В.Г. Классификация пород баженовской свиты. Геология и геофизика, № 11. 2016. С. 2034–2043.
 11. Raiswell R., Buckley F., Berner R.A., Anderson T.F. Degree of pyritization of iron as a paleoenvironmental indicator of bottom-water oxygenation. J. Sediment. Petrol. 58(5), 1988. 812–819.
 12. Ушатинский И.Н. Литология и перспективы нефтеносности юрско-неокомских битуминозных отложений Западной Сибири // Советская геология, 1981, №2. С. 11–12.
 13. Гайдебурова Е.А. Типы разрезов доманикитов Западной Сибири // Доманикиты Сибири и их роль в нефтегазоносности. Сборник научных трудов // СНИИГиМС, 1982. С. 23-32.
 14. Полякова И.Д., Кроль Л.А., Перозио Г.Н и др. Литолого-геохимическая классификация разрезов и седиментационная модель баженовской свиты // Геология и геофизика, 2002, № 3. С. 240–251.
 15. Wignall P.V. Black Shales. Clarendon Press: Oxford, 1994. – 127 p.
 16. Смыслов А.А. Уран и торий в земной коре. Л.: Недра, 1974. 231 с.
 17. Гаврилов Ю.О. Диагенетическая миграция сульфидов в отложениях различных обстановок седиментации / Литология и полезные ископаемые. № 2 - 2010. – С. 133–150.
-



Эдер Вика Георгиевна. Кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории седиментологии, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН, г. Новосибирск.



Павлова Мария Александровна. Кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник лаборатории седиментологии, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН, г. Новосибирск.



Замирайлова Альвина Григорьевна. Кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории седиментологии, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН, г. Новосибирск.



Рыжкова Светлана Владимировна. Кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории геологии нефти и газа Западной Сибири, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН, г. Новосибирск.

ЧАСТЬ II ВОСТОЧНО-СИБИРСКИЙ РЕГИОН

УДК 552.5:551.72(571.5)

ПРОСТРАНСТВЕННО-ВРЕМЕННОЙ КОНТИНУУМ ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИХ ОБСТАНОВОК СЕДИМЕНТАЦИИ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ВЕРХНЕГО ВЕНДА ЮГО-ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ (НА ПРИМЕРЕ ПАРФЁНОВСКОГО ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА АНГАРО-ЛЕНСКОЙ СТУПЕНИ И БОТУОБИНСКОГО, – НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ)

Ахияров А.В., Земченков А.С.
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»), г. Москва
E-mail: A_Akhiyarov@vniigaz.gazprom.ru.

В результате проведенных исследований выяснены особенности литологического состава, геологического строения и палеогеографических обстановок седиментации при формировании продуктивных отложений ботуобинского и парфеновского горизонтов верхнего венда юго-запада Сибирской платформы. Выполнен их сравнительный анализ и оценено влияние седиментационных и постседиментационных факторов на формирование фильтрационно-емкостных свойств. Показано, что породы рассматриваемых продуктивных горизонтов существенно различаются по составу обломочного материала при сходных обстановках седиментации. Наиболее разнообразны по литотипам пород аллювиальные и флювиальные комплексы парфеновского горизонта. Продуктивные прибрежно-морские песчаники ботуобинского горизонта более однородны по составу, так как накапливались в обстановках крупной баровой системы при активном участии палеогидродинамики приливно-отливных каналов. Формирование коллекторов было обусловлено, в первую очередь, составом пород и типом цемента и, в меньшей степени, размерностью зерен и их сортировкой.

На основе фациально-седиментологического анализа дана литолого-генетическая характеристика комплексов отложений парфеновского и ботуобинского горизонтов, указаны их петрофизические параметры и определены критерии выделения областей развития потенциальных коллекторов. Предложены перспективные участки на территории Ангаро-Ленской и Непско-Ботуобинской нефтегазоносных областей.

Ключевые слова: Сибирская платформа, парфеновский горизонт, ботуобинский горизонт, литология, коллекторские свойства.

ВВЕДЕНИЕ

Восточная Сибирь признана на сегодняшний день одним из наиболее перспективных регионов для развития нефтегазодобычи в России. Особый интерес представляет юго-запад Сибирской платформы, где в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы (НБА) и Ангаро-Ленской ступени (АЛС) открыто значительное количество крупных месторождений нефти и газа. Результаты поисково-разведочных работ свидетельствуют о том, что основная часть углеводородов (УВ) приурочена к вендскому терригенному нефтегазоносному комплексу (НГК).

На территории АЛС на протяжении многих лет нефтегазопроисследовательские работы проводились в основном в северо-западных и северо-восточных частях, и был сделан вывод о приуроченности большей части ресурсов углеводородов к парфеновскому горизонту венда [1, 5, 7]. Новые данные, полученные в результате глубоко бурения, подтвердили его перспективность и в центральных районах. Основным объектом нефтегазодобычи на территории НБА является ботубобинский продуктивный горизонт (ПГ), который, по мнению многих исследователей, считается возрастным аналогом парфеновского [8, 9].

Общие закономерности геологического строения и фациальная принадлежность исследуемых отложений.

АЛС и НБА расположены в юго-западной части Сибирской платформы (рисунки 1). Здесь открыт целый ряд крупных месторождений УВ, а также получены многочисленные промышленные притоки газа и нефти. Однако, несмотря на высокую изученность, УВ-потенциал этих территорий позволяет предполагать значительные перспективы обнаружения новых залежей. Исследуемые продуктивные горизонты входят в состав вендского нефтегазоносного комплекса и являются одними из основных объектов поисковых работ. Уточнение строения и характера распространения отложений с учётом пространственно-временного континуума их формирования позволяют выявить новые перспективные зоны и интервалы разреза.

Пространственно-временной континуум как трансдисциплинарный аспект геологического познания.

Современная философская аналитика как естественных, так и культурно-социальных, гуманитарных наук характеризуется внедрением в её основания трансдисциплинарных (от лат. *trans* - сквозь, через) идей и установок. Суть трансдисциплинарности может быть передана, в основном, через фундаментальные исследования, ориентированные на познание истины, и прагматически ориентированные на получение полезного эффекта исследования. Сознательно или бессознательно, физические науки, как и большинство других естественных наук, несут на себе отпечаток общечеловеческой культуры. Двадцатый век прошёл под знаком все возрастающих тенденций к интеграции физики с другими отраслями науки и этих (других) наук в первую очередь, – с физикой. Особо следует выделить и отметить, что в последние годы значительно вырос интерес представителей гуманитарных наук к таким основополагающим понятиям, какими в физике являются понятия **пространства, времени** и их **отношения**. Роль этой категории понятий стала предметом внимания социологов, экономистов, географов, историков и других ученых. Многие из них в настоящее время в своей исследовательской деятельности не могут обойтись без рассмотрения изучаемых ими проблем с **пространственно-временной** точки зрения. И вот, среди понятий данной проблематики есть одно, наиболее значимое и заметное, которое подпадает под трансдисциплинарный аспект. Этим понятием является понятие **пространственно-временного континуума** событий, происходящих как в естественной, так и в гуманитарной сферах деятельности человека.

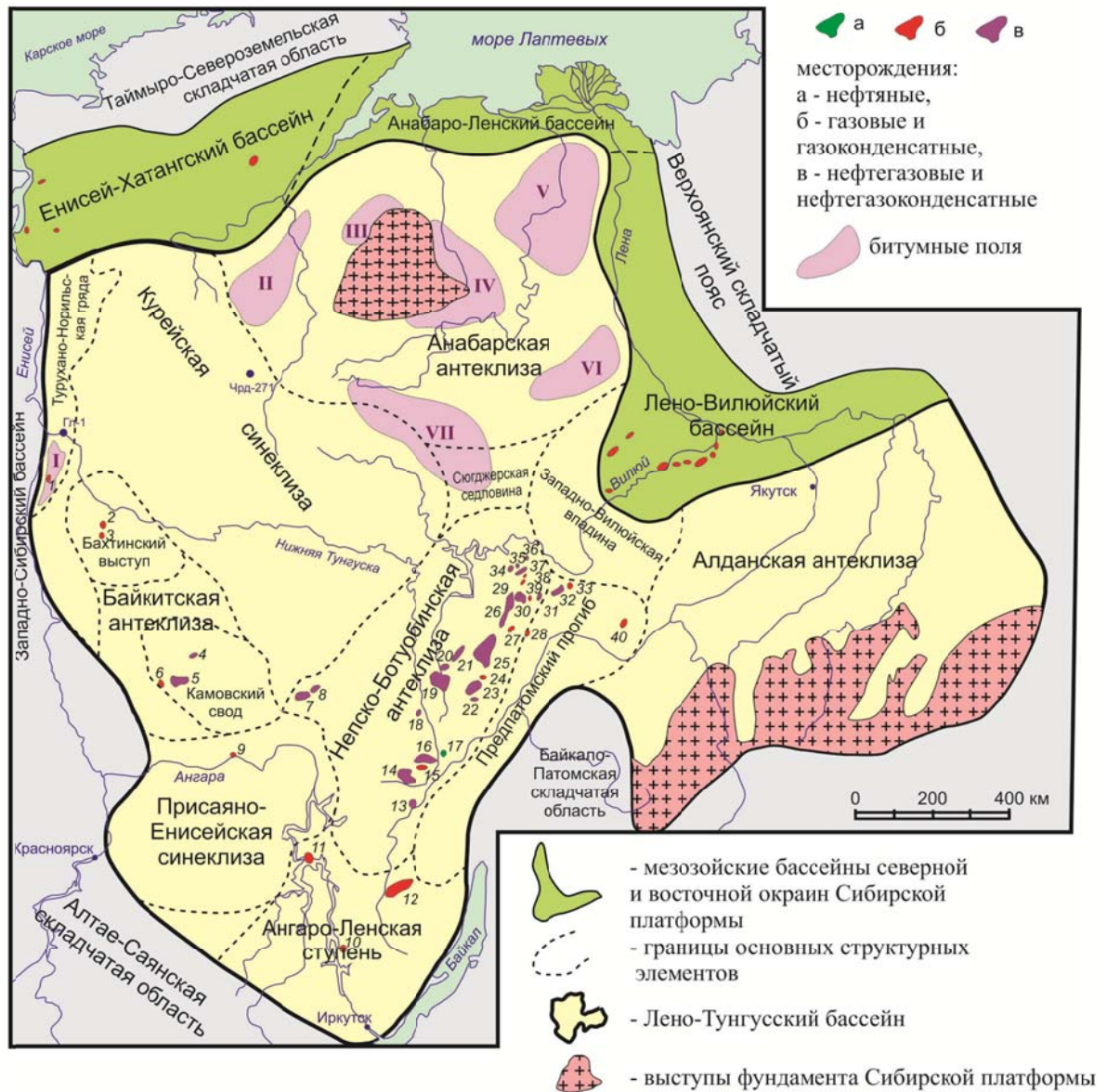


Рисунок 1. Обзорная схема тектоники и нефтегазоносности осадочных бассейнов Сибирской платформы [16]

Месторождения УВ: 1 – Сухо-Тунгусское, 2 – Таначинское, 3 – Моктаконское, 4 – Куюмбинское, 5 – Юрубчено-Тохомское, 6 – Оморинское, 7 – Собинское, 8 – Пайгинское, 9 – Агалеевское, 10 – Атовское, 11 – Братское, **12 – Ковыктинское**, 13 – Марковское, 14 – Ярактинское, 15 – Аянское, 16 – Дулисьминское, 17 – Пилюгинское, 18 – Даниловское, 19 – Верхнечонское, 20 – Вакунайское, 21 – Тымпучиканское, 22 – Алинское, 23 – Талаканское, 24 – Нижнехамакинское, **25 – Чаяндинское**, 26 – Среднеботубинское, 27 – Хотого-Мурбайское, 28 – Отраднинское, 9 – Таас-Юряхское, 30 – Бесюряхское, 31 – Иктехское, 32 – Верхневилючанское, 33 – Вилуйско-Джербинское, 34 – Маччобинское, 35 – Иреляхское, 36 – Станяхское, 37 – Мирнинское, 38 – Северо-Нелбинское, 39 – Нелбинское, 40 – Басыхтахское); I – VII – битумные поля и скопления: I – Туруханское (Голоярское, Летнинское и Горно-Дьявольское скопления), II – Западно-Анабарское (Медвежинское скопление), III – Северо-Анабарское (Рассохинское скопление), IV – Восточно-Анабарское (Куонамское скопление), V – Нижне-Оленекское (Центрально-Оленёкское скопление), VI – Верхне-Мунско-Моторчунское (Моторчунское скопление), VII – Южно-Анабарское (Силигир-Мархинское скопление).

Авторы данной работы предприняли попытку адаптировать вышеназванный трансдисциплинарный аспект к геологическим событиям в истории Земли на примере отдельно взятого региона.

В историческом контексте (Эпоха пост-Средневекового ренессанса) классическое научное мышление определяло традиционным образом пространство и время в качестве объекта естественно-научных и философских построений. В «Новое Время» Ньютон и Лейбниц превратили пространство и время в физические величины, сделав их элементами рациональной теории. Именно в этот период научный объект «пространство//время» становится главным объектом осмысления философов.

Пространственно-временной континуум в стратиграфии.

В стратиграфии время выступает в качестве основного организующего начала, т.к. все стратиграфические выводы имеют смысл постольку, поскольку они решают вопрос об одновременности или последовательности геологических событий.

«Абсолютное время» (по И. Ньютону) протекает равномерно и иначе называется длительностью, оно течет «само по себе» и не имеет никакого отношения к чему-либо внешнему, ни к пространству, ни к каким-либо процессам. В релятивистской физике, использующей пространственно-временной континуум, А. Эйнштейн ввел понятия собственного, локального и универсального времени. Собственное время — это временные соотношения между событиями, происходящими только в данной системе отсчета, локальное время устанавливается в каждой движущейся системе, универсальное время представляет собой искусственную шкалу отсчета, применяемую для сравнения процессов в отдельных системах.

Большинство стратиграфов, отрицая «абсолютное время» Ньютона, рассматривают время как атрибут всех материальных объектов планеты Земля и всей Вселенной.

Проблема времени неразделима с проблемой его измерения, т.е. с выбором и градуировкой системы пространственно-временных координат. Поэтому правомерно специальное рассмотрение геологического времени, которое имеет свои координаты и единицы измерения.

Цель измерения геологического времени заключается в выяснении последовательности геологических событий. Определение момента (когда?), продолжительности (как долго?) и последовательности (в каком порядке?) событий прошлого возможно лишь путем установления не только порядка напластования, но и пространственно-временных взаимоотношений геологических тел, слагающих литосферу.

Парфеновский горизонт распространен практически повсеместно на территории АнгароЛенской ступени, стратиграфически приурочен к верхней подсвите чорской свиты, общая мощность горизонта изменяется от 40 до 80 м.

Керновый материал пяти скважин, пробуренных в 2004-2005 гг. на АнгароЛенском и Левобережном месторождениях, стал для исследователей [15] основой детального седиментологического анализа, включающего литолого-петрофизические исследования и генетическую интерпретацию последовательностей и циклов. В дальнейшем, выявленные авторами [15] зависимости «керна-ГИС» позволили по каротажу со-

СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ СЕДИМЕНТОЛОГИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ ИНЖИНИРИНГЕ

седних скважин, вскрывших парфеновский горизонт в пределах Ангаро-Ленской ступени, восстановить состав отложений и условия их формирования, тем самым экстраполируя модель на всю территорию.

По литологическим керновым данным и результатам ГИС в составе горизонта выделяются две части: нижняя представлена неравномерным переслаиванием аргиллитов, алевролитов, верхняя – преимущественно песчаная. В целом, накопление пород парфеновского горизонта происходило в условиях от прибрежной аллювиальной равнины до мелководного шельфа. Палеогеографические реконструкции фиксируют общую проградацию аллювиальных систем в центральную часть бассейна, при этом выявляются три основных направления сноса материала: восточное (в районе Ковыктинского месторождения (рисунок 2) [4]), южное (в районе Атовского месторождения) и северо-западное (район Братского месторождения и немного юго-западнее).

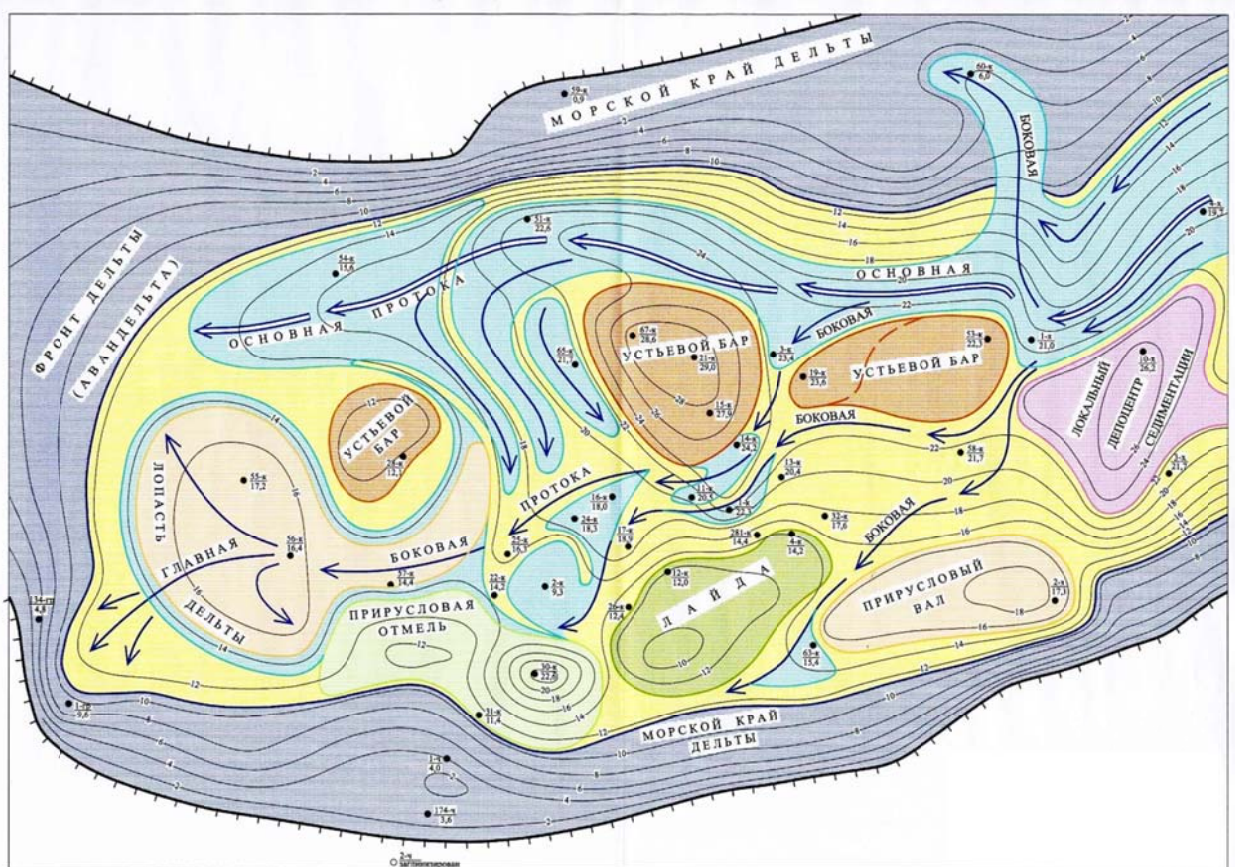
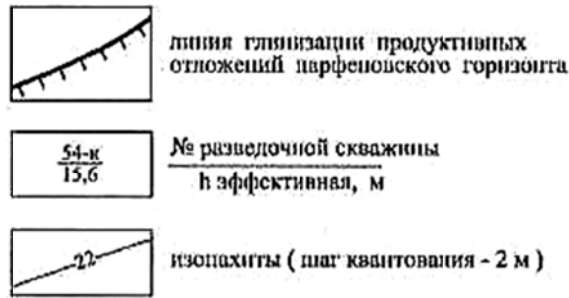


Рисунок 2. Схема фациального районирования продуктивных отложений парфеновского горизонта (пласты П1 и П2) Ковыктинского ГКМ по данным ГИС (совмещенная с картой эффективных толщин) [4]

Ниже приведена характеристика комплексов отложений, выделенных исследователями [15] на основе литолого-генетического анализа.

Условные обозначения к рисунку 2.



Типы фаций в зоне распространения пластов П1 и П2 - продуктивных отложений парфеновского горизонта:

Классификация фаций		Краткое описание палеогеографической обстановки седиментации
Группа	Тип	
Устьевых баров и пляжей	Основной протоки	Устьевые бары проксимальные, ориентированные вдоль основной протоки.
	Главной боковой протоки	Устьевые бары дистальные, на контакте пресных и соленых вод.
Рукавов дельты (главная боковая протока + прочие боковые)	Лопастей дельты	Лопастей дельты всегда приурочена к главной боковой протоке.
	Приустьевых валов	Приустьевые валы образуются, как правило, на периферийных протоках.
Дельтового всера	← Основной протоки	Флювиальные отложения дельтовых проток. По гранулометрии обмолочных зерен отложения всех типов проток отличаются незначительно.
	← Боковых проток	
Дельтового комплекса	Повышенные участки	Субаквальная дельтовая равнина и формы орнаментации ее ложа (пониженные участки - лавды и относительно возвышенные - приустьевые отмели (при боковых протоках).
	Пониженные участки	
Морской край дельты		Промежуточная зона между дельтовыми отложениями и глинистым комплексом фаций открытого моря.
Фронт дельты (Авадельта)		Обмолочный материал, перенесенный транзитом через дельтовую равнину и отложившийся в зоне резкого увеличения глубины палеобассейна.
Локальный депоцентр седиментации флювиальных отложений		Передовая часть копуса выноса флювиальных отложений (шалеобразных покровов палеонагорья, образованных сезонными палеоводотоками. Прибрежный аналог " ковша дельты ".

Аллювиальный комплекс объединяет отложения русловых и пойменных фаций. Последние сложены преимущественно серыми алевро-аргиллитовыми породами с прослоями мелкозернистых песчаников. Слоистость субгоризонтальная и пологая волнистая. Русловые отложения чаще всего представлены переслаиванием серых и буровато-серых песчаников и гравелито-песчаников с пологой косой, часто разнонаправленной, слоистостью с сериями от 2 до 12 см.

Иногда выделяются крупные аллювиальные циклы (0,9-3 м) с уменьшением зернистости снизу вверх по разрезу от гравелитов к средне-крупнозернистым и далее к мелкозернистым песчаникам и алевро-аргиллитам. Русловые песчаники отличаются невысоким содержанием регенерационного кварцевого (до 2%) и доломит-ангидритового цементов (1-3%). Русловые песчаники обладают наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). Значения пористости варьируют от 10 до 20%, проницаемости от единиц до 1000×10^{-3} мкм². Мощность комплекса варьирует от 10 до 17 м.

В состав **комплекса приливно-отливной равнины** входят отложения, сформированные в условиях дельтовых русел с влиянием приливно-отливных течений, устьевых баров, проработанных приливно-отливными каналами, а также мелководного залива с преимущественно глинистой седиментацией. Первые охарактеризованы несколькими циклами заполнения русла глубиной от 0,6 до 1,2 м.

Циклы представлены песчаниками от зеленовато-серых и бурых литито-полевошпат-кварцевых мелко-среднезернистых до средне-крупнозернистых гравелитистых, горизонтально- и косослоистых в кровле. Кроме того присутствуют прослои мелкозернистых песчаников алевритистых и алевролитов с тонкими двойными микрослойками более темных аргиллитов. Часто присутствует доломитовый пойкилитовый (от 5 до 10%) и глинистый (до 10%) цементы. Значения пористости от 4 до 10%, проницаемость до 10×10^{-3} мкм². Для отложений приустьевых баров характерно переслаивание бурых тонко-горизонтально слоистых алевро-аргиллитов, алевролитов, алевропесчаников и мелко-среднезернистых полого косослоистых полевошпат-литито-кварцевых песчаников. Отмечаются микроциклы (10-15 см) с переходом вверх по разрезу от гравелито-песчаников до мелкозернистых песчаников. Содержание глинистого цемента до 8-10%, остальные типы цементов представлены первыми процентами. Пористость 2-6%, проницаемость 0,01 до $0,1 \times 10^{-3}$ мкм². Мелководные условия способствовали накоплению аргиллитов бурых, реже зеленоватосерых, алевритистых горизонтально и полого волнисто слоистых с прослоями глинистых алевролитов и редкими маломощными (< 10 см) прослоями песчаников. Этот тип пород характеризуется крайне низкими ФЕС ввиду значительной глинистости. Мощность комплекса составляет от 3 до 20 м.

Комплекс прибрежных баровых систем, переработанных приливно-отливными каналами, глубиной до 1 м, сформирован песчаниками зеленовато-серыми, мелко-среднезернистыми, слюдисто-полевошпат-литито-кварцевыми, горизонтально- и косослоистыми, иногда с крупными волнистыми сериями, с прослоями зеленовато-серых и бурых алевро-аргиллитов. В отдельных прослоях песчаники серые, преимущественно

кварцевые, мелкозернистые, хорошо сортированные. ФЕС пород этого комплекса несколько снижены за счет регенерации кварца (от 7 до 15%) и развития пойкилитового доломитового цемента (от 5 до 15-20%). Пористость составляет от 5 до 12%, проницаемость от 0,1 до 10×10^{-3} мкм². Мощность комплекса от 5 до 22 м.

Комплекс мелководного шельфа (с преимущественно глинистой седиментацией и периодическим внедрением алевро-песчаников во время штормовых событий), как правило, представлен неравномерным переслаиванием зеленовато-серых, редко бурых, горизонтально микрослоистых алевритистых аргиллитов и зеленовато-серых, часто кослоистых, глинистых алевролитов, с редкими маломощными прослоями песчаников. Отложения этого комплекса не рассматриваются в качестве коллекторов по причине крайне низких ФЕС (пористость 1-3%, проницаемость $< 0,001 \times 10^{-3}$ мкм²). Мощность комплекса от 7 до 23 м.

Ботуобинский горизонт в северо-восточной части Непско-Ботуобинской антеклизы большинством исследователей считается возрастным аналогом парфеновского. Он приурочен к нижней (ботуобинской) подсвите бюкской свиты, сложен преимущественно кварцевыми, полевошпаткварцевыми мелко-среднезернистыми песчаниками, мощностью от 15 до 36 м.

Изучение состава, строения, постседиментационных изменений и их влияния на коллекторские свойства проводилось исследователями [15] на материале керна четырех скважин, пробуренных в 2006-2008 г.г. и вскрывших отложения ботуобинского горизонта в пределах Среднеботуобинского месторождения.

Горизонт имеет однородное строение, практически повсеместно представлен на 85-90% песчаниками. Характерной особенностью является низкое содержание цементов и общий тренд на увеличение размерности зерен вверх по разрезу. Эти факторы свидетельствуют о баровом генезисе пород, что неоднократно подтверждалось рядом исследователей [1, 5, 7, 9 - 18].

Результатом литолого-генетического анализа отложений ботуобинского горизонта стало выделение следующих комплексов.

Комплекс мелководного шельфа залегает в основании горизонта, представлен переслаиванием зеленовато-серых, прослоями бурых алевролитов глинистых, аргиллитов алевритовых и алевритистых, с маломощными прослоями (от 1 см до 18 см) серых песчаников и алевро-песчаников с тонкой горизонтальной и иногда косою слоистостью. В кровле количество песчаных прослоев больше. Нижние границы песчаных слоев часто эрозионные, а верхние волнистые (знаки ряби). Для пород комплекса характерно развитие глинистого (до 4%) и доломит-ангидритового пойкилитового (3-7%) типов цемента. Пористость около 15%, проницаемость около 100×10^{-3} мкм². Мощность комплекса составляет от 1 до 3 м.

Комплекс баровых отложений сформирован в условиях крупной баровой системы, осложненной отдельными гребнями и приливно-отливными каналами. Песчаники, слагающие тело бара, темно-серые кварцевые и полевошпат-кварцевые с субгоризонтальной и очень пологой косою, (серии от 3 до 7 см) редко с волнистой слоистостью. Вверх по разрезу наблюдается постепенное уменьшение количества полевых шпатов

(от 20% до 5%) и переход от средне-мелкозернистых к средне-крупнозернистым фракциям. Для прослоев разнозернистых (от мелко- до крупно-зернистых) песчаников характерна микрослоистость миллиметрового масштаба за счет послойной концентрации зерен одной из фракций. Общий тренд на увеличение зернистости осложнен более мелкими ритмами метрового масштаба. На поверхностях наслоения часто отмечаются примазки аргиллитов. В кровле и подошве породы более светлые, прослоями соленащенные, а в остальной части разреза нефтенасыщенные. Общее содержание цементов не превышает 10%, однако вверх по разрезу увеличивается доля регенерационного кварцевого цемента на фоне сокращения в составе пород количества полевых шпатов и достигает максимума (8-10%) в прикровельной части, где песчаники преимущественно кварцевые. Отдельные баровые гребни фиксируются по наличию в прикровельных частях ритмов метрового масштаба гравелитовой фракции, а также по присутствию в составе таких тяжелых акцессорных минералов как титанит.

Отложения приливо-отливных каналов представлены нечеткими мелко-масштабными (от 0,4 м до 1 м) последовательностями с уменьшением зернистости вверх по разрезу. В основании залегают песчаники среднезернистые, местами крупнозернистые, которые выше переходят к среднезернистым и реже мелкозернистым разностям. Породы, как правило, горизонтально слоистые. В верхней части последовательности могут присутствовать мелкие разнонаправленные косые серии. Отмечаются интервалы, насыщенные тонкими (1-3 мм, редко до 5 мм) слоями зеленоватых аргиллитов. ФЕС этого комплекса достаточно стабильны как для баровых песчаников, так и для отложений приливо-отливных каналов, значения пористости варьируют от 15 до 22%, проницаемости – 100 до 1000х10⁻³ мкм². Наилучшими коллекторскими свойствами обладают мелко-среднезернистые полевошпат-кварцевые баровые песчаники, поскольку они отличаются минимальным развитием цементов. Кроме того, степень сортировки зерен в этих песчаниках обеспечивает оптимальную структуру порового пространства, тогда как в более крупнозернистых разностях отмечается микрослоистость, усложняющая геометрию пор и в определенной мере ухудшающая их сообщаемость. Комплекс, мощностью от 15 до 33 м, выполняет практически весь горизонт.

Результаты литолого-фациального ГИС-анализа отложений парфеновского горизонта в пределах нефтяной оторочки Чаяндинского НГКМ см. на **рисунке 3**.

Автором [Ахияров А.В., 2011] было выполнено фациальное районирование отложений венда (ботуобинский горизонт) Чаяндинского НГКМ в пределах распространения нефтяной оторочки с целью выяснения наличия зависимости потенциальной продуктивности вышеназванных отложений от их фациальной принадлежности. Такая зависимость была установлена и закартирована (см. схему фациального районирования продуктивных отложений ботуобинского горизонта, совмещенную с картой эффективных толщин нефтяной оторочки, в масштабе 1:100 000, на рисунке 3). Данная работа была выполнена по методике фациального ГИС-анализа [2, 3], ввиду явной недостаточности керновых данных по старым, ранее пробуренным скважинам.

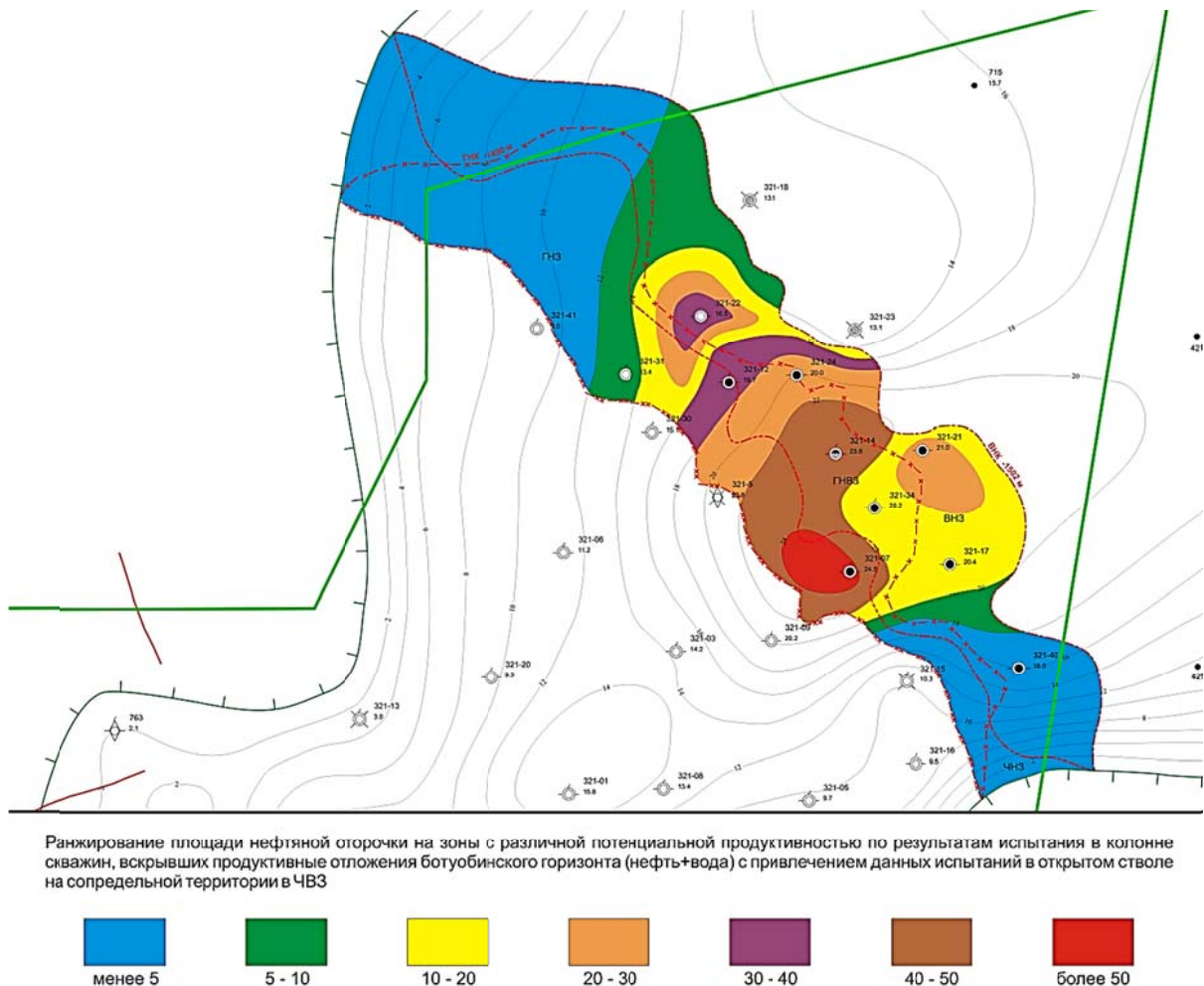


Рисунок 3. Нефтяная оторочка ботубинского продуктивного горизонта Чайандинского НГКМ. Схема площадного распространения зон равных дебитов нефти по результатам испытания в колонне разведочных скважин, совмещенная со схемой литолого-фациального районирования и с картой изопахит. [А.В. Ахияров, 2011] с модификациями [С.В. Буракова, Г.П. Косачук, 2013]

Условные обозначения: менее 5 – фации дальней переходной зоны пляжа; 5-10 – фации предфронтальной зоны пляжа; 10-20 – фации верхнего пляжа; 20-30 – фации регрессивных прибрежных валов; 30-40 – фации промоин и головных частей вдольбереговых разрывных течений; 40-50 – фации вдольбереговых баров; более 50 – фации барьерных островов.

Расположение зон равных дебитов нефти и их фациальной принадлежности показано на **рисунке 3**; расположение идентично. То есть прослеживается связь дебитов от литофациальной принадлежности испытываемых пород. Максимальные дебиты нефти характерны для фаций: промоин и вдольбереговых течений; вдольбереговых баров; барьерных островов.

Установленная связь позволяет ранжировать площадь нефтяной оторочки на зоны равных дебитов по результатам испытания в колонне скважин и прогнозировать площадное распространение зон максимальных дебитов нефти.

В настоящее время авторами уточняется фациальная принадлежность некоторых типов отложений; в частности, предполагается, что отложения, ранее отнесенные к группе фаций вдольбереговых и разрывных течений, принадлежат к группе фаций приливо-отливных каналов.

Выполненная типизация и локализация литологических комплексов в составе исследуемых горизонтов позволила выделить потенциально нефтегазоносные области на основе типа системы, вторичных изменений и значений ФЕС. В парфеновском горизонте наилучшие коллектора сформированы в условиях аллювиальных систем с преобладанием русловых обстановок, а в ботубинском – это породы основной части бара, минимально проработанные приливо-отливными протоками. Поскольку основным фактором, контролирующим распределение залежей в парфеновском горизонте является литологический, то именно зоны распространения аллювиального комплекса и являются перспективными. Таким образом, в пределах Ангаро-Ленской ступени качественно оценены зоны распространения потенциальных коллекторов. Наиболее перспективным, по мнению авторов [15], является участок к западу от Левобережного месторождения, где предполагается наличие крупной системы транзита обломочного материала в центральную часть Ангаро-Ленской ступени.

На северо-востоке Непско-Ботубинской антеклизы ими же были выделены области к северу от Иреляхского месторождения, к северо-востоку от Тас-Юрхского месторождения, а также Курунгскую площадь южнее Среднеботубинского месторождения. Однако стоит отметить, что при планировании геолого-разведочных работ необходимо учитывать распространение дизъюнктивных дислокаций и наличие локальных структур, поскольку для этой территории, наряду с литологическим, немаловажное значение имеют тектонический и структурный факторы контроля залежей.

Сравнительный анализ новейших данных в пределах исследуемой территории (см. рисунок 3) по литологии рассматриваемых продуктивных горизонтов центральной части АЛС (парфёновский ПГ) и северо-востока НБА (ботубинский ПГ) позволяет расширить представления о составе и строении продуктивных коллекторов.

Стратиграфическая позиция этих продуктивных горизонтов близкая, поскольку они приурочены к верхней части терригенного комплекса нижнего венда (такие горизонты / пласты Г.Г. Шемин [18] называет «квазиизохронными»). Вместе с тем, в деталях корреляция их далеко неоднозначна. Некоторые исследователи считают ботубинский горизонт возрастным аналогом парфеновского, другие полагают, что горизонты занимают различные стратиграфические позиции.

Например, Л.Ф. Тыщенко считает, что парфеновский горизонт песчаников тирской свиты на юго-востоке территории НБА (это песчаники, аналогичные ботубинским на северо-востоке НБА) является аналогом боханского продуктивного горизонта на АЛС [10]. Таким образом, парфеновский горизонт АЛС залегает значительно выше, чем ботубинский НБА.

Н.В. Мельников рассматривает их в качестве возрастных аналогов в соответствии с решениями IV-го Межведомственного регионального стратиграфического совещания [8, 9]. На сегодняшний день с этим вариантом соглашается большинство исследователей.

ЛИТОЛОГИЯ И ФЕС

Рассмотрим более детально литологический состав, гранулометрические характеристики и фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) ботубобинского и парфеновского горизонтов (см. рисунки 4-А, Б и 5-А, Б).

Ботубобинский горизонт залегает в основании нижней подсвиты бюкской свиты, подстилается аргиллитами и алевролитами курсовской свиты, переход от которой охарактеризован переслаиванием алевролитов, аргиллитов и песчаников с постепенным возрастанием роли последних вверх по разрезу (рисунок 4-А, Б). Отложения ботубобинского горизонта перекрываются доломитами и ангидритами верхней подсвиты бюкской свиты, причем переход также постепенный и выражен в увеличении содержания карбонатно-сульфатного цемента в песчаниках прикровельной части. Общая мощность составляет до 30 м.

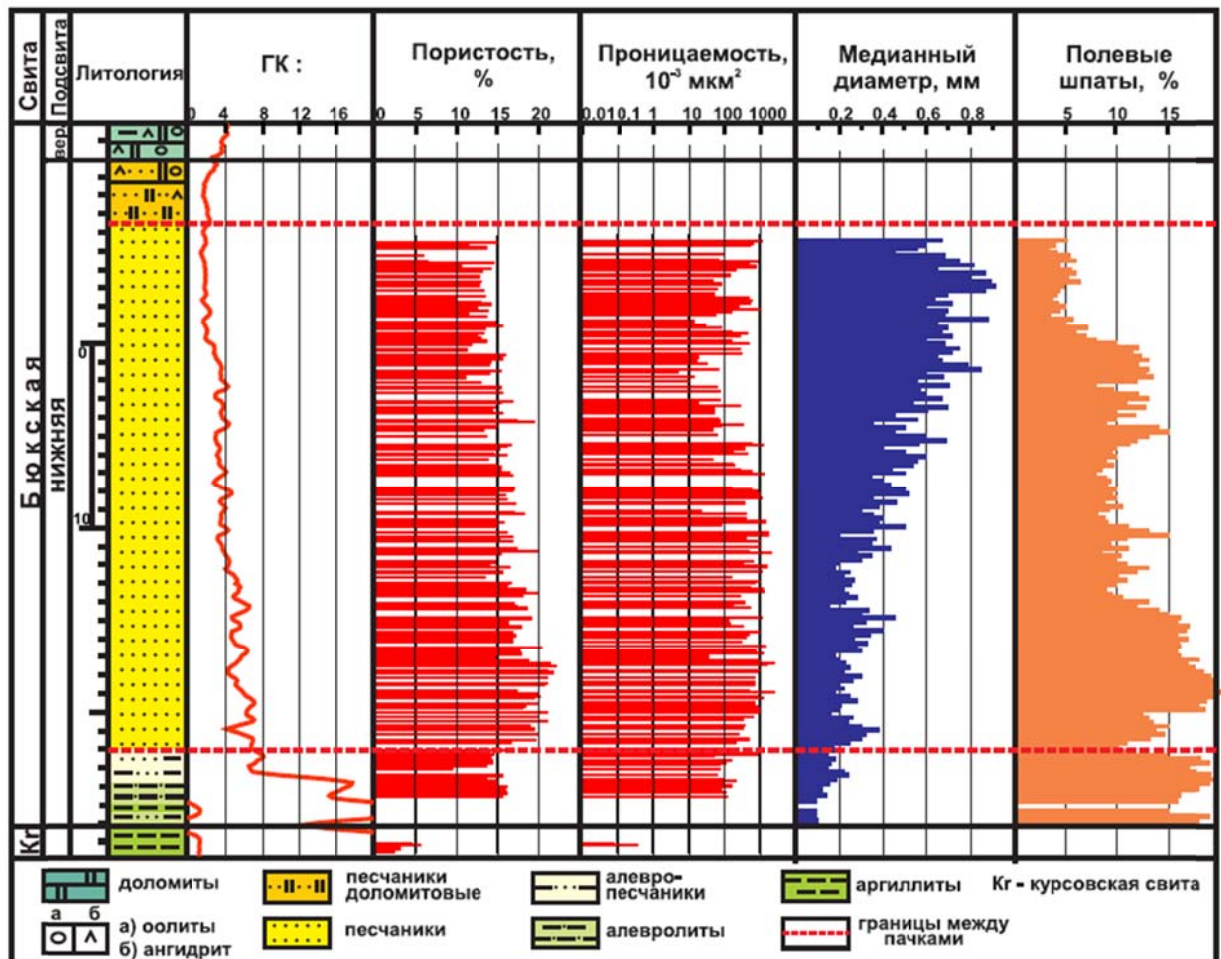


Рисунок 4-А. Распределение пористости, проницаемости, гранулометрического состава и полевых шпатов в ботубобинском горизонте на примере одной из скважин северо-востока Непско-Ботубобинской антеклизы [16]

Горизонт сложен главным образом песчаниками, однако в некоторых разрезах в основании отмечается пачка, представленная переслаиванием аргиллитов и алевроли-

СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ СЕДИМЕНТОЛОГИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ ИНЖИНИРИНГЕ

тов. Песчаники мелко-, средне- и крупнозернистые, иногда гравелитистые, преимущественно кварцевые (содержание полевых шпатов от 0 до 15 %), литокласты отсутствуют. В породах наблюдается микро- и тонкая слоистость, связанная с чередованием слоев с разной размерностью зерен. По данным гранулометрии в ботубинском горизонте фиксируется общий тренд на укрупнение зернистости вверх по разрезу, осложненный отдельными последовательностями более мелкого масштаба. Этот факт наряду с другими текстурными особенностями позволяет сделать вывод о баровом генезисе пород. Цвет песчаников варьирует в зависимости от степени нефтенасыщенности от светло-серого до темного. Содержание цемента невелико и колеблется в пределах от первых процентов до 10...15 %. Цемент порово-пленочный глинистый и слюдисто-железистый фиксируется в нижней части горизонта (до 5 %). Выше по разрезу возрастает роль пойкилитового доломит-ангидритового (до 5 %) и кварцевого регенерационного (до 10...15 %) цемента, при снижении содержания полевых шпатов.

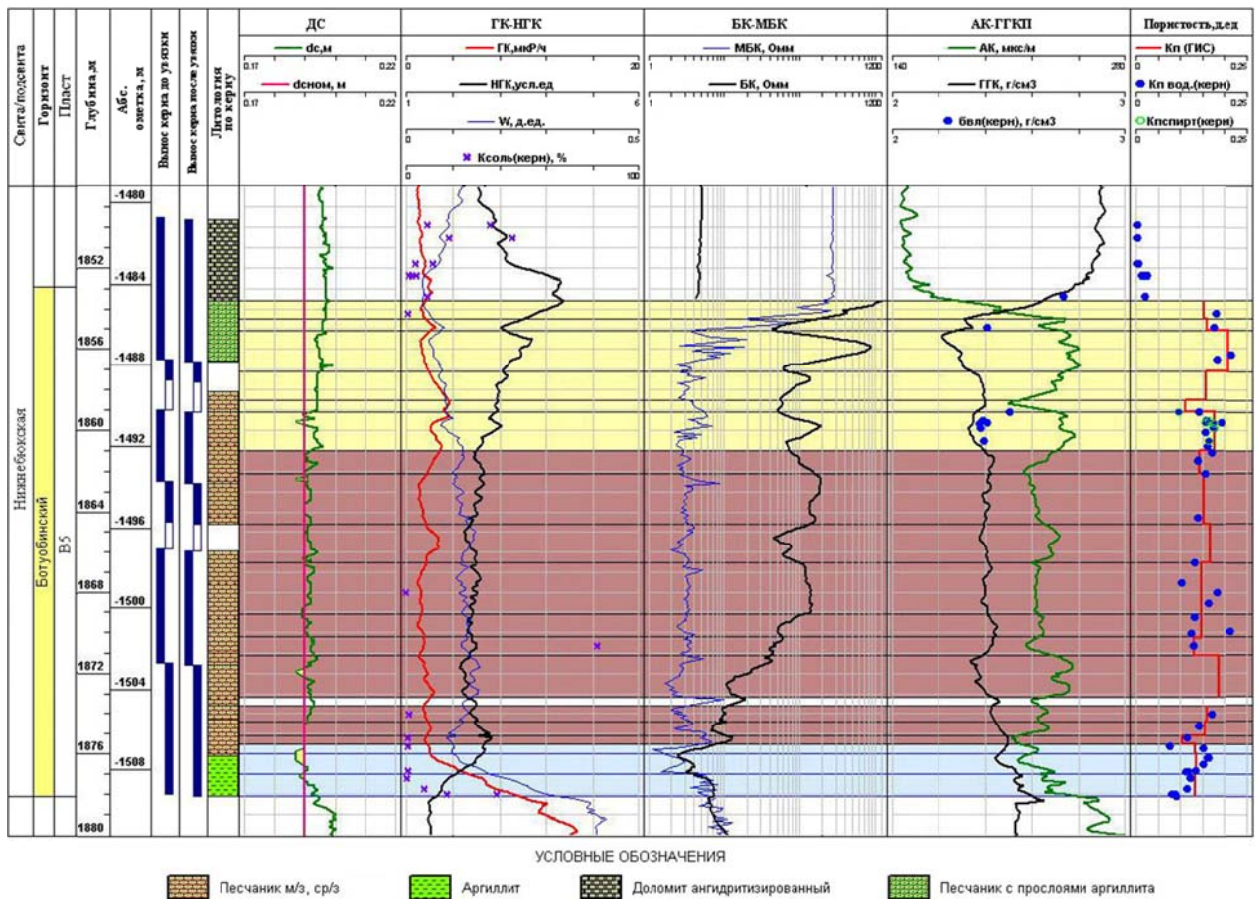


Рисунок 4-Б. Геолого-геофизическая характеристика ботубинского продуктивного горизонта на примере одной из скважин Чайдинского НГКМ [6]

Парфеновский горизонт верхней подсвиты чорской свиты представлен неравномерным чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов (рисунки 5-А, Б). Породы залегают на аргиллитах и алевролитах нижней подсвиты чорской свиты и перекрываются карбонатно-сульфатными отложениями катангской свиты. Мощность горизонта варьирует от 30 до 60 м. В целом можно выделить две части: нижнюю, – преимуще-

СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ СЕДИМЕНТОЛОГИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ ИНЖИНИРИНГЕ

ственно алевритоглинистую и верхнюю, – с преобладанием песчаного материала. В отличие от ботубинского пласта, разрезы центральной части АЛС существенно отличаются друг от друга и двучленное деление призвано в первую очередь отразить общее изменение условий осадконакопления.

В нижней части состав глинистого материала преимущественно хлорит-гидро-слюдистый. Алевритовая примесь состоит в основном из кварца, в меньшем количестве присутствуют полевые шпаты и слюды (мусковит, биотит). Алевролиты характеризуются слюдисто-полевошпат-литито-кварцевым составом. Особенностью алевропесчаных пород рассматриваемой пачки является широкое развитие (от 10 до 30 %) хлорит-гидро-слюдистого порово-пленочного цемента, содержание которого в более тонко-зернистых разновидностях возрастает. Крайне редко в порах отмечаются выделения доломита, крупные кристаллы которого, разрастаясь, включают близлежащие обломки пород и полевых шпатов.

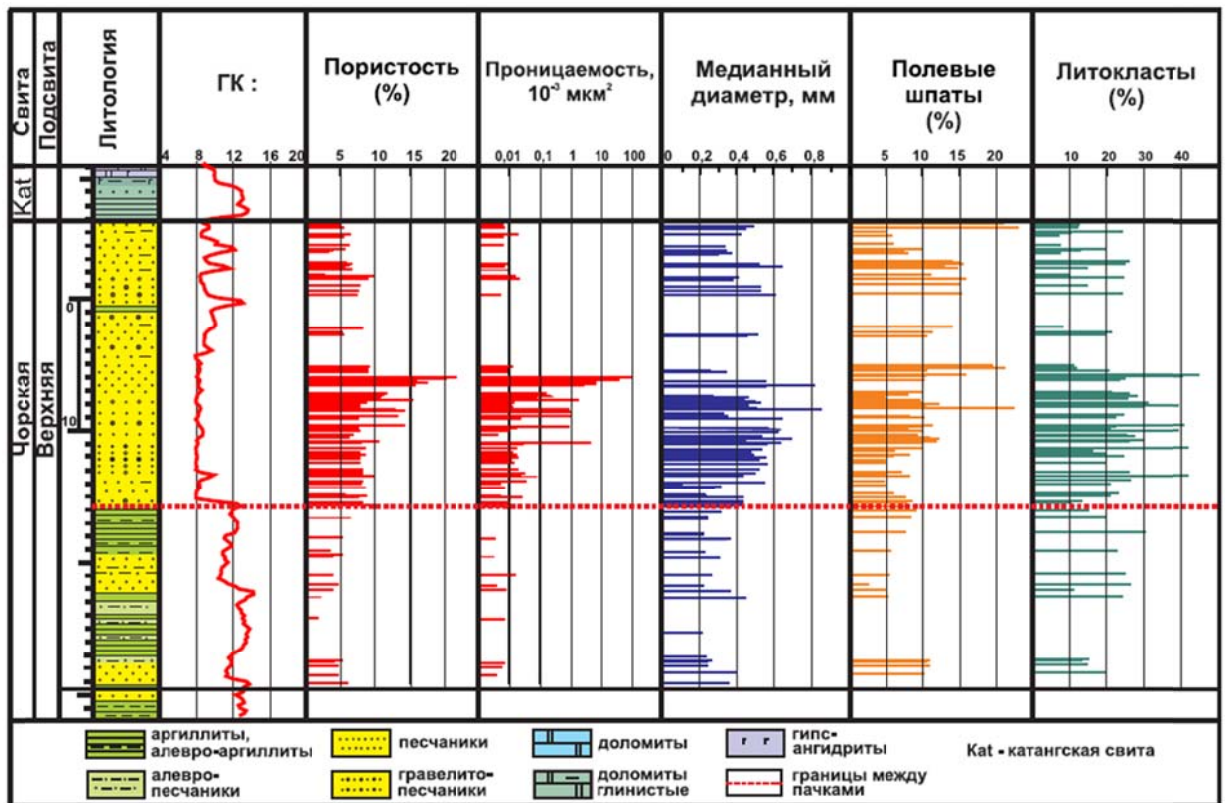


Рисунок 5-А. Распределение пористости, проницаемости, гранулометрического состава, полевых шпатов и литокластов в парфеновском горизонте на примере одной из скважин центральной части Ангаро-Ленской ступени [16]

Верхняя часть разреза сложена, главным образом, песчаниками серыми с буроватым оттенком, в основном мелко-средне-крупнозернистыми, плохо сортированными, прослоями гравелитистыми, полевошпат-литито-кварцевыми, реже слюдисто-полевошпат-литито-кварцевыми, от массивных до полого-косослоистых. Литокласты представлены в широком спектре – от кварцитов до фрагментов синседиментационных глинистых пород. Последние образовались во многих случаях при врезании русла в

пойменные отложения. Отмечается общий тренд уменьшения зернистости вверх по разрезу.

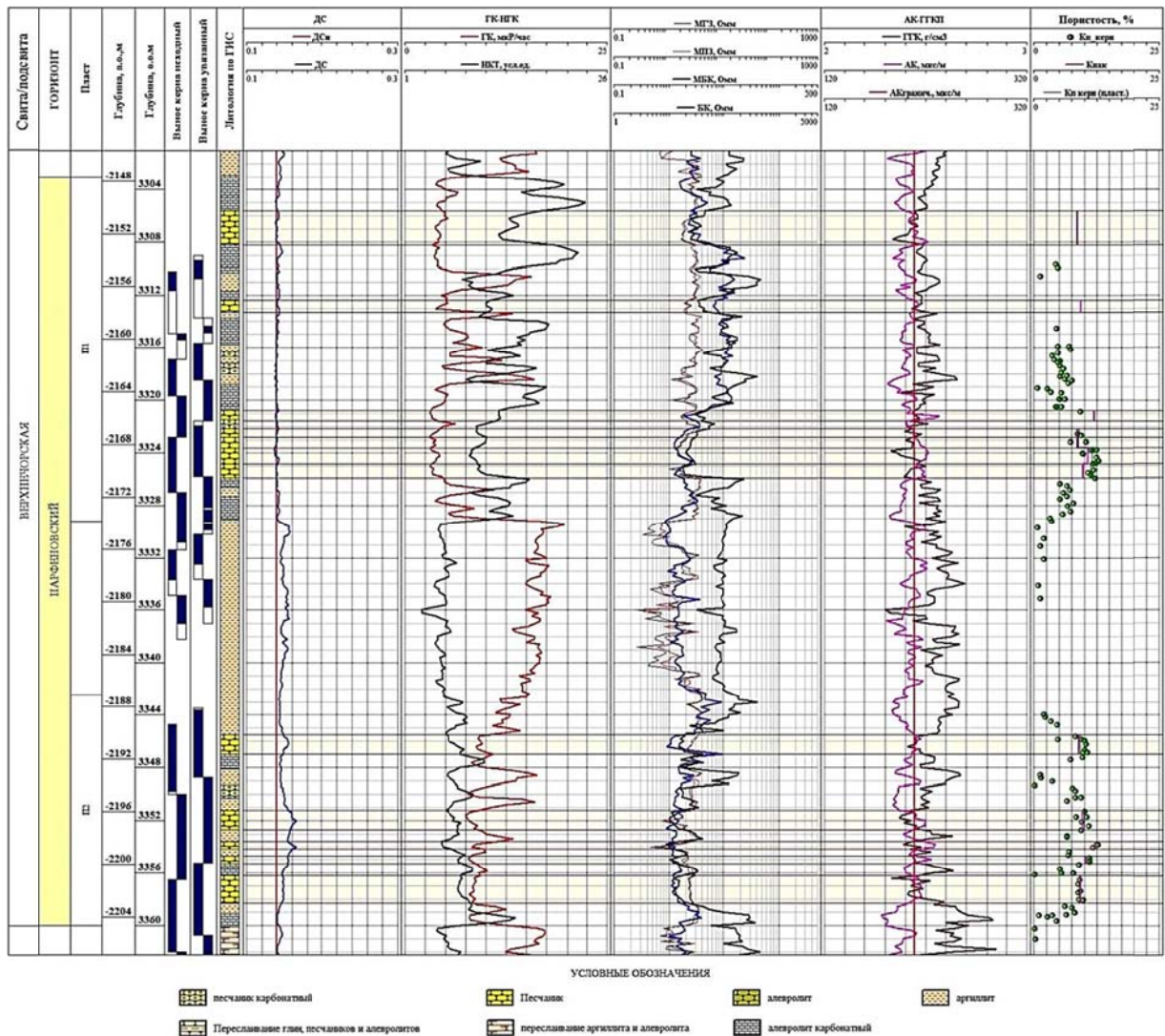


Рисунок 5-Б. Геолого-геофизическая характеристика парфеновского продуктивного горизонта на примере одной из скважин Ковыктинского ГКМ [6]

Состав цементирующего материала в парфеновских песчаниках сложный и изменчивый. Преобладающим является пленочно-поровый хлорит-гидрослюдистый цемент (10...20 %), но его содержание сокращается до 1...5 % в прикровельной части. Подчиненное значение имеет кварцевый регенерационный цемент (1...5 %), количество которого возрастает вверх по разрезу, достигая в более мелкозернистых разновидностях 10 %. Крайне редко встречается пойкилитовый доломитовый цемент, причем во всех разрезах его содержание несколько увеличивается в основании горизонта (до 10...15 %). Таким образом, оба горизонта представлены обломочными породами, однако состав их различен.

Распределение полевых шпатов и литокластов в парфеновском горизонте закономерно. В песчаниках ботубинского горизонта фиксируется четкий тренд на уменьшение содержания полевых шпатов вверх по разрезу. На основе полученных данных

можно сделать вывод, что источником сноса при формировании отложений парфеновского горизонта являлись породы орогенных поднятий Присяянья и Прибайкалья. Обломочный материал пород ботуобинского горизонта, вероятнее всего, был привнесен из Прибайкальской области и/или с локальных поднятий, которые находились на территории современной Непско-Ботуобинской антеклизы [11]. Авторы [13] отмечают, что в пределах Среднеботуобинского месторождения ботуобинский горизонт представлен зрелым песчаным материалом, неоднократно переработанным в условиях существовавшей крупной баровой системы.

Гранулометрический состав пород также различен. Продолжительная переработка существенно кварцевого материала в условиях крупного проградирующего бара получила отражение в четко прослеживаемом тренде на укрупнение зернистости вверх по разрезу ботуобинского горизонта. Аллювиальные и прибрежные обстановки накопления осадков парфеновского горизонта привели к формированию разнонаправленных последовательностей метрового масштаба, соответствующих аллювиальным циклам, в том числе в пределах дельтовых равнин плоских дельт и проградации прибрежных и приустьевых баров.

Как уже отмечалось, породы горизонтов отличаются составом цементирующего материала. Повсеместно отмечаются тренды, фиксирующие изменение содержания того или иного типа цемента. Для ботуобинских песчаников характерно в целом незначительное развитие цементов в разрезе, при этом основным является регенерационный кварцевый, а в парфеновском доминирует порово-пленочный глинистый.

Породы обоих горизонтов характеризуются общим трендом на возрастание роли регенерационного кварцевого цемента вверх по разрезу, который коррелирует с увеличением кварцевой компоненты в составе обломочной части.

В породах ботуобинского горизонта очень низкое содержание порово-пленочного глинистого (преимущественно гидрослюдистого) цемента, и его распределение хорошо коррелирует с содержанием полевых шпатов. В отложениях парфеновского горизонта глинистый цемент развит по всему разрезу, представлен как хлоритовым, так и слюдисто-железистым материалом. В целом его количество составляет от 10 до 32 %. Также наблюдается общая корреляция между содержанием полевых шпатов и литокластов и количеством глинистого цемента.

Ангидрит-доломитовый тип цемента развит в породах обоих горизонтов весьма слабо (первые проценты). В ботуобинских песчаниках его содержание возрастает в приграничных зонах до 10...15 %. В разрезах парфеновского горизонта количество ангидрит-доломитового цемента достигает 10...15 % лишь в основании. Такое распределение можно объяснить различием путей миграции карбонатно-сульфатных пластовых вод.

ОБСТАНОВКИ СЕДИМЕНТАЦИИ

Реконструкция обстановок седиментации базировалась на анализе типов отложений со своими специфическими структурно-текстурно-морфологическими характеристиками, определяющими параметры и механизм седиментации, и их разноранговых

последовательностей. Детальное седиментологическое изучение керна сопровождалось анализом данных геофизических исследований скважин, в первую очередь кривых гамма-каротажа.

В песчаниках ботубинского горизонта наиболее развиты субгоризонтальная и полого-наклонная слоистости, хотя в нижней части разреза отмечаются косая (иногда разнонаправленная) и волнистая. Часто в песчаниках отмечались «двойные» слойки ар-гиллитов, которые свидетельствуют, наряду с шевронной слоистостью, о влиянии на седиментацию приливно-отливных течений. Формирование песчаников ботубинского горизонта происходило в условиях крупной баровой системы, с ее периодическим выдвиганием и отступанием, о чем свидетельствуют (на фоне общего тренда на возрастание зернистости вверх по разрезу) последовательности метрового масштаба с возрастанием зернистости вверх по разрезу, включая крупнозернистые отложения гребня бара. Кроме того, наблюдаются нечеткие мелкомасштабные последовательности с уменьшением зернистости вверх, которые представляют собой образования приливно-отливных каналов, секущих баровую систему. Эти выводы не противоречат имеющимся представлениям о генезисе песчаников ботубинского горизонта [8–10].

Реконструкция палеогеографических условий седиментации продуктивных отложений ботубинского горизонта

Такой вывод был сделан на основе ретроспективного анализа публикаций на профильную тему многих региональных исследователей (г.г. Новосибирск, Красноярск, Томск и др.), которые специализируются именно на отложениях венда Восточной Сибири)

Вышеназванными специалистами в пределах исследуемой территории выделяют три основных группы фаций:

1. Баров и барьерных островов.
2. Пляжей и приливно-отливных равнин.
3. Приливно-отливных каналов и потоков.

Ботубинский горизонт является наиболее изученным на территории района исследования является (B5, согласно стратиграфическому расчленению авторов [17]). Большая часть песчаников ботубинского горизонта относится ими к типу средне-мелкозернистых и мелко-среднезернистых песчаников с небольшой примесью (менее 10 %) алевритового материала. Песчаные разности, от крупно-среднезернистых до средне-крупно-зернистых, развиты спорадически, тяготея преимущественно к западной части полосы распространения горизонта. В разрезах скважин такие песчаники приурочены обычно к верхним частям, а при ритмичном строении разрезов наблюдаются в кровле ритмов.

Состав пород полевошпатово-кварцевый и кварцевый, оба типа встречаются в разрезах с примерно одинаковой частотой/ Цемент регенерационный кварцевый и неравномерный пойкилитовый ангидритовый, эпизодически развит доломитовый и кальцитовый цемент. Для обоих литотипов характерны песчаники кварцевого состава со средним содержанием полевых шпатов до 6 %. Различием является повышение содержания ангидрита до 20 % и доломита – до 10 %.

Положение баровых песчаников ботуобинской баровой системы контролируется простиранием регионального палеосклона, в северо-западном и в юго-восточном направлениях песчаники замещаются на песчано-алевритито-глинистые и карбонатные отложения (см. рисунок 6). Установлено [17], что в северной части района в то время обнажались гранитогнейсы фундамента, юго-восточнее их проходила полоса обнажений песчаников талахской свиты и её аналогов. Значительное влияние на контуры области распространения песчаников оказал также рельеф дна ботуобинского палеобассейна: так, крупное тело песчаников накопилось над аргиллитами нижнепаршинской подсвиты и её аналогов с карбонатной пачкой в средней части. Положение внешней границы этой пачки и контролировало положение отмельной песчаниковой террасы в ботуобинское время (Ефимов А.О., Чернова Л.С., Фомин А.М., Лебедев М.В., 1991).

Фации пляжевых песчаников ботуобинской баровой системы закартированы в виде широкой полосы, расположенной вдоль центральных районов Мирнинского выступа субпараллельно береговой линии. Кроме того, коса пляжевых песчаников расположена между юго-восточной частью Тас-Юрхской и северной частью Иктехской площадей (см. рис. 6). От предполагаемой береговой линии пляжевая коса отделена широкой областью лагун и приливно-отливных равнин, а в сторону бассейна она постепенно сменялась обстановками осадконакопления шельфа.

Средне-мелкозернистый состав и хорошая отсортированность песчаных тел, расположенных вкрест простирания ботуобинского горизонта, и как бы «вливающихся» в него со стороны берега указывают на генетическое родство с пляжевыми песчаниками; с другой стороны, характерное увеличение значений гамма-каротажа вверх по разрезу песчаного тела, появление в его кровле глинистых прослоев – на потоковую природу осадка. Всё вышесказанное, с учётом залегания этих тел среди приливно-отливного происхождения карбонатных пород позволяет предположить, что они образовались в обстановках крупных приливно-отливных протоков, поставлявших обломочный материал в область пляжа [Лебедев М.В., Чернова Л.С.]. Авторами (А. М. Фомин, Т. А. Данькина, 2010) было сделано предположение, что распределение эффективных толщин и качество коллекторов в изучаемых отложениях подчиняется, главным образом, распределению толщин песчаников; однако, данное утверждение представляется нам небесспорным и требующим дальнейших подтверждений.

В отложениях парфеновского горизонта преобладает пологая косая слоистость, реже встречается субгоризонтальная. В нижней части горизонта отмечались троговая и мелкая планарная косая слоистость и знаки ряби волнения. Парфеновский горизонт охарактеризован разнонаправленными последовательностями метрового масштаба, отражающими разнообразие обстановок седиментации отложений, которые довольно резко сменяются по латерали и в разрезе. Во время формирования нижней части горизонта доминировали обстановки мелкого и среднего шельфа (крупного залива) с накоплением алевритисто-глинистого материала и периодическим продвижением мелких баров и/или их «языков».

В западном направлении возрастала роль отложений, которые накапливались в пределах плоских дельт и аллювиальных равнин. Отложения верхней части горизонта

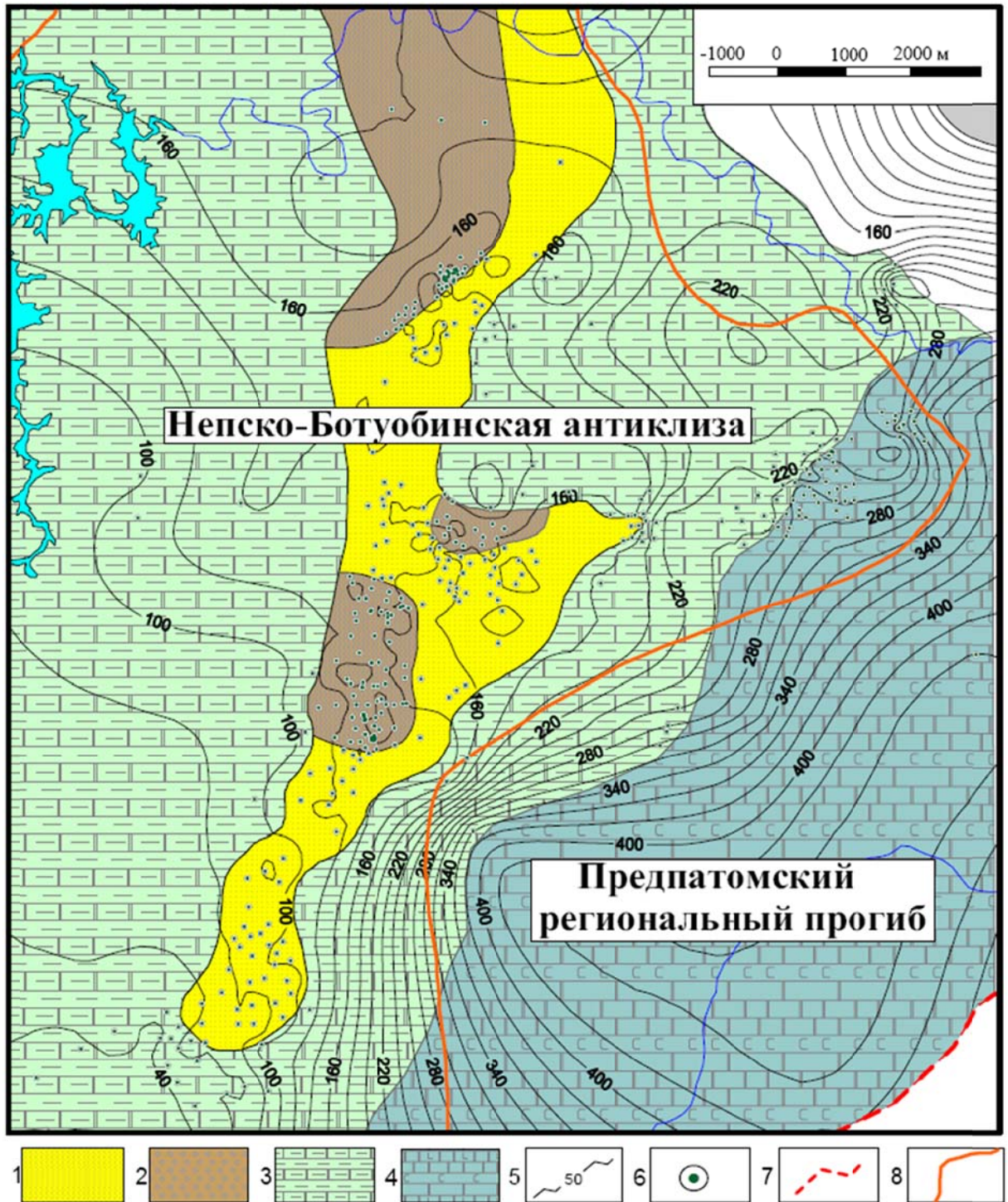


Рисунок 6. Схема распространения ботубинского нефтегазоносного горизонта. [17]

Области распространения песчаных отложений: 1) преимущественно мелкозернистых и средне-мелкозернистых, 2) переслаивания средне-крупнозернистых и средне-мелкозернистых. Области распространения сульфатно-карбонатных отложений буюкской свиты: 3) с прослоями аргиллитов и глинистых доломитов, 4) с прослоями каменной соли. 5) Изопахиты буюкской свиты. 6) Скважины. Границы: 7) Сибирской платформы; 8) Непско-Ботубинской антеклизы.

сформировались в пределах прибрежной аллювиальной равнины. Они характеризуются более разнообразным составом, где существенную роль играет лититовая компонента. Хорошо выделяются аллювиальные циклы с песчаниками с крупной наклонной слоистостью мигрирующих русловых дюн. Здесь также фиксируются интервалы, сформировавшиеся в распределительных руслах плоских дельт при активном влиянии приливно-отливных течений, и маломощные приустьевые бары.

В самом конце парфеновского времени постепенно возрастала роль прибрежных морских обстановок. Важная роль образований прибрежных и аллювиальных равнин в составе парфеновского горизонта отмечалась и другими исследователями [12].

Таким образом, в обоих случаях приливно-отливные течения оказывали значительное влияние на формирование отложений. Это нашло отражение в образовании приливно-отливных каналов в ботубобинской баровой системе, и в приливно-отливных и распределительных руслах в пределах парфеновской аллювиально-дельтовой системы.

ВЫВОДЫ

Основным результатом выполненных исследований явилось установление пространственно-временного континуума палеогеографических обстановок седиментации квазиизохронных парфеновского и ботубобинского продуктивного горизонтов:

- парфеновский (АЛС) – разветвленная система аллювиальных и флювиальных дельт, сформированных палеоводотоками с различными палеогидродинамическими уровнями седиментации;
- ботубобинский (НБА) – прибрежно-морская обстановка седиментации мегаострова // микро-континента, территориально приуроченного к НБА.

Таким образом, оба вышеназванных горизонта являются продуктом двуединого процесса седиментации в пределах границ вендского палеобассейна / Восточно-Сибирского пра-океана.

Анализ литолого-петрофизических характеристик парфеновского горизонта АЛС и ботубобинского горизонта НБА, которые имеют близкую стратиграфическую позицию, показал, что на формирование этих коллекторов наряду с седиментационными факторами существенное влияние оказали постседиментационные процессы. Установлено, что массовое развитие кварцевого регенерационного и пойкилитового доломитового цемента привело к существенному снижению пористости и проницаемости пород. Однако интенсивность развития этих типов цемента зависела от состава обломочной части пород.

Сравнительный анализ показал, что породы парфеновского и ботубобинского горизонтов существенно различаются по составу обломочного материала и обстановкам седиментации. Наиболее разнообразны по типам пород аллювиальные и прибрежно-морские комплексы парфеновского горизонта, в которых наилучшими коллекторскими свойствами обладают полевошпат-литито-кварцевые русловые песчаники с преимущественно хлоритовым цементом. В морских баровых песчаниках ботубобинского горизонта хорошие фильтрационно-емкостные характеристики фиксируются в полевошпат-

кварцевых песчаниках его средней части с минимальным развитием пойкилитового доломитового и кварцевого регенерационного типов цемента.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Пространственно-временной подход в настоящее время входит в методологическую базу всех современных социальных наук, базирующихся на философии и социологии. В связи с этим, (как считают авторы данной работы), возникла необходимость обобщить данную проблему множеством конкретных научных знаний и осмыслить ее с точки зрения региональной геологии и стратиграфии. При этом, следует принять во внимание тот факт, что методологические подходы к пространственным определениям, а затем и к временным, – менялись от эпохи к эпохе, так как социальный прогресс выдвигает на первый план то одни, то другие аспекты пространственно-временного осмысления и субъективного представления окружающего мира человеком.

ЛИТЕРАТУРА

1. Анциферов А.С., Бакин В.Е., Воробьев В.Н. и др. Непско-Ботуобинская антеклиза – новая перспективная область добычи нефти и газа на Востоке СССР. – Новосибирск: Наука, 1986. – 239 с.
2. Ахияров В.Х., Ахияров А.В., Поляков Е.Е. Разработка методики идентификации фациальных обстановок формирования терригенных продуктивных отложений по геолого-геофизическим данным. // Сборник научных трудов ВНИИ Геоинформсистем. – М.: Геоинформатика, 1997, 57 с.
3. Ахияров А.В. Каротажные образы фаций: их единство во времени и в пространстве. – М.: Геофизика, № 6, 2005, стр. 30 – 39.
4. Ахияров А.В., Орлов В.И., Бондарев А.Н. Зависимость продуктивности терригенных коллекторов от их фациальной принадлежности на примере парфеновского горизонта Ковыктинского газоконденсатного месторождения // Геофизика. – № 6. – 2007. – С. 60–67.
5. Дробот Д.И., Городничев В.И. Эпигенез нафтидов в рифей-вендских и кембрийских отложениях юга Сибирской платформы // Нефтегазоносность Сибири и Дальнего Востока. – Новосибирск: Наука, 1981. – С. 63–73.
6. Земченков А.С. Доклад: Трехединный подход к изучению коллекторских свойств терригенных отложений венда Восточной Сибири, подвергшихся постседиментационному засолонению. // Сборник докладов – CD-ROM. // I-ая Международная конференция «Актуальные вопросы исследования нефтегазовых пластовых систем» SPRS-2016. ООО "Газпром ВНИИГАЗ". – Москва 12-14 сентября 2016 года.
7. Кондрина К.С. Литология пород-коллекторов парфеновского горизонта Братского газоносного района // Коллекторы нефти и газа в палеозойских и мезозойских отложениях Сибирской платформы: сборник научных трудов СНИИГГиМС. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1978. – С. 39–45.
8. Решения четвертого Межведомственного регионального стратиграфического совещания по уточнению и дополнению стратиграфических схем венда и кембрия внутренних районов Сибирской платформы. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1989. – 64 с.
9. Мельников Н.В., Якшин М.С., Шишкин Б.Б. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Рифей и венд Сибирской платформы и ее складчатого обрамления. – Новосибирск: Академическое издательство «Гео», 2005. – 428 с.

10. Тыщенко Л.Ф. Региональные корреляции отложений мотской свиты в Иркутском амфитеатре // Проблемные вопросы литостратиграфии: сборник научных трудов. – Новосибирск: Наука, 1980. – С. 149–158
11. Карнюшина Е.Е., Коробова Н.И., Фролов С.В., Ахманов Г.Г., Фадеева Н.П., Марданова С.Р., Лукина Э.Р. Обстановки седиментации венд-нижнекембрийского комплекса Восточной Сибири // Материалы Международной Геофизической конференции – Тюмень, 2007. – CD-ROM.
12. Карнюшина Е.Е., Коробова Н.И., Фролов С.В., Бакай Е.А., Ахманов Г.Г., Крылов О.В. Седиментационный контроль нефтегеологических свойств вендско-кембрийских формаций Лено-Тунгусского бассейна. – М.: Георесурсы № 2 (61) 2015, стр. 28 – 40.
13. Кондрина К.С., Чернова Л.С., Дергачева Т.Н. Особенности строения и коллекторские свойства вендского резервуара нефти и газа южной части Сибирской платформы // Литология резервуаров нефти и газа в мезозойских и палеозойских отложениях Сибири: сборник научных трудов СНИИГГиМС. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1982. – С. 15–27.
14. Лебедев М.В., Чернова Л.С. Фациальные модели терригенных отложений венда северо-востока Непско-Ботуобинской антеклизы (Сибирская платформа) // Геология и геофизика. – 1996. – Т. 37. – С. 51–64.
15. Пушкарева М.М. Закономерности строения и перспективы нефтегазоносности парфеновского горизонта Ангаро-Ленской ступени и ботуобинского горизонта северо-востока Непско-Ботуобинской антеклизы. – Новосибирск: Известия Новосибирского Государственного университета, стр. 119 – 121
16. Пушкарева М.М., Хабаров Е.М., Вараксина И.В. Литологическая характеристика парфеновского и ботуобинского продуктивных горизонтов венда Ангаро-Ленской ступени и Непско-Ботуобинской антеклизы. – Томск: Известия Томского политехнического университета. 2013. Т. 323. № 1 стр. 78 – 83
17. Фомин А.М., Данькина Т.А. Распределение пород-коллекторов в нефтегазоносных горизонтах северо-восточной части Непско-Ботуобинской антеклизы // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Т. 316. – № 1. – С. 57–61.
18. Шемин Г.Г., Фортунатова Н.К. Детальная корреляция вендско-нижнекембрийских подсолевых отложений Предпатомского регионального прогиба и смежной территории Непско-Ботуобинской антеклизы (Сибирская платформа). – Нефтегазовая геология, № 4 (12), 2012, стр. 8 – 25.



Ахияров Александр Влерович. Кандидат геолого-минералогических наук, академик Международной Академии минеральных ресурсов, ведущий научный сотрудник лаборатории подсчёта запасов углеводородов Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Москва.



Земченков Александр Сергеевич. Инженер I-ой категории лаборатории физики пласта Корпоративного Центра исследования нефтегазовых пластовых систем ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Москва.

**СТРОЕНИЕ, ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ И ПУСТОТНОЕ
ПРОСТРАНСТВО КАРБОНАТНЫХ ТАЙДАЛИТОВ И ИХ ПРАКТИЧЕСКОЕ
ЗНАЧЕНИЕ ПРИ ОСВОЕНИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.**

*Л.М. Журавлева, В.Г. Кузнецов, Ф.М. Чимбулатов**

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

*Группа компаний «Инвестгеосервис»

E-mail: zhurawlewa.lilia@yandex.ru

Карбонатные тайдалиты характеризуются низкими коллекторскими свойствами, что определяется микрозернистыми и пелитоморфными структурами пород, однако продуктивность таких коллекторов точно установлена. Основные фильтрационные свойства тайдалитов обеспечены горизонтальными щелевидными пустотам – литогенетическими трещинами, связанными с глинисто-карбонатными бактериальными матами, наиболее часто развитыми именно в обстановках литорали и сублиторали. Подобное строение и состав тайдалитов требуют нестандартного подхода к испытанию скважин.

Ключевые слова: тайдалиты, литораль, сублитораль, бактериальные маты, щелевидные пустоты, анизотропий проницаемости.

Значительную часть осадочных пород составляют карбонатные отложения, являющиеся важными резервуарами нефти и газа. При этом сложность строения карбонатных пород не дает возможности выработки единого стандартного подхода к выбору систем разработки, требуя всестороннего изучения литологических характеристик пород-коллекторов, во многом обусловленных разнообразием обстановок их формирования.

В данном сообщении изложены результаты исследования карбонатных тайдалитов – литоральных и сублиторальных образований, доля которых среди палеозойских карбонатных толщ аномально высока [4]. Специфика условий их образования находит отражение в структурах пород и, соответственно, в характеристиках ФЕС, а открытие в тайдалитах промышленных залежей нефти обуславливает интерес к их изучению.

Исследования были проведены на двух разных по возрасту, тектоническому положению и палеогеографическому типу бассейнов объектах.

Первый из них – это венд-кембрийские и кембрийские отложения обширного эпиконтинентального бассейна Сибирской платформы. Второй – нижнедевонские отмельные отложения Тимано-Печорского шельфа Уральского палеоокеана, точнее, одного из его участков.

Венд-кембрийские и нижнекембрийские отложения – осинский горизонт, кудулахская, ускунская, юряхская свиты Сибирской платформы, подробно описанные в литературе [1, 2, 3, 5], имеют циклическое строение. Трехчленные циклиты являются трансгрессивно-регрессивными, к литоральным и сублиторальным относятся отложения начала трансгрессивного этапа – основания циклитов, и конца регрессивного – верхние элементы циклитов.

Нижние и верхние элементы циклитов имеют в целом сходные литологические характеристики, сложены доломитами, доломитовыми мергелями, доломитистыми из-

СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ СЕДИМЕНТОЛОГИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ ИНЖИНИРИНГЕ

вестняками. Структуры пород преимущественно микро-, реже тонкозернистые, нередко микросгустковые (пеллетовые), часто цианобактериальные, нередки трещины усыхания, особенно в бактериальных разностях. Текстуры либо массивные, либо тонко- и неправильно слоистые. Различие в отсутствии глинистой примеси в доломитах верхних элементов, кроме того, в верхних элементах нередки строматолитовые образования и присутствие ангидрита.

Значения коллекторских параметров этих элементов низки, что вполне характерно для микрозернистых в целом пород. Вместе с тем необходимо отметить одно важное обстоятельство – весьма существенное превышение проницаемости по наслоению над таковым перпендикулярно ему – анизотропия проницаемости (**рисунок 1**).



Рисунок 1. Гистограммы распределения значений вертикальной (б, г) и горизонтальной (а, б) проницаемости нижнего (А) и верхнего (Б) элементов циклитов венд-кембрийский и кембрийских литоральных отложений Верхневилючанского месторождения

Анизотропия объясняется двумя группами причин. С одной стороны, присутствие глинистых прослоев, затрудняющих вертикальную проницаемость. С другой – наличие щелевидных пустот в наслоениях строматолитовых биопленок, микрокаверн выщелачивания по этим наслоениям (**рисунок 2**), а также появление связанных с ними субпараллельных слоистости литогенетических трещин (**рисунок 3**).

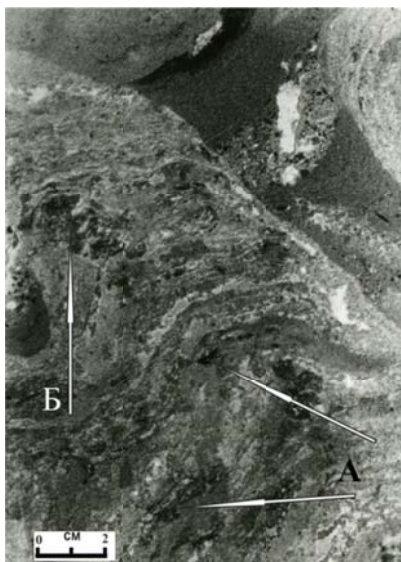


Рисунок 2. Щелевидные пустоты между наслоениями микробных пленок в строматолитовом доломите. Нижний кембрий, осинский горизонт

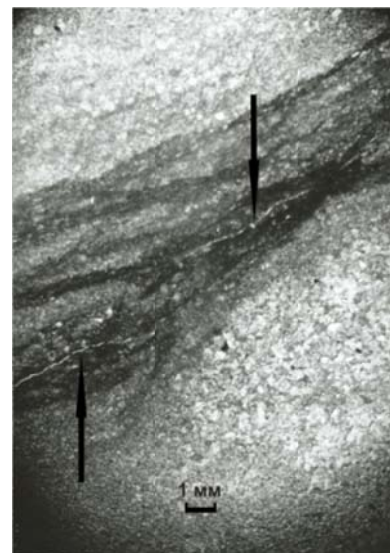


Рисунок 3. Литогенетические субпараллельные трещины, связанные с глинисто-карбонатными биопленками в венд-кембрийских отложениях Сибирской платформы

Средние, мелководно-морские, элементы, характеризуются кондиционными значениями ФЕС, которые существенно выше таковых для тайдалитов.

Еще одним изученным природным объектом были карбонатные отложения овинпармского горизонта лоховского яруса нижнего девона в пределах северной части Варандей-Адзъвинской структурной зоны.

Для пород горизонта весьма характерны и даже преобладают микрозернистые и пелитоморфные структуры, менее распространены тонкозернистые, реже – граноморфные, где зерна представлены пеллетами, бактериальными сгустками, желваками водорослей, детритом различных организмов. В целом, состав биоты однообразен для пород всего разреза, разница сугубо количественная – в микрозернистых и пелитоморфных разностях скелетные остатки распространены значительно меньше. Наряду с «чистыми» известняками имеются и глинистые разновидности. Довольно редко встречаются участки вторичной доломитизации. Текстуры отложений более разнообразны: здесь описаны узловато-слоистые, комковато-сгустковые, тонко-волнистослоистые текстуры, нередко биопленки, в том числе, строматолитоподобные, трещины усыхания, следы биотурбации. В целом отложения овинпармского горизонта интерпретируются как крайне тиховодные литоральные и сублиторальные, и фиксируют, в частности, палеогеоморфологическую выраженность Варандей-Адзъвинской зоны в виде обширной отмели уже в раннем девоне.

Строение разрезов горизонта циклично, циклиты имеют двучленное строение. Набор пород нижнего и верхнего элементов циклитов принципиально одинаков, различны лишь их количественные соотношения. Нижние элементы, которые отражают скорее собственно литоральные, приливно-отливные обстановки, сложены в несколько большей степени глинистыми разностями (отношение чистых карбонатных пород и глинистых известняков и аргиллитов составляет 37% и 63%), в то время как верхние, более мористые сублиторальные – более чистыми карбонатными породами (эти значения составляют 76% и 24 %). Глинистый материал, в основном, сосредоточен в виде тонких темноцветных, в разной степени извилистых прослоев различной толщины, обогащенных органическим веществом и рассматриваемых как минеральное выражение жизнедеятельности циано-бактериальных сообществ, весьма характерных для литоральных и сублиторальных фаций. В прослоях обнаружены разнообразные формы бактерий – кокковидные, палочковидные, биопленки и др. Наличие бактериальной слизи способствовало улавливанию и фиксации тонкого глинистого материала, сами бактерии поставляли органическое вещество.

Условия, благоприятные для накопления микрозернистого материала, по видимому, исключают возможность формирования в осадке первичных конседиментационных пустот, размеры которых обеспечивают возможность фильтрации, что подтверждается и микроскопическими исследованиями: в подавляющем большинстве известняков первичных пустот практически не обнаружено или, точнее, они редки и отмечены только в граноморфных известняках.

Пустоты представляют собой внутренние полости раковин, полости под «зонтичным» перекрытием выпуклых скелетных фрагментов («shelter» западных классифика-

ций), полости за счет растворения стенок раковин («moldic»), фенестры и следы активной биотурбации микрозернистого матрикса. Как правило, первичные полости залечены, часто процесс залечивания реализуется не полностью, и образуются остаточные пустоты. Размеры их составляют от 0,06 до 0,15 мм, количество – не более 1 – 1,5% площади шлифа.

В областях нахождения вторичного доломита, и, особенно, в единичных случаях сплошной доломитизации встречаются угловатые межкристаллические пустоты размером 0,02 – 0,03 мм. В породах всех типов встречаются каверны, свой специфический вклад в тип пустотного пространства вносят стилолитовые швы, пользующиеся здесь весьма широким распространением.

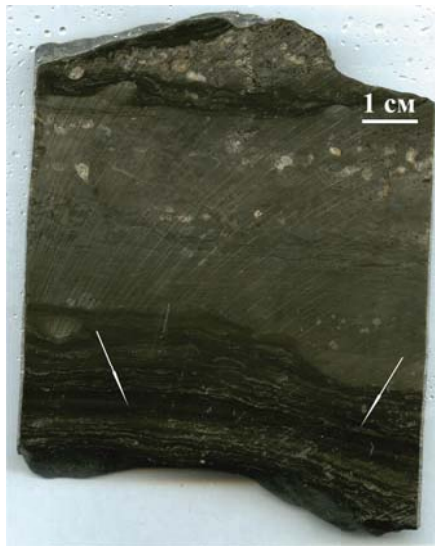


Рисунок 4. Щелевидные пустоты по наслению бактериальных пленок. Овинпармский горизонт нижнего девона. Печорская синеклиза

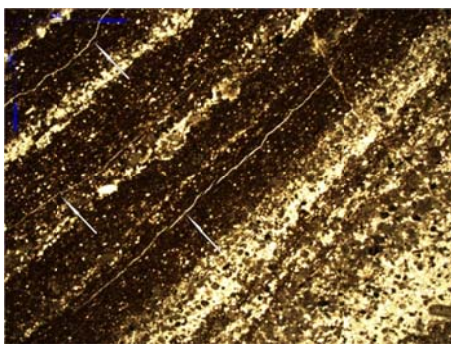


Рисунок 5. Литогенетические трещины в глинисто-карбонатной массе биопленок. Овинпармский горизонт нижнего девона. Печорская синеклиза

Для всех пород разреза характерна трещиноватость. Трещины имеют разную толщину, протяженность, разную ориентировку и морфологию стенок и, что очень важно, разное происхождение. Особый интерес представляют специфические щелевидные пустоты в глинистых прослоях известняков – микробных матов, морфологически повторяющие внутреннюю слоистость прослоев. В образце их видимая ширина достигает 2 – 3 мм (**рисунок 4**). Чаще всего они раскрыты, зияющие, местами расширены процессами растворения, в таких случаях их раскрытость может достигать 5 – 6 мм. В шлифах трещинки, связанные с микробными матами, очень тонкие, заостренные по краям и затухающие, извилистые согласно извилистости тонких внутренних слоев внутри прослоев, раскрытые.

При больших увеличениях заметна слабая минерализация стенок. Толщина их редко достигает 0,05 мм, в основном, – от 0,01 до 0,03 мм. Наиболее протяженные из них непостоянны по ширине, иногда прерываются, в редких случаях прослеживаются по площади всего шлифа. Относительно короткие (до 0,3 мм) располагаются кулисообразно (**рисунок 5**). Нередко они не единичны, образуют субпараллельные системы. Иногда трещинки соединяются между собой соизмеримыми по ширине, но более извилистыми трещинками, пересекающими слоистость почти под прямым углом. Местами и те и другие немного расширены процессами выщелачивания. Происхождение перечисленных трещин литогенетическое.

Фильтрационно-емкостные показатели пород низки. В большинстве случаев значения пористости составляют 0,5 – 1,0%. Основное количество значений горизонтальной проницаемости более $0,1 \cdot 10^{-12}$ мкм², в то время как вертикальной – менее $0,1 \cdot 10^{-12}$ мкм². Значений горизонтальной проницаемости менее $0,01 \cdot 10^{-12}$ мкм² не встречено, вертикальной – около трети. Таким образом, вертикальная проницаемость, по крайней мере, на порядок хуже проницаемости горизонтальной, т.е. как и в венд-кембрийских и нижнекембрийских тайдалитах, отмечается резкая анизотропия проницаемости.

Специфично распределение коллекторских свойств по разрезу. Нижние, более глинистые, элементы содержат чаще породы со значениями пористости более 2,5%. Именно в нижних элементах лучше горизонтальная проницаемость: во-первых, модальный интервал на порядок больше, чем в верхних; во-вторых, большее количество значений от 1 до $100 \cdot 10^{-12}$ мкм², и, наконец, в-третьих, только в нижних элементах встречаются значения более $100 \cdot 10^{-12}$ мкм² (рисунок 6). Вертикальная проницаемость

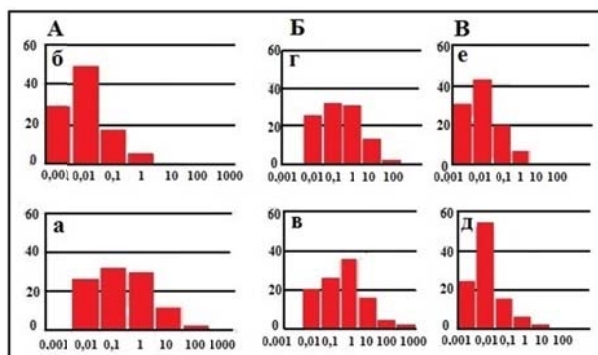


Рисунок 6. Гистограммы распределения значений горизонтальной (а) и вертикальной (б) проницаемости всего разреза (А); горизонтальной (Б) и вертикальной (В) проницаемости нижних (в, д) и верхних (б, в) элементов циклитов, 10^{-12} мкм²

примерно одинакова в обоих элементах, однако в нижних элементах около четверти, а в верхних – около трети образцов имеют проницаемость менее $0,01 \cdot 10^{-12}$ мкм². Такое распределение объясняется циано-бактериальной природой глинистых прослоев – характер наслоения колоний цианей формирует щелевидные пустоты, которые и обеспечивают более высокие значения горизонтальной проницаемости.

Подобную ситуацию вряд ли можно назвать обычной, поскольку более глинистые части разреза характеризуются лучшими ФЕС. В совокупности с невысокой первичной пористостью, predeterminedенной пелитоморфными и микрозернистыми структурами, анизотропией проницаемости, специфическим пустотным пространством тайдалитов коллектора трудно назвать простыми. Между тем, стандартный подход к испытанию скважин в таких коллекторах может привести и приводит к негативным результатам, примером чему может послужить месторождения нефти северной части Сарембой-Леккейгинского вала, где основная продуктивность среднеордовикско-нижнедевонского комплекса связана именно с овинпармским горизонтом лохковского яруса нижнего девона.

Результаты испытания скважин весьма неоднозначны, одни скважины дают неплохие притоки и эксплуатируются в течение нескольких лет. В других при первичном опробовании нет результатов, но после солянокислотной обработки получены неплохие притоки. В третьих притоков не получено, несмотря на многократные солянокислотные обработки и в итоге скважины законсервированы. При этом продуктивность коллекторов сомнений не вызывает, хотя их ФЕС весьма незначительны. Исследования тайдалитов позволяют объяснить столь неоднозначные результаты испытаний скважин.

В случаях испытания в открытом стволе, когда в «работу» вовлекаются и относительно глинистые интервалы, наличие в них горизонтальных щелевидных пустот определяет высокие притоки. В случаях перфорации только чистых карбонатных интервалов, выбранных из стандартного подхода, когда не глинистые карбонатные породы считаются лучшими коллекторами, притоки получены только после СКО, что естественно: чистые, не содержащие глинистой примеси породы легко поддаются растворению, что способствует улучшению ФЕС пород.

Негативные результаты дают испытания скважин, где в открытом стволе проводится длительная солянокислотная обработка, которая в глинистых элементах циклитов «освобождает» глинистые частицы, создающие суспензию, которая кольматирует все поры и трещины, что в итоге прекращает фильтрацию. Таким образом, при испытании в открытом стволе СКО может, как улучшить, так и ухудшить ФЕС тайдалитов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Безбородова И.В., Дон О.В., Илюхин Л.Н., Кузнецов В.Г., Скобелева Н.М. Цикличность размещения коллекторских свойств в нижнекембрийском природном резервуаре Непско-Ботуобинской антеклизы // Нефтегазовая геология и геофизика, 1988. №8. С. 26 – 29.
 2. Кузнецов В.Г., Бакина В.В., Биткова Т.В. Коллекторские свойства и модель строения венд-кембрийской продуктивной толщи Бысахтахского месторождения (Восточная Сибирь) // Геология нефти и газа, 1993. №1. С. 20 – 24.
 3. Кузнецов В.Г., Пирогова И.Л., Скобелева Н.М., Сухы В. Строение природного резервуара юрхского горизонта Верхневилучанского и Вилуйско-Джербинского месторождений // Геология нефти и газа, 1988. №3. С. 40 – 45.
 4. Ginsburg R. N., The dilemma of epicontinental peri-tidal carbonates // Тез. докл. 27-го Международного геологического конгресса. М.: Наука, 1984. С. 88 - 89. (27 th Intern. Geol. Congress Abstracts, v. IX, part 2. Moscow. 1984. P. 88 – 89).
 5. Kuznetsov V.G., Suchy V. Vendian-Cambrian Tidal and Sabkha Facies of the Siberian platform // Facies. Erlangen, 1992. V. 27. P. 285 – 294.
-



Журавлева Лилия Маратовна. Кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры литологии РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва.



Кузнецов Виталий Германович. Профессор, доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры литологии РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва.



Чимбулатов Феликс Маратович. Кандидат геолого-минералогических наук, главный геолог Группы компаний «Инвестгеосервис».

**ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И СЕДИМЕНТАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ
СУХОТУНГУССКОЙ СВИТЫ ВЕРХНЕГО РИФЕЯ ТУРУХАНСКОГО
РАЙОНА (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ, ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ)**

Н.А. Иванова, В.В. Пустыльникова, М.А. Масленников

АО «СНИИГГиМС», г. Новосибирск

E-mail: nataivanova76@rambler.ru

В основу настоящей работы положены результаты полевых работ (р. Нижняя Тунгуска, Малая и Большая Шориха, Каменная и Надпорожная) и камеральных исследований, выполняемых авторами в период 2014-2016 гг. Построены уточненные геологическая и седиментационная модели сухотунгусской свиты. В строении свиты выделены различные генетические типы пород, прослежена закономерная смена их по разрезу и латерали. Изучены и описаны такие характерные особенности, как развитие синседиментационных кремней, специфических рифейских текстур «molar tooth structure» и т.п. Установлено три этапа в развитии бассейна осадконакопления при относительно стабильном тектоническом режиме и последовательной регрессии моря - закономерный переход от унаследованной карбонатной платформы - к изоляции морского бассейна и последующего осушения территории.

Ключевые слова: рифей, сухотунгусская свита, седиментационная модель

Строение рифейской толщи Туруханского района изучалось на протяжении более чем 70-ти летнего периода, начиная с пионерных работ В.А. Обручева, А.Г. Вологодина, А.И. Гусева, Г.И. Кириченко, изложено в многочисленных трудах С.П. Микутского, В.У. Петракова, Г.В. Козлова, Т.К. Баженовой, И.Н. Сулимова, С.А. Кашенко, В.И. Драгунова, Н.Н. Урванцева, Н.В. Мельникова, В.С. Старосельцева, Г.Д. Назимкова, А.К. Битнера, В.А. Кринина, Л.Л. Кузнецова, Б.Г. Краевского и др.

Большой вклад в изучение литологического строения, решения вопросов лито- и биостратиграфии, реконструкции обстановок формирования отложений внесли сотрудники Геологического института РАН - П.Ю. Петров, М.А. Семихатов, А.Ф. Вейс, В.Н. Сергеев и др.

Изучение осадочных толщ в естественных обнажениях, значительно расширяет геологическое представление о строении различных толщ, о пространственно-временном взаимоотношении между теми или иными пачками, слоями, об изменении вещественного состава и структурно-текстурных характеристик по разрезу и латерали, позволяет воочию увидеть ассоциации различных литологических типов. Эти знания существенно помогают специалисту геологу, литологу идентифицировать и собрать в цельную «мозаику» отдельные фрагменты, полученные по керну скважин. Особенно это касается сложнопостроенных и «многоликих» рифейских отложений, которые в последние десятилетия активно изучаются по керну глубоких скважин на территории Байкитской нефтегазоносной области в Красноярском крае. Результаты полевых исследований, проведенных в Туруханском районе Красноярского края по рекам Нижняя Тунгуска, Малая и Большая Шориха, Каменная и Надпорожная (**рисунок 1**) и положенных в основу настоящей работы, в дальнейшем планируется использовать в каче-

СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ СЕДИМЕНТОЛОГИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ ИНЖИНИРИНГЕ

стве априорной геологической модели при интерпретации данных сейсморазведки и бурения на территориях, где рифейский комплекс отложений глубоко погружен и продуктивен на нефть и газ.

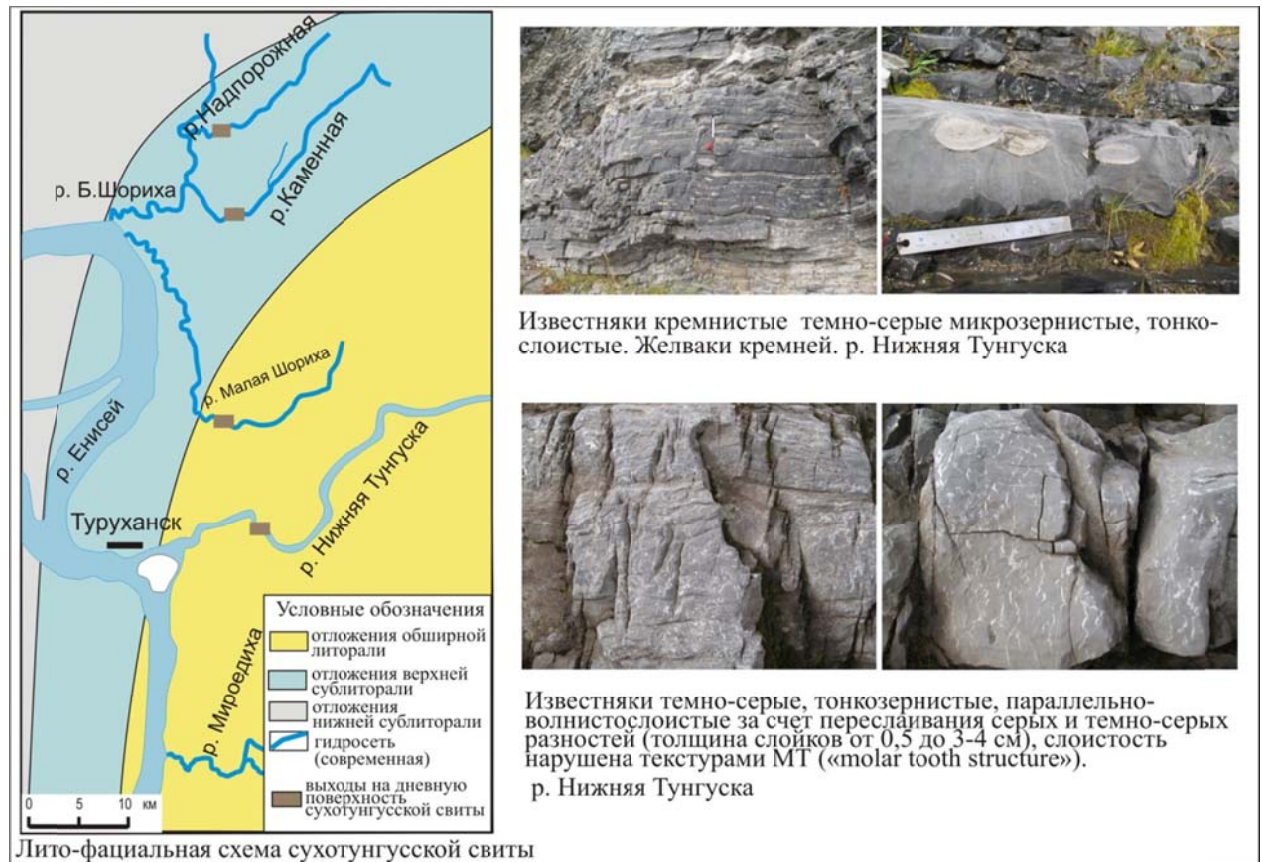


Рисунок 1 Схема расположения изученных естественных выходов сухотунгусской свиты (лито-фациальная схема) и характерные литологические особенности пород

Строение и литологическая характеристика. Сухотунгусская свита согласно с постепенным переходом залегает на свите Линок, сверху свита ограничена региональным перерывом, отделяющим ее от деревнинской свиты. Мощность свиты 520-680 м. В строении свиты по площади и разрезу наблюдается смена известняков на доломиты, так в южных частях района (р. Нижняя Тунгуска и Малая Шориха) нижняя часть свиты (нижняя подсвита, мощностью 240 м) сложена известняками и известняками доломитистыми в разной степени кремнистыми, верхняя часть свиты сложена доломитами кремнистыми, в северных разрезах (р. Каменная и Надпорожная) свита полностью сложена доломитами и лишь в разрезе по р. Каменная, в подошве свиты залегают известковые разности. Наблюдается закономерность - количество известковых разностей уменьшается к кровле свиты и с юга на север, вероятнее всего, наряду с седиментационным образованием доломита, развит процесс доломитизации. Так же в северных разрезах наблюдаются интенсивная перекристаллизация доломитов (сохраняются лишь реликты первичных структур и текстур) и процессы выщелачивания с образованием каверн, развитых вблизи трещин.

СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ СЕДИМЕНТОЛОГИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ ИНЖИНИРИНГЕ

Характерной особенностью отложений сухотунгусской свиты является развитие в них синседиментационных кремней (**рисунок 1**). Кремний развит в виде овальных, послойно расположенных, желваков, линзовидных протяженных прослоев и часто тонко пропитывает породу. Кремнистое вещество представлено опалом, халцедоном, иногда оно раскристаллизовано до кварца.

Еще одной характерной особенностью для отложений данной свиты является развитие большого количества текстур МТ («molar tooth structure»), подробно описанных в работах П.Ю. Петрова [1], В.Г. Кузнецова [2] и Н.В. Куанг [3].

В основании свиты залегают известняки и доломиты кремнистые тонко-параллельнослоистые микро-тонкозернистые, послойно мелко-интракластитовые, с линзами «бамбуколистных» конгломератов (розетковидных конгломератов «stone rosettes» [4]), отнесенные нами к первому литологическому типу. Породы данного литологического типа слагают довольно выдержанную по площади пачку, мощность которой увеличивается в северном направлении от 150 до 170 м.

Второй литологический тип, не выдержан по площади - выклинивается в северном направлении, его мощность по р. Нижняя Тунгуска - 85 м, по р. Малая Шориха - 50 м, по р. Каменная - 3 м, в разрезе по р. Надпорожная породы данного литотипа отсутствуют. Отложения представлены известняками (по р. Каменная доломитами) кремнистыми строматолитовыми в ассоциации с обломочно-микрофитолитовыми. Строматолиты формируют небольшие биогермные тела, в подошвенной части которых находятся пластовые разности строматолитов, выше они переходят в столбчатые, конусовидные, часто образуют веерообразные колонии. Биогермы расположены свободно по простиранию и по разрезу. Подстилаются и перекрываются биогермы обломочно-микрофитолитовыми слоистыми породами. Межстолбиковое пространство в биогермах заполнено микрофиталитами (онколитами) группы *Asterospheroides*, сцементированными тонкозернистым кальцитом (микроспаритом). Часто в межстолбиковом пространстве (огибая столбики) развиты текстуры МТ, извилистые жилки которых выполнены микроспаритовым кальцитом.

Третий литологический тип клиновидно развит в центральной части территории, и является «шлейфом» от отложений второго литологического типа, представлен известняками и доломитами обломочно-микрофитолитовыми (группы *Asterospheroides*) слоистыми, косо-срезанно- и перекрестнослоистыми.

Четвертый литологический тип развит только в южных районах (р. Нижняя Тунгуска, р. Малая Шориха) на севере он замещается отложениями пятого литологического типа. Представлен доломитами кремнистыми обломочными послойно с седиментационными конгло-брекчиями, микрофитолитовыми, градиционнослоистыми, волнисто-линзовиднослоистыми, косослоистыми, послойно развиты текстуры МТ.

Отложения пятого литологического типа занимают большую часть свиты в северных разрезах (по р. Каменная его толщина 440 м, по р. Надпорожная - 490 м), представлены доломитами тонкозернистыми, тонкослоистыми - ламинитовыми, послойно микрофитолитовыми, обломочными, слабо-полого-волнистослоистыми, волнисто-линзовиднослоистыми, пронизанными многочисленными текстурами МТ. Как говори-

лось выше, северные разрезы больше подверглись перекристаллизации и структурно-текстурные особенности можно наблюдать только макроскопически, при изучении пород в шлифах наблюдается только реликтовая структура, а породы представлены мелкокристаллическим доломитом с ромбическими зёрнами с ясно выраженной спайностью.

Отложения шестого литологического типа залегают в кровле свиты, их мощности уменьшаются в северном направлении от 230 до 15 м. Отложения представлены крупным (по 2-3 м) чередованием доломитов тонкослоистых (возможно ламинитовых) тонкозернистых, обломочных (темпеститов) и слоистых с текстурами МТ («molar tooth structure»), короткие вертикальные жилки которых залечены белым крупнокристаллическим доломитом.

В кровельной части свиты (в разрезе по р. Надпорожная) залегают доломиты темно-серые, тонкозернистые, тонко-, параллельнослоистые, прерывистослоистые, пологоволнистослоистые с сериями волнистых асимметричных слоев. В самой кровельной части (5-10 см) наблюдается взламывание, брекчирование слоек и заполнение межобломочного пространства вишневым глинистым доломитом, в некоторых участках (по простиранию) наблюдается развитие мелких каверн 3-4 мм и трещинок, выполненных вишневым доломитом (гематитизированным). Пропитка породы гематитом наблюдается на глубину ~20-30 см от поверхности кровли свиты. По микроскопическим данным в породах содержится силикокластическая примесь. В кровельной части свиты (в разрезе по р. Нижняя Тунгуска) отмечаются каверны изометричные, реже щелевидные, полые и залеченные белым крупнокристаллическим доломитом. Вышеизложенное может указывать на перерыв в осадконакоплении и эрозию и карстование вышедших на поверхность доломитов.

Седиментационная (фациальная) модель. Начало формирования отложений сухотунгусской свиты происходило на унаследованной (со времени Линок) карбонатной платформе при относительно стабильном тектоническом режиме, в течение сухотунгусского времени происходила последовательная регрессия, приведшая к изоляции морского бассейна, выполаживанию дна («закрытию») и последующего кратковременного перерыва. Процесс осадконакопления можно разделить на три этапа (**рисунок 2**).

На первом этапе, в обстановке открытого карбонатного шельфа в сублитеральной зоне, выше и ниже базиса штормовых волн, формировались породы первого литологического типа - известняки и доломиты кремнистые тонко-параллельно слоистые микро-тонкозернистые, послойно мелко-интракластитовые, с линзами бамбуколистных коллоидов («stone rosettes»). В литеральной области на приливно-отливной равнине под действием активной волновой динамики на обломочно-микрофитолитовом субстрате формировались строматолитовые биогермные одиночные постройки, синхронно с ними отлагались волнисто-, косо-, срезанно-, перекрестнослоистые обломочно-микрофитолитовые тела, формирующие бары и отмели.

СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ СЕДИМЕНТОЛОГИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ ИНЖИНИРИНГЕ

На втором этапе осадконакопление происходило уже на умеренно изолированном карбонатном шельфе, со слабо расчлененным рельефом дна под действием волновой динамики и периодами штормовых событий. Пятый литологический тип формировался в зоне верхней сублиторали. Четвертый - в литоральной области на приливно-отливной равнине под действием активной волновой динамики.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

косослоистые		микрофитолитовые породы	
волнисто-перекрестнослоистые		строматолиты ламинитовые	
обломочные градиационнослоистые		строматолиты столбчатые биогермные	
текстуры МТ		брекчии седиментационные	
		волнисто-линзовидная, косая, срезанная слоистость. Знаки течений	
		мелко обломочные тонко-параллельно слоистые	
		песчано-гравийно обломочные тонко-параллельно слоистые	
		тонко-параллельно слоистые, нечеткослоистые, прерывистослоистые	

Рисунок 2. Седиментационная модель сухотунгусской свиты

На третьем, завершающем этапе, морской бассейн представлял собой изолированную (полуизолированную) мелководную лагуна в верхней сублиторальной зоне, в ко-

торой продолжали формироваться отложения пятого литологического типа, а на приливно-отливной равнине (литораль) шло формирование осадков шестого типа.

В заключительной стадии существовавшая на рассматриваемой территории изолированная мелководная лагуна осушилась, и наступил кратковременный перерыв в осадконакоплении и эродирование.

ЛИТЕРАТУРА

1. Петров П.Ю. Moral tooth structures: механизм формирования и специфика карбонатного диагенеза в позднем докембрии (сухотунгусинская свита среднего рифея Туруханского поднятия Сибири) // Стратиграфия. Геол.корреляция. - 2011, Т.19, №3. - С. 3-26.
 2. Кузнецов В.Г. Moral tooth structures - своеобразная текстура рифейских карбонатных пород // Литосфера. - 2005, №4. С 136-150.
 3. Kuang Hong-Wei. Review of molar tooth structure research // Journal of Palaeogeography. - 2014. - № 3(4). С. 359-383.
 4. Awramika S. M., Buchheimb H. P. A giant, Late Archean lake system: The Meentheena Member (Tumbiana Formation; Fortescue Group), Western Australia // Precambrian Research. - 2009. - № 174. С. 215-240.
-



Наталья Алексеевна Иванова. Кандидат геолого-минералогических наук, заведующая отделом литолого-петрофизических исследований нефтегазоносных отложений, АО «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья», г. Новосибирск.



Пустыльникова Валентина Вениаминовна. Кандидат геолого-минералогических наук, заведующая группой Литолого-петрографических исследований нефтегазоносных отложений, АО «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья», г. Новосибирск.



Масленников Михаил Александрович. Кандидат геолого-минералогических наук, заместитель заведующего отделом Геологии и нефтегазоносности Сибирской платформы, АО «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья», г. Новосибирск.

**ПАЛЕОСТРУКТУРНЫЙ АНАЛИЗ И ОБСТАНОВКИ ОСАДКОАКОПЛЕНИЯ
ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ВАНАВАРСКОЙ СВИТЫ ВЕНДА
КАТАНГСКОЙ СЕДЛОВИНЫ**

Н.Ф. Каячев

ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», г. Красноярск

E-mail: KayachevNF@kr-nipineft.ru

Рассмотрены обстановки седиментации отложений ванаварской свиты венда Катангской седловины на основе тесной связи эрозионных и аккумулятивных процессов, обусловленных геологическим строением фундамента и рифейских терригенно-карбонатных отложений. Вендский прогиб связывается не с палеотектоникой стабилизированного в раннем протерозое фундамента, а является унаследованным от формирования и последующего литогенеза отложений рифейского комплекса. На фоне прогибания рифейских отложений происходило постепенное затопление территории и смена континентальных условий формирования терригенных отложений ванаварской свиты венда на морские, что отражается в фациальной принадлежности и палеогеографических обстановках седиментации продуктивных горизонтов Вн-I – Вн-VI.

Ключевые слова: Сибирская платформа, Катангская седловина, венд, ванаварская свита, седиментация, продуктивные горизонты, нефтегазоносность.

Условия формирования осадочных отложений базируются на основе тесной связи эрозионных и аккумулятивных процессов с морфоструктурными особенностями территории. Процессы седиментации и литогенеза осадочных отложений напрямую связаны с палеогеоморфологическими факторами и историей тектонического развития территории. По выражению Ф. Петтиджона, изучение любой пачки осадочных пород заключается в выявлении источника сноса, установлении характера пород, послужившим этим источником, определении обстановок осадконакопления и, наконец, условий литификации, происходящих после отложения осадка [1]. Поэтому при реконструкции обстановок седиментации продуктивных отложений ванаварской свиты венда в пределах Катангской седловины был проведен морфоструктурный анализ фундамента и рифейских отложений. В основу изучения фундамента Катангской седловины положены материалы гравirazведки, магниторазведки и сейсморазведки 2-D, направленные на изучение гипсометрической неоднородности эрозионной поверхности с последующим установлением закономерностей связи между палеорельефом и процессами седиментации терригенно-карбонатных отложений рифея и терригенных отложений ванаварской свиты венда.

Морфоструктура фундамента архейско-нижнепротерозойского возраста в пределах современной территории Непского свода и Катангской седловины представляла собой сочетание различных типов горного рельефа – складчато-глыбового и грабен-синклинального (впадины). Формирование его связывается с фактором тектоники – взаимодействием Тунгусского и Маганского террейнов [2]. По данным керна скважин совместно с интерпретацией гравirazведки и магниторазведки в составе фундамента выделяются гранитогнейсы и породы супракрystalльных отложений мезо – и

СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ СЕДИМЕНТОЛОГИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ ИНЖИНИРИНГЕ

меланократовой серий. Непосредственно в пределах Катангской седловины в составе фундамента выделяются Алтыбская зона поднятий и Собинский вал, сложенные гранитогнейсами и расположенные на различных гипсометрических уровнях, и эпикратонная орогеническая впадина, сформированная на коре континентального типа предположительно меланократовой по составу (**рисунок 1**). В частности, на Собинской площади под ванаварской свитой вскрываются отложения рифея, а на Алтыбской площади отложения венда залегают на гранитогнейсах фундамента.



Рисунок 1. Карта районирования Катангской седловины и Ненского свода по гравитационному полю и его градиенту по А.В. Петрову (ЗАО «НПЦ «Геонефтегаз», 2013) с интерпретацией автора

Гетерогенный по структурно-вещественным комплексам фундамент Катангской седловины представлял собой горную область с высокой степенью расчлененности, как на момент формирования рифейских отложений, так и на начало формирования осадочных отложений венда. На раннем этапе процессы седиментации в межгорной впадине Катангской зоны привели к формированию терригенно-карбонатных отложений рифея, мощность которых по сейсмическим данным достигает 3 км.

Ванаварская свита венда в пределах Катангской седловины сложена терригенными отложениями и имеет мощность от 145 м на юго-западе до 28 м на северо-востоке. Разрез ванаварской свиты подразделяется на 8 пачек, объединяемых в 2 подсвиты, в которых выделяется 6 продуктивных горизонтов Вн-I–VI, сложенных песчаниками, алевролитами с прослоями аргиллитов. Различные подходы при классификации, индексации и корреляции продуктивных песчаных пластов обобщены в работах [3–5], которых придерживается автор статьи.

Формирование отложений ванаварской свиты в пределах Катангской седловины определялось геологическим строением и морфоструктурой предвенской эрозионной поверхности – соотношением гранитогнейсового фундамента и рифейских терригенно-карбонатных отложений. С востока распространение рифейских отложений

ограничивалось Алтыбской горной системой фундамента. В процессе эрозионной деятельности гранитогнейсы служили основным источником сноса для формирования терригенных отложений ванаварской свиты. Приблизительные подсчеты показали, что объём отложений ванаварской свиты в пределах Катангской зоны составляет около 10 тыс. км³. При минимальной скорости денудации в 0,25 мм/год разрушение Алтыбской горной системы до современного гипсометрического уровня и относительно выровненного палеорельефа в венде могло произойти за относительно небольшой геологический период в 4-6 млн. лет [6].

Накопление осадков ванаварской свиты венда происходило при незначительном опускании территории с компенсацией области прогибания. При этом вендский прогиб связывается не с палеотектоникой стабилизированного в раннем протерозое фундамента, а является унаследованным от формирования и последующего литогенеза отложений рифейского комплекса. Известно, что с раннего диагенеза до катагенеза происходит уплотнение осадков и уменьшение его объема. Механизмы и следствия данного процесса описаны достаточно подробно [7]. При среднем уплотнении пород на 10% минимальное прогибание будет в районе выклинивания, а максимальное – в районе наибольшей мощности осадочных отложений. При мощности первичных нелитифицированных отложений рифея 3000 метров прогибание их при литогенезе составит не менее 300 метров. Этим объясняется структурная перестройка отложений рифея (падение толщ на запад, в сторону наибольшей мощности), формирование разломов, грабенов, прогибов. На сейсмических профилях наглядно видно, с одной стороны – несогласное залегание отложений ванаварской свиты на породах рифея, а с другой – положительная корреляция их мощностей.

При фациальных построениях продуктивных отложений ванаварской свиты нами использовались данные описания керна скважин (29), материалы ГИС (79 скв.), результаты гранулометрического анализа пород (870 проб), описания шлифов. Объективность реконструкций основывалась подбором соответствующей седиментационной модели, отражающей пространственное распределение палеогеографических обстановок, полученных в результате фациального анализа по скважинам. В частности, для реконструкции условий формирования осадочных отложений ванаварской свиты были применены 2 модели:

1. Седиментационная модель флювиальных (континентальных) условий формирования осадочных отложений [8].
2. Седиментационная модель приливно-отливной равнины и прилегающего барьерного острова [9].

На первом этапе для палеогеографических реконструкций были построены фациальные разрезы по скважинам, по ортогональным маршрутам, в которых отражена фациальная изменчивость продуктивных пластов ванаварской свиты по латерали, а также эволюция формирования отложений вверх по разрезу. Применение комплекса литологических методов с использованием ГИС позволило определить фациальную принадлежность и реконструировать палеогеографическую обстановку накопления отложений ванаварской свиты с упором на продуктивные горизонты (Вн-I–Вн-VI). Все

многообразие наблюдаемых палеообстановок сведено к пяти группам, которые, в свою очередь, разделяются на самостоятельные макрофации.

I. Континентальные: флювиальные отложения, внутренних водоемов (озерные).

II. Переходные: дельтовые, авандельтовые конусы выноса.

III. Прибереговые: приливно-отливные, пляжевые.

IV. Мелководно-морские: песчаные бары, лагуны (забаровые, межбаровые).

V. Морские: фации дальней зоны шельфа, отложения мелкой, глубокой сублиторали.

Общая эволюция условий формирования терригенных отложений ванаварской свиты заключается в следующем. В ранневанаварское время большая часть Катангской седловины представляла собой область денудации. Размыву подвергались гранитогнейсы фундамента, а также рифейские отложения. На фоне преобладания трансгрессивных циклов седиментации над регрессивными происходит постепенное затопление территории и смена континентальных условия формирования терригенных отложений на морские. Изохронно, например, для пласта Вн-IV на юго-западе условия седиментации были морские (скв. Дл1), а на северо-востоке – континентальные. Приуроченность к различным фациальным зонам делает проблематичным проведение границы между подсвитами ванаварской свиты не только по кровле пласта Вн-IV, как справедливо указывает Б.Б. Кочнев [10], но и по подошве пласта Вн-II.

Результаты, полученные автором, в целом близки выводам относительно условий формирования ванаварской свиты Катангской седловины, приведенные в работах [5, 10]. Различие заключается в более детальном выделении фациальных комплексов на палеогеографических картах условий седиментации отложений ванаварской свиты по пластам Вн-I – Вн-VI (баровых тел, пляжевых отложений и т.д.), которые использованы при оценке нефтеперспективности конкретных лицензионных участков. Пример раннего начала седиментации отложений ванаварской свиты приведен на палеогеографической карте по пласту Вн-V (рисунок 2).

Пласты Вн-VI, Вн-V объединяются в группу континентальных отложений нижнего литологического комплекса [10]. Формирование нижних продуктивных горизонтов Вн-VI–V ванаварской свиты протекало в континентальных условиях в виде конусов выноса временных водотоков, русловых отложений, прирусловых баровых тел, дельты. Для отложений пластов отмечается высокая неоднородность по литологическому составу и мощности. В зависимости от положения скважин по профилю, отложения пласта представлены разномзернистыми, крупномзернистыми песчаниками, алевролитами, глинистыми алевролитами. Часто в составе пород присутствуют гравелитистые (до 4%) разновидности песчаников, в которых размер кластического материала достигает 1 см. По материалам других источников в отложениях пластов отмечаются прослои гравия, при этом распределение грубообломочных и мелкозернистых пород по площади и в разрезе преимущественно незакономерное, а сортировка пород слабая либо умеренная [9]. Характерной особенностью отложений является умеренное или высокое (до 15%) содержание карбонатов, что свидетельствует о влиянии на их формирование подстилающих карбонатных пород рифейского комплекса. Отложения пласта Вн-VI не

СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ СЕДИМЕНТОЛОГИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ ИНЖИНИРИНГЕ

представляют интереса в плане нефтепродуктивности как самостоятельная группа из-за их невыдержанности и маломощности. К коллекторам пласта Вн-V могут быть отнесены русловые отложения, баровые тела русел, дельты и авандельты (**рисунок 2**).

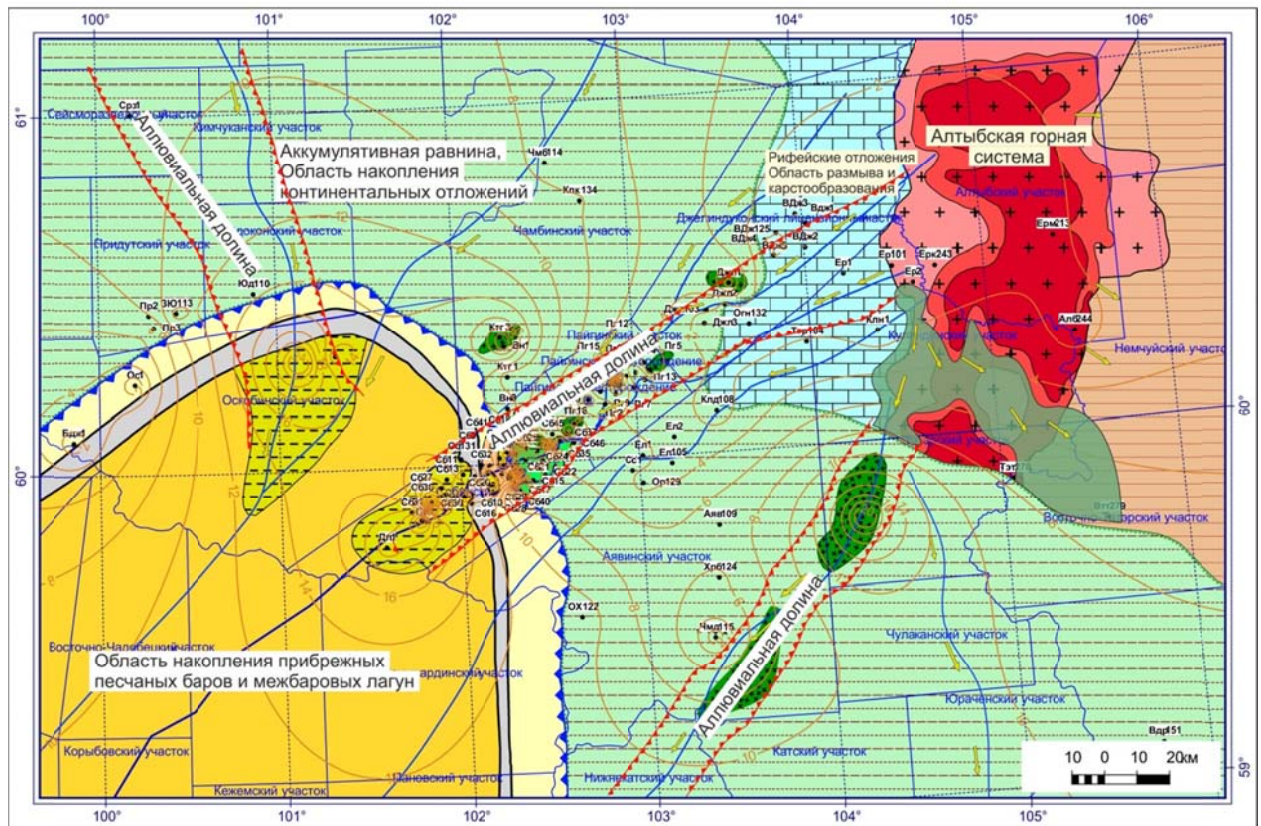


Рисунок 2. Палеогеографическая карта условий седиментации отложений ванаварской свиты венда по пласту Вн-V

Пласты Вн-IV, Вн-III рассматриваются как комплекс отложений, формировавшихся в разных фациальных обстановках, но в рамках одного крупного цикла. Формирование их обусловлено региональной трансгрессией и смещением береговой линии в северо-восточном направлении. Областью денудации по-прежнему является северо-восточная часть Алтыбского поднятия, вокруг которого полосой формируются отложения континентальной группы. Далее на юго-запад терригенные отложения формируют четкую фациальную зональность, заключающуюся в смене прибреговых отложений (приливно-отливных, пляжевых) мелководно-морскими (прибрежных песчаных баров и межбаровых лагун) и далее морским (шельфовым). Наибольший практический интерес представляют отложения баровых тел пласта Вн-IV. Фаши прибрежных песчаных баров и межбаровых лагун мелководно-морских условий седиментации пласта Вн-IV широкой полосой протягиваются с северо-запада на юго-восток, занимая центральную часть территории Катангской седловины. Северо-восточная граница зоны является фациальным переходом к отложениям забаровой лагуны и пляжа. В пределах единой зоны наблюдаются постепенные фациальные переходы песчаников баровых тел к глинисто-алеврит-песчаным отложениям

межбаровых лагун. На карте изопахит баровые тела выделяются по увеличенной мощности пласта Вн-IV. Отложения баровых тел характеризуются высокой песчаностью, наличием гравелитистых разностей. Суммарное содержание алевритовой и пелитовой фракций не превышает 10%. В отложениях межбаровых лагун, напротив, велика доля алевритовой и пелитовой составляющей, достигающей 49%. Кроме того, в отложениях забаровых и межбаровых лагун отмечается повышенное содержание карбонатного материала (до 5,6%). Песчаники баровых тел являются хорошими коллекторами, о чем свидетельствуют данные по отдельным скважинам, где дебиты нефти достигают 240 м³/сут.

Пласты Вн-II, Вн-I. На начало формирования пласта Вн-II в пределах Катангской зоны существовали морские условия седиментации, которые привели к накоплению существенно глинистых отложений пачек vn-2-3; vn-2-4. К этому времени гранитогнейсы Алтыбского поднятия были эродированы и фундамент представлял собой уже относительно выровненный пенеппен, перекрытый морскими глинистыми отложениями литорали и сублиторали. Формирование отложений пластов Вн-II, Вн-I протекало в условиях 2 регрессивно-трансгрессивных циклов седиментации во всей Катангской зоне. По фациальной обстановке формирования пластов Вн-II, Вн-I выделяются: отложения приливно-отливной равнины низкодинамического мелководья, отложения зоны пляжа, баровых тел и межбаровых лагун, предфронтальной зоны бара и глубоководного шельфа. Отложения пласта представлены песчаниками, алевролитами со всеми типами переходных разностей с постоянным присутствием прослоев аргиллитов. Терригенные отложения пластов Вн-II, Вн-I имеют пониженную мощность (редко до 12 м) и более мелкозернистые по гранулометрическому составу по сравнению с нижележащими продуктивными горизонтами. Это обусловлено удаленностью от источников сноса (зона денудации находится за пределами Катангской зоны) и формированием пластов Вн-II, Вн-I за счет перемыва нижележащих терригенных отложений, которые в процессе регрессии обнажаются в северо-восточной части территории.

Таким образом, седиментация осадков ванаварской свиты в пределах Катангской седловины определялась морфоструктурными особенностями палеорельефа, созданного породами гранитогнейсового фундамента и терригенно-карбонатными отложениями рифея. При этом формирование вендского прогиба с одновременной компенсацией области прогибания являлось следствием структурной перестройки рифейского комплекса в процессе литогенеза первоначально нелитифицированных отложений. В условиях медленного опускания территории от наиболее погруженной части палеовпадины увеличивается количество песчаных тел вверх по разрезу и площадь распространения продуктивных горизонтов. На разрезах отчетливо устанавливается фациальная зональность, определяющая строение и внутреннюю неоднородность продуктивных пластов. На основании разрезов составлены палеогеографические карты седиментации продуктивных пластов ванаварской свиты, которые используются при планировании ГРП.

ЛИТЕРАТУРА

1. Pettijohn F.I. Sedimentary rock. – Harher& Row, 1957. – 718 p.
 2. Розен О.М. Сибирский кратон: тектоническое районирование, этапы эволюции // Геотектоника. – 2003. – № 3. – С. 1–19.
 3. Мельников Н.В., Масленников М.А., Боровикова Л.В. и др. Принципы разработки номенклатуры песчаных пластов ванаварской свиты венда Байкитской НГО // Нефтегазовая геология. – 2013. – № 2(14). – С. 19–25.
 4. Мельников Н.В., Якшин М.С. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Рифей и венд Сибирской платформы и её складчатого обрамления. Новосибирск: Акад.изд-во «Гео», 2005. – 428 с.
 5. Масленников М.А. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности ванаварской свиты на территории Байкитской нефтегазоносной области. Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. Новосибирск. 2015. – 138 с.
 6. Каячев Н.Ф., Котельников И.А. Палеоструктурный анализ и условия формирования продуктивных отложений ванаварской свиты венда Катангской седловины // Осадочные комплексы Урала и прилежащих регионов и их минерагения: Материалы 11 Уральского литологического совещания. – Екатеринбург, 2016. – С. 107– 110.
 7. Романовский С.И. Седиментологические основы литологии. – Л.: Недра, 1977. – 408 с.
 8. Обстановки осадконакопления и фации. Пер. с англ./ Под ред. Х. Рединга. М.: Мир, 1990. – Т. 1. – 352 с.
 9. Рейнек Г.Э., Сингх И.Б. Обстановки терригенного осадконакопления. Пер. с англ. М.: Недра, 1981. – 439 с.
 10. Кочнев Б.Б. Обстановки осадконакопления ванаварской свиты венда Сибирской платформы // СТРАТИГРАФИЯ. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ КОРРЕЛЯЦИЯ. – 2008. – Т. 16. – №1. – С. 22–33.
-



Каячев Николай Феокистович. Главный специалист ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», г. Красноярск.

**УСЛОВИЯ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ ВАНАВАРСКОЙ И ОСКОБИНСКОЙ СВИТ
В ПРЕДЕЛАХ ОДНОГО ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ**

С.К. Квачко, А.А. Козяев

ООО «РН КрасноярскНИПИнефть»

E-mail: KvachkoSK@kr-nipineft.ru

Работа посвящена комплексированию лабораторных исследований керна, комплекса ГИС и результатов интерпретации сейсморазведочных данных оскобинской и ванаварской свит. Рассмотрены особенности геологического строения в пределах крупного месторождения УВ, расположенного на территории Восточной Сибири. В результате установлен высокий потенциал южной части изучаемой территории. При детальном изучении данных сейсморазведки и сопоставлении со скважинными данными выполнено уточнение линии выклинивания отложений в северо-восточном направлении, а также области глинизации разреза, что позволит уточнить положение новых скважин. Комплексное изучение керновых данных и результатов интерпретации сейсморазведкой МОГТ 3D позволило выполнить районирование территории и локализовать перспективные объекты.

Ключевые слова: Байкитская антеклиза, ванаварская свита, оскобинская свита

Объектом изучения в представленной работе явилось крупное месторождение углеводородов (УВ), расположенное на территории Восточной Сибири, местоположение которого приурочено к юго-западной части Сибирской платформы. На основе обширного фактического материала выполнена актуализация геологической модели оскобинской и ванаварской свит. В результате комплексного изучения керновых данных и результатов интерпретации сейсморазведкой МОГТ 3-D удалось выполнить районирование территории и локализовать перспективные объекты.

Осадочный чехол исследуемой территории представлен отложениями рифея, венда и кембрия. В данной работе основное внимание уделено вендским отложениям – ванаварской и оскобинской свитам.

Ванаварская свита с угловым несогласием залегает на различных толщах рифея. Состав представлен пестроцветными терригенными породами – песчаниками, аргиллитами и алевролитами.

В начале поздневанаварского времени господствовали мелководно-морские и прибрежные обстановки, с которыми связано формирование песчаных пластов Вн-I и Вн-II и их разновозрастных аналогов [1, 2]. Песчаные отложения были сформированы в обстановках флювиальных каналов и аллювиально-пролювиальных конусов выноса (рисунки 1).

Суммарные толщины песчаников изменяются от 0 до 30 м, максимальные – тяготеют к наиболее прогнутым участкам осадочного бассейна. Песчаный материал поступал с выступов фундамента в северной части изучаемой территории. Условия осадконакопления были благоприятным для поступления песчаного материала и врезания водных потоков в карбонатное плато. Формирование аллювиальных врезов проходило по типу формирования сухих дельт – потоки сеткой растекались по

карбонатному плато в направлении береговой линии в юго-западной части изучаемой территории. Заполнение врезов проходило как песчаным, так и глинистыми материалом проксимальных частей врезов.

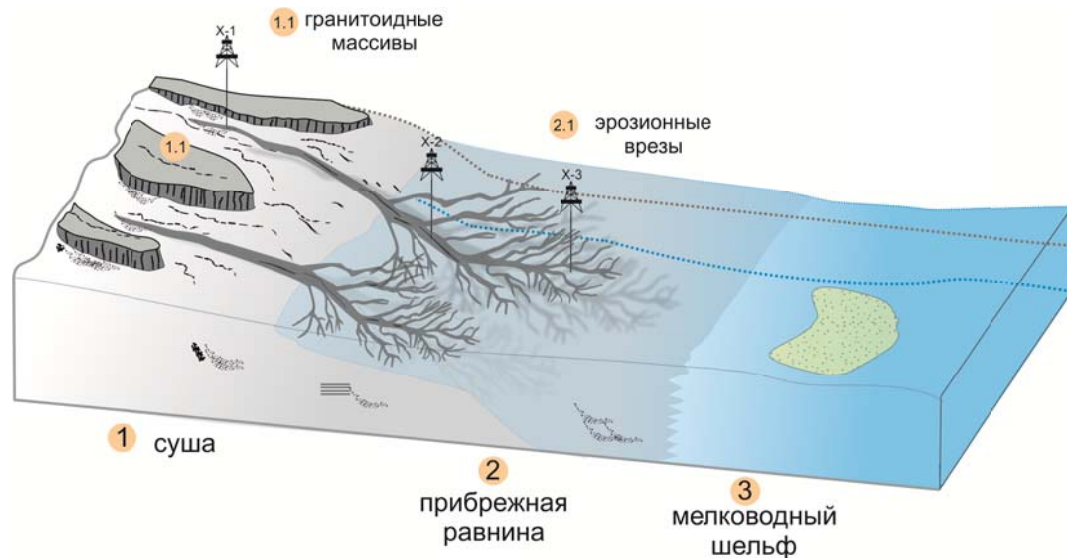


Рисунок 1. Концептуальная модель ванаварской свиты

На юге изучаемой территории происходило замещение существенно континентальных обстановок переходными и морскими.

В результате комплексных работ, на срезе куба RGB-цветового смешивания разночастотных компонент (10 Гц, 18 Гц, 26 Гц) удалось проследить на уровне ОГ R0 систему каналов (врезов) сложной морфологии, расположенных, практически, в пределах всего куба 3D. Результаты комплексного изучения волновой картины, керновых данных, результатов интерпретации каротажных кривых подтвердили заполнение каналов песчаниками. Так, наглядным примером является скв. X-1, в которой песчаники в кровле рифея считались палеокарстом. Волновая картина свидетельствует о протяженном канале, в краевую часть которого попадает скважина.

С точки зрения обнаружение перспективных локализованных объектов наиболее интересной является южная часть изучаемой территории, связанная с разгрузкой дистальных частей временных потоков. К сожалению, новый фонд скважин не освещает эту территорию. Для дальнейшего изучения и поиска перспективных объектов необходимо заложение скважины в этой области.

Оскобинская свита. Пласт Б-IX. После периода формирования отложений ванаварской свиты предоскобинская палеоповерхность оказалась более выровненной в палеогеоморфологическом плане. Предположительно, область сноса была представлена поверхностью с относительно низкими углами наклона. Это обусловило уменьшение объема поставляемого материала в область седиментации. Сокращение привноса терригенного материала, а также смена геохимического режима бассейна осадконакопления способствовала развитию карбонатных комплексов.

Состав отложений пласта Б-IX в целом смешанного состава. В приподошвенной части выделяется пласт Б-IX, представляющий собой доломит с интенсивной

кавернозностью. Предположительно, формирование доломитов с высокой первичной пористостью, благоприятной для кавернообразования, связано с органическими комплексами, сформированными в условиях морского бассейна. В пределах изучаемой территории удалось отследить линию замещения мелководных карбонатных отложений на разности ангидрито-доломитового состава, и глинистые отложения лагун (рисунок 2).

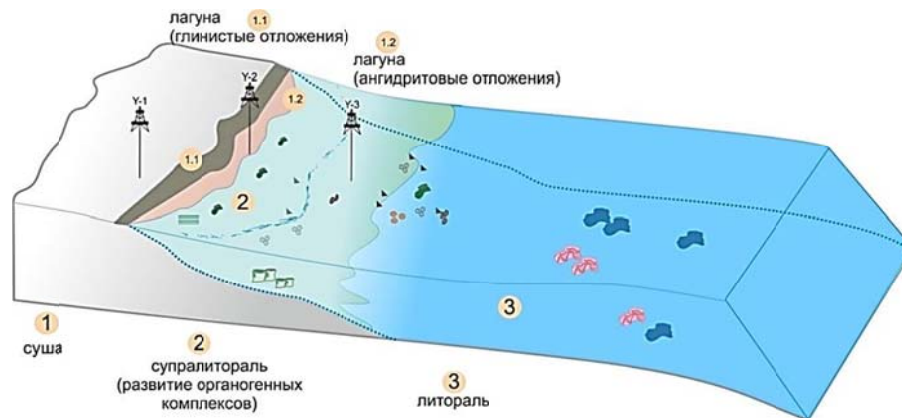


Рисунок 2 Концептуальная модель формирования пласта Б-IX

Интересной особенностью является приуроченность песчаных отложений к разломам: удалось установить линейно-вытянутые песчаные тела вдоль ослабленных зон, видимо, являвшихся на момент формирования, путями транспортировки терригенного материала с приподнятых зон. В северо-восточном направлении происходит выклинивание пласта. С точки зрения перспектив осадконакопления наиболее интересной является юго-западная часть изучаемой территории, связанная с формированием карбонатных органических комплексов.

Формирование пласта Б-VIII связано с прибрежно-морскими обстановками осадконакопления с большей долей привноса песчаного терригенного материала. В северо-западном направлении происходит замещение песчаных отложений на существенно более глинистые. В юго-западном направлении в направлении открытого бассейна наблюдается зона, ассоциируемая с малоперспективными отложениями себхи. С точки зрения перспектив осадконакопления наиболее интересной является юго-восточная часть изучаемой территории, связанная с формированием песчаных отложений пляжа (рисунок 3).

Песчаные отложения, залегающие в приподошвенной части пласта, обладают высокой пористостью и выделяются в отдельный пласт Б-VIII. Этот интервал разреза уверенно и однозначно выделяется по геофизическим характеристикам: высоким величинам кривой ДТ, низким величинам кривой ГГКР и низким величинам кривой НГК. В связи с высокими значениями величин гамма-показаний против пласта этот пласт называется радиоактивным песчаником. Мелкозернистый состав и хорошая сортировка песчаников свидетельствуют о накоплении в условиях мелководно-морского бассейна, предположительно пляжей.

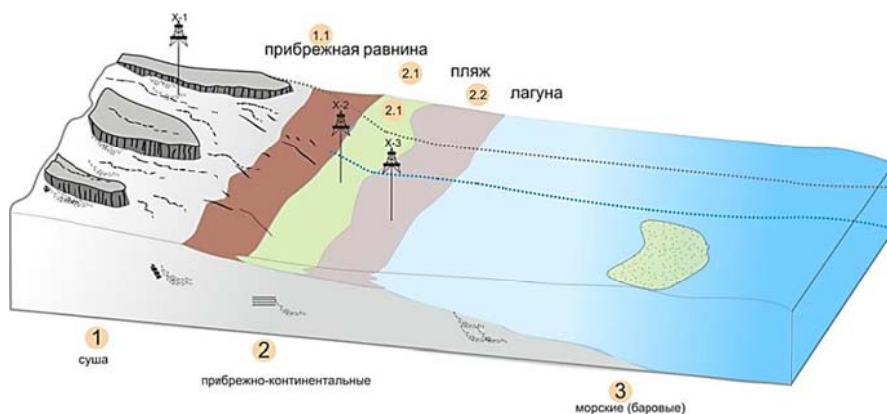


Рисунок 3 Концептуальная модель формирования пласта Б-VIII

Полученные результаты позволили уточнить геологическую модель объекта изучения. Подводя итог комплексного анализа керновых данных и волновой картины куба 3-D, необходимо отметить высокий потенциал южной части изучаемой территории. При детальном изучении данных сейсморазведки и сопоставлении со скважинными данными выполнено уточнение линии выклинивания отложений в северо-восточном направлении, а также области глинизации разреза, что позволит уточнить положение новых скважин. Учёт информации о распространении глинистых отложений ванаарской и оскобинской свит при размещении эксплуатационного фонда, позволит избежать заложения скважин в неблагоприятные зоны с точки зрения ухудшения коллектора.

ЛИТЕРАТУРА

1. Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (стратиграфия, история развития) / Н.В. Мельников. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2009
2. Решения четвертого Межведомственного регионального стратиграфического совещания по уточнению и дополнению стратиграфических схем венда и кембрия внутренних районов Сибирской платформы. - Новосибирск, 1989



Квачко Светлана Константиновна, заведующий сектором, отдел петрофизики и интерпретации данных ГИС, ООО «РН КрасноярскНИПИнефть», г. Красноярск.



Козяев Андрей Александрович, заведующий сектором, отдел геологического моделирования и подсчета запасов, ООО «РН КрасноярскНИПИнефть», г. Красноярск.

**СЛЕДЫ ПОЗДНЕВЕНДСКОГО ЛЕДНИКОВОГО ПЕРИОДА В ОТЛОЖЕНИЯХ
БЮКСКОЙ СВИТЫ НЕПСКО-БОТУОБИНСКОГО РЕГИОНА**

И.Л. Крицкий, Е.П. Кропотова, Т.А. Коровина, М.Г. Лебедева

Тюменское отделение СургутНИПИнефть, г. Тюмень

E-mail: Kritskiy_IL@surgutneftegas.ru

Сделано предположение, что текстурно-структурные особенности пород разреза верхнебюкской подсвиты на Непско-Ботуобинском своде могут свидетельствовать о ледниковых условиях осадконакопления в поздневендский период.

Ключевые слова: поздневендский ледниковый период, бюкская свита, керновые исследования.

Учитывая четкую дифференциацию докембрийского разреза отложений на Непско-Ботуобинском своде, можно предположить, что во время накопления терригенной его части, сформировавшейся преимущественно в верхнерифейско-нижневендское время, территория представляла собой слабогористую область с многочисленными озерами, которая, начиная с талахского времени, периодически заливалась морем. Считается, что климат был семиаридный, семигумидный с переменной влажностью. В этом климате сформировались все три цикла его терригенного осадконакопления и завершился третий цикл базальным горизонтом – ботуобинским песчаником, которым начинается иктехская (бюкская) серия отложений.

Считается, что его формирование совпало с заключительной стадией денудационных процессов. В образовавшееся мелководное море обломочного материала практически не поставлялось, за исключением наиболее устойчивых кварцевых зерен, которые в процессе неоднократного переотложения довольно хорошо отсортировались и обкатались, приобретая узнаваемую характерную для этого пласта округлую форму. Большинство исследователей считает, что отсутствие денудационных процессов усугублялось и наступившим засушливым климатом, приведшим к пересыханию рек, и интенсивному испарению воды из водоемов. Все это привело к тому, что последний базальный горизонт перекрывается уже не глинистыми, а существенно сульфатно-карбонатными отложениями с редкими глинистыми прослоями. И дальше территория развивается в условиях засушливого аридного климата. Но эта точка зрения входит в определенные противоречия с теми исследованиями, которые говорят о том, что, начиная с позднего венда, на Земле наступили условия глобального оледенения.

Следы поздневендского оледенения и такого же по масштабу орогенеза (горообразования) находят на всех континентах Земли. До недавнего времени их не находили только в Сибири. Лишь совсем недавно (фактически в конце 20-го века) удалось обнаружить на Енисейском кряже в основании позднекембрийской кластической серии пород следы деятельности древних поздневендских ледниковых систем [6]. Ледниковые отложения на соседних территориях Центрального Казахстана и Тувино-Монгольского древнего микроконтинента также датированы поздним вендом. [2,3], но отличаются питающими провинциями.

СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ СЕДИМЕНТОЛОГИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ ИНЖИНИРИНГЕ

С другой стороны, исследователями [1], занимающимися процессами галогенеза на Земле, подмечено, что в истории глобального соленакопления прослеживается ряд крупных максимумов – эпох галогенеза. Причем, согласно статистике, наиболее мощные периоды соленакопления в древности происходили в периоды оледенения и понижения в связи с этим уровня Мирового океана (**рисунок 1**).

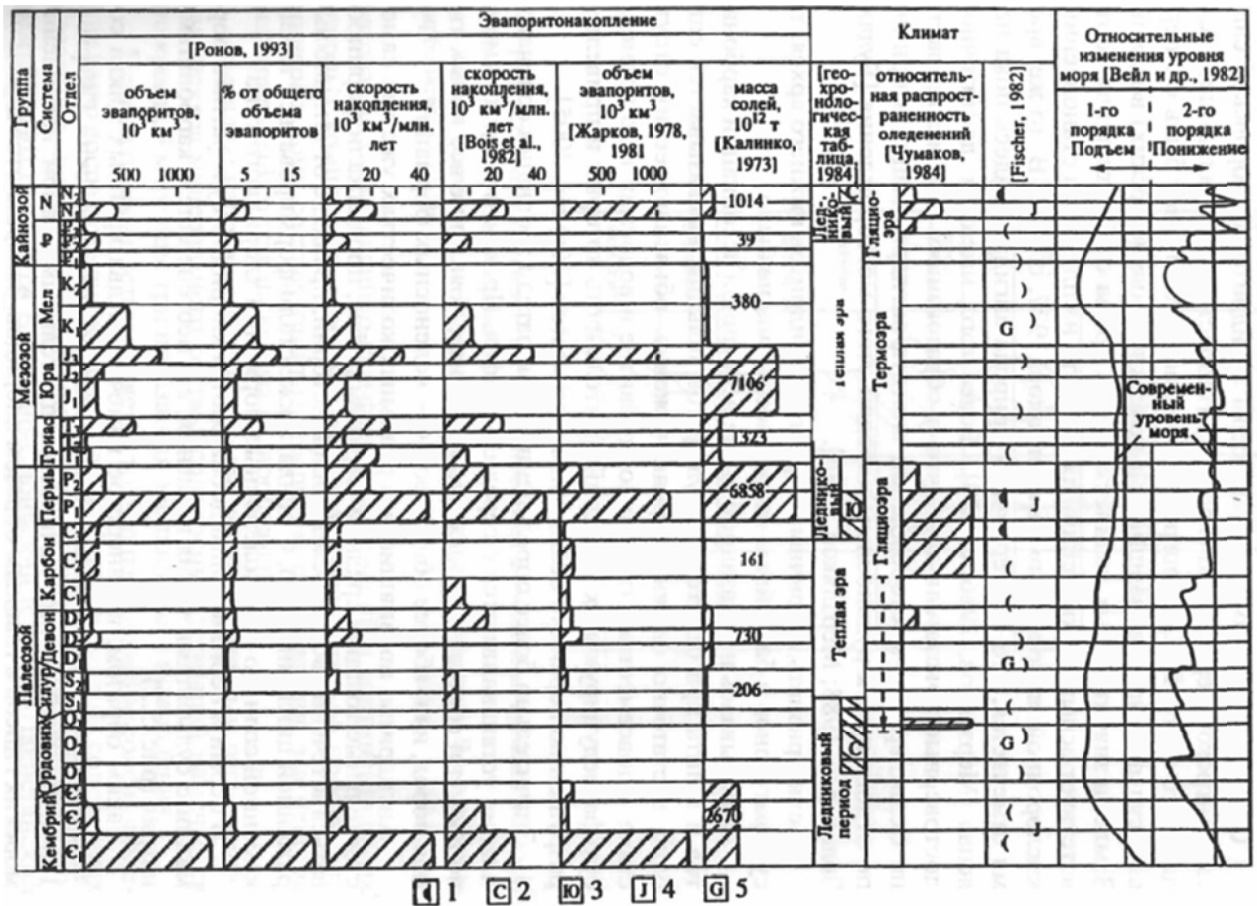


Рисунок 1. Распределение количества солей в геологической колонке и их соотношение с климатом и колебаниями уровня Мирового океана в фанерозое (по В.Г. Кузнецову):

1-покровное оледенение; 2- северное оледенение; 3- южное оледенение; 4 – холодный период (icehouse); 5- теплый период, время парникового эффекта (greenhouse).

По-видимому, мощные толщи соляных пластов (начиная с торсальских солей) образовались в Непско-Ботубинском осадочном бассейне в наиболее холодные периоды поздневендского оледенения. Процессы подпитывания отложений глубинными рассольно-соляными массами приводили к «вымораживанию» мощных соляных пластов (до нескольких сотен метров толщиной). Эпизодические потепления приводили к временному таянию льдов, опреснению водных бассейнов и массовому развитию биоты, способствуя накоплению биогенного карбонатного материала, особенно на отмелях, лучше прогреваемых солнцем. Не исключено, что многочисленные прослои брекчий и конгломератов в отложениях верхнебюкской свиты тоже несут следы ледникового воздействия (**рисунок 2**).

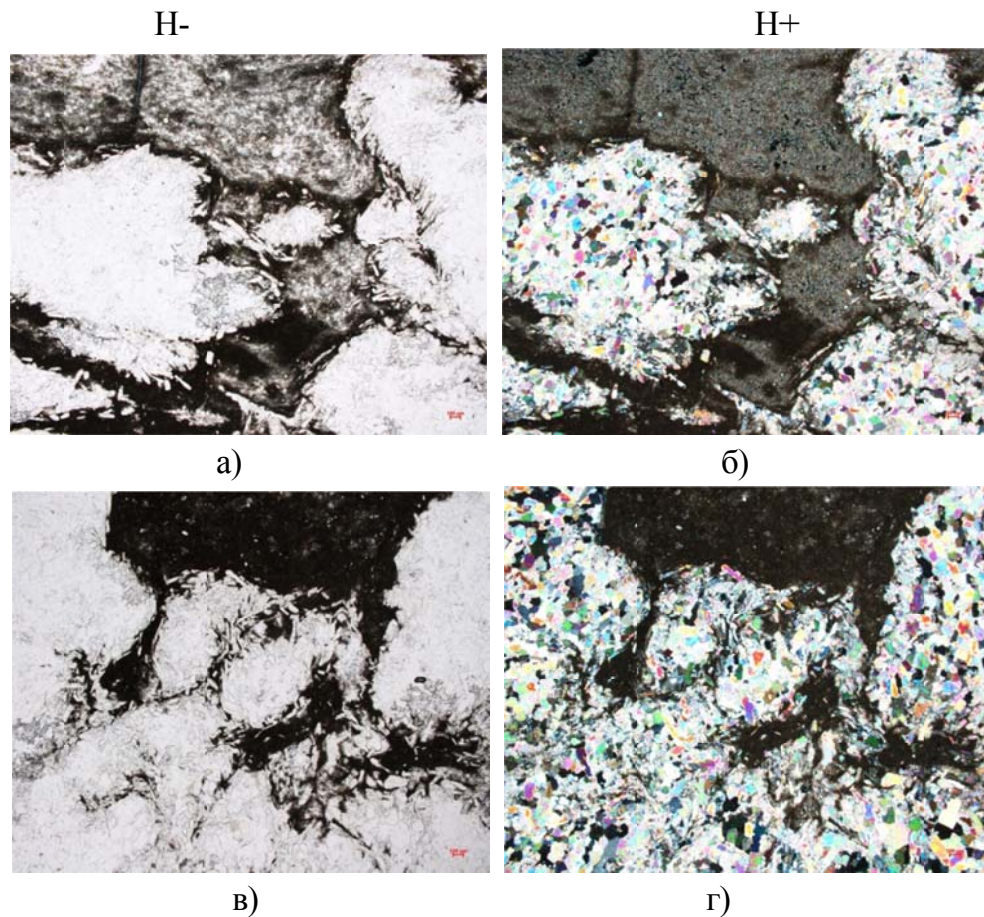


Рисунок 2. Обломки ангидрита сцементированы глинисто-ангидритовой перетертой массой в отложениях верхнебюкской подсвиты

Проведенные микрозондовые исследования с помощью электронномикроскопической съемки (**рисунок 3**) показали, что состав цементирующего материала в брекчиях, сложный и состоит из перетертых остатков ангидрита, магнезита, кварцевых и полевошпатовых зерен, а также глинистых минералов предположительно монтмориллонит-гидрослюдистого состава.

Более того, при таянии льда в бассейн вытапливался весь терригенный материал, накопленный во льдах [5]. При этом движение ледников приводило к переносу накопленного ими материала на довольно большие расстояния, что впоследствии приводило к инверсионному характеру осадочного разреза, когда более древние отложения перекрывали более молодые. Наиболее ярко это проявляется в карбонатно-галогенном разрезе верхнебюкской подсвиты в виде многочисленных прослоев, обогащенных терригенным материалом, часто ботубинского облика (**рисунок 4**), в которых обломки кварца окатаны до совершенных округлых форм, что в природе, чаще всего происходит

СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ СЕДИМЕНТОЛОГИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ ИНЖИНИРИНГЕ

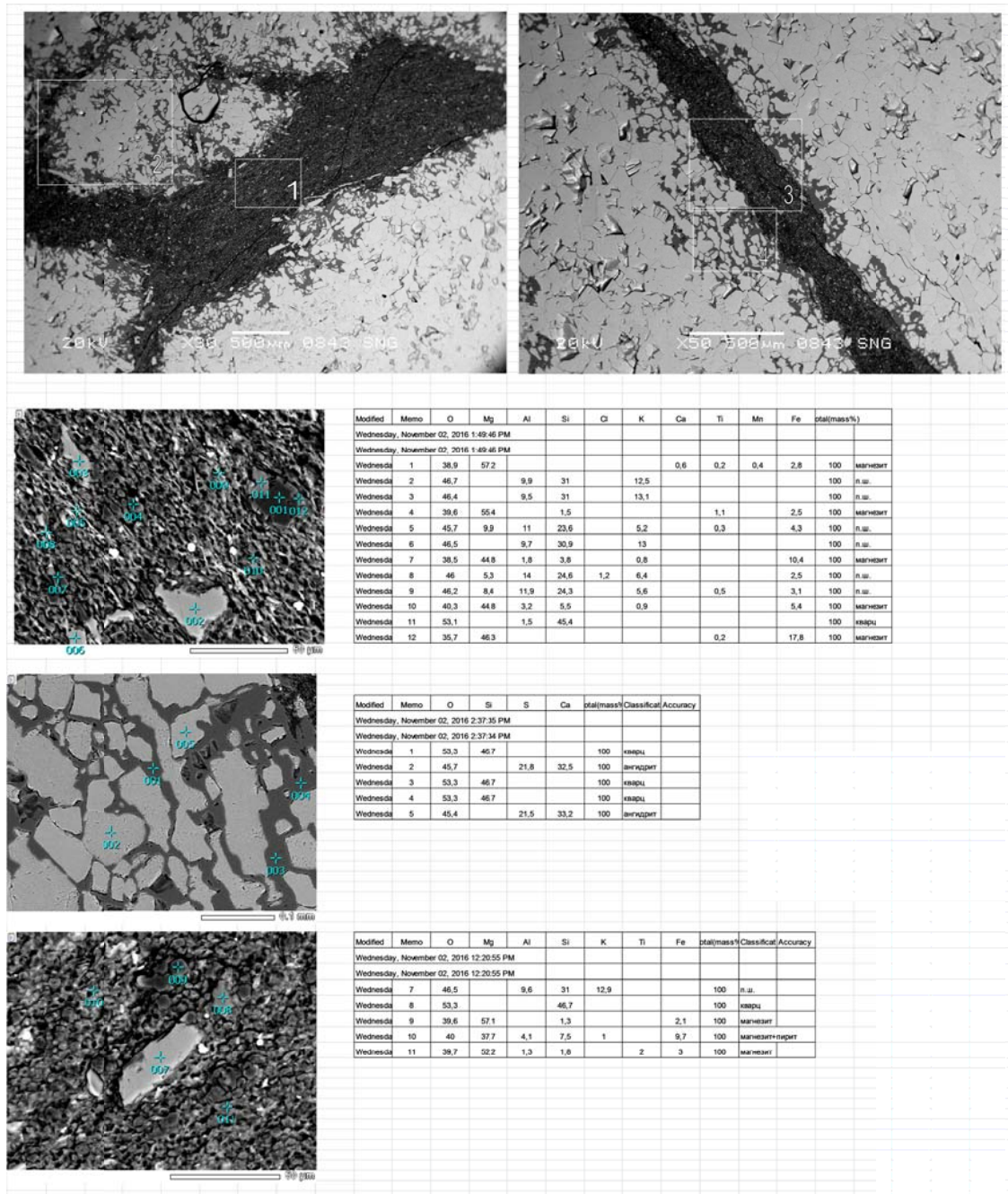


Рисунок 3. Электронномикроскопические снимки с результатами качественного элементного состава породы в точке методом энергодисперсионного микрозондового анализа.. Брекчия ангидритовых обломков, сцементированных перетертой глинисто-ангидритовой массой с битумной пигментацией и примесью микроскопических обломков кварца, полевого шпата и др.

при длительном воздействии ледниковых масс. Цементирующая масса представлена тонкоперетертым тиллитоподобным материалом сложного состава.

Нередко в поздневендских карбонатах можно встретить мелкозернистые довольно плотные доломиты, слегка ангидритизированные с тонкой разнонаправленной трещиноватостью, по которой наблюдаются нитевидные прорастания бактериальных форм (рисунок 5). Возможно, это тоже следы оледенения. В результате замерзания водоемов, многие существовавшие в них бактерии погибли, но образовались (или сохранились)

СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ СЕДИМЕНТОЛОГИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ ИНЖИНИРИНГЕ

те, которые, «питаясь энергией камней», смогли приспособиться к изменившимся условиям [7]. Разнонаправленная трещиноватость доломитов вполне могла образоваться тоже в процессе замерзания осадка, насыщенного водой. В свою очередь, такие породы легко брекчировались под воздействием движущихся ледников.

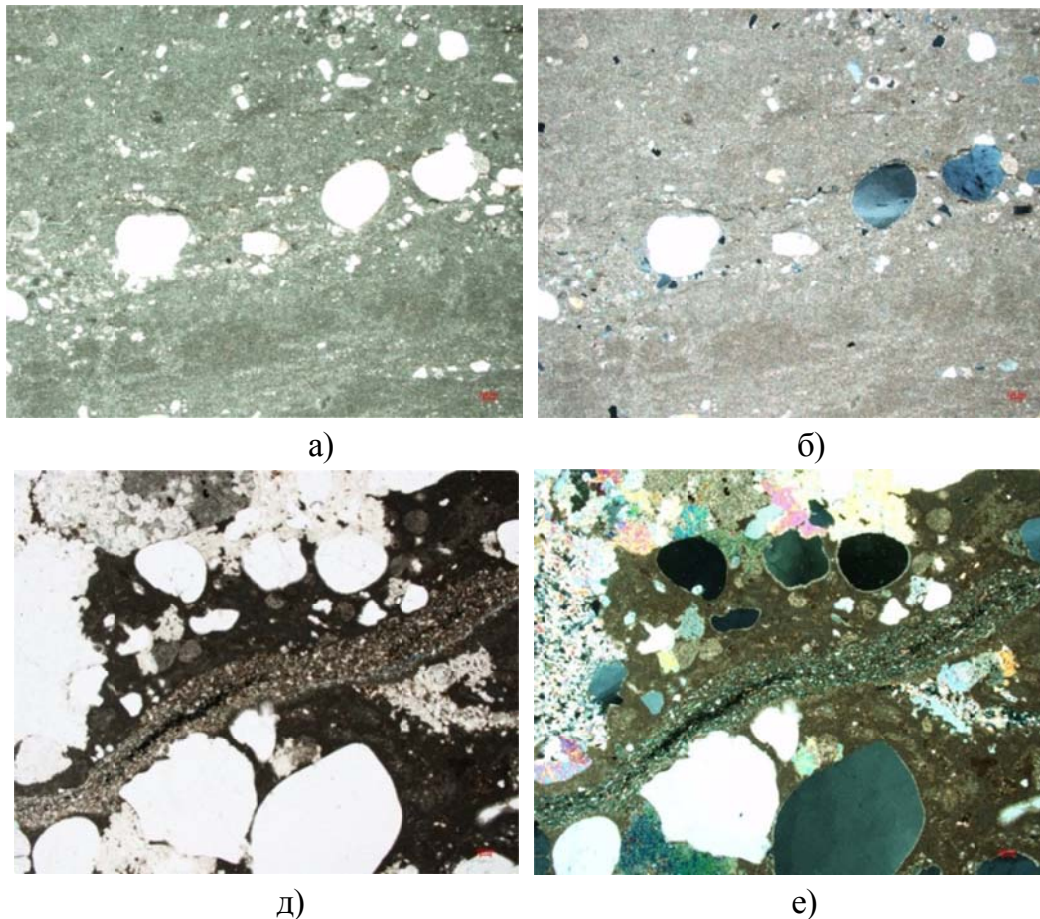


Рисунок 4. Примесь терригенного материала (ботубинского типа) в более поздних отложениях верхнебюкской подсвиты. Фотографии шлифов в проходящем (а,д) и поляризованном (б,е) свете. Объектив х2,5

Судя по всему, оледенение, начавшееся в конце венда, продолжилось и в раннем кембрии вплоть до ордовика, захватив, так называемый, надсолевой комплекс. Периоды потепления, которым способствовали и многочисленные интрузии раскаленной магмы в надсолевом комплексе, не исключают периодические похолодания, также отмеченные галогенными отложениями, но уже более скромными.

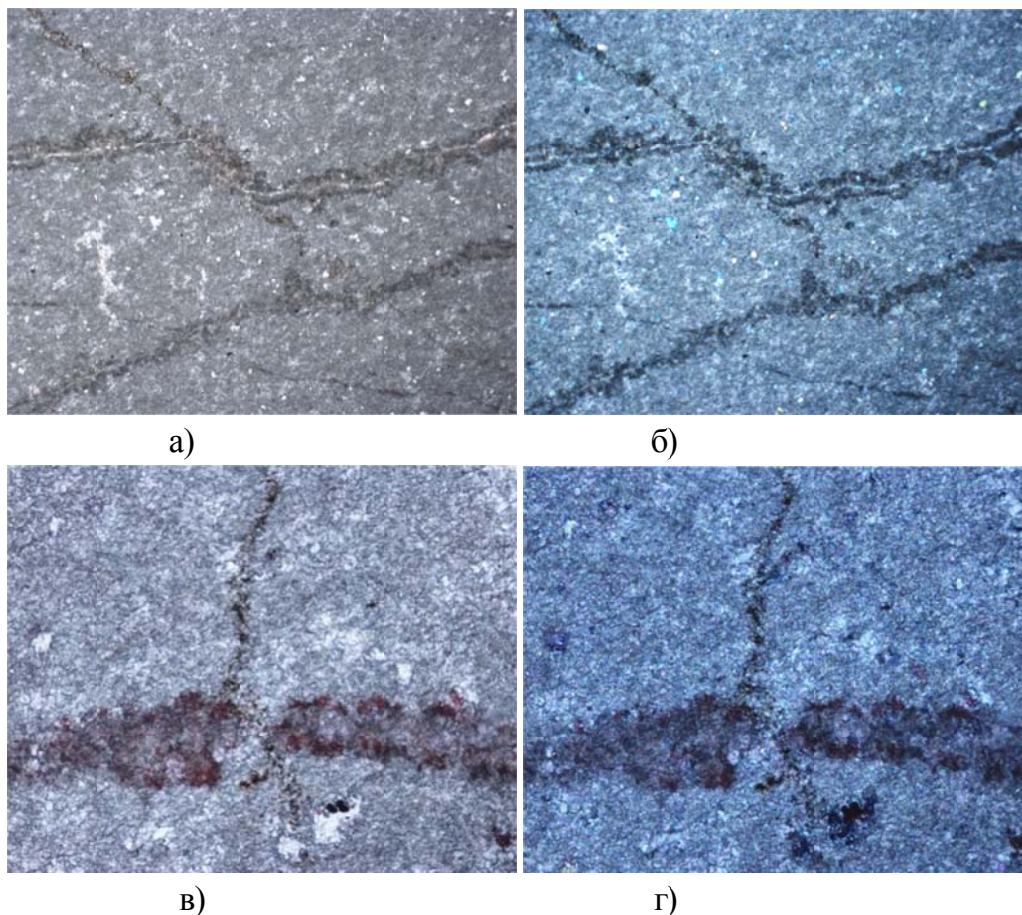


Рисунок 5. Доломит мелкозернистый прорезан нитевидными разнонаправленными про­растаниями бактериальных форм по тонким трещинам. Фотография шлифа в проходящем (а, в) и поляризованном (б, г) свете. а, б) – Ув. X25; в, г) – Ув. X100.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Беленицкая Г.А. История закономерности пространственно-временного размещения соленосных бассейнов мира. Эволюция осадочных процессов в истории Земли. Том II. М. 2015. Стр.14-16.
2. Каныгина Н.А., Третьяков А.А., Жимулев Ф.И. Возрастное ограничение образования тиллитов байконурской свиты (Улутау): данные U-Pb датирования детритовых цирконов методом LA ICP-MS и SR-хемотратиграфии. Эволюция осадочных процессов в истории Земли. Том II. М. 2015. Стр.60-63.
3. Караковский Е.А., Прошенкин А.И. Вендские тиллиты Тувино-Монгольского микроконтинента: время образования, состав и возраст пород питающих провинций, корреляция. Эволюция осадочных процессов в истории Земли. Том II. М. 2015. Стр.63-66.
4. Кузнецов В.Г. Эволюция осадочного породообразования в истории Земли. М. Научный мир. 2016. 21.
5. Лисицын А.П. Новое в осадкообразовании в мировом океане. Эволюция осадочных процессов в истории Земли. Том I. М. 2015. Стр.5-10.
6. Советов Ю.К., Соловецкая Л.В., Казак А.К. Прибрежный апвеллинг в позднем криогении: юго-запад Сибирского кратона. Эволюция осадочных процессов в истории Земли. Том I. М. 2015. Стр.160-161

7. Хабаров Е.М. Роль микробиальных сообществ в карбонатакоплении докембрия. Эволюция осадочных процессов в истории Земли. Том I. М. 2015. Стр.180-183.
-



Коровина Татьяна Альбертовна. Начальник НИО литологии НПК петрофизических исследований Тюменского отделения «СургутНИПИнефть», ОАО «Сургутнефтегаз», г. Тюмень.



Кропотова Екатерина Павловна. Ведущий научный сотрудник НИО литологии НПК петрофизических исследований Тюменского отделения «СургутНИПИнефть», ОАО «Сургутнефтегаз», г. Тюмень.



Крицкий Игорь Леонидович. Старший научный сотрудник НИО литологии НПК петрофизических исследований Тюменского отделения «СургутНИПИнефть», ОАО «Сургутнефтегаз», г. Тюмень.



Лебедева Маргарита Геннадьевна. Заведующая НИЛ, НИО литологии НПК петрофизических исследований Тюменского отделения «СургутНИПИнефть», ОАО «Сургутнефтегаз», г. Тюмень

**ОБСТАНОВКИ СЕДИМЕНТАЦИИ ОТЛОЖЕНИЙ ВЕНДА В ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ
СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ (ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ)**

*М.А. Масленников, Н.А. Иванова, В.В. Пустыльникова, Л.В. Боровикова,
Е.Г. Наумова, Л.В. Медюхина*

АО «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья» (АО «СНИИГГиМС»), г. Новосибирск

E-mail: maslennikov@sniiggims.ru

В работе приведены новые данные, уточняющие обстановки седиментации отложений непского, тирского и даниловского горизонтов венда в пределах западной части Сибирской платформы. На период непского времени основная часть территории представляла аллювиально-пролювиальную и аллювиальную равнины, морские бассейны были развиты локально: на севере в районе Туринской впадины (сульфатный бассейн), на юге в районе Мурско-Чунской и Катской впадин (бассейн с нормальной соленостью) и на северо-западе в районе Майгуннской и Светлой площадей (опресненный бассейн). В тирское и даниловское время, в связи с продолжающейся трансгрессией, морские бассейны постепенно расширяли свои границы и на конец даниловского времени почти вся территория представляла область морской седиментации.

Ключевые слова: Байкитская антеклиза, Катангская седловина, венд, обстановки седиментации, фации, палеогеография

При построении палеогеографических карт авторы опирались на результаты предыдущих исследователей, изучавших вопросы реконструкций обстановок седиментации вендских осадочных бассейнов Сибирской платформы. При исследованиях были использованы накопленные в АО «СНИИГГиМС» результаты макроскопического и микроскопического изучения кернового материала глубоких скважин. На основе анализа структурно-текстурных особенностей пород, вещественного состава и состава цементов, в комплексе с анализом каротажных кривых был проведен фациальный анализ изучаемых отложений. По его результатам был определен генезис пород и на основе анализа распределения и смены фаций в разрезах скважин и детальной межскважинной корреляции (**рисунок 1**) были установлены латеральные ряды фаций и палеогеография на отдельные этапы венда.

Для реконструкций были выбраны те временные интервалы, которые отражают особенности седиментации песчаных пластов венда - региональных горизонтов-коллекторов (песчаные пласты ванаварской свиты, оскобинской и чистяковской свит, редколесный песчаный пласт и их аналоги), при картировании палеогеографических областей на территориях, не охарактеризованных данными бурения, авторы опирались на результаты интерпретации сейсморазведочных данных, прежде всего на карты изопахит, и на результаты изучения естественных обнажений (**рисунок 2**).

Вендские отложения с размывом и часто с угловым несогласием залегают на разновозрастных толщах рифея или на кристаллическом фундаменте. Толщины вендских

СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ СЕДИМЕНТОЛОГИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ ИНЖИНИРИНГЕ

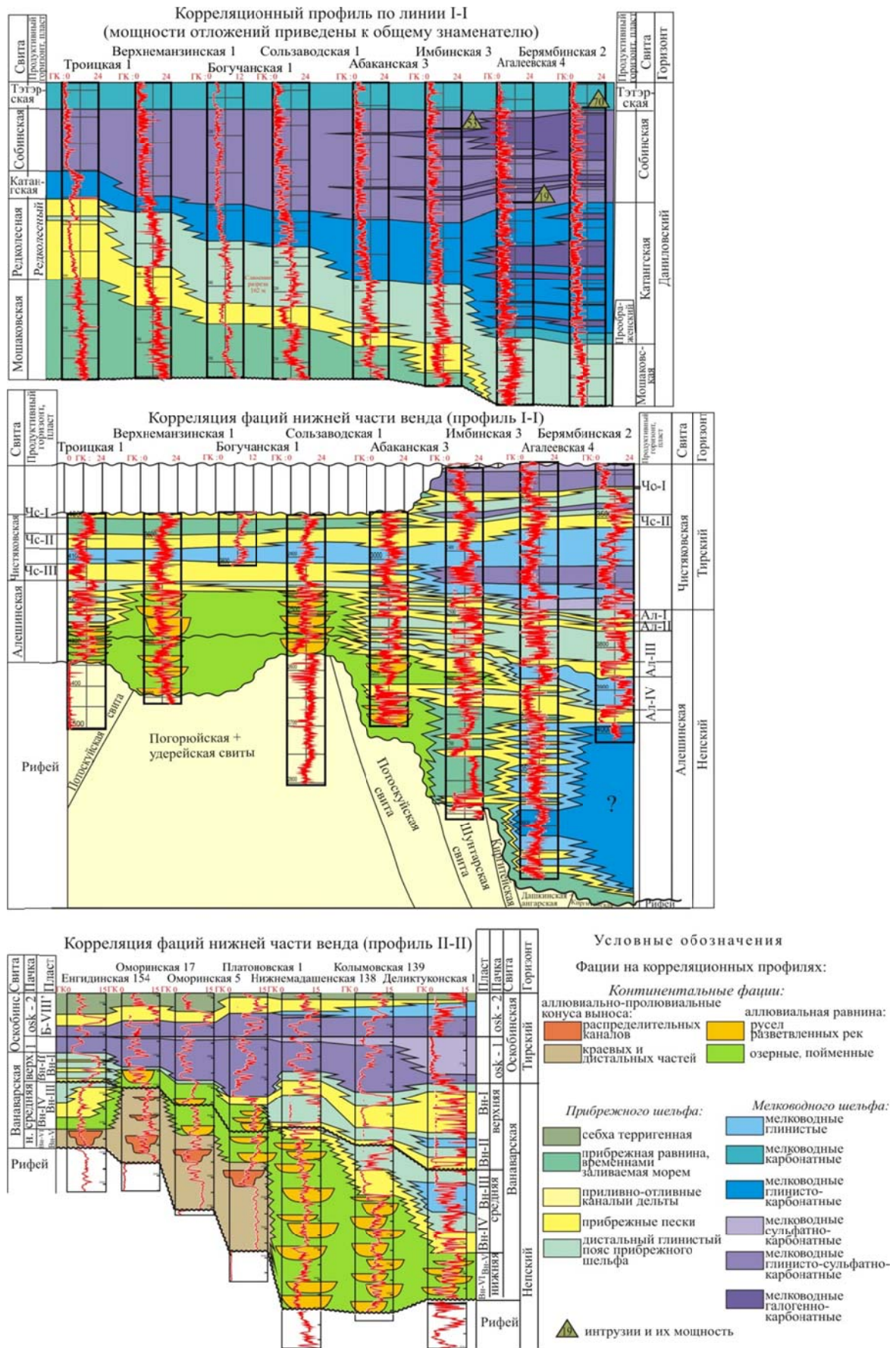


Рисунок 1 Корреляция фаций венда

отложений изменяются от 160 м (в осевой части Байкитской антеклизы) до 1800 м в Присаяно-Енисейской синеклизе и до 2400 м в депоцентре Курейской синеклизы (толщины здесь прогнозируются по данным сейсморазведки). Согласно региональной стратиграфической шкале в вендских отложениях внутренних районов Сибири выделены следующие горизонты: непский в нижнем отделе, тирский и даниловский – в верхнем [1 (Решения..., 1989)]. Ниже будут рассмотрены обстановки седиментации на отдельные этапы непского, тирского и даниловского времени.

Ранненепское время. Осадконакопление в ранненепское время началось после длительного предвендского перерыва. В осадконакопление были вовлечены Присаяно-Енисейская синеклиза, западный, южный и восточный склоны

Байкитской антеклизы, южная часть Катангской седловины и, судя по данным сейсморазведки, центральная часть Курейской синеклизы. Денудационная суша, представленная породами архей-раннепротерозойского фундамента и терригенно-карбонатными породами рифея, в ранненепское время располагалась в центральной части и на северном склоне Байкитской антеклизы, на Бахтинском мегавыступе, в центральной и северной части Катангской седловины. Также суша располагалась и на западе, это отдельные участки в пределах Енисейского кряжа, в том числе Иркинеевский выступ. Аллювиально-пролювиальная равнина обрамляла палеосушу, морские бассейны были развиты локально: на севере (в районе Туринской впадины) располагался бассейн с повышенной соленостью вод с сульфатно-карбонатной седиментацией, на юге (в районе Мурско-Чунской и Катской впадин) - бассейн с нормальной соленостью, с терригенной и карбонатной седиментацией, и на северо-западе (в районе Майгуннской площади) - опресненный бассейн с терригенной седиментацией.

Средненепское время. В средненепское время в ходе дальнейшей трансгрессии моря происходило расширение морских палеогеографических областей в сторону палеосуши. В центральных и северных районах рассматриваемой территории область денудационной суши была унаследована от предыдущего этапа, но значительно сократилась по площади, морские бассейны наоборот увеличились в своих размерах, на юге произошло распреснение морского бассейна, режим осадконакопления сменился на терригенный. В прибрежной части морских бассейнов накапливались прибрежные и дельтовые песчаники средней части ванаварской и алешинской свит (пласты Ал-IV, Вн-III, IV). Медленная трансгрессия моря, при обилии поступающего с суши грубого обломочного материала, привела к формированию относительно однородных песчаных тел толщиной до 30 м на склонах Байкитской антеклизы и на Катангской седловине. На западном склоне Байкитской антеклизы и на продолжении Иркинеевского выступа песчаники связаны с континентальными обстановками седиментации. Большое количество песчаного материала в это время накопилось в северо-западной части территории исследования. Это показал разрез, вскрытый параметрической скв. Майгуннская-275, где ниже отложений катангской свиты была вскрыта мощная толща терригенных пород (толщиной 560 м). Нижние 160 м представлены песчаниками, а верхние 400 м – темно-серыми алевро-аргиллитами. По мнению авторов, эта толща по возрасту, скорее всего,

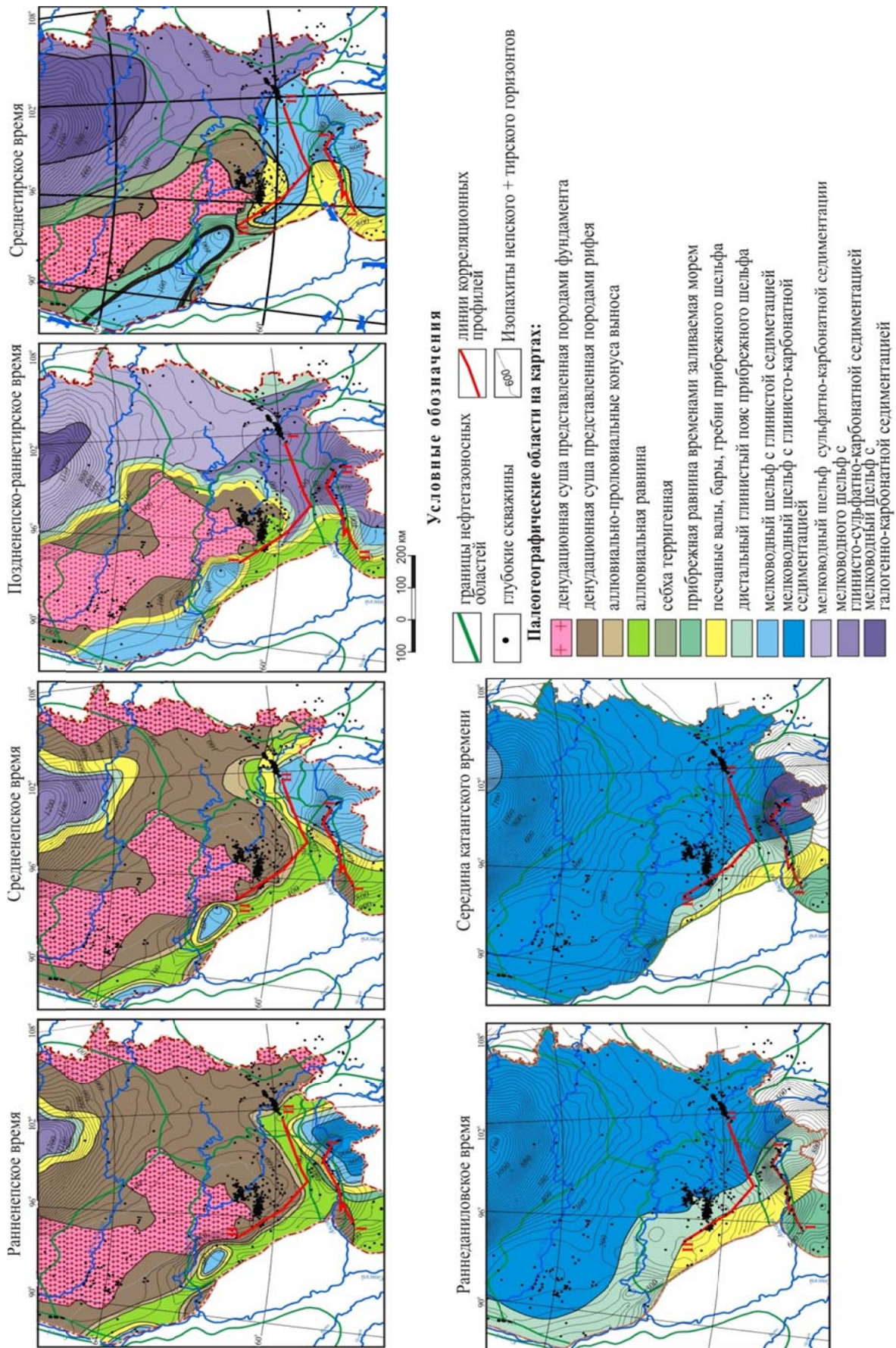


Рисунок 2. Палеогеографические схемы на различные этапы венды

соответствует терригенному венду и является одновозрастным аналогом ванаварской и оскобинской свит, и образовалась в основном в прибрежных и морских обстановках седиментации. Однако, ряд исследователей считает, что эти отложения древнее ванаварской свиты и относятся к верхнему рифею (байкалию). Этот вопрос требует дальнейших исследований и в настоящий момент не может трактоваться однозначно.

Поздненепское время. К концу непского времени рельеф был частично выровнен за счет заполнения осадками ранне- и средненепского времени [2], внутренние источники сноса были значительно снивелированы и области континентального осадконакопления сохранились только в западной части исследуемой территории. Морские бассейны на севере и юге, ранее разобщенные низкой сушей в северной части Катангской свиты, соединились и за счет этого, а также за счет снижения стока пресных вод, увеличилась ширина и соленость морского бассейна. В центральной и восточной частях исследуемой территории установился режим смешанной терригенно-сульфатно-карбонатной седиментации, в прибрежных обстановках за счет регрессивно-трансгрессивных циклов сформировались песчаные пласты Вн-I, II и Ал-I, II.

Среднетирское время. В начале тирского времени трансгрессия моря продолжилась и мелководные терригенно-сульфатно-карбонатные обстановки седиментации охватили склоны Камовского свода Байкитской антеклизы, за исключением северного склона, где по-прежнему существовала низкая суша. На северо-западе расширились границы опресненного морского бассейна и здесь, вероятно, не происходило смешение вод с западным бассейном с повышенной соленостью вод, водоразделом для бассейнов служила обширная приливно-отливная равнина. В это время выдержанные песчаные пласты формировались в прибрежных условиях только на юго-западе исследуемой территории (пласт Чс-III чистяковской свиты).

В середине тирского времени произошло оживление источников сноса и в результате регрессивно-трансгрессивного цикла в западной части исследуемой территории в прибрежных условиях сформировались песчаные пласты Б-VIII' оскобинской и оморинской свит и пласт Чс-II чистяковской свиты, а также произошло распреснение морского бассейна в южной части исследуемой территории.

Верхняя часть тирского горизонта размыта на большей части территории в результате предкатангского (предданиловского) перерыва в осадконакоплении, поэтому однозначно реконструировать обстановки седиментации на это время проблематично. Вероятно, условия седиментации в это время, в целом, были схожи со среднетирскими, с той лишь разницей, что периодические регрессии моря приводили к осушению территории. В это время были сформированы прибрежные песчаники Б-VIII и Чс-I.

Даниловское время. После предданиловского перерыва возобновилось общее прогибание Сибирской платформы и осадконакопление охватило всю ее территорию [3]. В этот период накапливались мошакская, редколесная, катангская и тохомская свиты. Основным поставщиком терригенного материала на рассматриваемый период времени был Енисейский кряж, находившийся к западу от территории исследования, материал поступал с запада и юго-запада в восточном и северо-восточном направлении.

В раннекатангское время прибрежная равнина, временами заливаемая морем, занимала центральную и западную части Присаяно-Енисейской синеклизы, прибрежная зона протягивалась полосой северо-западного простирания вдоль современных структур Енисейского кряжа и далее по направлению к центральной части Присаяно-Енисейской синеклизы, остальную территорию занимало мелководное море с глинистой и глинисто-карбонатной седиментацией. В прибрежных обстановках сформировался песчаный пласт Б-VII катангской и тохомской свит и его одновозрастной аналог - редколесный пласт редколесной свиты.

Далее в течение *катангского времени* трансгрессия моря продолжилась, что привело к смещению морских палеогеографических зон в сторону суши. В депоцентре вендского прогибания (Берямбинская, Агалеувская и территории южнее этих площадей) накапливались глинисто-соленосно-карбонатные осадки. В это время продолжилось формирование редколесного песчаного пласта, но зона накопления песчаного материала сместилась в западном направлении.

В среднеданиловское (собинское время) трансгрессия моря полностью охватила внутренние районы исследуемой территории и установился режим мелководно-морских условий с преимущественно сульфатно-карбонатной седиментацией. В конце даниловского времени (тэтэрское время) в ходе дальнейшей трансгрессии происходило относительное (от высокой и повышенной солености к нормальной) распреснение вод бассейна седиментации, в пределах исследуемой территории накапливались преимущественно карбонатные отложения [3].

ВЫВОДЫ

Проведенные исследования по выяснению обстановок седиментации вендских отложений позволили построить серию палеогеографических схем на время накопления песчаных пластов венда – региональных нефтегазоносных горизонтов-коллекторов на западе Сибирской платформы. Полученные результаты могут быть использованы при прогнозе распространения коллекторов, оценке их качества, а также при оценке перспектив нефтегазоносности неизученных глубоким бурением территорий.

ЛИТЕРАТУРА

1. Решения Четвертого Межведомственного регионального стратиграфического совещания по уточнению и дополнению стратиграфических схем венда и кембрия внутренних районов Сибирской платформы. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1989. – 64 с.
2. Масленников М.А., Иванова Н.А., Пустыльникова В.В. Генезис песчаников ванаварской свиты венда – коллекторов для углеводородов на западе Сибирской платформы // ГеоБайкал 2016: материалы 4-й межд. науч.-практ. конф. EAGE. – Иркутск: 2016.
3. Мельников, Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (Стратиграфия, история развития) / Н.В. Мельников. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2009. – 148 с.

СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ СЕДИМЕНТОЛОГИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ ИНЖИНИРИНГЕ



Масленников Михаил Александрович. Кандидат геолого-минералогических наук, заместитель заведующего отделом Геологии и нефтегазоносности Сибирской платформы, АО «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья», г. Новосибирск.



Наталья Алексеевна Иванова. Кандидат геолого-минералогических наук, заведующая отделом литолого-петрофизических исследований нефтегазоносных отложений, АО «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья», г. Новосибирск.



Пустыльников Валентина Вениаминовна. Кандидат геолого-минералогических наук, заведующая группой Литолого-петрографических исследований нефтегазоносных отложений», АО «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья», г. Новосибирск.



Боровикова Людмила Владимировна. Кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник отдела Геологии и нефтегазоносности Сибирской платформы, АО «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья», г. Новосибирск.



Наумова Елена Георгиевна. Научный сотрудник отдела Геологии и нефтегазоносности Сибирской платформы, АО «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья», г. Новосибирск.



Медюхина Любовь Викторовна. Ведущий инженер отдела Геологии и нефтегазоносности Сибирской платформы, АО «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья», г. Новосибирск.

**О РОЛИ ФАЦИАЛЬНО-СЕДИМЕНТОЛОГИЧЕСКИХ КРИТЕРИЕВ
В РЕКОНСТРУКЦИИ КЕМБРИЙСКИХ ПАЛЕОБАССЕЙНОВ
ВОСТОКА СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ**

С.С. Сухов

АО «СНИИГГиМС», Новосибирск

E-mail: sukhov@sniiggims.ru

Рассматриваются признаки, характерные для кембрийских отложений востока Сибирского кратона, которые указывают на значительную ландшафтно-морфологическую дифференцированность палеобассейнов - формирование мощных карбонатных платформ и глубоководных некомпенсированных окраинных депрессий. Первостепенное значение имеет выстраивающаяся фациальная зональность, отражающая как всеобщие закономерности карбонатной седиментации, так и специфические региональные особенности. Предлагаемая фациально-седиментационная модель упорядочивает выделяемые литостратиграфические подразделения, способствует выполнению палеоструктурных и прогнозных нефтегазогеологических построений, анализу сейсмических материалов и бурения.

Ключевые слова: Сибирская платформа, Куонамский бассейн, кембрий, фации, палеогеоморфология, седиментационная модель, перикратонные прогибы.

Кембрийская часть чехольного комплекса Сибирской платформы, характеризующаяся широким площадным распространением и карбонатным составом, уже более полувека привлекает внимание геологов-нефтяников как весьма перспективный объект. Однако объект этот, по общему признанию специалистов, во внешней зоне платформы остается еще недостаточно изученным и трудно прогнозируемым в первую очередь по причине возможного обнаружения здесь почти исключительно неструктурных ловушек, формирование которых предопределяется сочетанием множества варьирующих факторов. Среди них первостепенное значение имеют морфоструктура палеобассейна и условия накопления отложений. Но именно в этих вопросах среди исследователей нет единодушия. Хотя практически всеми и признается наличие на нижне- и среднекембрийском уровне отчетливой латеральной зональности, выражающейся в смене от центра и юго-запада платформы к ее восточной и северо-западной окраинам преимущественно доломитовых отложений с эвапаритами на глинисто-известняковые, а также присутствие разделяющего эти обширные фациальные области относительно узкого «переходного» пояса с преобладанием органогенных и зернистых известняков без солей [1], тем не менее интерпретации палеогеографии, глубин бассейна, направлений разноса материала, масштабов рифообразования, как и оценка роли тектонических процессов в осадконакоплении, у разных авторов различаются существенно, порой они диаметрально противоположны. Особенно резко контрастируют между собой реконструкции условий осадконакопления для времени формирования куонамской черносланцевой свиты: от распресненного, хорошо аэрируемого мелководья (прибрежного на востоке и ограниченного биогермным поясом с запада, со стороны открытого моря) [2-7 и др.] и до глубоководного «голодного» бассейна, с аноксичной средой в при-

донной зоне, обрамленного барьерно-рифовой системой на западе и открытого на восток [8-12].

Такое длительное сосуществование резко различных взглядов, заложившееся на рубеже 60-х и 70-х годов прошлого века и продолжающееся до настоящего времени, по нашему мнению, обусловлено, прежде всего, слабым развитием в отечественной осадочной геологии седиментационного направления и господством на протяжении многих десятилетий представлений, основанных главным образом на теоретических построениях В.В. Белоусова [13], согласно которым мощности осадков строго соответствуют масштабам погружения ложа и они не зависят от фациального состава отложений. Эта концепция катастрофично сказалась на реконструировании осадочных палеообстановок. По В.В. Белоусову, «в геологическом разрезе мы повсюду имеем дело... либо с мелководными (неритовыми) морскими осадками, отложенными на глубинах не свыше 200 м, либо с континентальными осадками низменных аллювиальных равнин» [13, с. 119], следы рельефа не сохраняются и «в залегании слоистых толщ фиксируется облик почти плоской Земли» [там же, с. 123].

Несмотря на то, что в результате тщательного анализа огромного количества данных А.Л. Яншиным и Р.Г. Гарецким эта точка зрения была подвергнута обоснованной критике, идеи В.В. Белоусова на многие десятилетия завладели умами геологов, в том числе и исследователей кембрия Сибирской платформы. Среди них прочно утвердилось мнение, что все пространство этой структуры в кембрии было покрыто «несомненно, мелководным» эпиконтинентальным морем [14, с. 105], что «это был огромной ширины шельф с почти не дифференцированным плоским дном» [15, с. 51].

В общепринятую палеобатиметрическую схему Сибирской платформы, с практически повсеместно мелководным морем, в котором варьировала лишь соленость вод, вполне вписывались господствовавшие долгое время представления о типе формировавшихся на платформах органогенных построек: несмотря на то, что некоторые образования в геологической практике и именовались рифовыми, авторитетными исследователями (И.Т. Журавлевой, А.И. Равикович, И.Г. Королюк, А.Ю. Розановым, Л.Н. Репиной, И.В. Николаевой, Н.П. Мешковой и др.) существование таковых на этой территории в кембрии полностью отрицалось, тем более барьерно-рифовых систем, с отчетливо проявленным подводным рельефом и соответствующей фациальной и батиметрической зональностью.

Из-за отсутствия в кембрии «настоящих» рифостроителей признавалось лишь наличие рифоидов и пологих банок в пределах так называемой Сахайской органогенной полосы, входящей в Анабаро-Синский регион. До сих пор Юдомо-Оленекский, или Куонамский, палеобассейн большинству представляется мелководным шельфом. Даже высказываются предположения, что он – аналог современных эстуариев или эвтрофных озер. Подтверждением этого считается (наряду с якобы слабой морфологической выраженностью пояса рифовых образований, ограничивавших этот бассейн с юго-запада) еще и присутствие в его отложениях

бентосных цианобактериальных матов, формировавшихся в фотической зоне [4 и др.].

Детальные комплексные исследования кембрийских отложений, ведущиеся в СНИИГГиМС с 1974 г. и включающие лито- и биофациальные, седиментационные, морфоструктурные реконструкции, анализ данных естественных обнажений, бурения, сеймики выявили сложную, но вполне закономерную архитектуру [9-12 и др.], которая характеризуется наличием гигантской, с вертикальной амплитудой около 1 км, клиноформной слоистости между двумя субпараллельными уровнями - подошвами нижнего и верхнего кембрия. Верхнекембрийские отложения, имеющие также проградационную структуру, в целом наращивают нижележащий комплекс, но в виде мощной линзы утоняющейся как внутрь шельфа - на запад, так и на восток - к окраине кратона. Такое строение кембрийских отложений обусловлено последовательным формированием в раннем и первой половине среднего кембрия в тектонически пассивных условиях гигантских карбонатных платформ с рифовым обрамлением и сопряженных с ними некомпенсированных бассейнов, открывавшихся к периферии кратона. Максимум контрастность подводного рельефа достигла к началу майского века (**рисунок 1А**). Во внутренней области бассейнов в аноксичных условиях (на что указывает отсутствие биотурбации, пиритизация осадка и пр.) крайне медленно (суммарно 2-5 мм/тыс. лет, а временами и медленнее) шло накопление кремнисто-карбонатно-глинистых отложений, выпадавших из толщи воды и приносившихся периодическими сильно истощенными дистальными турбидными потоками, стекавшими со склонов карбонатных платформ (следует заметить, что установленное значительное уплотнение отложений куонамской свиты не свидетельствует о меньшей их первичной глубинности, поскольку литификация происходила относительно быстро и синхронно с крайне медленным накоплением, на что указывают хардграунды, а также деформационные и эрозионные структуры). Микроскопические исследования указывают на широкое распространение в черносланцевых отложениях куонамской свиты, до абсолютного преобладания в фосфоритовых конкрециях, акритарх, что свидетельствует о накоплении на дне не бентосных цианобактериальных матов, а отмершего планктона, гравитационно выпадавшего из толщи воды [16]. Возрастание в верхней части иниканской свиты карбонатности и снижение углеродистости отложений вызвано не общим обмелением бассейна, как порой трактуется, а проградацией склона разрастающейся карбонатной платформы вместе с углублением бассейна.

В майском веке (**рисунок 1Б**) в результате незначительного падения уровня моря мелководные шельфы, или карбонатные платформы, обнажились и превратились в область субаэральной и литоральной седиментации (сабху), где формировались красноцветные и пестроцветные алевроито-глинисто-карбонатные сульфатоносные доломиты и известняки с прослоями конгломерато-брекчий и светлых оолитовых, строматолитовых, биогермных известняков.

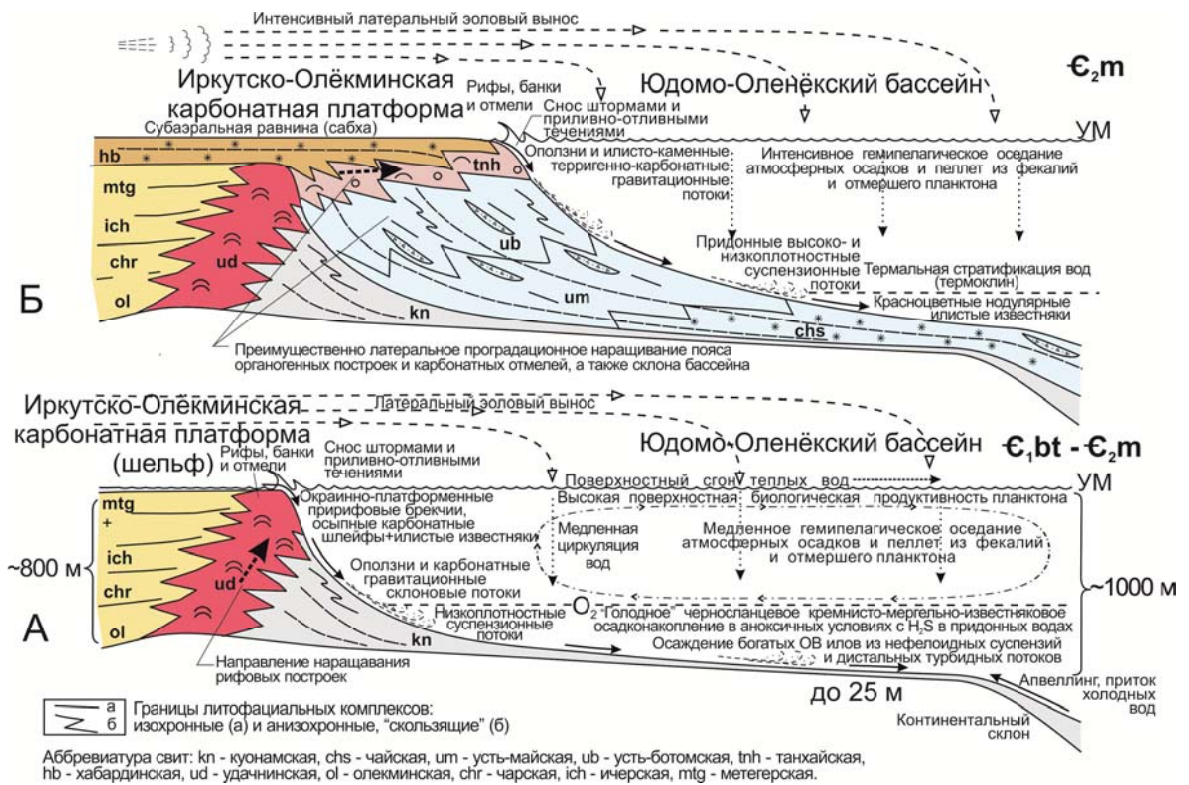


Рисунок 1. Седиментационная модель, иллюстрирующая последовательность формирования вещественно-слоистой структуры кембрийских отложений Юдомо-Оленѣкского бассейна и окраины Иркутско-Олѣкминской карбонатной платформы:

А - образование некомпенсированного («голодного») доманикоидного Куонамского бассейна и смежной окраины карбонатной платформы с рифовым обрамлением во время трансгрессии и высокого стояния уровня моря (ботомский, тойонский, амгинский века и самое начало майского века); **Б** - преобразование шельфа в субаральную равнину, начало интенсивной проградации (достигавшей первых сотен км) окраины карбонатной платформы и карбонатного склона и заполнения осадкоёмкого пространства бассейна во время низкого стояния уровня моря (в майском веке).

Мощность этих отложений, хорошо прослеживающихся от южного борта Вилуйской синеклизы до Байкитской антеклизы (т.е. над карбонатным шельфом), составляет около 250 м, что указывает на сохранение исключительно стабильных тектонических условий. Но над куонамской свитой майские отложения, проградационно заполняя пространство бассейна (со смещением окраины шельфа до первых сотен километров), «раздуваются» до 1 км. При этом в вертикальной последовательности (например, в Бапагайской, Сохолохской скважинах) прослеживается весь последовательный фациальный ряд: от нижесклоновых пестроцветных нодулярных глинистых известняков до упомянутых выше сабховых. Между ними располагаются верхнесклоновые зелено-сероцветные флишоидные алевритовые известняки и мергели с проксимальными турбидитами (которые ошибочно интерпретируют как свидетельства штормовых и приливных течений на мелководье), с осыпями, оползневыми конгломерато-брекчиями мощностью до 5 - 10 м и отторжен-

цами водорослевых известняков, переходящие вверх в светлые массивные зернистые известняки и рифовые бактериально-водорослевые образования. Подводные склоны, максимально крутые в рифовых постройках (до 30° по обнажениям и серии скважин), постепенно вглубь бассейна выволаживаются до 0,5° и менее.

В позднем кембрии продолжалось все то же разрастание карбонатных платформ. Их рифовое обрамление формировало асинхронное «скользящее» тело мощностью до 200-300 м. Бассейны отеснялись к окраине кратона, но погружение ложа здесь стало более интенсивным. Именно этим объясняется клиновидный профиль внутришельфовых отложений и возросшие до 2 и более км амплитуды фронтально-склоновых бассейновых клиноформ у восточной окраины кратона. Нужно заметить, что интерпретация якутскими геофизиками этих клиноформ как конусов выноса или дельт кажется ошибочной. Для карбонатных бассейнов они не характерны (типичны апроны – широкие фронтальные склоны), а тем более для Сибирской платформы в кембрии, когда кратон находился в приэкваториальной аридной зоне, наземной растительности не существовало и господствовал площадной эоловый разнос. Направления ветров играли, видимо, важную роль в формировании седиментационных обстановок, в том числе ловушек УВ.

Так, представляется, что именно отчлененность Далдыно-Мархинской карбонатной банки от Иркутско-Олекминской карбонатной платформы Хантайско-Оленекским бассейном при преобладающем сносе силикатного материала с юго-западного обрамления Сибирского кратона и переносе его на север и восток была решающим фактором, обусловившим формирование на бортах этой банки практически аградационно нараставшего почти 800-метрового рифового комплекса, а над ним еще и 300-метровой толщи баровых сильно доломитизированных пористо-кавернозных ооидных песчаников [10]. В этой связи при поисках залежей УВ более выигрышное положение занимает не южный борт Хантайско-Оленекского бассейна, продолжающий Западно-Якутскую барьерно-рифовую систему, а северный, тянувшийся от Кенеликанских нефтяных источников в бассейне р. Арга-Сала на северо-запад к Лебянской скважине.

ЛИТЕРАТУРА

1. Решения Всесоюзного стратиграфического совещания по докембрию, палеозою и четвертичной системе Средней Сибири, часть 1 (верхний протерозой и нижний палеозой). Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС, 1983. - 215 с.
2. Конторович А.Э., Савицкий В.Е. К палеогеографии Сибирской платформы в раннюю и среднюю кембрийские эпохи // Вопросы литологии и палеогеографии Сибири: Тр. СНИИГГиМСа, вып. 106. - Новосибирск, 1970. - С. 95-108.
3. Савицкий В.Е. К вопросу о фациальных факторах оценки перспектив нефтегазоносности кембрия востока Сибирской платформы // Новые данные по геологии и нефтегазоносности Сибирской платформы: Труды СНИИГГиМС, вып. 167. – Новосибирск, 1973. - С. 73-81.
4. Розанов А.Ю., Заварзин Г.А. Бактериальная палеонтология // Вестник РАН. – 1997. -Т. 67. - № 3. - С. 241-245.

5. Старосельцев В.С., Шишкин Б.Б. Тектонические условия накопления кембрийских битуминозных пород востока Сибирской платформы // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2012. – № 2(10). – С. 38–45.
 6. Старосельцев В.С., Шишкин Б.Б. Обстановки накопления углеродистых пород кембрия Сибирской платформы // Геология и геофизика. – 2014. - Т. 55. - № 5/6. - С. 787-796.
 7. Старосельцев В.С. Условия накопления куонамских отложений Сибирской платформы / Черные сланцы: геология, литология, геохимия, значение для нефтегазового комплекса, перспективы использования как альтернативного углеводородного сырья: Мат-лы Всерос. научно-практ. конф. — Якутск: Ахсаан, 2015. - С. 84-88.
 8. Грачевский М.М., Берлин Ю.М., Дубовской И.Т., Ульмишек Г.Ф. Корреляция разнофациальных толщ при поисках нефти и газа. - М.: Недра, 1969. - 296 с.
 9. Геология и перспективы нефтегазоносности рифовых систем кембрия Сибирской платформы / Асташкин В.А. (отв. ред.) / Труды СНИИГГиМС. - М.: Недра, 1984. - 181 с.
 10. Сухов С.С., Варламов А.И. Кембрийские рифовые образования Якутии (к истории исследований и перспективам их нефтегазоносности) // Актуальные вопросы геологии нефти и газа Сибирской платформы: Сб. научн. статей. - Якутск: ЯФ Изд-ва СО РАН, 2004. - С. 63-78.
 11. Сухов С.С. Седиментологические причины проблем и парадоксов стратиграфии интраперикратонных карбонатных бассейнов (на примере кембрия Сибирской платформы) // Материалы VII Всероссийского литологического совещания «Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории» – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2013. - Т.3. - С. 182-186.
 12. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Кембрий Сибирской платформы. Том 1. Стратиграфия / ред. Ю.Я. Шабанов. - Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2016. - 485 с.
 13. Белоусов В.В. Общая геотектоника. - М., Л.: Госгеолиздат, 1948. - 599 с.
 14. Писарчик Я. К., Минаева М. А., Русецкая Г. А. Палеогеография Сибирской платформы в кембрии / Тр. ВСЕГЕИ, нов. сер. - Л.: Недра, 1975. - Т. 215. - 195 с.
 15. Башарин А.К., Фрадкин Г.С. Тектоническая эволюция Лено-Вилуйского бассейна // Актуальные вопросы геологии нефти и газа Сибирской платформы: Сб. научн. статей. - Якутск: ЯФ Изд-ва СО РАН, 2004. - С. 43-62.
 16. Жегалло Е.А., Замирайлова А.Г., Занин Ю.Н. Микроорганизмы в составе пород куонамской свиты нижнего-среднего кембрия Сибирской платформы (р. Молодо) // Литол. и полез. ископаемые. – 1994. - № 5. - С. 123-127.
-



Сухов Сергей Сергеевич, кандидат геолого-минералогических наук, зав. лабораторией АО «СНИИГГиМС», г. Новосибирск.

ЧАСТЬ III

МЕТОДОЛОГИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ

УДК 553.984

МЕТОДИКА СОЗДАНИЯ ФАЦИАЛЬНО-ОРИЕНТИРОВАННОЙ КОНЦЕПТУАЛЬНОЙ МОДЕЛИ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ САЛЫМСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

*М.С.Алехина, Е.О.Черкас, Е.А.Жуковская, М.А.Буторина
А.В.Лютков*, А.А.Седнев**

ООО «Газпромнефть НТЦ», *«SPD N.V.»

E-mail: Alekhina.MSe@gazpromnrft-ntc.ru

В данной работе отражена методика создания концептуальной модели, которая в дальнейшем реализуется в геологической 3D -модели с учетом особенностей каждой выделенной фации. Предлагаемая методика особенно актуальна для ачимовских отложений в связи со сложностью прогнозирования, высокой степенью изменчивости и слабой изученностью данных отложений. В результате реализации этой методики, выделенные границы фациальных тел позволяют производить геометризацию залежей по объектам с разными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) и, таким образом, более точно рассчитать распределение запасов по площади, а также заложить наиболее эффективную схему разработки.

Ключевые слова: клиноформа, ундоформа, ортоформа, фондоформа, турбидитовые потоки, конус выноса, проксимальные лопасти, дистальные лопасти.

Большинство из разрабатываемых на сегодняшний день месторождений Западной Сибири относится к группе «*brownfield*» т.е. это зрелые месторождения, находящиеся на поздней стадии эксплуатации. В связи с этим, активно растет интерес к объектам, разработка которых ранее считалась не рентабельной, таких как ачимовские отложения.

На сегодняшний день предложено большое разнообразие формирования моделей ачимовских отложений, однако их дальнейшая проработка для реализации в геологической модели приводит к их существенному упрощению, внося ряд огрублений, допущений и ограничений. Мы предлагаем авторскую методику, актуальность которой проиллюстрирована на примере ачимовских отложений Салымской группы месторождений и может быть использована для любого другого месторождения, имеющего залежи в глубоководно-морских отложениях. Понятие концептуальной модели используется в трактовке ГПН [1]. Основные этапы рассматриваемой методики построения фациально-ориентированной концептуальной модели отражены в **таблице 1**.

I этап - изучение данных региональной геологии. Ачимовские отложения Салымской группы месторождений приурочены к ахской свите (берриас-готерив), которая согласно залегает на баженовской свите и перекрывается в кровле черкашинской свитой. Рассматриваемые отложения приурочены к клиноформным комплексам - пласты БС-4-5, БС-6, БС-7, а также БС-8 и БС-9 (его фондоформенная часть). Снос осадочного

СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ СЕДИМЕНТОЛОГИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ ИНЖИНИРИНГЕ

материала осуществлялся с востока, юго-востока, в этом же направлении происходило наращивание мощностей клиноформных комплексов [2].

Раннемеловой эпиконтинентальный морской бассейн характеризовался небольшими глубинами (не более 400 м), и маленьким углом наклона склоновой части (0.8-1.5 градуса).

Таблица 1

Основные этапы построения концептуальной модели

Этап	Содержание	Результаты
1-изучение данных региональной геологии	определение обстановки осадконакопления, направления сноса осадочного материала, глубины бассейна, мощности пластов, равномерности их распространения, а также приуроченности пластов/групп пластов к определенным клиноформным комплексам	учет имеющегося опыта для создания корректной структурной и литолого-фациальной модели
2-использование сейсмических данных	опорная информация для проведения корреляции отложений, учет неопределенностей структурных построений, получение структурных поверхностей, карт общих толщин и выделение тектонических разрывных нарушений; сиквенс-стратиграфический анализ, динамическая интерпретация (создание карт атрибутов)	создание структурного каркаса, включая модель разломов, определение площадного распространения фаций (сейсмофаций)
3-литолого-фациальный анализ	описание керна, выделение основных групп/ассоциаций фаций, их текстурных и структурных особенностей и минеральных индикаторов, состав цемента, наличие вторичных преобразований	фациальная модель и ее характерные особенности
4-петрофизический анализ	расчет коэффициентов пористости, проницаемости, насыщения; определение зависимости $K_{пр}$ для каждой группы фаций; определение структуры порового пространства S_f	ФЕС, характер насыщения; деление разреза на петротипы
5-кластерный анализ	разделение скважин по площади в группы, схожих по форме и значению кривой глинистости, рассчитанной по ГК в пределах пласта	снижение неопределенности сейсмической записи, типизация фаций по площади

Высокая скорость осадконакопления осуществлялась за счет большого поступления материала и его высокой обводненности, что, в свою очередь, вызывало быструю проградацию бровки шельфа. Для такого пологого эпиконтинентального бассейна характерно наличие многочисленных уступов (террас) своего рода «бровок шельфа», ниже которых прослеживаются распределительные каналы (палеоруслы), обеспечивающие поступление осадков к подножью, формируя конусы выноса. Региональной покрывкой ачимовского резервуара служит сармановская пачка глин. Неокомский подкомплекс по разрезу осложнен многочисленными зональными покрывками, которые

разделяют его на серию нефтегазоносных клиноформенных резервуаров, имеющих падение пластов с востока на запад. Ачимовские отложения приурочены к депрессионной (фондоформа) и склоновой (ортоформа) зонам клиноформы.

Продвигаясь по склону, турбидитовые потоки выносили обломочный материал в относительно глубоководную часть моря, формируя конуса выноса. Осадки характеризуются ритмичной последовательной сменой фаций: относительно грубозернистые осадки, заполняющие эрозионные формы, сменяются тонкозернистыми вверх по разрезу и затем сменяются покровными тонкими глинистыми слоями малой толщины, для которых характерны небольшие угловые несогласия и оползневые деформации.

II этап - использование сейсмических данных. Сейсмическая интерпретация границ пластов позволяет значительно упростить процесс корреляции, в виду сложности разделения пластов при наложении конусов выноса друг на друга и оползневых явлений, «стирающих» границы между новой порцией осадков и подстилающих отложений (**рисунок 1**). Неопределенности в интерпретации границ пластов, оценка точности структурных построений осуществляются стандартными подходами по методике кросс-валидации и по внутренней сходимости данных путем расчета стандартного отклонения. Тектоническая модель участка исследований создавалась, исходя из истории тектонического развития территории, основанной на сдвигово-структурном парагенезе. Полученные основные направления разломов по данным сейсморазведки сравнивались с региональным стрессом, данными исследования FMI.

Сиквенс-стратиграфический анализ позволяет выделить границы ассоциаций отложений, характеризующие определенный этап развития бассейна в соответствии с изменением уровня моря. Полученные границы эвстатических колебаний наносились на разрез скважин и сравнивались с данными каротажа: максимальные границы затопления совпадают с зоной мощных глинистых пачек, регрессионные границы – наоборот, с зонами песчано-алевритового разреза, а зона флуктуации – характеризуется частой сменой литологии.

Картирование на качественном уровне сейсмически контрастных тел (каналы, конусы выноса и т.д.), осуществляется по средствам спектральной декомпозиции волнового поля (RGB-смешивание), Min Amplitude, Max Amplitude, Extract value PSTM, Average energy, Sum of Amplitude ит.д. Выделенные по данным сеймики контуры, границы тел (**рисунок 2**) сверялись с фактическими данными - фациями, выделенными по керну, данными кластерного анализа, анализом ВНК, анализом эффективных мощностей (петрофизические данные), которые описаны в следующих этапах данной методики.

III этап - литолого-фациальный анализ по данным керна. На изучаемой территории в керне удалось диагностировать турбидиты по следующим признакам: последовательность Боума; преобладание горизонтальных биотурбаций и их общая редкость; ассоциация с другими глубоководными фациями; преобладание планктоногенного материала. Следует отметить, что полный цикл Боума/Стоу прослеживается крайне редко, т.к. каждый последующий снос осадков частично срезает верхний слой нижележащих отложений, в результате, мы видим лишь нижние фрагменты цикла, представленные более грубозернистым материалом.

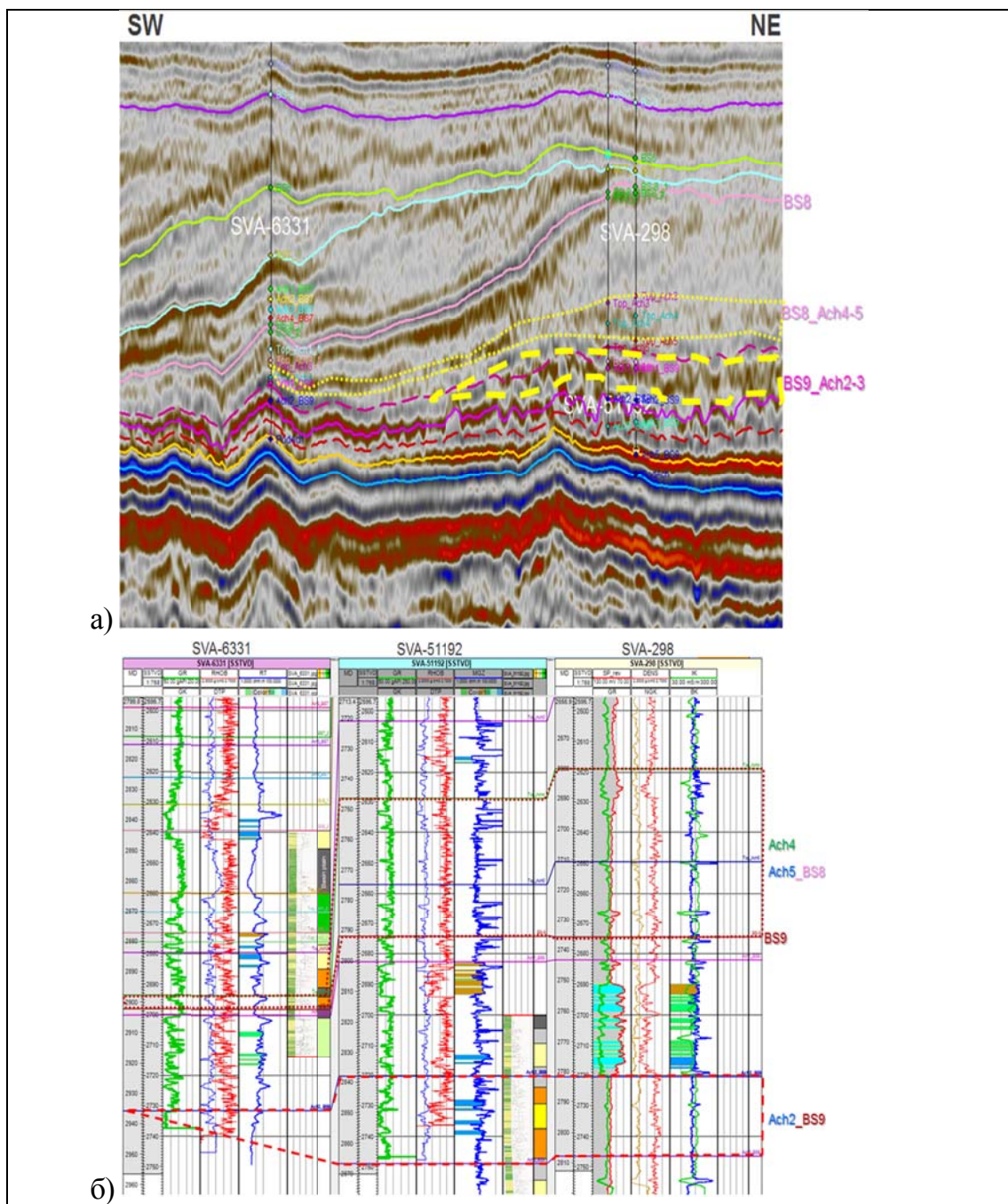


Рисунок 1. а) сейсмический разрез на территории Салымской группы месторождений с выклинивающимися телами, б) планшет по скважинам, через которые проходит сейсмический разрез

По результатам описания керна были выделены следующие ассоциации фаций, приуроченные согласно модели Р.Джона Уолкера (1978г.) [3] к разным частям «глубоководного» конуса выноса (**таблица 2**):

Основная (по объему запасов) ассоциация фаций среди выделенных – лопасти. Для лопастей среднего конуса выноса и дистальных лопастей нижнего конуса выноса диагностическими признаками являются: резкая подошва, редко в приподошвенной ча-

сти хаотично присутствуют интракласты (рип-класты), текстура массивная, встречается восходящая рябь течения, реже горизонтальная или с признаками конволютности в дистальных частях, часто верхний слой имеет размыв в кровле, биотурбация практически отсутствует, утолщение песчаных пропластков и увеличение зернистости вверх по разрезу (результат проградации), текстуры удаления воды, текстуры просадки - шаров и подушек. Текстуры смятия, характерные для нижнего конуса выноса. Дистальные отложения имеют более глинистый состав, чем проксимальные.

Таблица 2.

Ассоциации фаций выделенные по керну

Части конуса выноса	Ассоциации фаций	Коллекторские свойства
Верхний конус выноса	канал/русло	хороший коллектор
	прирусловой вал	хороший коллектор
	русло-прирусловой вал	хороший коллектор
	межрусловая фация	не коллектор
Средний конус выноса	межрусловая фация	плохой коллектор
	лопасти	средний коллектор
	межлопастные осадки	плохой/не коллектор
Нижний конус выноса	дистальные лопасти	плохой коллектор
Фоновая седиментация	бассейновые илы	не коллектор

Отложения лопастей схожи с русловыми, но отсутствуют текстуры, характерные для потоковых [4]. Хорошие коллекторские свойства снижаются из-за вторичных преобразований. Потенциально не плохими коллекторскими свойствами могут обладать также оползневые тела, выделяемые по сейсмическим данным и по следам группы ихнофоссилий, принесенных при обрушении или оползании осадков с шельфовой части по склону (*Teichichnus*). Однако оползневые тела на территории изучаемой группы месторождений не были вскрыты скважинами и этот аспект является опцией для разведочного бурения.

IV этап - петрофизический анализ. Помимо создания модели пористости и проницаемости оценивалась структура порового пространства горных пород на основе результатов определения открытой пористости (K_p), абсолютной газопроницаемости ($K_{пр}$) и остаточной водонасыщенности ($K_{во}$) с использованием концепции связанности порового пространства. Результатом является параметр связанности порового пространства, получивший название структурный фактор (S_f). Этот показатель характеризует фильтрационные качества пород при фиксированной пористости [5]. Распределение S_f для фациальных ассоциаций наглядно показывает отличие этих пород в зависимости от условий осадконакопления (**рисунок 3**). Уверенно определяется первый петротип, в который входят межрусловая и межлопастная фации, фации проксимальных и дистальных лопастей, фоновая фация неколлектора (зеленая). Фации канал-прирусловой вал и прирусловой вал - составляют второй (желтая) и, наконец, канал - третий (красная) петротипы.

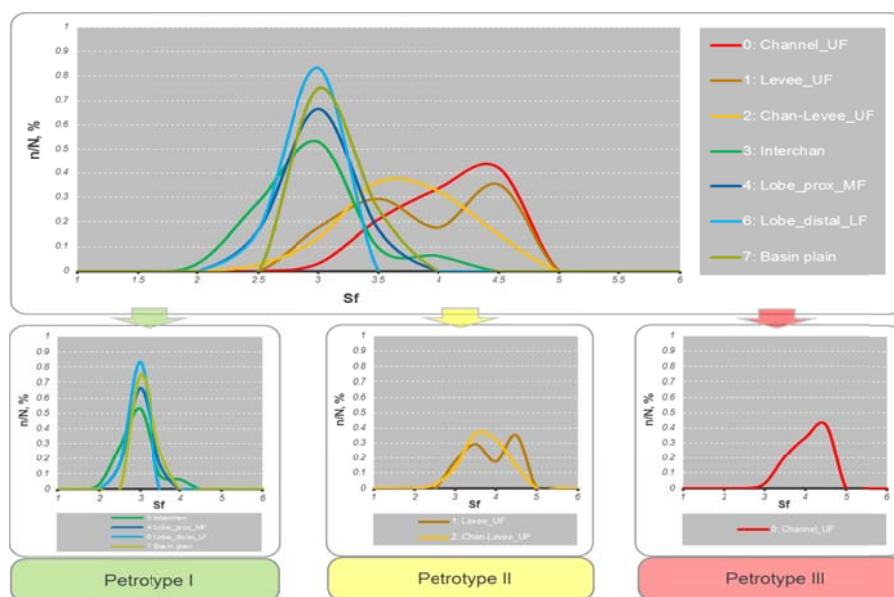


Рисунок 3. Распределение среднего значения параметра Sf образцов керна, в интервале выделенных пропластков для установленных литофаций ачимовских отложений

Второй и третий петротипы – максимально схожи по ФЕС, присутствие лопастей в первом петротипе одновременно с фациями-неколлекторами объясняется отсутствием достаточного количества образцов керна, характеризующего фации лопастей. Детализация стратиграфического уровня, для которого ранее строилась единая петрофизическая модель, до уровня петротипов (групп фаций) позволяет с большей уверенностью определять критерии выделения коллекторов, их фильтрационные свойства и обоснованно решать задачу оценки характера насыщения и коэффициента нефтегазонасыщенности.

V этап - кластерный анализ необходим для пространственной привязки сейсмических объектов к скважинным данным, не охваченным керновой информацией. На этом этапе производится разделение скважин по площади на кластеры, схожие по форме и значению кривой глинистости, рассчитанной по ГК в пределах пласта. Работа выполнялась в ПК GEOMate. В итоге, для каждого пласта были созданы карты с разбиением скважин по кластерам (группам) и типовые кривые ГК для каждого кластера.

В результате выполненного анализа региональных, сейсмических данных, ГИС и керновой информации, была создана концептуальная модель (**рисунок 3**). Выделенные границы фациальных тел позволяют произвести геометризацию залежей (методами объектного моделирования) по объектам с разными ФЕС и, таким образом, произвести более точное предсказание распределения запасов по площади, что в свою очередь позволит заложить эффективную схему разработки.

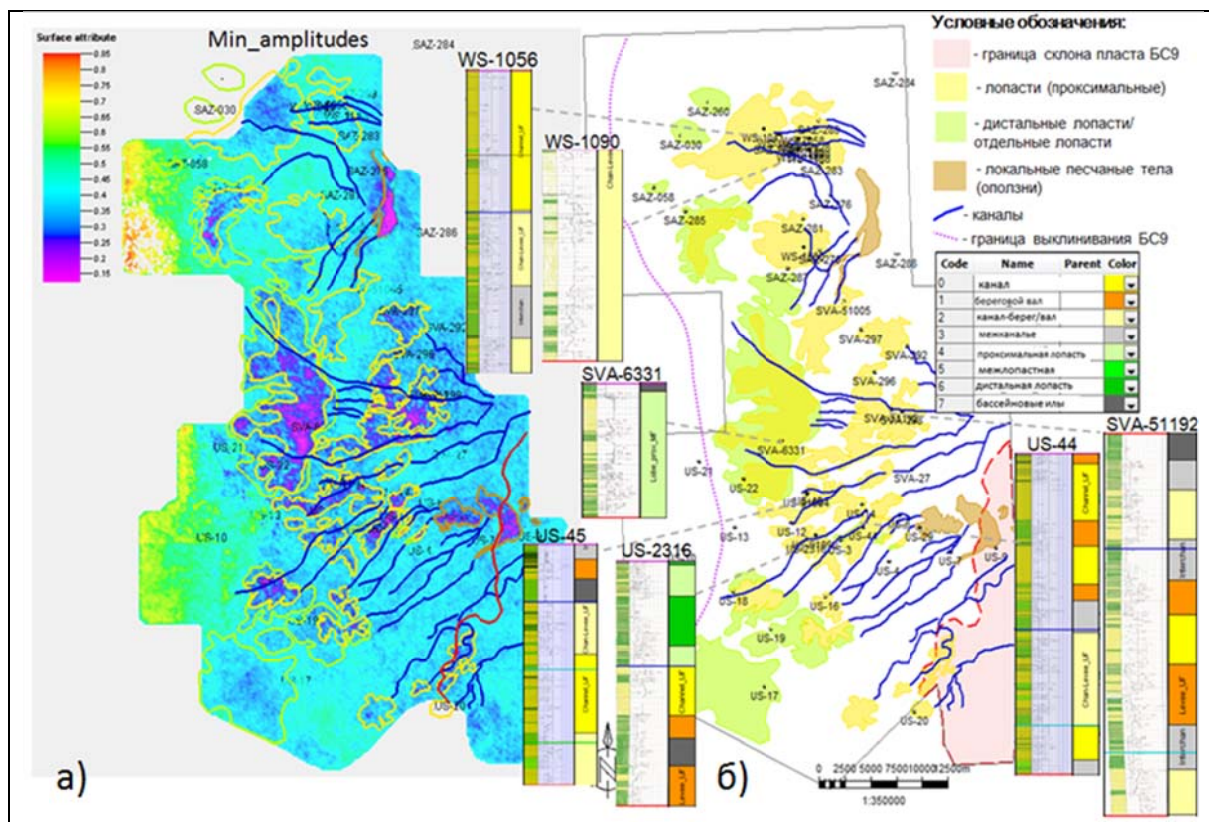


Рисунок 3. Схема строения ачимовских отложений клиноформы BC8:
 а) сейсмофациальная карта, б) концептуальная карта с учетом данных керн и ГИС

ЛИТЕРАТУРА

1. А.В. Билинчук, Р.Р. Бахитов и др. Применение концептуального геологического моделирования в ОАО «Газпром нефть» // Нефтяное хозяйство. 2013. - №5. - С.44-48.
2. А.В. Шпильман и др. Атлас «Геологическое строение и нефтегазоносность неокомского комплекса Ханты-Мансийского автономного округа – Югры». - Екатеринбург: - Издат-НаукаСервис, 2007. -181 с.
3. П.Е. Сынгаевский, С.Ф. Хафизов, В.В. Шиманский. Глубоководные конусы выноса и турбидиты. Модели, циклостратиграфия и применение расширенного комплекса ГИС – М. –Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2015. -479 с.
4. Е.Ю. Барaboшкин. Практическая седиментология. Терригенные коллектора. - Томск, - Центр профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела ТПУ, 2007 г., 154 с.
5. Е.О. Беляков, С.Е. Французов, Ш.В. Мухидинов, Е.В. Стремичев, Д.М. Макухо. Вероятностная модель распределения флюидонасыщенности как основа уточнения петрофизических моделей фильтрационно-емкостных свойств пород// Нефтяное хозяйство. – 2013. - № 12. – С.48-50.

СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ СЕДИМЕНТОЛОГИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ ИНЖИНИРИНГЕ



Алехина Мария Сергеевна. Главный специалист отдела геологии и разработки месторождений SPD, ООО «Газпромнефть-НТЦ», г. Санкт-Петербург.



Черкас Елена Олеговна. Главный специалист отдела геологии и разработки месторождений SPD, ООО «Газпромнефть-НТЦ», г. Санкт-Петербург.



Жуковская Елена Анатольевна. Кандидат геолого-минералогических наук, ведущий эксперт по седиментологии терригенных коллекторов, ООО «Газпромнефть-НТЦ», г. Санкт-Петербург.



Буторина Мария Александровна. Главный специалист отдела геологии и разработки проектов ГРП, ООО «Газпромнефть-НТЦ», г. Санкт-Петербург.



Лютков Андрей Владимирович. Руководитель направления геологии по ТРИЗ, «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.»



Седнев Алексей Анатольевич. Менеджер перспективных проектов геологоразведочных работ и трудноизвлекаемых запасов, «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.»

**ПРИМЕНЕНИЕ СЕЙСМОФАЦИАЛЬНОГО АНАЛИЗА ДЛЯ УТОЧНЕНИЯ
СХЕМЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ
В ФУНДАМЕНТЕ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

А.А. Волкова

Национальный исследовательский
Томский политехнический университет, г. Томск

E-mail: VolkovaAA@hw.tpu.ru

В работе рассмотрена связь сейсмического волнового поля с геологическими особенностями комплекса доюрских отложений палеозойского фундамента, который в настоящее время рассматривается как перспективный для извлечения трудноизвлекаемых запасов углеводородов. Результат сейсмофациального анализа показал достаточную сходимость со схемой геологического строения верхней части фундамента. Также, выделенные ранее по профильной 2D сейсморазведке и гравимагнитометрическим исследованиям разломы и общая направленность структурных нарушений подтверждается рассчитанными атрибутами по 3D сейсморазведочным данным. Даны рекомендации по перспективным участкам для бурения скважин.

Ключевые слова: сейсморазведка, палеозой, сейсмофациальный анализ, анализ сейсмических атрибутов, тектонические нарушения.

ВВЕДЕНИЕ

Проблема детального прогнозирования межскважинного пространства существует практически на всех месторождениях. Особенно актуальной данная проблема является для палеозойского фундамента Западной Сибири, который помимо недостаточного количества скважин с проведенным комплексом необходимых исследований, характеризуется высокой степенью неоднородности литологического состава и относится к месторождениям трудноизвлекаемых запасов. По данным старых скважин, бурившихся преимущественно на верхние горизонты и профильным геофизическим исследованиям, рекомендации по бурению несут в себе большую долю неопределённости, в результате преобладающее большинство пробуренных скважин оказались «сухими». Привлечение 3-D сейсмических исследований помогло сделать шаг вперёд в данном вопросе, но не решило проблему. Палеозойский фундамент Западной Сибири в целом характеризуется отсутствием горизонтальных поверхностей для отражения в связи со сложным блоковым строением и большими углами падения пластов, что не позволяет в полной мере использовать результаты сейсморазведочных работ.

В последние десятилетия всё большее распространение и развитие получают математически сложные алгоритмы анализа волнового поля. По исследуемому в данной работе месторождению такого рода информации достаточно мало [1]. В связи с этим было решено провести сейсмофациальный анализ для сопоставления с предполагаемыми условиями осадконакопления по анализу изображения сейсмического волнового поля и изменчивости атрибутов вдоль сейсмического горизонта кровли палеозойского фундамента [2]. Также для подтверждения блокового строения и оценки преимущественного направления разрывных нарушений был проведён атрибутный анализ.

МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

Для оценки и прогноза геологического строения использовался метод сейсмофациального анализа. Сейсмофациальный анализ заключается в выделении зон со схожей картиной волнового поля, обычно вызванной близкими акустическими свойствами, которые могут быть связаны с породами одного литологического состава. Сейсмические фации включают такие параметры сейсмических отражений, как конфигурация, амплитуда, непрерывность, частотный спектр и интервальные скорости.

Принято считать, что при выдержанности акустических свойств по латерали сейсмическое волновое поле и соответственно сейсмические атрибуты, должны иметь схожие характеристики. Следовательно, если наблюдается значительное изменение сейсмического атрибута, то обоснованно зонирование исследуемого участка на области с различными акустическими свойствами и как следствие, дифференцированным литологическим составом. В данной работе применялся алгоритм нейронных сетей к значениям сейсмических атрибутов, снятых с поверхности кровли палеозойского фундамента. Такой алгоритм позволяет, проанализировав исходную информацию, восполнить недостающие данные, найти неявные связи между различными сейсмическими атрибутами и провести классификацию исследуемого участка на достаточно однородные области [3].

ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ОЧЕРК МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Месторождение расположено в юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции в структурном элементе северо-восточного борта Нюрольской впадины и приурочено к тектоническому поднятию северо-западного простирания. Доюрская поверхность палеозойского фундамента представлена разновозрастными породами различного состава и характеризуется высокой степенью расчлененности. Основные тектонические нарушения имеют северо-западное и северо-восточное простирания [4].

В соответствии с литологическими данными по исследованиям керна, на поверхность фундамента месторождения выходят доломиты, известняки, кремнистые породы и эффузивы. Известняки распространены на западном, юго-западном и юго-восточном блоках структуры месторождения, они обычно трещиноваты и брекчированы. Доломиты преимущественно занимают восточное крыло структуры, и как правило, пористы и кавернозны. Считается, что доломиты образовались в результате метасоматоза в стадию катагенеза при воздействии обогащенных магнием вод на известковые породы (при процессе замещения кальцита доломитом). Нефтяная залежь месторождения приурочена к доломитам замещения. Кремнистые породы преобладают в юго-западном, центральном и северо-восточном блоках структуры. В кремнистых породах был получен небольшой приток нефти. Эффузивы, представленные породами основного состава, распространены по всей площади и преобладают северо-западной части месторождения. На **рисунке 1** изображён фрагмент схематической геологической карты верхней

части палеозойского фундамента месторождения (авторы А.В. Ежова, В.П. Меркулов) с ключёнными названиями скважин и с наложенным контуром исследуемого участка.



Рисунок 1. Фрагмент схематической геологической карты верхней части палеозойского фундамента

Основные трудности, с которыми связано изучение рассматриваемого месторождения, следующие:

- сложное блоковое строение (в соседних скважинах обнаружен разный по составу флюид),
- большие углы падения пластов – в связи с тем, что месторождение приурочено к крутопадающему северо-восточному крылу синклинали складки,
- порово-кавернозно-трещинный тип коллектора,
- комплексный вещественный состав – неравномерно доломитизированные известняки, доломиты и кремнистые породы,
- отсутствие горизонтальных поверхностей для отражения.

АНАЛИЗ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ ДЛЯ УТОЧНЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Для сейсмофациального анализа изначально были рассмотрены 15 сейсмических атрибутов, которые связаны с физическими свойствами горных пород и, предположительно, имеют различный отклик для основных литологических разностей изучаемого объекта. Далее, после проведенного корреляционного анализа были выбраны 6 атрибутов, которые не коррелируются между собой и наилучшим образом дополняют друг друга. Атрибуты следующие – мгновенная частота, мгновенная фаза, мгновенное качество, относительный акустический импеданс, первая производная и затухание волны со временем [5].

Количество выделяемых сейсмических фаций было установлено экспериментальным путём. Наибольшую согласованность с исходной геологической схемой показал результат с тремя классами. На **рисунке 2** представлена (а) преобразованная в цвет исходная геологическая схема и (б) результат сейсмофациального анализа с выделением трёх классов (показаны разными цветами) с наложенными зонами деструкций (жёлтым) и условными границами блоков доюрского основания (жирные синие линии).

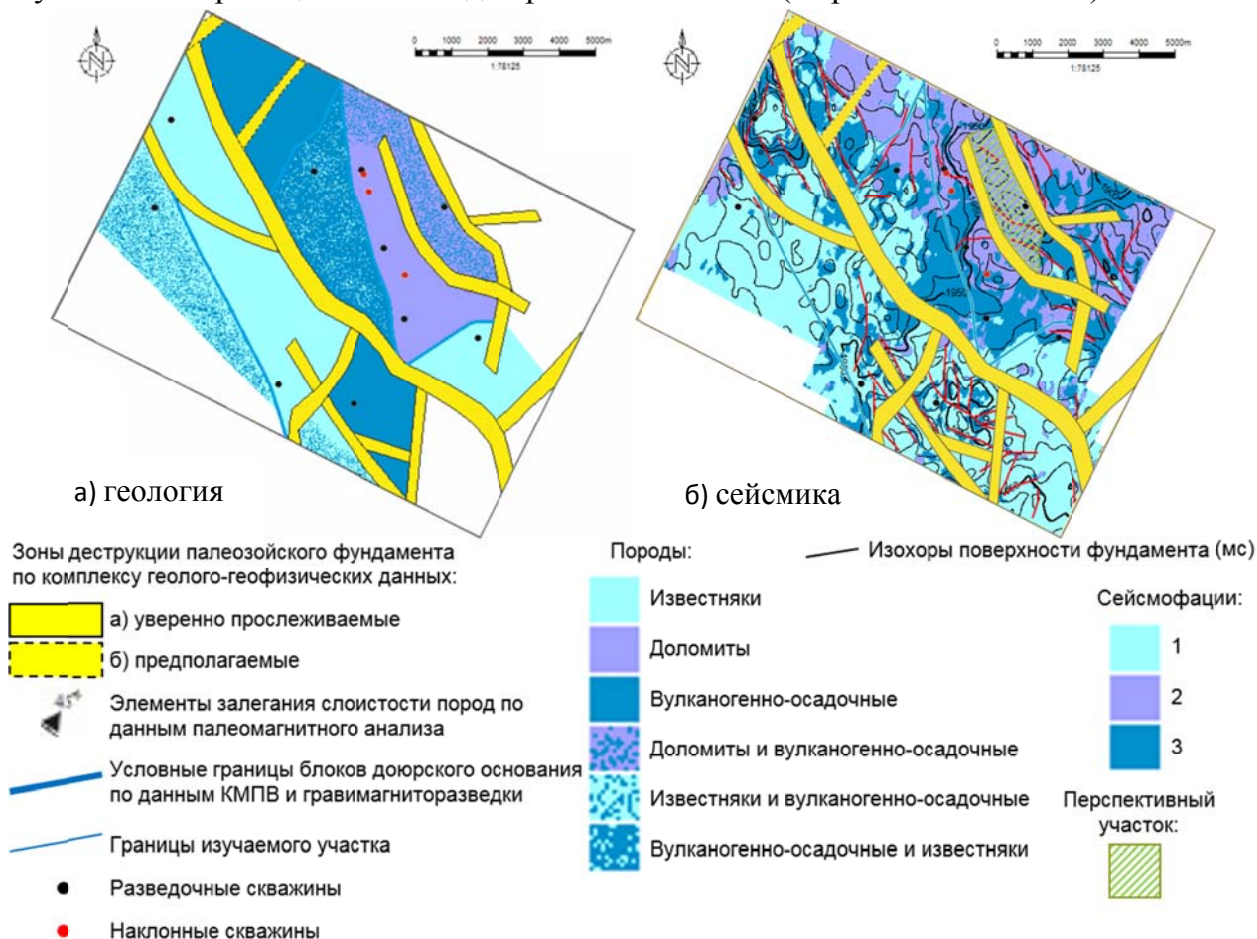


Рисунок 2. а) Фрагмент схематической геологической карты верхней части палеозойского фундамента в цвете; б) карта сейсмофаций с наложенными зонами деструкций и границами блоков

На карте сейсмофаций видно, что класс 1 преобладает в восточной и северо-восточной частях участка. Проанализировав геологическую схему, сейсмофацию 2 можно ассоциировать с доломитами, которые имеют схожее местоположение. Аналогично, класс 1 сейсмической фации можно связать с известняками. Сейсмофация 3 предположительно обладает акустическими свойствами вулканогенно-осадочных пород, большинство из которых представлены эффузивами. Интересно отметить, что сейсмофация доломитов практически полностью окружена сейсмофацией эффузивов. Этот факт подтверждает гипотезу о том, что доломиты, которые считаются коллектором на данном месторождении, образовались в результате воздействия магниевых вод (с эффузивов) на известняки.

В связи с тем, что скважины, в которых проводились исследования керна, расположены дискретно и неравномерно, неперспективный участок на геологической схеме, ограниченный уверенно-прослеживаемыми зонами деструкций, расположенный на северо-востоке участка и вскрытый всего одной скважиной, следует считать перспективным (на карте сейсмофаций обозначен заштрихованной областью).

Кроме того, на месторождениях в палеозойском фундаменте недостаточно определить местоположение литологии коллектора, в данном случае доломита, также следует оценить трещиноватость в блоке пород. В карбонатных породах важную роль при фильтрации флюида играют именно свойства трещин – плотность трещин, направленность, сообщаемость и т.д. Для качественной оценки трещиноватости был проведен атрибутивный анализ [6]. Наиболее наглядный результат показал запатентованный компанией Шлюмберже атрибут Ant-Tracking, рассчитанный по атрибуту дисперсии. Наблюдаемые линеаменты соотносятся с направленностью разломов и, следовательно, трещиноватости (считается, что для конкретного поля напряжений пространственная ориентация трещиноватости примерно совпадает с ориентацией основных разломов). Густоту линеаментов можно связать с интенсивностью трещиноватости. На **рисунке 3** представлен атрибут Ant-Tracking, рассчитанный по горизонту кровли отложений палеозойского фундамента, перспективный участок выделен светло-зелёным цветом.



Рисунок 3. Атрибут Ant-Tracking с наложенными зонами деструкций и границами блоков

Для исследуемого месторождения предложенный выше перспективный участок характеризуется значительной интенсивностью трещиноватости, что делает его еще более интересным для дальнейшего разбуривания и изучения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Был проведён сейсмофациальный анализ на участке с месторождением в доюрских отложениях палеозойского фундамента Западной Сибири. Несмотря на высокую

неопределенность, вызванную достаточно низким качеством сейсмических данных, результат анализа с тремя выделенными сейсмическими фациями согласуется с распределением фаций по исследованиям керна скважин, приведённым на геологической карте. В целом, ориентация разломов и трещиноватости по атрибутивному анализу соответствует выделенным зонам деструкций палеозойского фундамента и границам блоков доюрского основания по геофизическим данным.

На основании проведенных исследований выделен перспективный участок с возможными улучшенными коллекторскими свойствами, который ранее практически не был охвачен бурением. Участок расположен в северо-восточной части рассматриваемой площади, ограничен линейными зонами деструкций СЗ-ЮВ протяжения и на нём была пробурена всего одна скважина. Помимо волнового поля, близкого по своим характеристикам к волновому полю на доломитах, предлагаемый участок может обладать повышенной трещиноватостью.

ЛИТЕРАТУРА

1. Белов Р.В., Кондрашов В.А., Мельников В.П. Опыт комплексного сейсмофациального анализа данных МОГТ и КМПВ // Геология нефти и газа. – 1990. № 3. С. 33–36.
 2. Пейтон Ч. Сейсмическая стратиграфия. – М.: Мир, 1982. – 846 с.
 3. Кирилов А.С., Закревский К.Е. Практикум по сейсмической интерпретации в PETREL. – М.: Издательство МАИ-ПРИНТ, 2014. – 288 с.
 4. Ежова А.В., Меркулов В.П., Чеканцев В.А. Геологическая модель строения палеозойского фундамента Северо-Останинского нефтяного месторождения (Томская область) // Горный журнал. – Томск, 2012. – Специальный выпуск. – С. 35 – 38.
 5. Chopra S., Marfurt K.J. Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization. – SEG Geophysical Development Series. – 2007. – № 11. – 465 p.
 6. Aarre V., Astratti D., Dayyani T.N., Mahmoud S.L., Clark A., Stellas M., Stringer J., Toelle B., Vejbaek O, White G. Seismic detection of subtle faults and fractures // Oilfield Review. – 2012. – V. 24. – № 2. – P. 28–43.
-



Волкова Александра Александровна. Аспирант института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск; инженер Центра подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового дела «Petroleum Learning Centre» НИ ТПУ.

**К ВОПРОСУ О ТЕРМИНОЛОГИИ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД И ВЫДЕЛЕНИИ
БИОГЕРМНЫХ ПОСТРОЕК ПРИ НЕФТЕПОИСКОВЫХ РАБОТАХ**

*Е.Н.Горожанина, В.М.Горожанин**

*Институт геологии, Уфимский научный центр РАН

E-mail:gorozhanin@ufaras.ru

В докладе приведены примеры использования терминов наиболее распространенной классификации известняков Д. Данхема [Dunham,1962], основанной на типе и количестве матрикса в биокластовых разностях. Показано преимущества данной классификации при микрофациальном анализе и определении обстановок осадконакопления. Приведены критерии, позволяющие определить тип карбонатной породы при нефтепоисковых работах.

Ключевые слова: известняк, шельф, микрофации, вакстоун, пакстоун, грейнстоун, баундстоун, цементостоун.

При нефтепоисковых работах в карбонатных толщах, сформированных на древних шельфах, основной целью поиска нередко являются биогермные постройки, которые рассматриваются как структуры, которые должны иметь высокую первичную пористостью. Распознавание таких тел в осадочной последовательности в некоторых случаях встречает определенные затруднения. Наш опыт работы с карбонатными толщами позднего палеозоя в Предуральском краевом прогибе, Северном Прикаспии [1] и других местах, показывает, что случаи недостаточно обоснованного выделения биогермов часто связаны с недостаточно четким применением терминов классификации карбонатных пород.

При микроскопическом описании шлифов карбонатных пород наиболее часто применяется классификация Р. Данхема [2] с дополнениями по [3, 4, 5]. Согласно этой классификации, известняки, сложенные обломками фауны (биокластикой) и обломками карбонатных пород (литокластикой) в зависимости от соотношения обломков (зерен) и матрикса подразделяются на несколько типов (**рисунки 1, 2, 3 а,б**). Микритовые известняки с единичными биокластами (биомикрит по [6]) в иловом матриксе относятся к мадстоунам (**рисунок 1,а,б**). Мелкобиокластовые известняки с микритовым (иловым) матриксом относятся к вакстоунам (ил с биокластикой, зерна не соприкасаются) (**рисунок 1,в,г**), при увеличении количества зерен (зерна соприкасаются), известняк называется пакстоуном (**рисунок 1, д,е**).

Зернистые известняки, в которых зерна соприкасаются, матрикс отсутствует, называются грейнстоуны (**рисунок 2, а,в; рисунок 3, а,б**). По другой классификации [6] они называются калькаренидами. Для известняков, сложенных крупными обломками фауны, в том числе рифостроителей, приняты названия рудстоун (**рисунок 2, д,е**) (обломки соприкасаются) и флаутстоун (**рисунок 2, б,г**) (обломки не соприкасаются, «плавают» в матриксе).

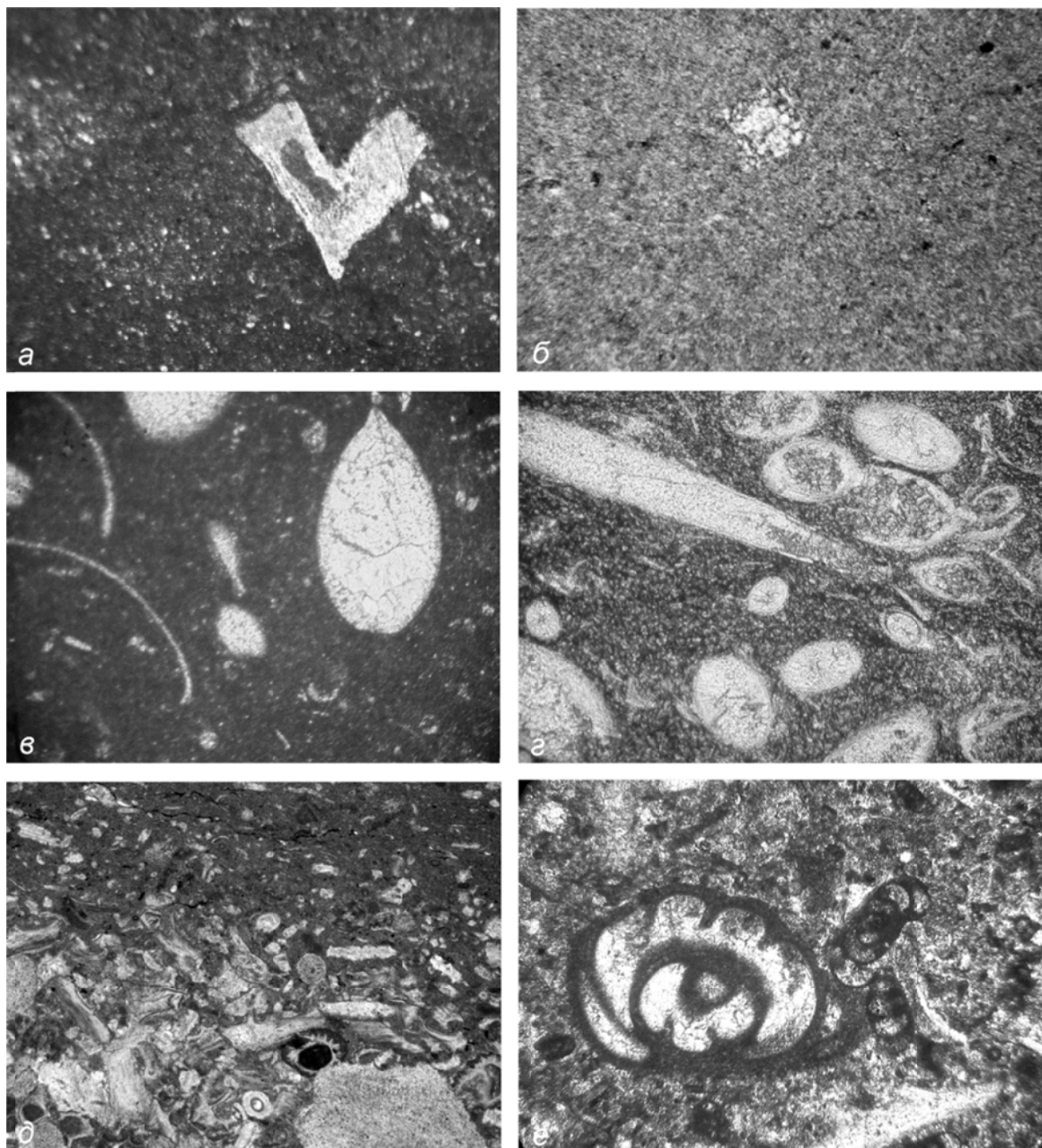


Рисунок 1. Типы мелкобиокластовых известняков с иловым матриксом (мадстоуны, вакстоуны, пакстоуны). Микрофотографии шлифов, николи параллельны, длина снимка 2 мм:

а – мадстоун с единичными члениками криноидей в микролите, микрофация глубоководного шельфа, нижняя пермь, ассельский ярус, скв. Акбинская 174; б – мадстоун с единичными кристаллами гипса, нижняя пермь, кунгурский ярус, лагунная микрофация, скв. Нагумановская 25; в – вакстоун с раковинами остракод, верхний девон, фаменский ярус, микрофация тиховодной зоны мелководного шельфа. Скв. Песчаная 20; г – вакстоун с раковинами тентакулитов, средний девон, эйфельский ярус, микрофация глубоководного шельфа, скв. Песчаная 20; д – пакстоун, переходящий в вакстоун (вверху), средний карбон, московский ярус, карбонатный турбидит, микрофация глубоководного склона шельфа, западный склон Южного Урала, разрез Басу; е – пакстоун разномзернистый с раковинами фораминифер в микрозернистом, слабо перекристаллизованном матриксе, серпуховский ярус, микрофация открытого мелководного шельфа, скв. Восточно-Песчаная 30.

Матрикс в грубообломочных отложениях может быть представлен вакстоуном, пакстоуном или грейнстоуном (**рисунок 2, б, г, д, е**). Образование этих отложений контролируется активностью волновых движений, они формируются на разных уровнях глубины морского дна и между ними могут быть переходы (**рисунок 1, д**). В тоже время, между биогермными породами (баунстоунами) и обломочными породами переходные разности [7] отсутствуют, поскольку различается механизм их образования – биогермы образуются в результате жизнедеятельности организмов, а биокластовые известняки - в результате механической активности волн и течений.

Для биогермных известняков, сложенных колониями организмов-рифообразователей, находящихся в прижизненном положении, принято название: баундстоун (boundstone), а также баффлстоун (биоморфный), фреймстоун (каркасный) и др bindstone (корковый) [4, 5]. Их особенностью является наличие крустификационного цемента. Следует отметить, что организмы в прижизненном положении встречаются редко, чаще наблюдаются их обломки. В случае крустификационного цемента породы относятся к баундстоунам и цементостоунам [5, 8]. Считается, что крустификационный (или инкрустационный) цемент образуется в морских условиях при диагенезе и первоначально имел арагонитовый состав. По-видимому, его образование обусловлено быстрым ростом игольчатых кристаллов арагонита в условиях пересыщения раствора в приповерхностных условиях или в закрытых полостях. Также считается, что образование крустификационного цемента продуцируется организмами – крустификаторами, к которым относятся некоторые водоросли и цианобактерии (например, тубифиты). Именно инкрустационный цемент залечивает первичные полости в биогермных известняках, уменьшая их пористость. Следует отметить, что такой цемент слабо подвержен выщелачиванию. Термин цементостоун применяется к известнякам, в которых кристаллический (часто крустификационный) кальцитовый цемент занимает более 50 % породы [5; 8]. Цементостоуны могут формироваться в условиях активной гидродинамики на бровке шельфа.

Вакстоуны и пакстоуны являются достаточно легко диагностируемыми породами. Они формируются в условиях тиховодных впадин как мелководных, так и более глубоководных обстановках. Распознавание обстановки в этом случае возможно по типу фауны и ассоциированных пород (**рисунок 1**). Наибольшие трудности возникают при выделении пакстоунов, т.к. в случае перекристаллизации микритового цемента они выглядят как грейнстоуны. Пакстоуны, как переходные разновидности между отложениями тиховодных и активных обстановок, формируются как в условиях мелководной шельфовой впадины, так и в глубоководной зоне. Пакстоуны типичны для карбонатных турбидитовых последовательностей, они отлагаются скоростными мутьевыми потоками в тиховодную зону глубокой впадины, при этом иловый компонент не успевает вымываться (**рисунок 1, д**).

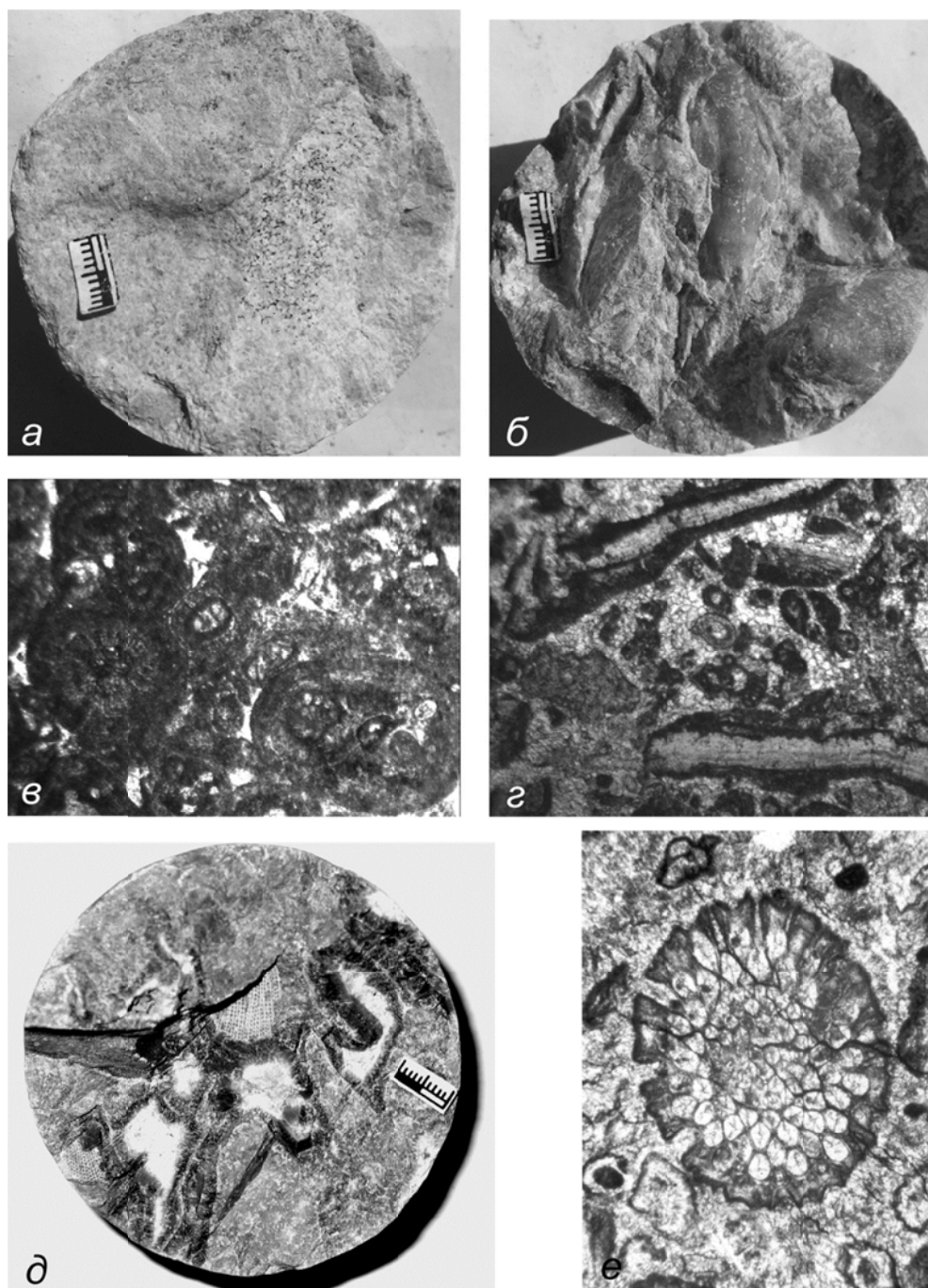


Рисунок 2. Типы крупнобиокластовых известняков с кристаллическим кальцитовым цементом (грейнстоуны, флаутстоуны, рудстоуны) (а, б, д - фотографии штучков, линейка 1 см; в, г, е – микрофотографии шлифов, николи параллельны, длина снимка 2 мм):

а, в –грейнстоун оолитовый сортированный с мелкоспаритовым цементом, башкирский ярус, фа-
ция отмели мелководной зоны шельфа, скв. Акобинская 174; б, г – флаутстоун-рудстоун (брахио-
подовый ракушняк) с мелкоспаритовым цементом и интракластами. Брахиоподы крупные до 0,7-
1мм в длину, матрикс – пак-грейнстоун мелко-среднезернистый, сцементирован спаритом, баш-
кирский ярус, фа-ция мелководной зоны шельфа с активной гидродинамикой, скв. Акобинская 174;
д, е – мшанковый рудстоун, матрикс - грейнстоун, артинский ярус, микрофа-ция зоны биогермов
бровки шельфа, скв. Вершиновская 501.

Сложности вызывает также определение типа известняков в случае крустификационного цемента (**рисунок 3, в-е**). Обычно при обнаружении инкрустаций известняк относят к биогермной постройке [9], однако инкрустации микрокодиевого типа относятся к поздним субаэральным (в том числе карстовым) процессам [5], а не к биогермам (**рисунок 3, д**). Крустификационный кальцит может цементировать и обломочные известняки (**рисунок 3, е**), в таком случае отложения относятся к цементостоунам [8].

В качестве примера можно привести тела малой размерности, выделяемые на гжельско-ассельском стратиграфическом уровне в полосе распространения рифов ишимбайского типа. Литологический тип отложений – слоистые вакстоуны с редким детритом крупных фаунистических остатков - одиночных кораллов, криноидей, брахиопод, наутилоидей, трилобитов. Чаще всего они слагаются мшанками в ассоциации с водорослями или палеоаплезинами и сопровождаются намывными карбонатными «песками» (грейнстоунами) различного (чаще всего штормового) генезиса сформированными в условиях небольших и умеренных глубин (30-50 м).

Такие образования можно наблюдать в основании стерлитамакских рифов асселя (карьер Шахтау, г. Стерлитамак), гжельского «риф» г. Воскресенка и в иных местах. Такие тела могут быть выделены практически по всей полосе распространения нижнепермских рифов - от Южного Приуралья до Северного Урала и далее до острова Шпицбергена и арктической Канады. Состоят такие биогермы из каркаса слоевищ палеоаплезин или водорослей, скрепленных пелитовым карбонатным матриксом (мад-вакстоуном). В биоценозе присутствуют также брахиоподы, образующие скопления типа банки, трилобиты. В одном случае обнаружены слоевище редких водорослей *Calceperatera*, которые ранее в отечественных разрезах позднего палеозоя не встречались, были описаны только в Северной Америке [10].

Формирование таких биогермов связано с улавливанием карбонатного ила в местах скопления палеоаплезин или водорослей, которые по каким-то причинам закрепились на намывных криноидных песках в условиях среднего шельфа (условия жизни *Calceperatera* оцениваются в 30 м). Особенностью таких образований является их небольшой размер, обычно не превышающий первых метров, и ассоциация с перекрывающими криноидными песками, которые могут содержать продукты перемыва постройки (слоевища палеоаплезин, обрывки водорослей). А.И. Антошкина [11] называет такие образования скелетными холмами, подразумевая, что их генезис связан с формированием подводными течениями намывных холмов, состоящих из разрушенных фрагментов тел рифообразователей. Такие холмы можно видеть в широко известном разрезе асселя на р. Кожим, Северный Урал, где ранее эти биогермы относили к рифовым постройкам [11].

Вероятно, наряду с перемытыми скелетными холмами могут существовать и мелкие постройки как уловители карбонатного ила. Они диагностируются по пелоидному материалу карбонатного матрикса, скрепляющего веточки палеоаплезин или водорослей типа *Calceperatera*. Казалось бы, выделение таких биогермных тел, имеющих обычно

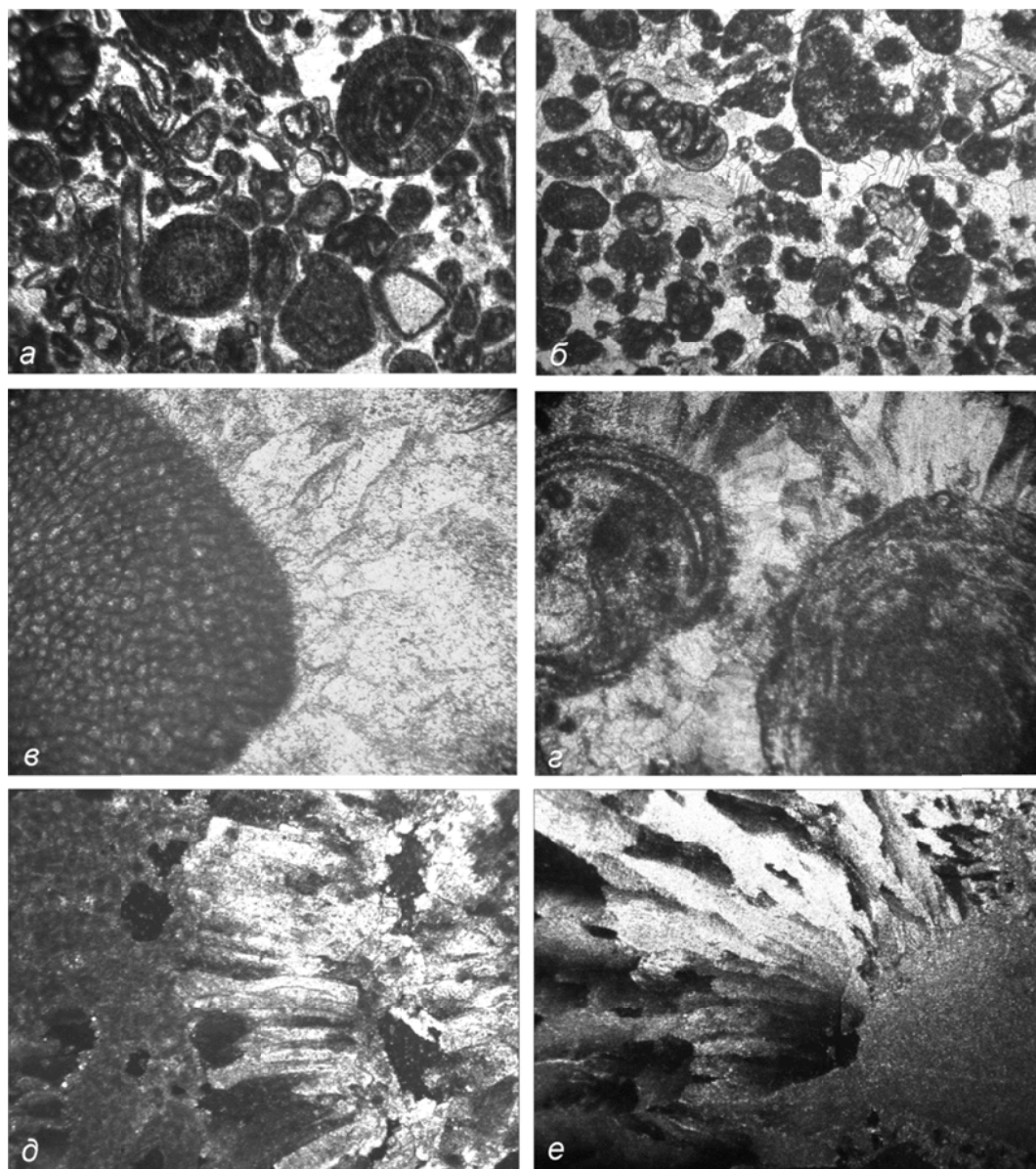


Рисунок 3. Типы биокластовых известняков с кристаллическим кальцитовым цементом (грейнстоуны, баундстоуны, цементстоуны). Микрофотографии шлифов, николи параллельны, длина снимка 2 мм: а – грейнстоун с ооидами, кортоидами (справа внизу – обломок криноидеи с микритизированной каймой) и раковинами фораминифер, башкирский ярус, фация отмели открытого мелководного шельфа, скв. Акобинская 174; б - грейнстоун пелоидно-интракластовый с раковинами фораминифер, фаменский ярус, микрофация мелководного шельфа с активной гидродинамикой, восточный склон Южного Урала, разрез Дзержинка; в – баундстоун с водорослями сириногопора с крустификационным цементом, фаменский ярус, биогермная микрофация, бровка шельфа, скв. Песчаная 20; г – баундстоун-цементстоун с онколитами (справа) и раковиной гастроподы (слева) в крустификационном цементе, фаменский ярус, биогермная микрофация, бровка шельфа скв. Песчаная 20; д – микрокодиевые инкрустации по микрозернистому мелкобиокластовому известняку (микритизированному интракласто-во-биокластовому пак-грейнстоуну – на фото слева), головки кристаллов кальцита обращены в сторону замещающей породы, зона сакмаро-артинского (?) карста по ассельским известнякам, Колвинский вал; е – цементстоун с инкрустационным кальцитом, цементирующим крупную биокластику (фрагмент криноидеи справа), игольчатые кристаллы кальцита обрастают членик криноидеи (справа), заполняя полости между фауной, серпуховский ярус, восточный склон Южного Урала, карьер Ириклинский.

весьма ограниченный размер, не может оказать значимого влияния на оценку продуктивности разреза при нефтепоисковых работах. Однако, при описании подобных пород они нередко диагностируются как баундстоуны со всеми вытекающими из этого вывода последствиями. Вся последовательность карбонатных пород, сформированных в условиях шельфа или рампа, начинает считаться рифовой. Можно быть почти уверенным, что если подобные биогермы будут описаны в апикальной части тектонических структур, то геофизики при интерпретации сейсмических профилей непременно выделят здесь перспективную рифовую постройку и все усилия будут направлены на ее оконтуривание. Между тем, очевидно, что соотношение объемов тел биогермов, залегающих среди шельфовых карбонатных аренигов (грейнстоунов), будет не в пользу биогермов.

Чаще всего возникает ситуация, в которой объектами поиска должны быть не рифовые постройки, а шельфовые карбонаты гранулярной природы, в которых при определенных условиях формируются благоприятные объемы вторичной пористости.

ВЫВОДЫ

Приведенные примеры показывают, что некорректное понимание терминов в применении к карбонатным отложениям может приводить к неправильному целеполаганию при нефтепоисковых работах. Основным признаком, позволяющим определить тип карбонатной породы в шлифах, является тип матрикса и соотношение его с обломками или зернами. В случае присутствия в породе кристаллического цемента нужно более внимательно определить тип цементации – происходит ли заполнение ранних пустот или замещение матрицы породы. Несмотря на ряд проблемных вопросов, термины Данхема с дополнениями удобны как при описании шлифов карбонатных пород и для микрофациального анализа отложений и восстановления обстановок карбонатного осадконакопления и являются весьма полезными в практике нефтепоисковых работ, при условии их корректного понимания и использования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Горожанин В.М., Горожанина Е.Н., Днистрянский В.И., Побережский С.М., Ефимов А.Г. Роль разломно-блоковой тектоники в формировании залежей углеводородов в подсолевых отложениях палеозоя на юге Соль-Илецкого свода // Геология нефти и газа. – 2013. – №2. – С.22-33.
2. Dunham, R.J. Classification of carbonate rocks according to depositional texture // Classification of carbonate rocks – Ham W.E.(ed.). – Am. Ass. Petrol. Geol. Mem. 1. –1962. – P. 108-121.
3. Embry A.F., Klovan J.E. A Late Devonian reef tract on northeastern Banks Island, North west Territories. – Can. Petrol. Geology Bull – N. 19. – 1971. – P.730-781.
4. Уилсон Дж.Л. Карбонатные фации в геологической истории. – М.: Недра. – 1980. – 463 с.
5. Flügel, E. Microfacies of Carbonate Rocks. Analysis, Interpretation and Application. Second Edition. – Springer-Verlag. – Berlin Heidelberg. –2010. – 929 p.

6. Folk, R.L. Spectral subdivisions of limestone parts // Classification of carbonate rocks – Ham W.E. (ed.). – Am. Ass. Petrol. Geol. Mem. 1. – 1962. – P. 62-84.
 7. Оленова К.Ю. Микрокодиевые известняки северной части Колвинского мегавала. // Литология и геология горючих ископаемых. – № V (21). – Екатеринбург: – Изд-во УГГУ. – 2011. – С. 68-75.
 8. Kabanov, P. Iriklienskoe section: carbonate platform slope cementstones and serpukhovian paleogeography of eastern South Urals (Russia) // Newsletter on Carboniferous Stratigraphy. – 2011. – V.29. – N.11. – P.35-42.
 9. Оленова К.Ю., Постников А.В. Проблема типизации известняков в нефтегазовой геологии // Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории. – Материалы VII Всероссийское литологического совещания Новосибирск. – 2013 г. – Т.2. – С.341-345.
 10. Sawin R.S., West R. R. Paleoecology of the Permian (Wolfcampian) Phylloid Alga Calcipatera from an In Situ Occurrence in Kansas, U.S.A // Current Research in Earth Sciences.– Bulletin 251. – Part 1. – 2005. – P. 1-14. [Электронный ресурс] – режим доступа: <http://www.kgs.ku.edu/Current/2005/sawin/sawin1.html>
 11. Антошкина А.И. Рифообразование в палеозое (север Урала и сопредельные территории). – Екатеринбург: УрО РАН. – 2003. – 304 с.
-



Горожанин Валерий Михайлович. Кандидат геолого-минералогических наук, заведующий лабораторией ФГБУН Института геологии Уфимского научного центра РАН, Республика Башкортостан, г. Уфа.



Горожанина Елена Николаевна. Кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник ФГБУН Института геологии Уфимского научного центра РАН, Республика Башкортостан, г. Уфа.

**ВАРИАНТЫ И ПРИНЦИПЫ КЛАССИФИКАЦИИ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ
КИТАЙСКОЙ НАРОДНОЙ РЕСПУБЛИКИ (КНР)**

Лю Чень

Национальный исследовательский
Томский политехнический университет, г. Томск
E-mail: 863491165@gg.com

Необходимым условием для осуществления масштабных долгосрочных инвестиций в нефтедобывающую промышленность при условии благоприятных перспектив спроса на нефть на мировом рынке является наличие соответствующих геологических запасов нефти, как в конкретном регионе, так и в мире в целом. Оценка геологических запасов нефти в земных недрах всегда носит приблизительный характер. Точность ее зависит от множества причин и прежде всего от степени геологической изученности территории, масштабов уже проведенных поисково-разведочных работ, критериев и методов, применяемых при обработке полученных результатов полевых исследований. Необходимые масштабы геолого-поисковых и разведочных работ определяются в первую очередь неуклонно растущей потребностью в нефти, долговременной динамикой мировых цен на нефть, а также, естественно, наличием соответствующих месторождений, а в последние десятилетия - чрезвычайно быстрым развитием новых более эффективных технологий их разведки и последующей добычи нефти. Традиционно подсчет запасов сопряжен с необходимостью определения типа ловушки и ее потенциала. В статье рассмотрены особенности классификации залежей УВ в КНР.

Ключевые слова: классификация, месторождение, ловушка, флюиды,

Традиционно классификация любых объектов исследования осуществляют на основании двух основных критериев: научность и практичность. *С позиций научности* в основу классификации нефтегазовых залежей КНР берут, во-первых, основные условия их образования и, во-вторых, основные различия и связи между различными их типами.

С позиций практичности рассматриваются конкретные геологические условия залежей с позиций возможность ведения разведки и добычи углеводородного сырья.

В настоящий момент существует около 100 вариантов классификации, представленных как европейскими, в том числе российскими, так и китайскими исследователями: классификации Perrotton (1967) и Levsen (1980) по генезису ловушек, Брода (1964) по форме ловушек и их генезиса, по форме коллекторов, Миллтона (Millton, 1992) по количеству и характеру тектонических нарушений и т.д. [1; 2; 3; 6; 7; 13].

Китайские геологи-нефтяники Чжан Хоуфой (1985) [1; 3; 5; 10], Ху Цзяни (1990) [10; 11; 14], Дай Син (1990) и др. разработали свои классификации на основании генезиса ловушек и формы, с определением характеристик формирования нефтегазовых бассейнов Китая. Данные варианты классификаций разработаны с учетом основных условий формирования нефтегазовых залежей в Китае, пород-коллекторов, в том числе ловушек, состояния распределений и свойств флюидов в коллекторах. Анализ названных вариантов классификаций показал следующее.

1. Часть вариантов учитывающих большое количество факторов, как правило, малоприменимы с точки зрения практики нефтепоисковых работ. Такие классификации

слишком сложны. Другая же часть вариантов классифицирования нефтегазовых залежей наоборот, характеризуется чрезвычайной простотой, легка в применении, но с трудом отвечает действительным потребностям геологии нефти и газа.

2. Как правило, формирование нефтегазовых залежей контролирует большое количество разнообразных факторов, и учесть даже большинство из них достаточно трудно. Поэтому в большинстве случаев параметрами выделения типов и подтипов нефтегазовых залежей служат только один или два контролирующих фактора.

3. Главным фактором в многочисленных вариантах классификаций многих учебных является генезис ловушек.

Базовые типы месторождений и характеристики нефтегазовых залежей КНР приведены в сводной **таблице 1**, в которой показано, что нефтегазовые залежи делят на 4 группы и 17 классов по генезису ловушек.

Среди всех открытых средних и крупных китайских нефтегазовых месторождений преобладающим типом являются антиклинальные нефтегазовые залежи, занимающие 72,5% от общего количества залежей разных типов.

Доказанные запасы нефти в Китае в 2000 году оценивались в 3,2 млрд т, что составляет приблизительно 2,4% мировых запасов. Достоверные запасы нефти на суше, по китайским данным, оцениваются в 5,3 млрд. т и в 4 млрд. т на шельфе.

В настоящее время более 90% нефти в стране добывается на суше, однако с 1969 года пробную нефть начали извлекать на шельфах Восточно-Китайского, Желтого и Южно-Китайского морей и Бохайского залива. Месторождения нефти открыты также на шельфе о. Хайнань (Вэньчан, Линьтоу, Ледун). Потенциальные запасы нефти на шельфе Южно-Китайского моря оцениваются в 10-16 млрд. т.

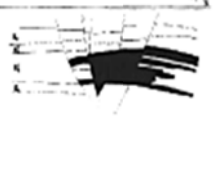
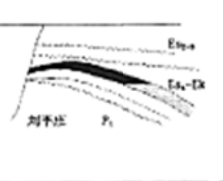


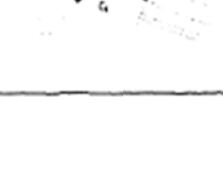
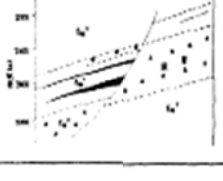
В районе Южно-Китайского моря в настоящее время добывается 150-200 млн. т нефти в год. Из этого объема на всем шельфе Китая 1993 году было добыто 4,5 млн. т. нефти, в 1996 году - около 15 млн. т, в 1997 году - 16,2 млн. т. [9; 11; 13; 14].

В 1994 году на шельфе Южно-Китайского моря Китай добыл 6,47 млн. т сырой нефти, в 1996 году - 11,8 млн. т. В настоящее время добыча возросла до 14-15 млн. т.

Южный Китай и особенно его Восточная зона богаты запасами природного газа, которые оцениваются в 4 тыс. млрд. тонн, добыча в год составляет 20 млрд. куб. м. К настоящему моменту разведано лишь 3,5%. Крупнейшим центром добычи и переработки газа является провинция Сеньхуа. Продолжается строительство совместного китайско-американского предприятия по добыче природного газа годовой мощностью 3,25 млрд. куб. м. в Ингэхайской впадине Южно-Китайского моря [3; 6; 8; 9; 12].

Наиболее крупные предприятия по добыче и переработке нефти расположены в провинциях Хэйлунцзян, Шаньдун. Даган, Юймэнь. Цайдам, а также в слабообразованных районах, нередко вдали от центров нефтепотребления. Большая же часть из 580 нефтеперерабатывающих заводов сосредоточена в Северо-Восточном Китае.

Классификация залежей нефти и газа в Китае

Группа	Под-группа	Класс	Основные характеристики залежей	Средние и крупные месторождения	Разрез залежей
Структурные	Антиклинальные	Экранированные в своде сбросами	1. Залежи на крыльях и в своде. 2. Преобладают пластовые залежи. 3. Преобладают единые разделы нефти, газа и воды.	Нефтяные месторождения: Beidagang, Zaooyan, Wangguantun, Shengtuo.	
		Перекрытые моноскладными, экранированными нарушениями на одном крыле	1. Залежь контролируется антиклиналью и экранируется нарушением. Антиклиналь характеризуется вершиной и утолщенными крыльями. 2. Преобладают пластовые залежи. 3. Залежи имеют единые и ВНК и ГВК.	Нефтяные месторождения: Xinglongtai, Gudao, Gudong, Chengdao, Qinhuangdao-32-6, Suizhong-36-1. Газовые месторождения: Ya-13-1, Xinglongtai, Jinzhou-20-2, Yakela.	
		Сжатые, экранируемые нарушениями	1. Залежи неравномерно нарушенные. 2. Контакты единые и разные. 3. Залежь контролируется антиклиналью и нарушениями.	Нефтяные месторождения: Chaoyanggou, Fuyu, Lengjiabao, Qiuling-Shanshan. Газовые месторождения: Sebei-1, Sebei-2, Tainan, Wubaiti, Wolonghe, Dachiganjing, Longmen, Gaofengchang, Tieshan, Shuangjiaba, Fuchengzhai, Taijinaier, Jilake, Weiyuan, Moxi, Kela-2, Yinan-2, Kekeya, Zhongba, Xinchang, Quidong, Wangjiatun.	
		Экранированные на крыльях сбросами	1. Залежи экранируются нарушениями и контролируются антиклиналями. 2. Залежи имеют единые разделы нефти, газа и воды. 3. Залежи пластово-сводового и массивного типов.	Нефтяные месторождения: Aershan, Gasikule, Tazhong-4, Lunpan. Газовые месторождения: Banqiao, Hetianhe, Tazhong-4, Yingmai-7, Yaha, Yangtake.	
		Блочные, экранируемые в блоках разрывами	1. Сформированы поперечной складчатости (включая сводчатое поднятие пластичных пластов и фундаментов). 2. Залежь разрезана многочисленными разнонаправленными нарушениями на серию блоков, контролирующую в целом антиклиналью. 3. Разделы нефти, газа и воды различны в разных блоках.	Нефтяные месторождения: Daqing, Dongxin, Pucheng, Wenliu. Газовые месторождения: Dongfang-1-1, Ledong-1-1, Wenliu, Ledong-15-1.	
		Моноклиналиные	Блочные	1. Нефтеносный блок экранируется сбросом вверх по восстановлению пластов. 2. Залежи имеют часто единые разделы нефти, газа и воды внутри блока. 3. Залежи пластовые и массивные.	Нефтяные месторождения: Lippan, Kelamayi.
Осложненные структурными носами, разрывами	1. Залежи развиты на склонах. 2. Залежи контролируются структурой типа "нос" и сбросом. 3. Преобладают залежи пластового типа.		Нефтяные месторождения: Toutai, Ximin-Xinli, Longxi, Yushulin, Shuanghe.		

Группа	Под-группа	Класс	Основные характеристики залежей	Средние и крупные месторождения	Разрез залежей
Литолиогические	С первично-седиментационными коллекторами	Рифовые	1. Рифы экранированы непроницаемыми толщами. 2. Преобладают массивные залежи	Нефтяные месторождения: Liuhua-11-1.	
		Линзовидные	1. Как правило, развиты в центре бассейна. 2. Линзовидные коллекторы формируют самостоятельную нефтегазовую систему.	Нефтяные месторождения: Bonan, Zhaozhou, Ansa.	
		Латеральным замещением вверх по восстанию пластов	1. Как правило, развиты на периферии бассейна или тектоническом склоне, замещение коллекторов вверх по восстанию пластов. 2. Преобладают залежи пластового типа.	Нефтяные месторождения: Gaosheng, Yangchang-Yongping, Jingan.	
	С вторичными коллекторами	С линзами трещинных коллекторов	1. Зоны развития трещин ограничены плотными породами. 2. Распределение УВ неравномерное, форма залежей неправильная.	Шиююу, Люнниосы, Юцзюаньцзы.	
		С линзами поровокавернозно трещинных доломитизированных коллекторов.	1. Контуры залежей совпадают с границами доломитизации. 2. Самостоятельные контакты	Шугань	
Стратиграфические	Выклинивание коллекторов вверх по восстанию пластов	1. Расположены в кровле поверхности несогласия. 2. Преобладают залежи пластового типа с разными контактами.	Нефтяные месторождения: Shanjiaci. Газовые месторождения: Changdedong.		
	С денудацией пластов под поверхностью несогласия и перекрытием непроницаемыми породами	1. Развиты под поверхностью несогласия. 2. Преобладают залежи пластового и массивного типа с одним или разными контактами.	Нефтяные месторождения: Shuguang-Huaxiling. Газовые месторождения: Middle.		
	Палеогеоморфологические	В погребенных выступах	1. Выступы разновозрастные верхнепротерозойские, палеозойские, мезозойские. 2. Как правило залежи массивные с единым ВНК или ГВК.	Нефтяные месторождения: Jinganbao, Renqiu, Shixi. Газовые месторождения: Suqiao.	
Гидравлические залежи и залежи капиллярной силы	Гидравлические залежи	1. Обычно развиты на структурных склонах. ВНК наклонный. 2. Распределение нефти и газа контролируется гидродинамической плавучестью.	Ордос		
	Синклиналие залежи, экранируемые южной капиллярными барьерами	1. Обычно развиты в синклиналях или центральных частях бассейнов. 2. Обратное положение нефти и воды (нефть и газ под водой). 3. Залежи часто встречаются в плотных коллекторах.	Сюэцзоуху, Бэньян, Эмволи		

Закономерность распределения нефтегазовых месторождений в нефтегазоносных бассейнах в Китае. Соотношение развития средних и крупных нефтегазовых месторождений в осадочных бассейнах нефтегазонакопления неоднородно, что не раз отмечено многочисленными исследованиями закономерностей нефтегазонакопления в пределах основных нефтегазоносных бассейнах Китая (Magala, 1990) [1; 2; 3], Price, 1994 [4; 5], Macgregor, 1996 [13; 14] и т.д. По преобладающему механизму в процессе формирования и эволюции большую часть суперпозиционных бассейнов традиционно разделяют на кратонные, рифтогенные, и форландовые (**таблица 2**).

Таблица 2.

Упрощенные виды базовых нефтегазоносных бассейнов в Китае

Рифтогенные бассейны	Кратонные бассейны	Форландовые бассейны
Бохайвань	Сычуань	Прогиб Кучэнн
Сунляонинь	Ордус	Прогиб западной части Тарим
Ерлянь	Тарим	Западная окраина Ордос
Джунгария		Северный хребет Тяньшан
Наньсян		Прогиб западной части Сичуань
Чжуцзянкоу		
Ин-Цюнь		

Количество открытых средних и крупных нефтегазовых месторождений, а также соответствующие им статистические характеристики геологических запасов в Китайских нефтегазоносных бассейнах трех разных типов. Эти данные показывают, что в бассейнах разных типов степень развития средних и крупных нефтегазовых месторождений явно различна. Очевидно, что количество, как средних геологических запасов нефтяных месторождений, так и открытых крупных нефтяных месторождений в рифтогенных бассейнах достаточно немалое. Крупные и средние газовые месторождения наиболее разработаны в кратонных бассейнах в Китае, но степень средних геологических запасов газовых месторождений наибольшая в форландовых бассейнах Китая (**таблица 2**).

В 60-70-е годы прошлого века с целью выявления закономерностей распределения китайских нефтегазовых залежей было введено понятие «**комплексной зоны нефтегазонакопления**». Комплексная зона нефтегазонакопления в основном определена структурной зоной региональных литологических выклиниваний, зоной изменения физических свойств, зоной второго порядка, стратиграфическим несогласием и перекрытием.

СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ СЕДИМЕНТОЛОГИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ ИНЖИНИРИНГЕ

Среди перечисленного только один фактор имеет значимость в процессе накопления и обогащения нефти и газа, а остальные факторы второстепенны, поэтому комплексные зоны нефтегазонакопления обычно включают в себя группу многочисленных типов нефтегазовых залежей, в которой один тип занимает главное место, а другие типы менее значимы (Ху Цзяньи, 1997) [1; 12].

Типы нефтегазовых залежей наиболее сложны в рифтогенных бассейнах, характеризующихся сложным геологическим строением. В рифтогенных бассейнах Китая открыто 9 крупных нефтегазовых и газовых месторождений, что меньше в два раза по сравнению с нефтяными месторождениями.

В настоящее время в кратонных бассейнах Китая открыто 19 средних и крупных газовых месторождений и 6 средних и крупных нефтяных месторождений. По распределению главных типов нефтяных залежей в кратонных бассейнах видно, что среди средних и крупных нефтяных месторождений в Китае преобладают сбросовые антиклинальные типы. Второе место занимают литологические линзовидные типы.

Среди средних и крупных газовых месторождений в Китае антиклинальные типы явно преобладают. Описанная ситуация указывает на потенциальные перспективы разведки крупных и средних нефтяных месторождений литологического и стратиграфического маскирующего типов китайских кратонных бассейнов.

В форландовых бассейнах к настоящему времени открыто 1 крупное нефтяное месторождение и 9 средних и крупных газовых месторождений. В газовых месторождениях имеется 2 главными типами нефтегазовых залежей: сбросовый антиклинальный типы и сжатый антиклинальный. По мере углубления разработки форландовых бассейнов Китая увеличивается количество типов открытых средних по запасам и крупных нефтегазовых залежей (таблица 3).

Таблица 3

Характеристики развития средних и крупных китайских нефтяных месторождений в трех типов нефтегазоносных бассейнах

Бассейны	Открытые крупные нефтяные месторождения		Геологические запасы		
	Количество (штук)	Процент (%)	Количество ($\times 10^4$ t)	Процент (%)	Средние запасы нефтяных месторождений ($\times 10^4$ t)
Рифтогенные	34	82.9	1152841	92.7	29560
Кратонные	6	14.6	81413	6.5	13568.8
Форландовые	1	2.4	10000	0.8	10000

ЛИТЕРАТУРА

1. Чжоу Цзипин, Ван Дунцинь. Важный прогресс в научно-технических разработках. - 2014
2. Шэнь Дяньчэн, Лю Юечжэнь. Технический комплект заводнения пласта ASP нашел промышленное применение. - 2014
3. Чжао Чжанчжэн, Сюй Цзимин. Нефтепромысловые сервисные услуги, инженерное строительство, производство нефтяного оборудования
4. Сюй Цзимин Геохимические исследования и методы при поисках и разведке нефти и газа. М.РГУ нефти и газа, 2002. -222 с.
5. Чжан Шуйчан, Чжао Вэньчжи, Ван Фэйюй и др. Анализ истории образования залежей крекинга-газа палеозойской нефти восточной части Таримского бассейна - как пример газовой залежи Иннань-2. Геохимия газа, 2004,15 (5):441~451
6. Ян Минхуэй, Лю Чиян. Характеристика и нефтегазоносность форландоподобных бассейнов центрально-западной части Китая. Геология нефти и газа,2000,21(2):46~49
7. Fradkin G S, Jin Z J, Basharin A K, Evaporite screens of oil and gas reservoirs in the Siberian and Tarim Platforms, Geologiya I Geofizika, 2001,42 (11-12): 1945-1953
8. 21. Jin Z J, Bai G P, An introduction to petroleum and natural gas exploration and production research in China, Journal of Petroleum Science and Engineering, 2004,41(1-3)
9. Jin Z J, Zhang L P, Zeng J H, et al. Multi-origin alkanes related to CO₂-rich, mantle-derived fluid in Dongying Sag, Bohai Bay Basin, Chinese Science Bulletin, 2002,47(20), 1756—1760
10. Геология и геохимия нефти и газа / О.К. Баженова, Ю.К. Бурлин, Б.А. Соколов, В.Е. Хаин. - М.МГУ им. М.В. Ломоносова, 2000. - 384с.
11. Zhou Jiping, President of CNPC. Adapting to Global Energy Pattern Adjustment, Embracing a Brighter Future of Petroleum Industry through Technological Innovation. Keynote Speech at CEO Plenary of 2013 IPTC, Beijing, China March 26, 2013
12. Wang Dongjin, Vice President of CNPC. Changes in Global Energy Pattern and Prospects for Chinese Market Development. Vienne June 13, 2012
13. Corporate Social Responsibility and Sustainable Development Theme speech at the Sino-Swedish Senior-Level Forum on Corporate Social Responsibility, Beijing Li Xinhua, Vice President April 14, 2008
14. Tapping the Potentials of Mature Oilfields—CNPC's Practices in China's Eastern Oilfields Keynote Address at CERAWEEK 2007, Houston, Texas Xu Wenrong, Assistant President February 13, 2007



Лю Чень. Аспирант кафедры геологии и разработки нефтяных месторождений, Института природных ресурсов, Национального исследовательского Томского политехнического университета, г. Томск.

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КРИВЫХ ЭЛЕКТРОМЕТРИИ ДЛЯ ОБОСНОВАНИЯ
МЕАНДРИРУЮЩЕЙ РЕКИ**

Лю Шици

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва

E-mail: liushiqi1990@gmail.com

Толща Du1 (верхний олигоцен, палеоген) юго-западной части впадины Чхэнбэй, бассейн Бохайвань, является перспективным объектом для поисково-разведочных работ на нефть и газ. Исследование кернового материала и интерпретация данных ГИС позволило установить наличие аллювиальных отложений в толще Du1. В разрезе аллювиальных отложений выделены фации русла и поймы, включающие осадки старичных озер. Они отличаются по конфигурации каротажных диаграмм. Разнообразные комбинации названных фаций в разрезе, их наложение и повторяемость дают основания полагать, что река, сформировавшая изучаемую толщу, интенсивно меандрировала.

Ключевые слова: аллювиальные отложения; фации русла и поймы; меандрирующая река; песчаные тела.

Бассейн Бохайвань находится в северо-восточной части провинции Шаньдун в Китае. Впадина Чхэнбэй – один из главных структурных элементов более низкого порядка в составе депрессии Цзиян бассейна Бохайвань и локализуется между поднятиями Чхэнцзыкхоу и Дичхэнбэй. Длина впадины составляет 90 км, ширина – 20 км, общая площадь около 1000 км² [4, 5, 6].

Объектом настоящего исследования является толща Du1 (верхний олигоцен, палеоген) юго-западной части впадины Чхэнбэй. Эта толща Du1 формации Дунин (P_{3d}) имеет важное значение, т.к. здесь в ее составе обнаружены и нефтематеринские породы, и хорошие коллекторы [3,5].

В восточной части района исследования на карте мощностей песчаников толщи Du1 чётко обособляется зона повышенных мощностей песчаников, которая протягивается с юга на север в виде относительно неширокой и, главное, извилистой полосы. Подобная морфология позволяет предполагать присутствие здесь водной артерии.

В процессе изучения керна установлены 2 типа текстур пород: во-первых, песчаные и гравийные породы с выраженной градиационной и внутрислоевой плоскостной кривой слоистостью, которые залегают на подстилающих отложениях с размывом; в этом случае осадконакопление происходило в условиях интенсивного направленного течения, по-видимому, речного. Во-вторых, равномернозернистые песчаники с тонкой параллельной слоистостью, указывающие на относительно спокойные условия их формирования. Они позволяют выделить в аллювиальном комплексе, по крайней мере, две фациальные зоны – непосредственно русловые с направленным течением, и пойменные, которые включают старицы со спокойной седиментацией частица за частицей [1].

Отложения русел и поймы, в том числе, страничных озер часто отличаются по конфигурации каротажных диаграмм.

Фация русел включает отложение стрежня, пристрежневой зоны и зоны прирусло-

вых отмелей. На каротажных диаграммах ГК песчаные тела русел характеризуются цилиндрической и колоколообразной формами записи - слабозубчатая форма цилиндра и колокола с низкими значениями ГК (**рисунок 1**).

Фация заливаемой поймы, отложения которой формируются во время паводков, характеризуется меньшей песчаностью. В зависимости от количества и толщины песчаных слоев в составе пойменных выделяются два типа формы кривых: чередование песков и глин или тонкие прослойки песчаников между слоями аргиллита, которые фиксируются на кривых ГК в виде пальцев. Значения ГК низкие (рисунок 1).

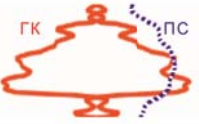
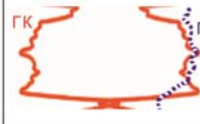

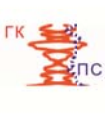
Модели каротажных кривых различной фации толщи Ду1 впадины Чхэнбэй				
АЛЛЮВИАЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС				
фация русел		фация поймы		фация озера-старницы
				
низкие значения ГК		низкие значения ГК		высокие значения ГК
колоколообразная форма и слабая зубчатая форма колокола; толщина песчаников 4-8м.	цилиндрическая форма и слабая зубчатая форма цилиндра; толщина песчаников 5-10м.	чередование песков и глин, толщина песчаников 0.7-1м.	прослойки песчаников между слоями аргиллита, форма пальцев; толщина песчаников 1-2м.	аргиллит, зубчатая форма.

Рисунок 1. Модели каротажных кривых различной фации [2]

Горизонтально-слоистые породы с тонким переслаиванием песчаников и глин между фациями русел и фациями заливаемой поймы являются отложениями озер-старниц, пойменных озёр и болот. Кривые каротажа, характерные для отложений этих фаций имеют зубчатую форму с высокими значениями ГК (**рисунок 1**).

В исследованной толще Ду1 установлены все три вида конфигурации кривых, характеризующих разные фации, причем эти фации переслаиваются и многократно повторяются в разрезах (**рисунок 2**). Подобные комбинации фаций отвечают обстановке аллювиального комплекса, и отражают постоянные перемещения русла реки, т.е. она интенсивно меандрировала.

Таким образом, исследование кернового материала и интерпретация данных ГИС позволило установить аллювиальную природу толщи Ду1. В разрезе аллювиальных отложений выделены фации русла и поймы, включающие осадки старичных озер. Разнообразные комбинации названных фаций в разрезе, их наложение и повторяемость дают основания полагать, что река, сформировавшая изучаемую толщу, интенсивно меандрировала.

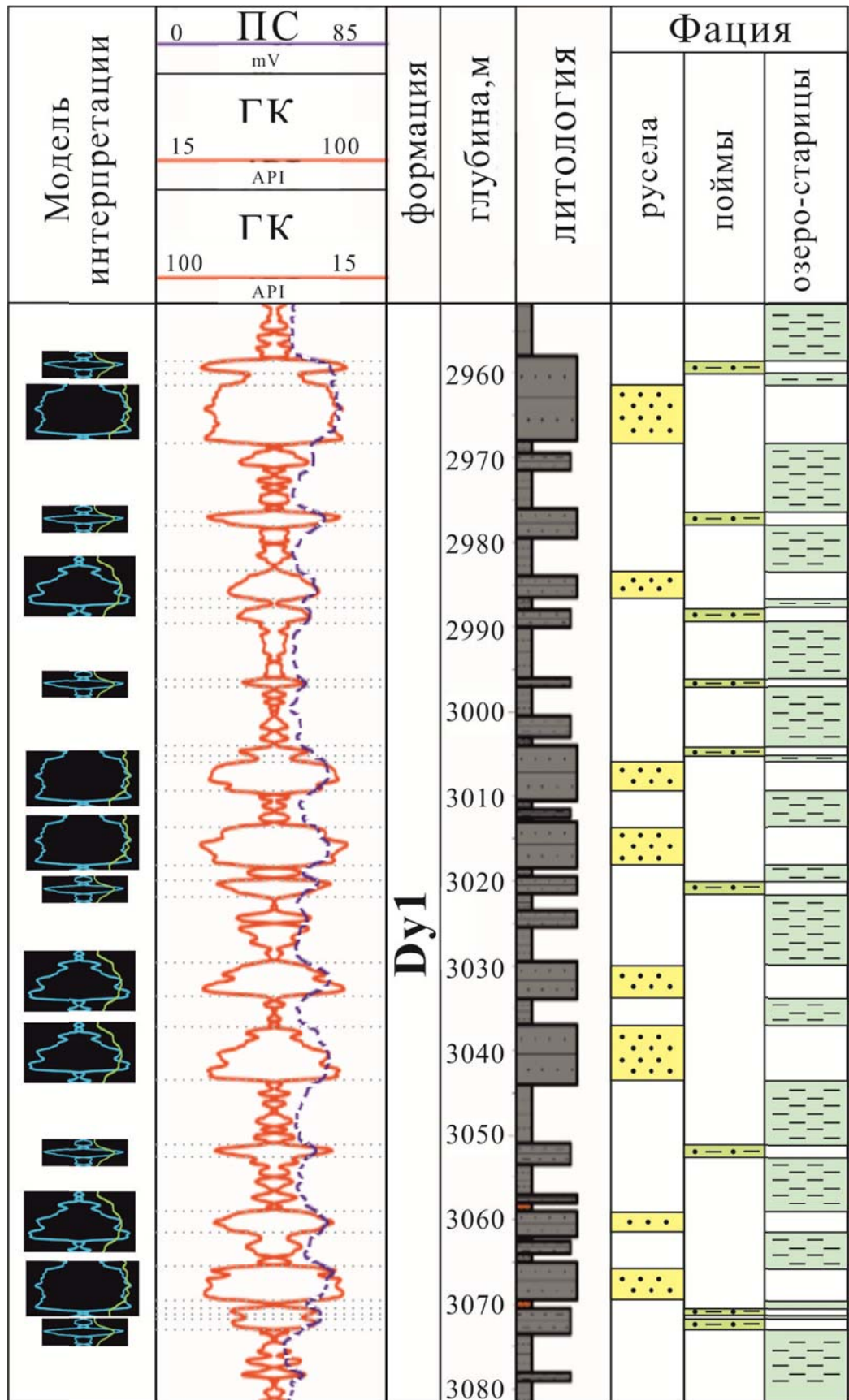


Рисунок 2. Распределение в разрезе скважины 323 отложений русел, поймы и стариц, установленные по модельным кривым каротажа

ЛИТЕРАТУРА

1. Кузнецов В.Г. Фации и фациальный анализ в нефтегазовой геологии: Учебник для вузов. М.:РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. 243 с.
 2. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. М.: Недра, 1984. 204 с.
 3. Fu Zhaohui, Qin Weijun, Li Min. Depositional Characteristics and Hydrocarbon Traps of the Palaeogene in Chengbei Sag, Bohai Bay Basin // Marine Geology Frontiers. 2015. 31(1). P. 9 – 15. (На китайском языке).
 4. Fu Zhaohui, Zhang Zaizhen, Li Dechun, et al. Analysis on Sedimentary Systems and Hydrocarbon Accumulation of Palaeogene, CB Sag // ACTA SEDIMENTOLOGICA SINICA. 2009. №1. P. 26 – 31. (На китайском языке).
 5. Tan Heqing. Analysis of oil and gas resource potential in Chengbei sag, Southern Bohai Basin //Journal of Jiang han Pet Roleum Institute. 2004. 26(1). P. 39 – 41. (На китайском языке).
 6. Tian Jinqiang, Hao Fang, Zhou Xinhuai, Zou Huayao, Lan Lei. Charging of the Penglai 9-1 oil field, Bohai Bay basin, China: Functions of the delta on accumulating petroleum // Marine and Petroleum Geology. 2014. №57. P. 603 – 618.
-



Лю Шици. Аспирант кафедры литологии факультета геологии и геофизики нефти и газа, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва.

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОРИЕНТИРОВАННОГО КЕРНА ПРИ РЕШЕНИИ
ЗАДАЧ НЕФТЯНОЙ ГЕОЛОГИИ**

В.П. Меркулов, Л.А. Краснощекова, Д.А. Черданцева, М.О. Коровин

Национальный исследовательский
Томский политехнический университет, г.Томск

E-mail: merkulovvp@hw.tpu.ru

В статье рассмотрены примеры практического применения пространственно ориентированного керна при решении проблем стратиграфического расчленения и корреляции разрезов скважин, изучения условий залегания и литолого-петрофизической неоднородности коллекторов сложнопостроенных нефтегазоносных месторождений. Ориентирование керна производится палеомагнитным методом, что позволяет провести компонентный анализ намагниченности пород, восстановить палеомагнитные разрезы для магнитостратиграфических целей, оценить элементы залегания слоистости коллекторов.

Ключевые слова: палеомагнитный метод, ориентированный керн, залежи углеводородов, литолого-петрофизическая анизотропия, коллектор

Различные виды геологических и петрофизических исследований керна давно и прочно вошли в практику геолого-геофизических исследований нефтяных и газовых месторождений. Но в большинстве случаев анализируются данные, полученные по произвольно расположенным в пространстве образцам горных пород, что приводит к неоднозначным решениям, особенно при изучении сложнопостроенных залежей углеводородов.

Круг решаемых задач и объем получаемой информации может быть значительно расширен, если вести специализированные исследования колонн керна, предварительно ориентированного в единой географической или магнитной системе координат.

Пространственное ориентирование керна, предназначенного для детального изучения геологического строения месторождений, с необходимой для практических целей точностью может быть выполнено палеомагнитным методом.

Палеомагнитный метод основан на явлениях планетарного порядка, связанных с инверсиями (обращением полярности) древнего геомагнитного поля и способностью горных пород фиксировать направления этого поля в процессе формирования в виде вектора естественной остаточной намагниченности.

Для осадочных горных пород первичная остаточная намагниченность, образовавшаяся одновременно с породой, как правило, имеет ориентационную природу. Из-за нескомпенсированности магнитных моментов отдельных ферромагнитных частиц в горных породах обязательно возникает вязкая намагниченность, обусловленная действием геомагнитного поля в течение текущей эпохи нормальной полярности Брюнеса.

Вязкая и первичная намагниченности образуют векторную сумму и создают естественную остаточную намагниченность, которая может быть измерена по отдельным образцам керна (или образцам пород, отобраным в естественных обнажениях) с достаточной точностью. Опыт мировых палеомагнитных исследований показывает, что вяз-

кая и первичная намагниченности существенно отличаются по степени устойчивости к внешним воздействиям - нагревам и переменным магнитным полям. Вязкая намагниченность пород разрушается значительно быстрее, чем более устойчивая первичная. Среднее направление вектора вязкой намагниченности соответствует плоскости географического меридиана в точке отбора образца (Храмов и др., 1982). В этом случае возникает реальная возможность восстановления пространственной ориентировки керн-на скважин по вязкому компоненту, получаемому при последовательных шаговых нагревах образцов (или воздействиях переменного магнитного поля) в виде векторной разности между измеряемыми векторами естественной остаточной намагниченности. Погрешность пространственной ориентировки керн-на (по азимуту и наклону) зависит от величины магнитных свойств пород и изменяется в пределах от $\pm 3^\circ$ до $\pm 8^\circ$.

Изучение поведения векторных характеристик вязкого и первичного компонентов естественной остаточной намагниченности в процессе экспериментов, связанных с нагреванием или воздействием переменного магнитного поля, позволяет решить серию практических задач, имеющих большое значение для нефтяной геологии.

Первая из них имеет прямое отношение к проблемам стратиграфического расчленения и корреляции нефтегазоносного комплекса отложений, решение которых для терригенных разрезов представляется в достаточной степени сложным. Первичный компонент естественной остаточной намагниченности осадков объективно отображает изменения полярности древнего геомагнитного поля и, соответственно, зоны прямой и обратной намагниченности в разрезах скважин являются изохронными геологическими реперами. Вязкий компонент намагниченности традиционно используется для пространственной ориентации керн-на скважин.

В качестве примера информативности палеомагнитных данных рассмотрим пример исследований отложений берриас-валанжинского ярусов нижнего мела северо-восточной части западно-Сибирской плиты. Для решения задачи был проведен отбор образцов керн-на, предварительно прошедших ревизионные работы в региональных керн-охранилищах. Отбор образцов производился из интервалов берриас – валанжинского возраста по равномерной схеме шагом 1 - 1,5 м преимущественно из разностей горных пород с хорошо выраженными магнитными свойствами для получения объективной информации. Для выбора образцов по всей колонне керн-на с шагом 0,2 м проведена поверхностная каппаметрия (измерение магнитной восприимчивости) прибором КТ-6. Образцы отобраны по опорным скважинам Пендомаяхской, Восточно-Сузунской, Восточно-Лодочной и Горчинской площадей. Обязательным элементом отбора образцов была предварительная ориентировка «верх-низ».

Для изучения состава естественной остаточной намагниченности был применен последовательный экспериментальный анализ, включающий «временную» магнитную чистку для компенсации влияния «лабораторной» вязкой намагниченности, последовательное размагничивание переменными магнитными полями для оценки стабильности намагниченности и выделения ее компонентов, массовую магнитную чистку при выбранных режимах для выделения направления первичной намагниченности и оценки ее полярности.

Обработка экспериментальных данных сводилась к построению, анализу и обобщению кривых размагничивания, вычислению величины и направления векторных разностей компонентов естественной остаточной намагниченности по шагам эксперимента. Кривые размагничивания строились в нормированном виде для изучения соотношений модуля вектора намагниченности и стереограмм направлений (рисунок 1а, б).

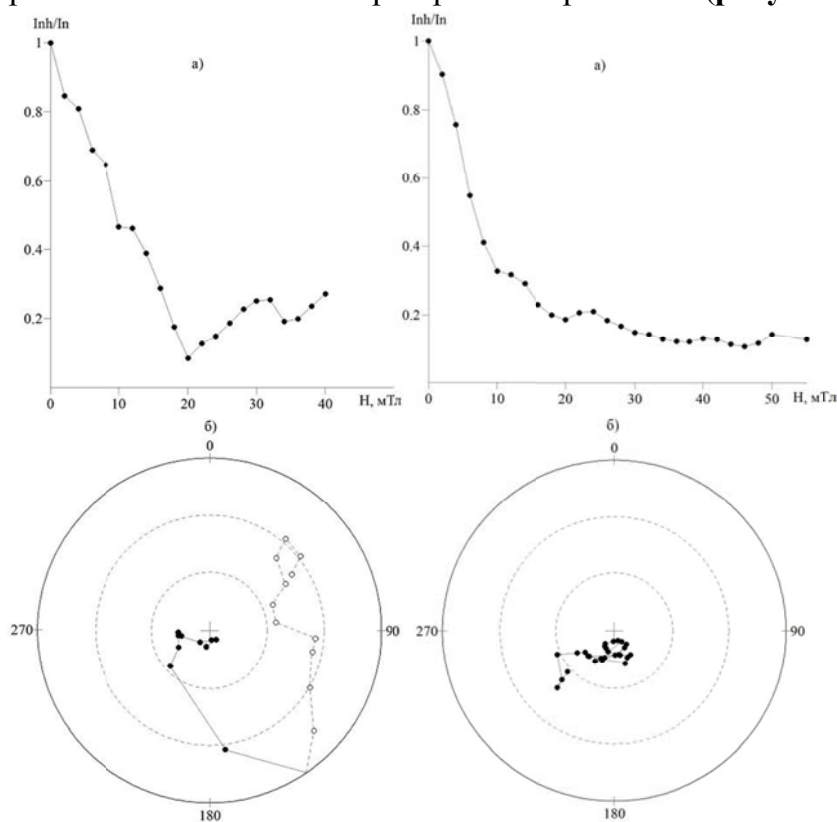


Рисунок 1. Результаты размагничивания образца переменным магнитным полем: а) изменение модуля остаточной намагниченности, б) стереограмма направлений

Как видно из характерных особенностей кривых, разрушение модуля естественной остаточной намагниченности происходит достаточно быстро при увеличении переменного магнитного поля до 20 мТл. При этом сохраняется примерно 15-30% исходной намагниченности. Далее процесс разрушения замедляется, и модуль I_n изменяется в небольших пределах, характеризуя стабильную намагниченность в области значений переменного поля 35 - 60 мТл. По стереограммам направлений намагниченности наблюдается первоначальная локализация точек в областях высокого наклона ($70^0 - 80^0$) до амплитуд поля 20 мТл с постепенным переходом в область уменьшенных наклонов (как положительных, так и отрицательных) до значений $\pm 30^0 - 60^0$. Направление I_n также стабилизируется при увеличении амплитуды переменного магнитного поля в области значений 35 - 60 мТл и существенно отличается от исходного и может иметь положительный или отрицательный (рис.1) знак по наклонению. Согласно полученным результатам в составе естественной остаточной намагниченности присутствуют два компонента: относительно нестабильный, разрушаемый при амплитудах переменного поля до 20 мТл и имеющий высокое положительное наклонение до $70^0 - 80^0$;

стабильный компонент, сохраняющийся при увеличении амплитуды поля до 60 мТл и имеющий переменный знак наклона в пределах $\pm 30^{\circ} - 60^{\circ}$.

Полученные данные позволяют классифицировать первый компонент как вязкую намагниченность, обусловленную современным геомагнитным полем в точке отбора образцов, а второй компонент (стабильный) – как первичную остаточную намагниченность, вероятно ориентационной природы, сформированный в процессе осадконакопления. Стабильный компонент I_n может быть использован для определения полярности геомагнитного поля и построения палеомагнитных разрезов. Для его выделения при проведении экспериментов следует использовать интервал переменных магнитных полей в диапазоне 20 – 60 мТл. Для определения направления вязкой намагниченности в целях пространственной ориентировки керна были рассчитаны векторные разности между данными по шагам эксперимента и исходным вектором естественной остаточной намагниченности.

Контроль ориентации керна осуществлялся по величине наклона разностного вектора с учетом данных инклинометрии скважины. Полученные векторные разности по шагам эксперимента усреднялись для вычисления направления вязкой намагниченности в системе координат образца с вычислением величины угловой погрешности.

Стабильный компонент I_n , выделяемый в процессе массовой чистки переменными магнитными полями, рассматривался как первичная намагниченность ориентационной природы. Для контроля направлений применялись методы обращения и пересечения плоскостей перемагничивания [Храмов и др., 1982]. Для оценки направления первичного компонента и полярности геомагнитного поля анализировалось наклонение стабильного компонента по результатам экспериментов. Положительное наклонение стабильного компонента I_n в системе координат образца характеризует геомагнитное поле прямой полярности, отрицательное – обратной. Поскольку залегание исследуемых пород является практически горизонтальным (углы падения слоистости не превышают 5°), такой подход представляется правомерным для оперативного заключения. Достоверные палеомагнитные зоны в разрезе скважины выделяются в случае подтверждения не менее, чем тремя последовательными точками отбора. Дополнительными признаками первичности изучаемого компонента являлись:

- индифферентность геомагнитных инверсий к литологическим, петромагнитным характеристикам и другим особенностям вещественного состава;
- наличие закономерностей, характерных для седиментационной (постседиментационной) остаточной намагниченности, например, низкие (<1) значения фактора Q, невысокие (первые десятки) палеомагнитные кучности и др.;
- «критерий внешней сходимости» - идентичность палеомагнитной структуры одновозрастных отложений в удаленных разрезах.

По данным экспериментальных исследований первичный компонент естественной остаточной намагниченности выделяется в диапазоне переменных магнитных полей 30 -40 мТл. Прямо намагниченные образцы отличаются положительным наклоном вектора намагниченности, обратно намагниченные – отрицательным наклоном в системе координат образца.

На основании полученных данных составлены палеомагнитные разрезы по изученным скважинам с выделением зон прямой и обратной полярности и проведена их корреляция с учетом имеющихся стратиграфических данных (рисунок 2).

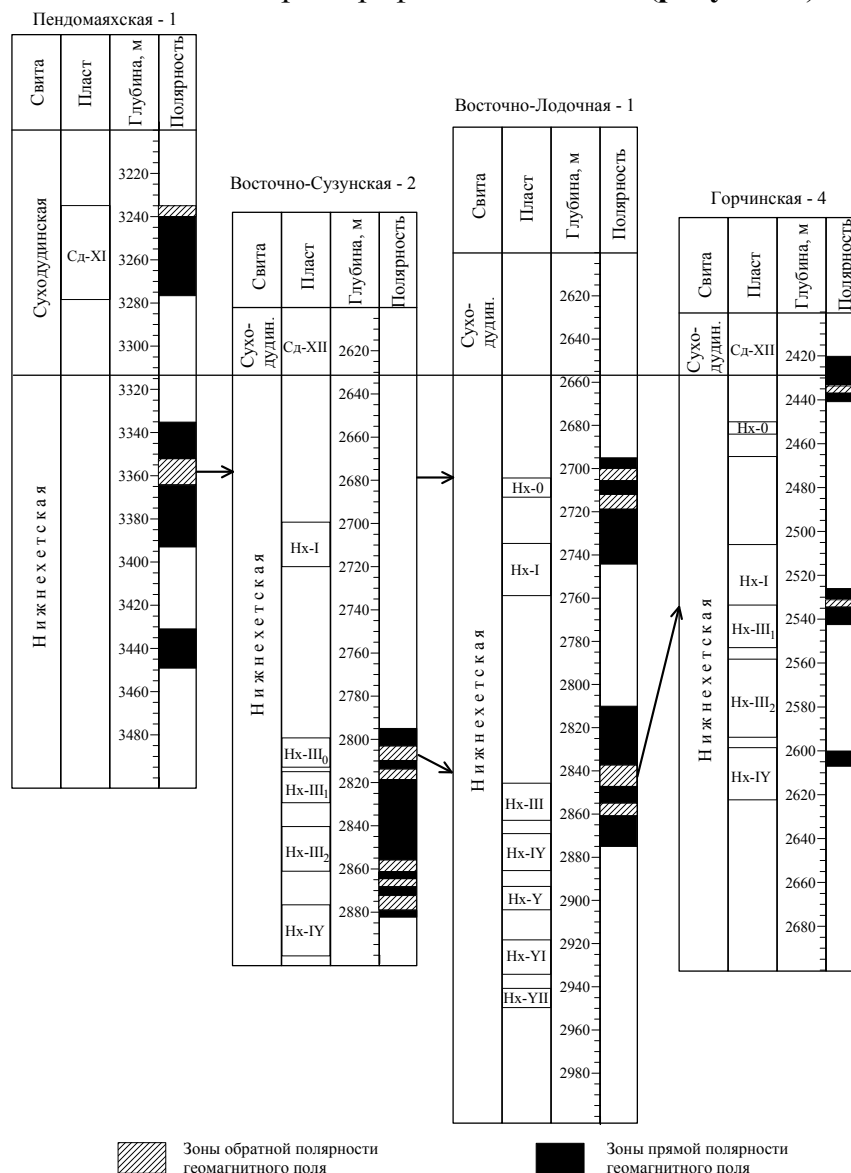


Рисунок 2. Схема сопоставления палеомагнитных разрезов скважин Пендомаякской, Восточно-Сузунской, Восточно-Лодочной и Горчинской площадей

Сравнительный анализ показывает, что структуры палеомагнитных разрезов имеют знакопеременный характер, фиксируя зоны прямой и обратной полярности, и обладают достаточно большой степенью сходства в одноименных интервалах разрезов. Полученные разрезы подтверждают преобладание геомагнитного поля прямой полярности изученного стратиграфического интервала, что не противоречит имеющимся мировым палеомагнитным данным. Одновременно, присутствие четко выраженных зон обратной полярности и их приуроченность к определенным фрагментам разреза – песчаным пластам – позволяет предварительно оценить возможность использования палеомагнитных данных для целей детального расчленения и корреляции разрезов скважин. Полученные

материалы выделяют группы палеомагнитных зон обратной полярности, приуроченные к пластам нижнехетской свиты Нх-0, Нх-III в качестве возможных реперов.

Вторая задача – изучение условий залегания пород в складчатых сооружениях палеозойского фундамента Западно-Сибирской плиты. Залежи углеводородов этого нефтегазоносного комплекса сложнопостроены, их разведка и последующая эксплуатация сопряжены с большими трудностями в связи с локализацией продуктивных отложений в пластах, залегающих согласованно с внутренней тектонической структурой палеозойских отложений. В соответствии с напряженной складчатостью ориентированы и системы трещин, отвечающих за фильтрационные свойства пород. В связи с этим изучение тектонической структуры палеозойских пород приобретает особое значение. Сейсморазведка пока не позволяет исследовать крутопадающие толщи палеозоя, и, при отсутствии данных специализированных каротажных исследований, единственным способом изучения их структуры является определение элементов залегания слоистости и трещиноватости по ориентированному керну.

Для изучения возможностей применения палеомагнитного метода был проведен направленный отбор керна карбонатных палеозойских отложений по различным площадям юго-восточной части Нюрольской впадины с доказанной нефтегазоносностью – Калиновое, Герасимовское, Нижнетабаганское, Северо-Останинское, Солоновское месторождения. Образцы керна были предварительно ориентированы в пространстве по описанной выше технологии, при помощи методики фотосканирования определены элементы залегания слоистости.

Анализ полученных данных показывает преимущественное северо-западное простирание складчатых структур палеозойских отложений, причем на ряде площадей (Калиновое, Солоновское, Северо-Останинское) достоверно установлено, что эрозионно-тектоническим выступам фундамента на эрозионной поверхности соответствуют напряженные синклинальные складки в более глубоко залегающих карбонатных породах. Подтверждением этих данных служат и биостратиграфические определения возраста: в сводах выступов вскрыты более молодые по сравнению с подножием горные породы (Тищенко и др., 1990, Ежова и др., 2012).

Интересной представляется и проблема геологического моделирования залежей углеводородов в палеозойских отложениях с позиций данных по условиям залегания толщ и их трещиноватости. По материалам сейсморазведки и бурения скважин однотипные и разновозрастные отложения на эрозионной поверхности палеозоя прослеживаются в виде локализованных полос преимущественно северо-западного простирания, отражая области замыкания и ундуляции складок и быстро сменяясь в северо-восточном направлении. Данные по ориентированному керну подтверждают это полностью объективно. В этих сложных геолого-структурных условиях успешность бурения тщательного прослеживания В Солоновской и Северо-Останинской обращенных морфоструктурах достоверно установлена промышленная нефтегазоносность отложений коренного палеозоя, приуроченных к крутопадающим крыльям синклинальных складок. В соответствии с материалами, полученными при измерении элементов залегания слоистости и трещиноватости пород в ориентированном керне, и результатами метода

пространственной сейсморазведки, можно достаточно достоверно проследить зоны распространения основных типов пород, включая коллекторы, на поверхности палеозоя. На основании этого набора данных планируется и реализуется бурение наклонно-направленных скважин для вскрытия продуктивных пластов сложного залегания (Бурдаков, Меркулов, 2011).

Третья задача связана с изучением пространственной неоднородности коллекторов - использование ориентированного керна позволяет жестко фиксировать любые проявления упорядоченной структуры и текстуры пород (слоистость, трещиноватость, закономерная ориентировка частиц, пор и т.д.), а также связанных с ними анизотропными характеристиками петрофизических свойств в современной магнитной и географической системах координат.

Применение единой системы координат позволяет производить сравнение и статистический анализ различных параметров, включая вертикальную и латеральную анизотропию фильтрационных свойств коллекторов, выявлять количественные взаимосвязи, механизмы и причины их проявления. Обобщение получаемых материалов позволяет формировать пространственно неоднородную геостатическую и флюидодинамическую модели коллектора.

Подтверждение неоднородности геологического строения и соответствующего распределения фильтрационно-емкостных свойств пластов нефтяных месторождений приводятся в многочисленных работах [Жабрев, Стуканогов, 1992; Марабаев и др., 2005; Меркулов и др., 2004; Сахибгареев, 1989; Bandiziol, Massonnat, 1992] и др. Данные о неоднородности (анизотропии) собственно горизонтальной проницаемости приводятся в различных работах [Меркулов, Краснощекова, 2002; Wade, Hough, Pedersen, 1998]. Интерес к этому хорошо объясним, если принять во внимание наиболее распространенные режимы течения флюидов в пласте. На сегодняшний день это явление оказывается изученным пока недостаточно с позиций теории, причин и механизма проявления, так как в большинстве случаев отсутствуют фактические данные о пространственной картине литолого-петрофизической неоднородности коллекторов, которая позволила бы дать ее количественное описание.

Одним из вариантов реального выхода из сложившегося положения являются комплексные литолого-петрофизические исследования пространственно ориентированного керна. Технология исследований включает последовательное определение характеристик анизотропного строения коллектора на макроуровне (петрофизические, литологические, текстурные характеристики песчаников) на образцах керна и микроскопического изучения в ориентированных шлифах (литолого-минералогический, морфологический, микроструктурный анализы). По результатам исследований устанавливается области и направления увеличения фильтрационно-емкостных свойств пород на коллекции ориентированного керна и проводится совместная интерпретация полученных материалов.

При наличии образцов ориентированного керна сразу появляется возможность определения анизотропии петрофизических (упругих, магнитных, фильтрационных) параметров пород.

Для проведения исследований акустическим методом применяются типовые ультразвуковые дефектоскопы, реализующие ультразвуковой импульсный метод измерения скорости пробега упругих волн. Этапы проведения работы заключаются в определении пространственной упругой анизотропии с поворотом цилиндрического образца через каждые 15° . Измерения проводятся с учетом данных пространственного ориентирования керна, за нулевое направление принята ось географического меридиана. Анизотропия магнитной восприимчивости в той же системе координат измеряется с помощью магнитных анизометров или стандартных аstaticеских магнитометров в случае полноразмерного керна.

Для обработки результатов по изучению анизотропии петрофизических свойств применяется алгоритм расчёта направления главных осей эллипса магнитной и упругой (по скорости пробега продольных волн) неоднородности в горизонтальной плоскости измерений, совпадающей с поперечным сечением керна. Эллиптическая модель наилучшим образом подходит для описания явления анизотропии (**рисунок 3**).

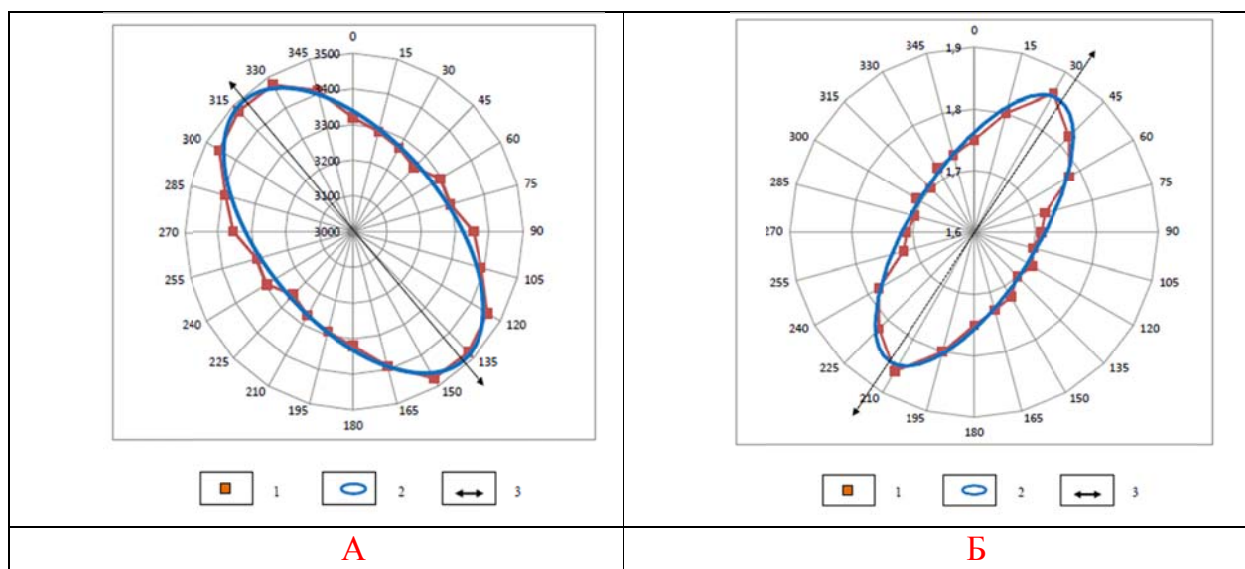


Рисунок 3. *Стереогаммы пространственного распределения скорости пробега упругих волн (А) и магнитной восприимчивости (Б) образца песчаника (Казанское месторождение, интервал 2563,2 – 2578 м). 1 – фактические данные, 2 – аппроксимирующий эллипс, 3 – ось главной анизотропии*

Анализ распределения магнитных и упругих параметров пород по разрезу скважины подтверждает существование явления анизотропии в исследуемых образцах. В качестве примера на **рисунке 4** приведены графики распределения различных петрофизических параметров, иллюстрирующие их изменчивость в пределах продуктивного пласта одного из месторождений.

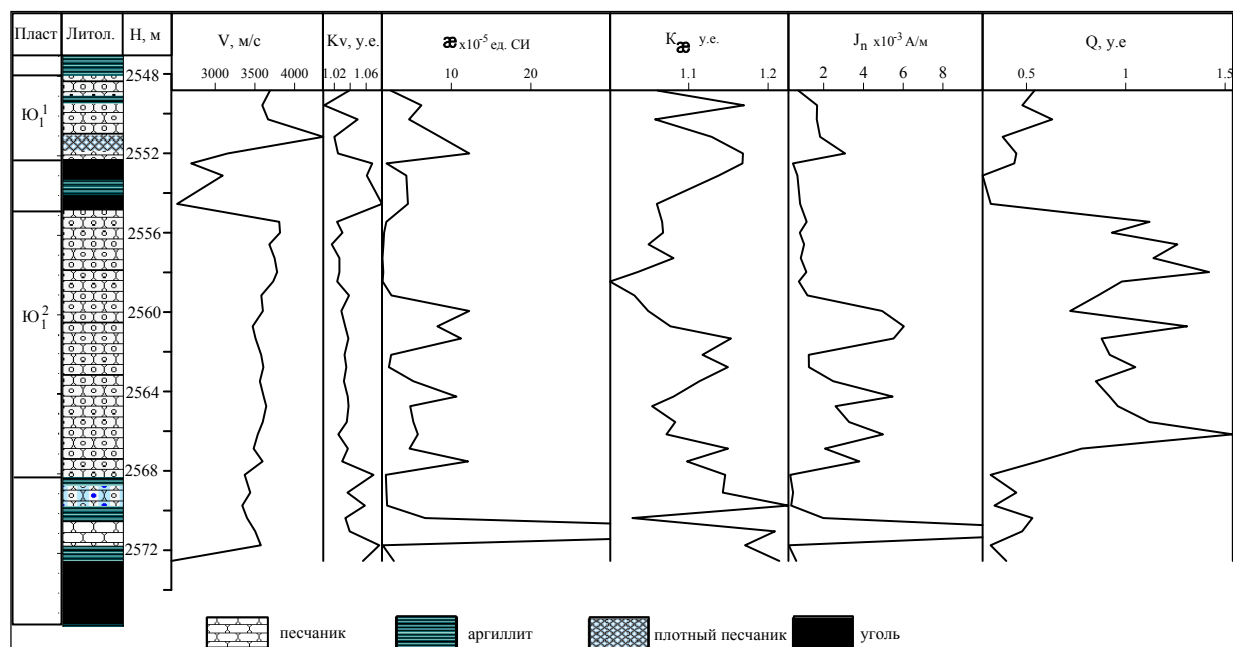


Рисунок 4. Петрофизический разрез скважины Казанского месторождения

Распределение магнитной восприимчивости исследуемых образцов пласта Ю1² в разрезе скважины коррелирует с зонами более сложного в литологическом плане строения разреза. Характерные пики повышения значений магнитной восприимчивости и остаточной намагниченности выделяются, как правило, в областях, находящихся ниже или выше интервалов с максимальными значениями фактора Кенигсбергера (Q). Учитывая, что в осадочных породах значения Q более 1,0 указывают на появление химической намагниченности, можно говорить о вторичном изменении пород. Пониженные значения остаточной намагниченности, коэффициентов анизотропии магнитных и упругих свойств и увеличенные фактора Кенигсбергера фиксируют идущие процессы выщелачивания и глинизации.

Эллиптическая форма характера распределения магнитной восприимчивости на полярной проекции обусловлена ориентировкой ферромагнитных частиц по разным направлениям в плоскости напластования XY. Повышение значения коэффициента анизотропии магнитной восприимчивости обусловлено новообразованными минералами-ферромагнетиками, ориентирующимися в процессе замещения исходных минералов своими длинными осями по направлению поровых каналов.

Ультразвуковой структурный анализ основан на существующей взаимосвязи упругих свойств и структуры горных пород. Выявляемая по данным измерений скоростей волн на ориентированных образцах индикатриса (направление главной оси эллипса) скоростей позволяет оценить упругую анизотропию исследуемых образцов. Форма

индикатрисы и абсолютные значения упругих параметров являются функцией минерального состава и условий образования. Эллипс анизотропии упругих свойств имеет преимущественное северо-западное направление главной оси для изученных месторождений. Явления анизотропии упругих свойств пород в значительной мере зависят от степени упорядоченности в расположении основных минералов, слагающих матрицу осадочной породы. Направления максимума эллипса упругой анизотропии характеризует наилучшую степень литологической упаковки частиц минерального скелета осадочной породы.

Наиболее важным, с нашей точки зрения, является тот факт, что направления улучшенной проницаемости в образцах керна четко согласуются с ориентацией главных осей эллипсов магнитной анизотропии. Учитывая относительно малые затраты времени на получение данных об изменении магнитных параметров и характерную взаимосвязь с фильтрационными свойствами пород, эти исследования целесообразно проводить перед началом изучения проницаемости для определения оптимальных направлений выпиливания экспериментальных цилиндров. Возможно, учет пространственных ориентировок направлений улучшенной проницаемости снизит и неопределенность корреляционных уравнений пористость-проницаемость, обычно используемых в практике интерпретации данных геофизических исследований скважин.

Дальнейшее изучение пород продуктивных пластов нефтяных месторождений связано с выяснением влияния литологических особенностей этих пород на коллекторские свойства и нефтеотдачу. Методика исследований должна удовлетворять двум основным требованиям: позволять количественно выражать результаты исследования и проводить измерение литологических и морфологических свойств на одном и том же образце (объекте) без нарушения его целостности (**рисунок 5**). В результате анализа существующих методов исследования литологических свойств пород, были сделаны выводы, что этим требованиям отвечают методы микроскопического исследования плоскопараллельных ориентированных шлифов. При этом шлифы должны изготавливаться из образцов, по которым предварительно уже определены петрофизические свойства. Литологические исследования включали следующие элементы:

- минералого-петрографический состав песчаных и алевритовых пород;
- содержание и состав цементирующего материала, взаимоотношения между зернами и цементом;
- вторичные преобразования пород;
- гранулометрия и степень отсортированности обломочного материала.

Определение литологических характеристик пород в ориентированных шлифах и построение вертикальных разрезов позволяет выявить особенности проявления и интенсивности тех или иных процессов в скважине по глубине. Кроме того, появляется возможность сопоставления интервалов по скважине, наиболее изменённых стадияльными и наложенными процессами, и интервалов с максимальными значениями фактора Кенигсбергера, выделенными ранее по петрофизическим измерениям.

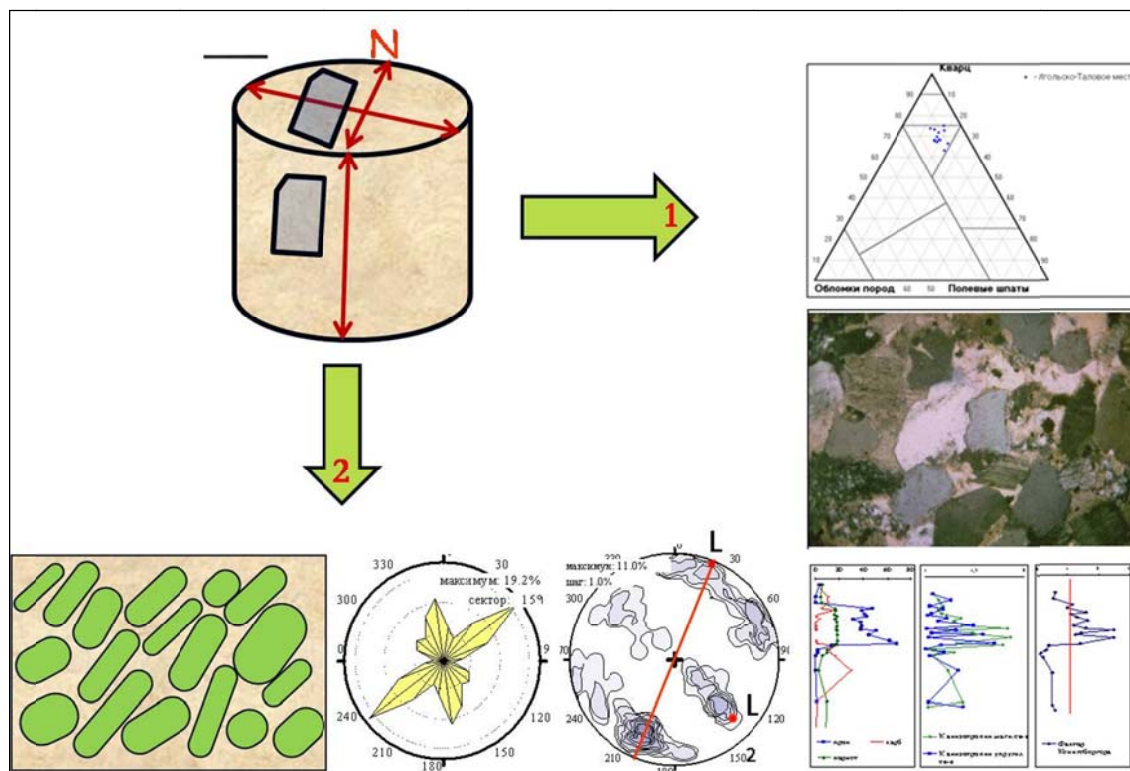


Рисунок 5. Схема изучения ориентированных шлифов: стрелка 1 – литологические исследования; стрелка 2 – морфологический и микроструктурный анализы

Элементы ориентированной структуры песчаников изучались в ориентированных шлифах на основе морфологического и микроструктурного анализа кварца пород. Метод определения ориентировки частиц (песчинок) в породе в совокупности с микроструктурным анализом апробирован авторами в различных объемах на нефтяных месторождениях Западной Сибири (Игольско-Таловое, Крапивинское, Казанское, Северо-Васюганское и др.) и Казахстана (месторождение Кисимбай). Результаты изучения палеомагнитно ориентированных образцов керна и шлифов, включая определения петрофизических параметров и исследования ориентации, слагающих породу зерен, представлены в работах [6, 7, 8, 10, 11, 12, 14].

Проведение микроструктурного анализа кварца в обломочных осадочных кварцсодержащих породах основано на предположении, что минерал не испытывал заметных тектонических воздействий и обнаруживает только специфическую ориентировку, обусловленную процессом осадконакопления. Такая ориентировка определяется во многом пространственным распределением кварцевых зерен по удлинению. С условиями осадконакопления связано пространственное изменение различных видов физических свойств пород – магнитных, упругих, фильтрационных. Несмотря на различие природы физических параметров, преобладающим является ориентирующий процесс, зависящий от соотношений размеров, окатанности, плотности частиц, скорости и направления транспортирующей среды.

Морфологический и микроструктурный анализы проводились в шлифах, изготавливаемых по двум взаимно ортогональным плоскостям керна (вертикально и горизон-

тально). Определение оптических осей и предпочтительных удлинений кварца должно проводиться на одних и тех же зернах. В общем случае изучение ориентированного строения осадочной породы сводится к изучению следующих элементов:

- а) длинных осей зерен кварца (ориентировка зерен по удлинению);
- б) их оптических осей (оптическая ориентировка);
- в) сопоставление данных и их комплексный анализ.

Каждому типу осадкодвигущей среды соответствуют вполне определенные типы ориентировки песчаных зерен. Определение морфологических и микроструктурных особенностей изучаемых пород позволяют уточнять их фациальные и динамические условия образования и, самое важное, получать пространственное строение матрицы коллектора, состоящих преимущественно из удлиненных зерен кварца, и распределение порового пространства в объеме.

При условии использования ориентированного керна существует реальная возможность детального изучения текстурных особенностей пород по фоторазверткам. Данная процедура позволяет проследить изменение особенностей породы в объеме: ориентировку и углы падения слойков, характер их распространение и взаимоотношения, количественное их соотношение и т.д. (**рисунок 6**).

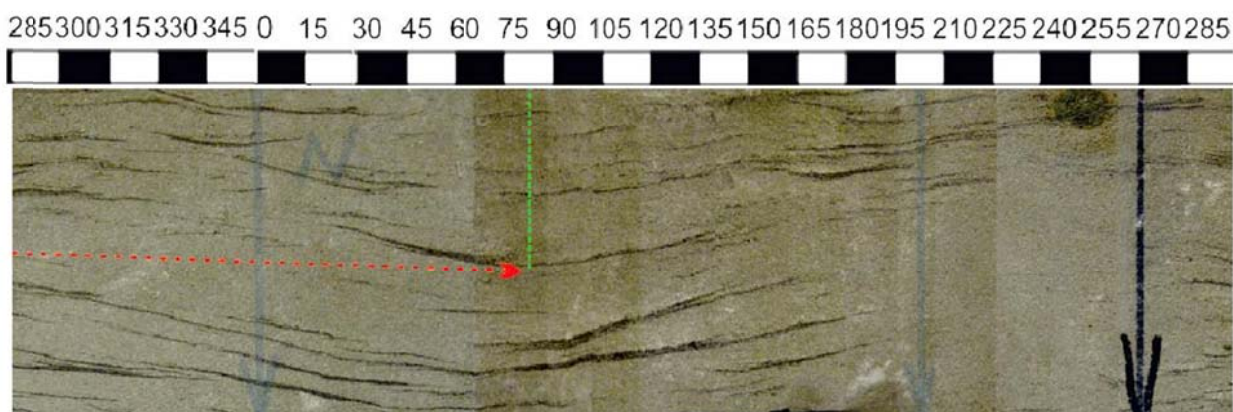


Рисунок 6. *Определение азимута направления сноса материала и образование слойков на примере образца 15-4 (Казанское нефтегазоконденсатное месторождение, пласт Ю₁¹⁻²)*

В совокупности с гранулометрией определение текстур пород-коллекторов позволяет реконструировать и детализировать фациальные условия образования осадка. Создание объемных разверток керна малозатратно по времени и материальным ресурсам, в отличие от дорогостоящего 3D-сканирование внутреннего ствола скважин.

В процессе разработки методических приемов применения ориентированного керна, изложенной в настоящей работе, появляются новые аспекты, которые требуют дополнительного изучения и осмысления. Одной из дополнительных возможностей является оценка проявления трещиноватости в кварцевом скелете породы и направления ее развития. В зонах повышенной плотности трещин возможно и увеличение проницаемости, поскольку появляются дополнительные пути миграции углеводородов.

Трещиноватость зерен кварца и расположение (ориентировка) пор также подсчитывались в ориентированных шлифах, в которых уже были определены ориентировки удлиненных кварцевых зерен и выходы оптических осей кварца. На диаграммах (**рисунок 7**) отмечается совмещение ориентировок предпочтительных направлений удлинений зернового материала с направлениями максимально проявленных трещин катаклаза кварца в совокупности с главной осью эллипсоида магнитной анизотропии. Основное направление ориентировки элементов в породах определяется, как северо-восточное с подчиненным ему северо-западным направлением. Подобные исследования корреляции микротрещиноватости, пористости породы с морфологией удлиненных зерен и петрофизическими параметрами проведены впервые. Для уточнения их влияния на фильтрационно-емкостные свойства породы необходимо дальнейшее изучение коллекторов.

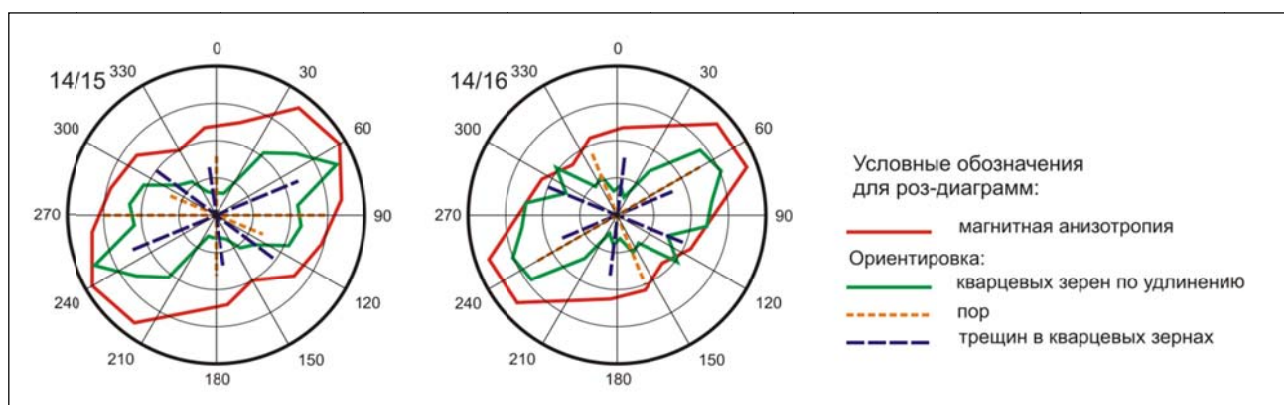


Рисунок 7. Совмещение графиков морфологического и микроструктурного анализов с данными петрофизических исследований (Казанское нефтегазоконденсатное месторождение, скв.14, пласт Ю₁¹⁻²)

Полученные данные показывают достаточно хорошую согласованность данных физических определений и фильтрационно-емкостных свойств с данными литолого-фациального анализа. Главный максимум распределения длинных осей частиц совпадает с наилучшей проницаемостью и максимумом магнитной анизотропии, вторичный максимум – с направлением максимума анизотропии упругих свойств. Оба направления сортировки осадочного материала имеют отражение в амплитуде упругих колебаний. При этом значения коэффициента анизотропии магнитных и упругих свойств по образцам отобранной и изученной коллекции месторождения достигают в среднем 20-30%. Направления максимумов магнитной и упругой анизотропии в породах располагаются субортогонально друг другу, что наблюдалось в других изученных месторождениях и описано выше.

В заключение работы отметим, что проблемы изучения геологического строения сложнопостроенных месторождений углеводородов и отсутствие общепринятых методических приемов их решения требуют выработки специального комплексного подхода. Одним из возможных вариантов увеличения объема геологической информации является углубленный анализ пространственно ориентированного керна с применением

палеомагнитного метода, который позволяет значительно расширить круг решаемых задач.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бурдаков В.А., Меркулов В.П. Определение ориентации трещиноватости и слоистости для оптимального заложения скважин в палеозойском карбонатном коллекторе. // Современные вызовы при разработке и обустройстве месторождений. Материалы научно-практической конференции. - 2011. Томск:СТТ. – С.40-41
2. Градзинский Р., Костецкая А., Радомский А. и др. Седиментология. – М.: Недра, 1980. – 646 с.
3. Ежова А.В., Меркулов В.П., Чеканцев В.А. Геологическая модель строения палеозойского фундамента Северо-Останинского нефтяного месторождения (Томская область). // Горный журнал. – 2012 – № 1/Специальный выпуск. – С 35–38.
4. Жабреев И.П., Стуканогов Ю.А. Зависимости нефтеотдачи от направления вытеснения нефти водой из анизотропных по проницаемости пластах // Геология нефти и газа. – 1992. – № 8. – С. 34–36.
5. Иванов Д.Н. Об ориентировке оптических осей кварцевых зерен в песчаниках красноцветной толщи полуострова Челекен // Докл. АН СССР. – 1959. – Т.128. – № 3. – С. 604–606.
6. Исаев Г.Д., Меркулов В.П., Краснощекова Л.А. и др. Методика исследования анизотропии юрских пластов на примере Ватьеганского месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. № 10. 2010.– С.37–43
7. Краснощекова Л.А., Меркулов В.П. Петрофизическая неоднородность нефтеносных коллекторов Игольско-Талового месторождения // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т.9. – №2. – http://www.ngtp.ru/rub/4/26_2014.pdf
8. Краснощекова Л.А., Меркулов В.П. Методы изучения литолого-петрофизической неоднородности нефтегазовых коллекторов. LAP LAMBERT Academic Publishing. – 2011. – 147 с
9. Кулямин Л.Н. Об ориентировке песчинок в отложениях различного генезиса (на примере оболочковых песков Прибалтики) // Докл. АН СССР. – 1970. –Т. 192. – №1. – С. 169–171.
10. Меркулов В.П., Краснощекова Л.А. Исследование пространственной литолого-петрофизической неоднородности продуктивных коллекторов месторождений нефти и газа // Известия ТПУ. Т.305. Вып.6. –Томск, 2002. – С.296–304.
11. Меркулов В.П., Александров Д.В., Краснощекова Л.А. и др. Литолого-петрофизическая анизотропия песчано-глинистых коллекторов нефтяных месторождений // Научно-технический вестник ЮКОС. № 10. –М.: Издательский дом Нефть и капитал, 2004. – С. 33–36
12. Меркулов В.П., Краснощекова Л.А. Оценка влияния фильтрационной анизотропии нефтегазоносных коллекторов при моделировании месторождений // Газовая промышленность. – 2014 – №. 3 / 703. – С. 22–27
13. Тищенко Г.И., Зятев Г.Г., Меркулов В.П., Коптяев Н.В., Тищенко В.М. Опыт использования элементов залегания пород при моделировании залежей нефти и газа. // Геология нефти и газа. – 1990 - № 10. – С. 28–32
14. Храмов А.Н., Гончаров Г.И., Комиссарова Р.А. и др. Палеомагнитология. – Л.: Недра, 1982. – 312 с.
15. Чернышов А.И., Краснощекова Л.А. Петроструктурный анализ кварца нефтенасыщенных песчаников васюганской свиты (на примере месторождений Томской области) // Вестник Томского государственного университета. № 331.– 2010. – Томск, Изд-во ТГУ. – С.219–225
16. Al-Hadrami H. K., Teufel L. W. Influence of Permeability Anisotropy and Reservoir Heterogeneity on Optimization of Infill Drilling in Naturally Fractured Tight-Gas Mesaverde Sandstone Reservoirs, San Juan Basin // SPE Paper 60295, Rocky Mountain Regional / Low Permeability Reservoirs Symposium, Denver, USA, March 12–15, 2000.
17. Bandiziol D., Massonnat G. Horizontal Permeability Anisotropy Characterization by Pressure Transient Testing and Geological Data// SPE Paper 24667, 67th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, Washington, DC, USA, October 4–7, 1992.
18. Chen H. Y., Teufel L. W. Timing and Distance of Well Interference in Anisotropic Reservoirs // SPE Paper 77455, Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, TX, 29 Sept. – 2 Oct. 2002.

19. Hidayati D. T., Chen H. Y., Teufel L. W. The Reliability of Permeability-Anisotropy Estimation From Interference Testing of Naturally Fractured Reservoirs // SPE Paper 59011, International Petroleum Conference and Exhibition in Mexico, Villahermosa, Mexico, 1–3 Feb. 2000.
 20. Wade J. M., Hough E. V., Pedersen S. H. Practical Methods Employed in Determining Permeability Anisotropy for Optimization of a Planned Waterflood of the Eldfisk Field// SPE Paper 48961, Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, USA, September 27–30, 1998.
-



Меркулов Виталий Павлович. Кандидат геолого-минералогических наук, доцент, заведующий кафедрой проектирования объектов нефтегазового комплекса Института природных ресурсов Томского политехнического университета (ИПР ТПУ).



Краснощечкова Любовь Афанасьевна. Кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии и разведки полезных ископаемых Института природных ресурсов Томского политехнического университета (ИПР ТПУ).



Черданцева Дарья Андреевна. Аспирант кафедры проектирования объектов нефтегазового комплекса Института природных ресурсов Томского политехнического университета (ИПР ТПУ).



Коровин Михаил Олегович. Инженер Центра подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового дела Института природных ресурсов Томского политехнического университета (ИПР ТПУ).

**ВЛИЯНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА**

Д.С.Мильке

Национальный исследовательский
Томский политехнический университет, г. Томск

E-mail: Milkeds@yandex.ru

Рассмотрены основные виды геологических неоднородностей, характерные для месторождений Усть-Тымской впадины (Тмская область). Определены основные характеристики и области применения методов определения геологических неоднородностей.

Ключевые слова: эффективность разработки, микронеоднородность, макронеоднородность, геолого-геофизические методы, лабораторно-экспериментальные методы, промыслово-гидродинамические методы.

Геологическая неоднородность является показательной качественной характеристикой пород-коллекторов. Ее детальное изучение дает возможность наиболее корректно построить геологическую модель объекта разработки или залежи. Потребность введения нового понятия «геологическая неоднородность» возникла в начале 60-х годов прошлого столетия по причине того, что получаемые показатели разработки месторождений при помощи гидродинамических моделей, не соответствовали фактическим. Различают понятия микронеоднородность и макронеоднородность.

Микронеоднородность – это показатель, определяющий изменчивость коллекторских свойств среды (проницаемости, пористости, нефтенасыщенности, а также фациальных и литологических свойств, таких как карбонатность, глинистость, гранулометрический и минеральный состав зерен, степень цементации, структура порового пространства). *Макронеоднородность* – это понятие пространственного распределения коллекторов и неколлекторов внутри продуктивного горизонта [1].

Одним из основных показателей разработки нефтегазовых месторождений служит коэффициент извлечения нефти, зависящий от степени неоднородности продуктивного разреза. Изменчивость свойств коллекторов по площади и разрезу - следствие неравномерности выработки запасов при низком коэффициенте извлечения углеводородов.

При наличии информации о неоднородности фильтрационно-емкостных свойствах (ФЕС), возможно, прогнозировать характер обводнения продуктивных пластов, определять в продуктивной толще участки с невыработанными запасами нефти и газа, что способствует повышению коэффициента извлечения при регулировании процессов отбора углеводородов и заводнения, бурении уплотняющей сетки скважин на участках с высокими остаточными запасами. Таким образом, актуальными являются вопросы изучения геологической неоднородности и ее оценки.

Одним из основных показателей макронеоднородности разреза служит *коэффициент расчлененности* (K_p). Он является показателем вертикальной неоднородности объекта разработки или продуктивного горизонта. K_p вычисляется путем подсчета числа

СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ СЕДИМЕНТОЛОГИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ ИНЖИНИРИНГЕ

прослоев – коллекторов в разрезе скважины. В целом по объекту производят суммирование проницаемых прослоев по скважинам, затем делят на число всех скважин:

$$K_p = \frac{\sum 1}{n},$$

где K_p – коэффициент расчлененности разреза;
 1 – число прослоев – коллекторов в каждой скважине (от 1 до n);
 n – число скважин.

В случае если K_p принял значение равное единице, это означает, что в состав продуктивного горизонта входит только один пласт-коллектор. Таким образом, чем выше количество проницаемых пропластков в разрезе скважины, тем больше значение K_p .

Коэффициент песчанности характеризует отношение эффективной толщины продуктивного пласта к его общей толщине:

$$K_{\text{пес}} = \frac{H_{\text{эф}}}{H_{\text{общ}}},$$

где $H_{\text{эф}}$ – эффективная толщина пласта;
 $H_{\text{общ}}$ – общая толщина пласта.

Таким образом, $K_{\text{пес}}$ определяет соотношение коллекторов и неколлекторов в общем объеме эксплуатационного объекта. Чем меньше общая толщина проницаемых прослоев, тем хуже коллекторская характеристика пласта и больше его неоднородности [2]. *Коэффициент гранулярности* – аналогичен $K_{\text{пес}}$ в карбонатных породах. Совместная оценка коэффициентов песчанности и расчлененности позволяет составить представление о макронеоднородности разреза. Чем меньше коэффициент песчанности и больше коэффициент расчлененности, тем выше макронеоднородность объекта.

Коэффициент литологической связанности ($K_{\text{св}}$) – показатель степени слияния коллекторов 2-х соседних пластов, и, следовательно, степень их гидродинамической связи:

$$K_{\text{св}} = \frac{S_{\text{св}}}{S_{\text{общ}}},$$

где $S_{\text{св}}$ – площади участков, где пласты сливаются, тыс. м²;
 $S_{\text{общ}}$ – общая площадь залежи, тыс. м².

Чем выше значение $K_{\text{св}}$, тем выше степень гидродинамической связи между пластами по вертикали.

Коэффициент литологической выдержанности пласта ($K_{\text{лв}}$) – отношение площади распространения коллекторов пласта к общей площади залежи:

$$K_{\text{лв}} = \frac{S_{\text{к}}}{S_{\text{общ}}},$$

где $K_{\text{лв}}$ – коэффициент литологической выдержанности пласта;
 $S_{\text{к}}$ – площадь распространения коллекторов, тыс. м²;

$S_{\text{общ}}$ – общая площадь залежи, тыс. м².

Чем выше значение $K_{\text{лв}}$, тем благоприятнее условия для разработки объекта.

При исследовании геологической неоднородности в настоящее время все применяемые методы условно возможно разделить на 3 группы [4]:

- а) геолого-геофизические методы;
- б) лабораторно-экспериментальные методы;
- в) промыслово-гидродинамические методы.

Условность такого разделения обусловлена прежде всего тем, что при изучении геологической неоднородности пластов необходим полный комплексный анализ имеющихся данных, полученных в результате проведения исследований различными методами, однако при каждом определенном условии выбор того или иного метода определяется «разрешающей» способностью метода и степенью необходимой проработки результата [3].

Геолого-геофизические методы. К геолого-физическим методам относится весь пул исследований по обработке полученных фактических данных в процессе бурения, включая обработку данных результата интерпретации промыслово-геофизических исследований скважин и анализа кернов.

Результатом их использования являются как литологические карты и геологические профили, отражающие особенности строения продуктивных пластов по площади и разрезу, так и выявленные зависимости между отдельными свойствами разрабатываемых пластов.

Наиболее важный этап при изучении неоднородности пластов геолого-геофизическими методами является расчленение продуктивного горизонта (пласта) на отдельные пропластки, а также их корреляции по площади. Первая задача при общей корреляции, которую обычно проводят при редкой сетке скважин, это выделение в разрезе маркирующих пластов или горизонтов, имеющих определенное стратиграфическое положение в разрезе и наблюдающихся по всему комплексу геофизических и геологических данных.

Важное значение приобретает детальная корреляция при построении наиболее полной картины строения литологически изменчивых неоднородных пластов и проведения адекватной разработки. В процессе детальной корреляции в разрезе продуктивных горизонтов выделяют зональные интервалы, характеризующиеся аналогичной конфигурацией кривых промыслово-геофизических исследований и идентичными литолого-физическими свойствами, выдерживающимися на более или менее значительной площади залежи. Для проведения подобной работы необходимым условием является высокая степень освоения месторождения.

Зональная корреляция позволяет выявить распространение по площади каждого отдельного зонального интервала, изменчивость коллекторских свойств, границы распространения неоднородности и т. д.

Лабораторно-экспериментальные методы. Исследования образцов керна в лабораторных условиях позволяет получить наиболее детальное и объективное пред-

ставление о физических свойствах горных пород. После разбуривания достаточного числа скважин и проведения соответствующих исследований для этой же цели применяют методы промысловой геофизики.

Лабораторные условия позволяют определить проницаемость, карбонатность, водонасыщенность, пористость, гранулометрический состав и т.д. Определение вышеперечисленных величин необходимо для адекватной оценки геологической неоднородности объекта исследования. Однако ограниченный отбор керна создает сложности при привязке данных лабораторно-экспериментальных исследований к разрезу скважин, поэтому необходимо проводить наиболее тщательную привязку исследованных образцов керна перед распространением значений параметров пласта на весь объем залежи или же ее отдельную составляющую.

Промыслово-гидродинамические методы. Промыслово-гидродинамическими методами являются исследования скважин, позволяющие получить данные, которые характеризуют гидродинамические свойства пластов. Данные методы направлены на изучение физических свойств насыщающей коллектор жидкости, коллекторских свойств пласта и гидродинамической характеристики скважин, а также определение коэффициентов гидропроводности, пьезопроводности, продуктивности и приемистости.

Помимо того, промыслово-гидродинамические методы позволяют оценить степень неоднородности пласта, выявлять литологические экраны, устанавливать взаимосвязь пластов по разрезу и по площади, а также оценить нефтенасыщенность слагающих пород.

ЛИТЕРАТУРА

1. Пулькина Н.Э., Зимина С.В. Изучение неоднородности продуктивных пластов: практикум для выполнения учебно-научных работ студентами направления «Нефтегазовое дело». – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012 – 79 с.
2. Кочнева О.Е., А.П. Седунова. Влияние геологической неоднородности коллекторов фаменско-турнейского пласта на процесс извлечения нефти Уньвинского месторождения // Вестник Пермского университета. – 2013. – Вып. 2(19). – С.87.
3. Геологическая неоднородность [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.geolib.net/oilgasgeology/geologicheskaya-neodnorodnost.html>.
4. Методы изучения геологической неоднородности [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://studopedia.ru/20_37820_metodi-izucheniya-geologicheskoy-neodnorodnosti.html.



Мильке Дарья Сергеевна. Аспирант кафедры геологии и разработки нефтяных месторождений, Института природных ресурсов, Национального исследовательского Томского политехнического университета, г. Томск.

**СВОЙСТВА РАССЕЯННОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА КАК
ПОКАЗАТЕЛЬ УСЛОВИЙ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ**

А.Ю. Никифоров, С.В. Гультияев
Тюменское отделение «СургутНИПИнефть»
ОАО «Сургутнефтегаз», г. Тюмень
E-mail: Gulytyaev_SV@surgutneftegas.ru

Показана возможность использования результатов пиролитического анализа органического вещества в качестве дополнительного критерия при литолого-фациальном анализе и определении палеоусловий формирования отложений. Проведен сравнительный анализ параметров органического вещества из 3 различных литолого-стратиграфических объектов Западной Сибири.

Ключевые слова: органическое вещество, условия осадконакопления.

Содержание и свойства органического вещества (ОВ) в ископаемых осадочных породах зависят как от типа исходной органики (водоросли, бактерии, фито- и зоопланктон, высшие растения), так и от условий в которых происходило формирование осадка (скорость накопления минеральных частиц, их размер, состав, окислительно-восстановительная обстановка в осадке, глубина бассейна седиментации).

Цель данной работы - наглядно показать изменение свойств рассеянного органического вещества (керогена) пород, сформировавшихся в различное геологическое время, в отличающихся условиях осадконакопления и с различными источниками исходной биомассы.

Были проанализированы результаты исследований 530 образцов керна из 7 скважин в пределах одного месторождения, расположенного в северной части Красноленинского свода. Керновый материал был отобран из тюменской, тутлеймской и викуловской свиты.

Свойства ОВ определялись пиролитическим методом Rock-Eval, при этом оценивались следующие параметры:

HI – водородный индекс (аналог атомного отношения H/C);

T_{max} – температура максимального выхода углеводородов при пиролизе;

C_{орг} – процентное содержание органического углерода в породе.

Полученные результаты представлены в таблице 1.

Таблица 1

Усредненные результаты пиролитического анализа

Пласт:	HI	T_{max}	C_{орг}
Тюменская свита	234	440	8,9 (2,8*)
Тутлеймская свита	432	440	9,1
Викуловская свита	80	430	2,6

* - без учета углистых образцов

СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ СЕДИМЕНТОЛОГИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ ИНЖИНИРИНГЕ

Для классификации керогена по генетическим типам используется диаграмма Ван-Кревелена, представляющая вариант зависимости химического состава от степени преобразованности [1, 2]. Нанесение результатов пиролиза на диаграмму позволяет наглядно охарактеризовать ОВ (рисунок 1).

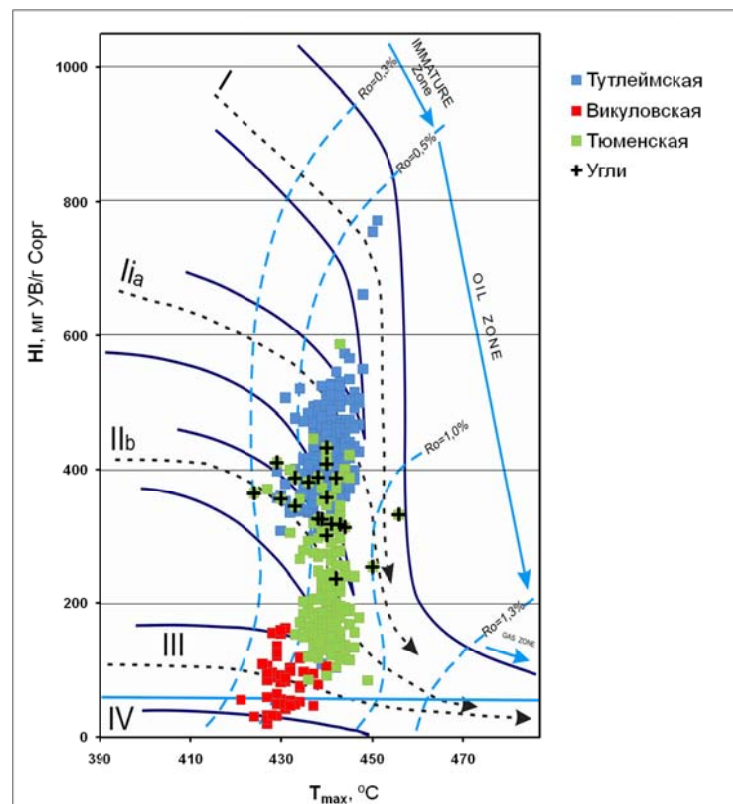


Рисунок 1. Диаграмма Ван-Кревелена

Ниже, отдельно для каждой свиты, приводится сопоставление результатов исследований с условиями формирования отложений.

Отложения тюменской свиты формировались в среднеюрский период. К этому времени рассматриваемая территория представляла собой низменную прибрежную равнину, временами заливаемую морем. В отложениях тюменской свиты можно выделить аллювиальный, озерный, дельтовый, прибрежно-континентальный, прибрежно-морской и мелководно-морской комплексы осадконакопления [3]. Такое многообразие обстановок находит отражение и в свойствах остаточной органики. На диаграмме Ван-Кревелена наблюдается существенный разброс значений. Это указывает на наличие как аквагенного (бактерио- и планктоногенного) ОВ, так и остатков высшей наземной растительности.

Выравнивание рельефа приводило к появлению аллювиальных систем меандрирующего типа, развитию обширных дельтовых равнин, широких пойм, болот и стариц со стоячей водой. В этих условиях происходило интенсивное торфонакопление, о чем свидетельствует большое количество углистых пропластков в толще отложений. Угли тюменской свиты характеризуются относительно высокими значениями водородного ин-

декса, что указывает на повышенное содержание липидных компонентов в исходной биомассе и интенсивное накопление в застойной обстановке, обеспечивающей анаэробные условия.

Отложения тутлеймской свиты начали формироваться в волжском веке, когда поздненюрская трансгрессия достигла своего максимума. Низменный характер окружения способствовал поступлению в бассейн седиментации преимущественно продуктов химического, а не механического выветривания, при этом скорость накопления терригенного материала была очень низкой. Значительная доля осадка имела биогенное происхождение и состояла из остатков фито- и зоопланктона (радиолярии, фораминиферы и др.). Высокая активность биопродуцентов определялась содержанием в воде растворенных соединений кремния и кальция, поступающих с суши. Содержание этих веществ не было постоянным, следовательно, менялся и состав осадка [3]. Процесс осадконакопления происходил в глубоководно-морской обстановке с восстановительными условиями, на что указывает присутствие пирита. Аномально высокая концентрация органического углерода (в среднем 9%) в породах тутлеймской свиты обусловлена высокой продуктивностью биоты в сочетании с низкими скоростями накопления минеральных компонентов и восстановительными условиями. Органическое вещество представлено керогеном 2 типа, катагенетическая зрелость которого соответствует началу стадии активной нефтегенерации. Кероген этого типа характеризуется относительно высокой способностью к генерации нефти и газа (~60 % от массы ОВ) [1, 2].

Усиление тектонической активности в нижнемеловое время привело к интенсивному заполнению морского бассейна обломочным материалом, поступавшим с востока. Море быстро отступало в западном направлении. В районе Красноленинской мегамоноклизы его границы практически не менялись, но при этом сильно уменьшилась глубина. Отложения викуловской свиты формировались в мелководно-морских условиях и в зоне прибрежных равнин, периодически заливаемых морем, в период начавшейся в позднем апте регрессии. В результате почти полной изоляции от мирового океана и обильного притока речных вод, водоем был сильно опреснен. Неустойчивый солевой режим послужил, вероятно, одним из факторов бедности органического мира акватории в этот период [4]. На отсутствие аквагенной органики указывают и низкие значения **НН**. Основным источником ОВ в этих условиях, очевидно, служили остатки растительности, сносимые с суши. Это подтверждается наличием в образцах обугленного растительного детрита и результатами пиролиза: на диаграмме органика соответствует 3 типу, характерному для остатков высшей наземной растительности. Этот тип керогена способен генерировать в основном газовые, а не нефтяные углеводороды [1, 2]. Образцы викуловской свиты характеризуются низким содержанием ОВ и низкими значениями **НН** и T_{max} . Низкие значения **НН** в сравнении с тюменской свитой могут быть обусловлены тем, что в последней гумусовая органика относится к травянистому типу, тогда как в викуловской свите преобладают древесные компоненты. Низкое содержание и повышенная углефикация (уменьшение доли водорода) органики может также объясняться условиями формирования отложений: высокая скорость поступления терригенного материала и динамичный характер прибрежного мелководья, создающий окисли-

тельную обстановку. В этих условиях происходит потеря наименее стабильных водородсодержащих соединений гумуса и, соответственно, увеличивается доля углерода (обугливание). Низкие значения T_{\max} , являющегося показателем катагенетической зрелости, логично объясняются меньшим возрастом меловых отложений относительно юрских (викуловская свита в разрезе расположена почти на километр выше тюменской).

Проведенный сравнительный анализ параметров органического вещества из 3 различных литолого-стратиграфических объектов показал зависимость свойств ископаемой органики от её источника и обстановки, в который происходило накопление. Это позволяет использовать результаты пиролитического анализа керна в качестве дополнительного критерия при литолого-фациальном анализе и определении палеоусловий формирования отложений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. М., Мир, 1981, 502 с.
2. Успенский В.А., Инденбом Ф.Б., Чернышева А.С., Сенникова В.Н. К разработке генетической классификации рассеянного органического вещества // Вопросы образования нефти. Л., Гостоптехиздат, 1958, с. 221—362 (Тр. ВНИГРИ, вып. 128).
3. Конторович А.Э., Конторович В.А., Рьжкова С.В., Шурыгин Б.Н., Вакуленко Л.Г., Гайдебурова Е.А., Данилова В.П., Казаненков В.А., Ким Н.С., Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян П.А. Палеогеография западно-сибирского осадочного бассейна в юрском периоде // Геология и геофизика, 2013, т. 54, № 8, с. 972-1012.
4. Конторович А.Э., Ершов С.В., Казаненков В.А., Карогодин Ю.Н., Конторович В.А., Лебедева Н.К., Никитенко Б.Л., Попова Н.И., Шурыгин Б.Н. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде // Геология и геофизика, 2014, т. 55, № 5-6, с. 745-776.



Никифоров Алексей Юрьевич. Научный сотрудник НИО литологии НПК петрофизических исследований Тюменского отделения «СургутНИПИнефть» ОАО «Сургутнефтегаз», г. Тюмень.



Гультяев Сергей Валентинович. Кандидат технических наук, заведующий лабораторией рентгеновских методов НИО литологии НПК петрофизических исследований Тюменского отделения «СургутНИПИнефть» ОАО «Сургутнефтегаз», г. Тюмень.

**ТЕКСТУРНЫЙ И ИХНОФАЦИАЛЬНЫЙ АНАЛИЗЫ В ГЕНЕТИЧЕСКОЙ
ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГЕТТАНГ-СИНЕМЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ МЫСА АИРКАТ
(СЕВЕР СРЕДНЕЙ СИБИРИ)**

*А.Ю. Попов***, Б.Л. Никитенко**

* Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН

**Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск

E-mail: PopovAY@ipgg.sbras.ru

На основе детального текстурного и ихнофациального анализа дана интерпретация возможных гидродинамических условий, влиявших на формирования отдельных слоев и пачек терригенного разреза геттанга и синемюра мыса Аиркат. Описаны различные виды косой, косоволнистой, волнистой и горизонтальной слоистости пород, изучены текстуры ее нарушения. Идентифицированы разнообразные следы жизнедеятельности организмов, отнесенные к сколитовой и крузиановой ихнофациям. На основе полученных данных сделаны выводы об прибрежно-континентальных, прибрежно-морских и мелководно-морских обстановках осадконакопления.

Ключевые слова: текстурный анализ, ихнофациальный анализ, геттанг, синемюр, Средняя Сибирь

В настоящее время важным объектом нефтегазопоисковых работ на севере Средней Сибири считается Лаптевоморский бассейн. Весьма актуальным является изучение естественных выходов пород в районах, прилегающих к Лаптевской нефтегазоносной области [1], на шельфе которой пока не пробурено ни одной скважины. В тектоническом плане территория настоящих исследований приурочена к восточной части Анабаро-Хатангской седловины. Здесь на западном побережье Анабарской губы в районе мыса Аиркат в естественных непрерывных выходах обнажаются отложения нижнеюрского возраста, перекрывающие триасовую толщу. Согласно структурно-фациальному районированию они приурочены к Нордвикскому району Ямало-Хатангской области [2, 3]. Стратиграфия геттанг-синемюрских отложений на севере Средней Сибири до сих пор являются наименее изученной в юрском разрезе, что связано с редкими находками ортофаунистических остатков. Особенности строения и формирования этих толщ рассматривались в целом ряде работ, но опубликованные описания носят общий характер.

В настоящей работе представлены результаты детальных текстурного и ихнофациального анализов геттанг-синемюрских отложений мыса Аиркат, на основании которых сделаны выводы о гидродинамических характеристиках среды седиментации, что, наряду с другими методами комплексного литолого-фациального анализа, позволяет проинтерпретировать обстановки формирования отдельных слоев (**рисунок 1**).

Рассматриваемый разрез начинается со слоя 16 (собственная нумерация) (более 3,5 м), который относят к верхнему триасу [4]. Он представлен неравномерным крупным горизонтальным перевлаиванием алевропесчаника и алеврито-глинистых уровней. Алевропесчаник массивный и со слабо выраженной косой мелкой и крупной смещенной и перекрестной разнонаправленной слоистостью, иногда подчеркнутой интракластами, галькой.

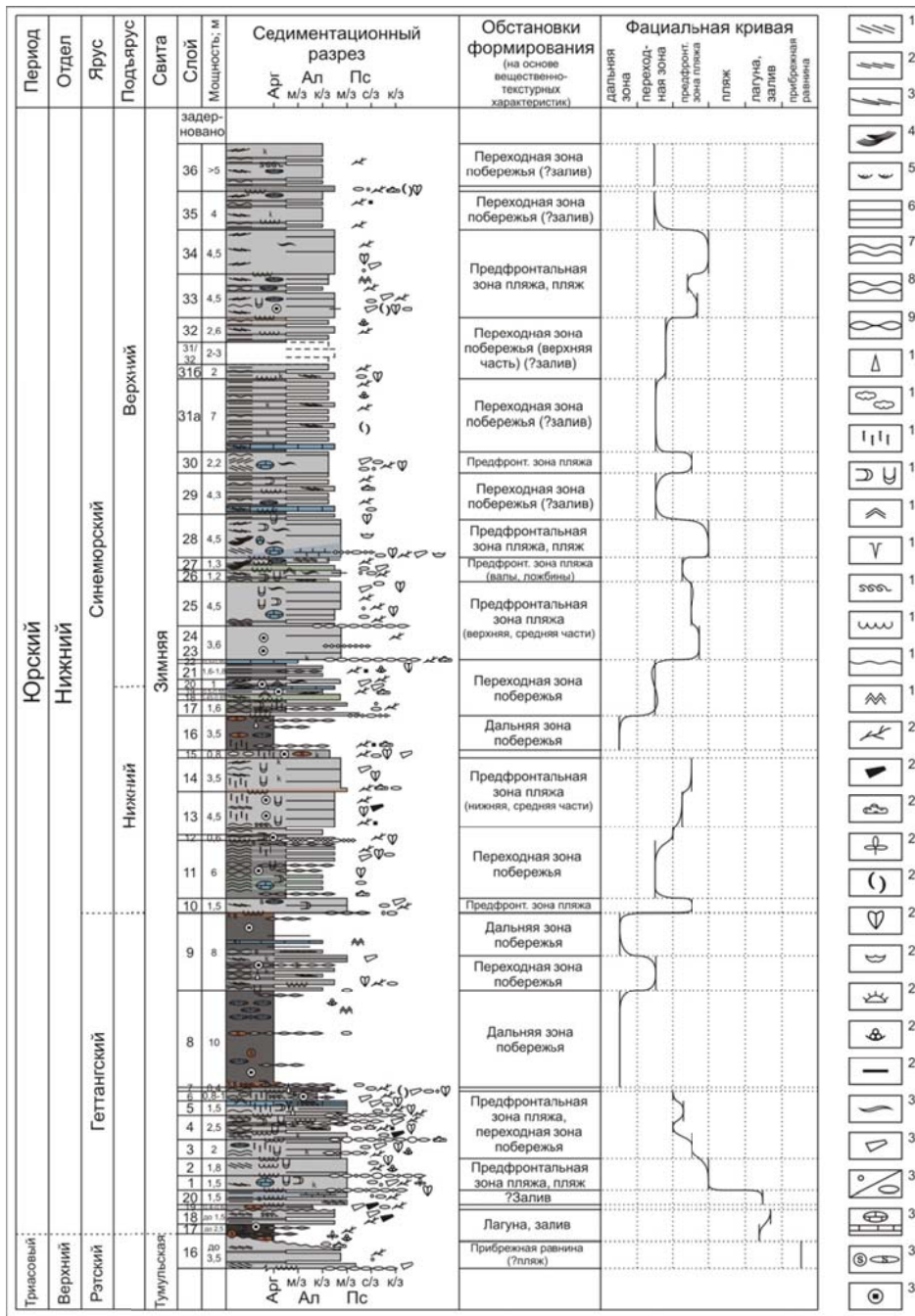


Рисунок 1. Вертикальная седиментационная модель геттанга-синемюра мыса Цветкова

Условные обозначения: 1-10 – слоистость: 1 – крупная косая, 2 – мелкая косая, 3 – пологая косая, 4 – крупная троговая, 5 – мелкая троговая, 6 – горизонтальная, 7 – волнистая, 8 – волнисто-линзовидная, 9 – линзовидная, 10 – градационная; 11 – комковатая текстура; 12-17 – текстурные нарушения: 12 – биотурбация, 13 – горизонтальные и вертикальные следы жизнедеятельности, 14 – знаки ряби, 15 – трещины усыхания, 16 – смятия, 17 – внутриформационные размывы; 18 – эрозийные границы; 19 – структура “con-in-con”; 20-28 – органические остатки: 20 – растительный детрит, 21 – крупные растительные фрагменты, 22 – фрагменты древесных стволов, 23 – отпечатки растений, 24 – раковинчатый детрит, 25 – двустворки, 26 – брахиоподы, 27 – офиуры, 28 – фораминиферы, 29 – углистые линзочки; 30-35 – неорганические включения: 30 – глинистые флазеры, 31 – глинистые интракласты, 32 – гравий / галька, 33 – карбонатные конкреции и карбонатизированные уровни, 34 – сидеритовые конкреции, 35 – пиритовые конкреции.

Особенности отложений позволяют предполагать их формирование в обстановках прибрежной равнины приливно-отливного побережья. Слой срезается вышележащим с видимым углом от 0 до 20°. Далее следует геттанг-синемюрская часть разреза [3], расчленение которой достаточно дискуссионно, что связано с различной интерпретацией палеонтологических данных разными авторами. Толща начинается с пачки (слои 17, 18 – более 3 м) в основании которой отмечаются лепешковидные сидеритовые конкреции и галька, крупные древесные фрагменты. Выше – аргиллит послойно алевритистый с горизонтальными и волнисто-линзовидными прослоями алевролита крупнозернистого с мелкой косою слойчатостью, иногда нарушенными мелкими смятиями. Присутствуют неидентифицированные горизонтальные и наклонные следы жизнедеятельности, найдены примитивные формы фораминифер. Вверх наблюдается увеличение доли алевритового материала, развитие мелкой волнистой смещенной и косоволнистой иногда прерывистой слойчатости, подчеркнутой мелким растительным детритом, иногда мелкими глинистыми интракластами. Особенности отложений указывают на их формирование в спокойной гидродинамической обстановке заливно-лагунного побережья, сменяющейся более активными, близбереговыми условиями.

Следующий слой (19 – 0,4-0,6 м) срезает нижележащий с пологим углом и представлен алевролитом разнозернистым послойно глинистым с большим количеством рассеянных растительных фрагментов, редкой крупной галькой. Текстура не выражена, проявлены смятия. Подобные «мусорные» породы маркируют этап быстрого изменения уровня бассейна. Далее с резким контактом следует (слой 20 – 1,5 м) неравномерное горизонтальное (слабоволнистое) переслаивание песчаника мелкозернистого и аргиллита послойно и линзами алевритистого, алеврито-песчаного. Песчаник массивный и со слабо выраженной мелкой косоволнистой прерывистой слоистостью, отмечается рассеянный разноразмерный растительный детрит, гравийные линзочки, в подошвах фиксируются размывы. Формирование отложений происходило, вероятно, при периодической смене спокойных и активных режимов открытого залива.

Далее с внутриформационным размывом в подошве следует пачка (слои 1-3 – 5,3 м) песчаника мелкозернистого с невыраженной крупной пологой косою смещенной и перекрестной слоистостью. На границе слоев проявлены внутриформационные размывы, присутствуют прослои разногалечного конгломерата с остатками раковин двустворок. На границе отдельных серий встречаются глинистые интракласты, галька, растительный детрит, тонкие глинистые слойки. Вверх мощность серий снижается, доля глинистых перемычек увеличивается. В прикровельных частях серий отмечаются ихнофоссилии *Skolithos*, *Rosselia*, *Palaeophycus* (сколитовая ихнофагия), в верхней части биотурбация усиливается, появляются *Rhizocorallium*, *Teichichnus* (крузиановая ихнофагия). Формирование отложений происходило в гидродинамически активных условиях нижнего пляжа и различных обстановках предфронтальной зоны пляжа.

Следующая пачка (слои 4-6 – 5 м) перекрывает нижележащую с внутриформационным размывом и конгломератовым прослоем в основании. Выше – неравномерное чередование алевропесчаника и уровней волнисто-линзовидного переслаивания аргиллита и алевролита крупнозернистого. Алевропесчаник массивный и со слабовыражен-

ной мелкой пологой косою перекрестной и косоволнистой слоистостью, присутствуют растительный детрит, раковинные остатки, подошвы некоторых серий маркированы глинистыми прослоями, их интракластами, мелкой галькой. На границе крупных серий – внутриформационные размывы, конгломератовые линзы. В уровнях переслаивания проявлены мелкие смятия, в алевритовых прослоях – мелкая пологая косою и косоволнистая перекрестная слоистость, встречаются мелкая галька и крупный растительный детрит. В алевропесчанике отмечаются ихнофоссилии *Rosselia*, *Rhizocorallium*, реже *Skolithos*, *Planolites* (крузиановая ихнофация). В верхней части порода существенно биотурбирована (преимущественно ихнофоссилии *Teichichnus*). Формирование слоев происходило вблизи базиса действия нормальных волн при периодической смене обстановок предфронтальной зоны пляжа и переходной зоны.

Пачка с размывом, но без видимого углового несогласия, перекрывается слоем (7 – 0,4 м) волнисто-линзовидного переслаивания аргиллита, алевролита и алевропесчаника с галькой, гравием, глинистыми интракластами, раковинами двустворок в основании. Подобные отложения маркируют этап быстрого повышения уровня бассейна. Далее (слои 8, 9 – 18 м) – аргиллит с тонкими алевритовыми линзочками, иногда нарушенными ихнофоссилиями *Chondrites*, в верхней части переходящий в неравномерное слабоволнистое переслаивание аргиллита, алевролита, алевропесчаника. Проявлена градиционная, мелкая волнистая смещенная слоистость. В алевропесчанике фиксируется слабо проявленная мелкая пологая косою разнонаправленная слоистость. Присутствует биотурбированный крупноалевоитовый прослой с галькой. Отложений формировались в гидродинамически спокойных обстановках дальней зоны побережья, сменяющимися обстановками переходной зоны.

Выше с внутриформационным размывом в подошве залегает (слой 10 – 1,5 м) песчаник мелкозернистый со слабовыраженной мелкой пологой косою разнонаправленной слоистостью, глинистыми интракластами и мелкой галькой в подошвах серий. Он сменяется (слои 11, 12 – 6,6 м) неравномерным линзовидно-волнистым переслаиванием алевролитов крупнозернистых и аргиллита в разной степени алевритовых. В первых встречается разноразмерный растительный детрит, редкие раковины двустворок, глинистые интракласты, развита биотурбация, иногда проявлена мелкая волнистая смещенная слойчатость. В верхней части доля алевритового материала преобладает. В толще отмечаются слабые консолидационные смятия, ихнофоссилии *Skolithos*, *Rosselia*, *Palaeophycus* (сколитовая и крузиановая ихнофации) в глинистых прослоях – *Planolites*. В прикровельной части – линзовидный прослой конгло-гравелита. Формирование отложений происходило с периодической активизацией гидродинамического режима вблизи базиса действия нормальных волн на границе переходной зоны и нижней части предфронтальной зоны пляжа.

Следующая пачка (слои 13-15 – 8,8 м) представлена алевропесчаником с глинистыми прослоями, обуславливающими мелкую слабоволнистую смещенную слоистость. Алевропесчаник массивный и со слабовыраженной пологой косою и косоволнистой разнонаправленной слойчатостью. Отмечаются мелкие смятия, встречается разноразмерный растительный детрит, глинистые интракласты, раковины двустворок. Про-

явлена неравномерная биотурбация – ихнофоссилии *Palaeophycus*, *Teichichnus*, *Rosselia*, реже – *Rhizocorallium* (крузиановая ихнофаация). Наиболее подвержена биотурбации верхняя часть – мелкокомковатый облик породы. Формирований отложений происходило при слабоволновом режиме, вероятно, в обстановках нижней и средней частей предфронтальной зоны пляжа.

Пачка перекрывается (слой 16 – 3,5 м) аргиллитом послойно алевритистым с алевритовыми прослоями, вплоть до линзовидно-волнистого переслаивания в нижней и верхней частях, нарушенным мелкими смятиями, разнонаправленными следами жизнедеятельности (в том числе *Planolites*). Проявлена градационная слоистость. Отложений формировались преимущественно ниже базиса действия штормовых волн в обстановках дальней зоны побережья.

Выше наблюдается (слои 17-22 – 4,8 м) чередование уровней субгоризонтального до линзовидно-волнистого переслаивания аргиллита в разной степени алевритистого и алеврпесчаника до песчаника мелкозернистого. В последних слабо проявлена крупная пологая косая и мелкая косая, косоволнистая разнонаправленная слоистость, подчеркнутая мелким растительным детритом. Крупные серии иногда разделены тонкими глинистыми прослоями, фиксируются знаки симметричной ряби, отмечаются редкие ихнофоссилии *Rosselia*. В алеврпесчаных прослоях уровней переслаивания иногда проявлена мелкая пологая косая разнонаправленная слойчатость, отмечается биотурбация, присутствуют рассеянные растительный детрит, гравий, редкая галька. В глинистых прослоях фиксируются ихнофоссилии *Planolites*. Формирование отложений происходило при периодической активизации гидродинамического режима в обстановках переходной зоны побережья.

Далее следует пачка (слои 23-25 – 8,1 м) песчаника мелкозернистого (участками до алеврпесчаника) с тонкими алеврито-глинистыми прослоями, вплоть до уровней слабоволнистого переслаивания. Песчаник массивный и с мелкой косою слоистостью. Присутствует большое количество растительного детрита, встречаются единичные раковины двустворок. На границе слоев – конгломератовые прослои. В верхней части породы биотурбирована (ихнофоссилии *Rosselia*, в кровле – *Rhizocorallium*). Формирование отложений происходило при активном гидродинамическом режиме в обстановках преимущественно верхней части предфронтальной зоны пляжа.

Выше с резким контактом залегает пачка (слои 26, 27 – 2,5 м) неравномерного крупного пологоволнистого переслаивания алевро-аргиллита и алеврпесчаника. В последнем отмечается как массивная текстура, так и слабовыраженная мелкая и крупная пологая косая разнонаправленная слоистость, подчеркнутая растительным детритом. В наиболее крупных алеврито-песчаных прослоях проявлена пологая косая смещенная слоистость, подчеркнутая растительным детритом, в основании серий – гравий, мелкая галька, глинистые интракласты. По пачке встречаются редкие ихнофоссилии *Skolithos*, *Rosselia*, *Palaeophycus* (сколитовая ихнофаация). Формирование отложений происходило при постоянном действии волн и слабых течений, вероятно, в обстановках валов и ложбин предфронтальной зоны пляжа.

Вышележащий слой (28 – 4,5 м) залегает с крупным внутриформационным размывом в подошве и галькой, глинистыми интракластами, крупным растительным детритом и раковинами двустворок в нижней части. Слой представлен алевропесчаником с крупной пологой косой смещенной и перекрестной слоистостью. Группы серий разделены уровнями ритмичного субгоризонтального переслаивания алевропесчаника и алевро-аргиллита. В верхней части их доля увеличивается, проявлены ихнофоссилии *Rosselia*, *Rhizocorallium*. Формирование отложений происходило при постепенном снижении гидродинамической активности и смене обстановок нижнего пляжа, обстановками предфронтальной зоны пляжа.

Далее с резким контактом залегает пачка (слои 29-32 – 20,5 м) неравномерного слабоволнистого переслаивания алевролита крупнозернистого до алевропесчаника и аргиллита с некоторым преобладанием алевритовых разностей, в которых иногда проявлена мелкая пологая косая слойчатость. Встречаются рассеянный растительный детрит, неидентифицированные горизонтальные следы жизнедеятельности. В наиболее крупных алевритовых прослоях – крупная преимущественно пологая косая смещенная и срезанная разнонаправленная слоистость, встречаются древесные фрагменты, редкая галька, в подошвах фиксируются внутриформационные размывы. Отложения формировались преимущественно в спокойных гидродинамических условиях при действии слабых волн и течений, вероятно, в различных частях заливно-лагунного побережья, в том числе прибрежных.

Следующая пачка (слои 33-35 – 13 м) представлена алевролитом крупнозернистым до алевропесчаника со слабовыраженной преимущественно крупной пологой косой смещенной разнонаправленной слоистостью. В подошвах некоторых серий – остатки раковин, глинистые интракласты, крупный растительный детрит, иногда галька, гравий. Присутствуют редкие неидентифицированные субвертикальные следы жизнедеятельности. Фиксируются маломощные уровни тонкого линзовидно-волнистого переслаивания алевро-аргиллита и алевролита, доля которых существенно возрастает в средней и верхней частях. Формирование отложений происходило в обстановках пляжа и, возможно, приливно-отливной равнины.

С размывом, но без видимого несогласия, пачка перекрывается пластом (0,25 м) алевролита разнозернистого глинистого с невыраженной текстурой с большим количеством фрагментов раковин двустворок, мелкой галькой, гравием и разноразмерным растительным детритом. Подобные «мусорные» породы характерны для этапа быстрого изменения уровня моря. В вышележащих осадках возрастает доля глинистых пород, что, вероятно, обуславливает наблюдаемый выше по разрезу значительный размытый интервал.

Проведенные текстурный и ихнофациальный анализы показали изменчивость гидродинамических условий побережья мелководно-морского бассейна, обусловленные частой миграцией береговой линии. Детальные исследования строения геттанг-синемюрских отложений мыса Аиркат позволили сделать выводы об условиях их формирования, что, в совокупности с данными других видов анализов, дает возможность

проследить эволюцию этой части бассейна и способствует в корреляции разрезов региона литостратиграфическими методами.

ЛИТЕРАТУРА

1. Конторович А.Э., Эпов М.И., Бурштейн Л.М., Каминский В.Д., Курчиков А.Р., Малышев Н.А., Прищепа О.М., Сафронов А.Ф., Ступакова А.В., Супруненко О.И. Геология, ресурсы углеводородов шельфов арктических морей России и перспективы их освоения // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51. – № 1. – С. 7–17.
 2. Шурыгин Б.Н., Никитенко Б.Л., Девятков В.П., Ильина В.И., Меледина С.В., Гайдебурова Е.А., Дзюба О.С., Казаков А.М., Могучева Н.К. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2000. – 480 с.
 3. Никитенко Б.Л., Шурыгин Б.Л., Князев В.Г., Меледина С.В., Дзюба О.С., Лебедев Н.К., Пещевицкая Е.Б., Глинских Л.А., Горячева А.А., Хафаева С.Н. Стратиграфия юры и мела Анабарского района (Арктическая Сибирь, побережье моря Лаптевых) и бореальный зональный стандарт // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 1047-1082.
 4. Казаков А.М., Константинов А.Г., Курушин Н.И., Могучева Н.К., Соболев Е.С., Фрадкина А.Ф., Ядрёнкин А.В., Девятков В.П., Смирнов Л.В. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Триасовая система. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. – 322 с.
-



Попов Алексей Юрьевич. Кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории седиментологии, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск.



Никитенко Борис Леонидович. Доктор геолого-минералогических наук, заведующий лабораторией микропалеонтологии, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск.

**ГЛИНИСТЫЕ МИНЕРАЛЫ КАК ИНДИКАТОРЫ
УСЛОВИЙ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ**

М.Н. Шатова, М.В. Коровкин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск

E-mail: mns6@tpu.ru

Статья посвящена определению сложного минерального состава палеозойских отложений Калинового нефтегазоконденсатного методом инфракрасной спектроскопии с целью установления условий осадконакопления. Исследованы образцы керна одной из скважин данного месторождения. Полученные результаты сопоставлены с результатами работы отечественных и зарубежных исследователей. Предполагается, что в исследуемых образцах содержится минерал, относящийся к группе монтмориллонита.

Ключевые слова: глинистые минералы, инфракрасная спектроскопия, условия осадконакопления, минеральный состав, Калиновое месторождение, нефть и газ

ВВЕДЕНИЕ

Изучение глинистых минералов позволяет объяснить процессы и явления, связанные с геологией пласта, тектоникой, возрастом, фациальными обстановками, распределением по зонам, корреляцией и метаморфизмом [1].

Глинистые минералы участвуют в образовании природных резервуаров нефти и газа как сорбенты органического вещества при седиментации осадков, затем как катализаторы процессов образования углеводородов и созревания нефти [2,3]. Кроме того, глинистые минералы контролируют скопление и миграцию углеводородов, влияют на изменение фильтрационно-емкостных свойств пласта в процессе нефтедобычи.

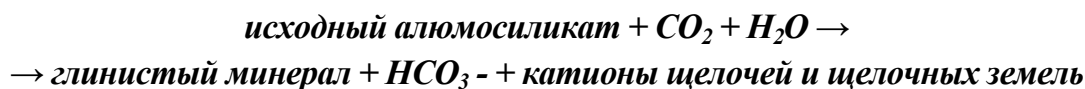
Вещественный состав осадочных пород интегрирует комплекс взаимноперекрывающихся физико-химических факторов, он зависит как от минерального состава источников сноса, характера выветривания в гипергенных процессах, условий транспортировки и условий седиментации, а также интенсивности их постседиментационных изменений [4]. Поэтому анализ качественного и количественного составов палеозойских отложений, распределение и изменение минералов, в частности глинистых минералов, представляет интерес как источников информации об условиях их седиментации.

Сегодня при изучении нефтегазоносных отложений рассматриваются вторичные процессы как фактор, влияющий на образование нефти, дифференциацию, деградацию и окисление, а также на преобразование и усложнение пустотно-порового пространства вмещающих пород-коллекторов.

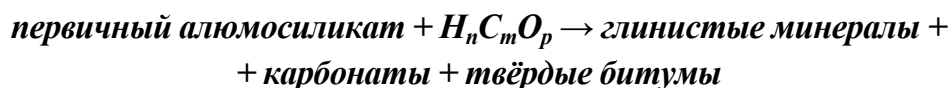
Процессы разнородных явлений, включающие в себя изменения отложений седиментационного бассейна при тектонической инверсии называют наложенно-эпигенетическими. В результате образуются разломы, зоны трещиноватости, катаклаза, раскрываются флюидоупорные системы, изменяются водно-флюидные режимы, происходит термическое воздействие тел магматической деятельности, рост крупных анти-

клинальных структур. Эпигенетические процессы улучшают пористость и проницаемость в процессе растворения пород или ухудшают качество коллектора в результате вторичного минералообразования [5].

В результате главной реакции эпигенеза в терригенных породах происходит интенсивное преобразование алюмосиликатов. Продукты наложенного эпигенеза в нефтегазоносных отложениях, в основном, формируются в результате гидролиза – разложения алюмосиликатной составляющей породы водой при активном участии углекислоты. Водород же при этом отлагается в глинах в форме OH^- [5]:



При химической перестройке углеводородов, их разрушении и деградации формируются твердые битумы – типичные продукты взаимодействия пород с углеводородами [6]:



Наличие твёрдых продуктов окисления и деградации углеводородов – битумов, которые часто способствуют заполнению пустотного пространства, усложняя при этом строение месторождений и эксплуатацию залежей.

Комплексное исследование глинистых минералов позволяет выявить особенности структуры пустотного пространства и его изменения [8]. Известно, что с ростом глинистости фильтрационно-емкостные свойства коллектора обычно ухудшаются. Однако другие диагенетические процессы могут повысить пористость за счет формирования вторичной пористости через выщелачивание глины, при котором происходит формирование микропор в глинах или за счет предотвращения цементации, например, при оконтуривании хлоритом в виде пленки зерен кварца [7].

Сложность представляет собой идентификация глинистых минералов в составе сложной, содержащей несколько компонентов, смеси, что требует детального исследования и классификации полученных результатов. Кроме того, определение минерального состава тонкозернистых образований, содержащих несколько видов глинистых минералов и (или) минералы других классов соединения, обычными методами с выделением монофракций каждого минерала весьма затруднительно [9].

Характеристика глинистых минералов с позиции качественного и количественного анализа обычно проводится с использованием точных инструментальных методов, таких как рентгеновская дифракция, рентгеновская флюоресценция, просвечивающая и сканирующая электронная микроскопия. Однако эти методы требуют сложной подготовки образца с растворением или дезагрегацией образца, что может влиять на исходные свойства глинистых минералов.

В геологической практике при определении минерального состава глинистых образований используются рентгенофазовый [10] и термический анализы [11], требующие

специальной, иногда трудоемкой и длительной пробоподготовки, и не всегда позволяющие однозначно интерпретировать полученные результаты.

Метод инфракрасной спектроскопии на основе преобразования Фурье в отличие от других методов требует в целом меньшего количества образца (<1 мг), подготовка образца относительно проста и не влияет на свойства образца значительно, а продолжительность анализа и оценки не занимает много времени [12, 13].

ЦЕЛЬ, ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Целью данной работы является изучение состава сложной смеси породы (качественный анализ) методом инфракрасной спектроскопии (ИКС), и, в том числе, определение глинистых минералов.

Спектры ИК-поглощения регистрировались на спектрофотометре IRPrestige-21 фирмы «Shimadzu» с преобразованием Фурье (FTIR-8400S) в интервале $300...4000\text{ см}^{-1}$ с разрешением $0,001\text{ см}^{-1}$ (FT-IR), с помощью программного обеспечения Irsolution (кафедра геологии и разведки полезных ископаемых Института природных ресурсов ТПУ) [14].

Исследовались образцы палеозойских отложений, отобранных из керна скважины X Калинового нефтегазоконденсатного месторождения, расположенного на территории Томской области. Калиновое месторождение приурочено к карбонатным палеозойским толщам, которые представлены известняками светло- и темно-серыми, однородными, от криптокристаллической структуры до мелко- и среднезернистой [15].

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

В результате работы были получены сложные спектры инфракрасного поглощения (рисунок 1).

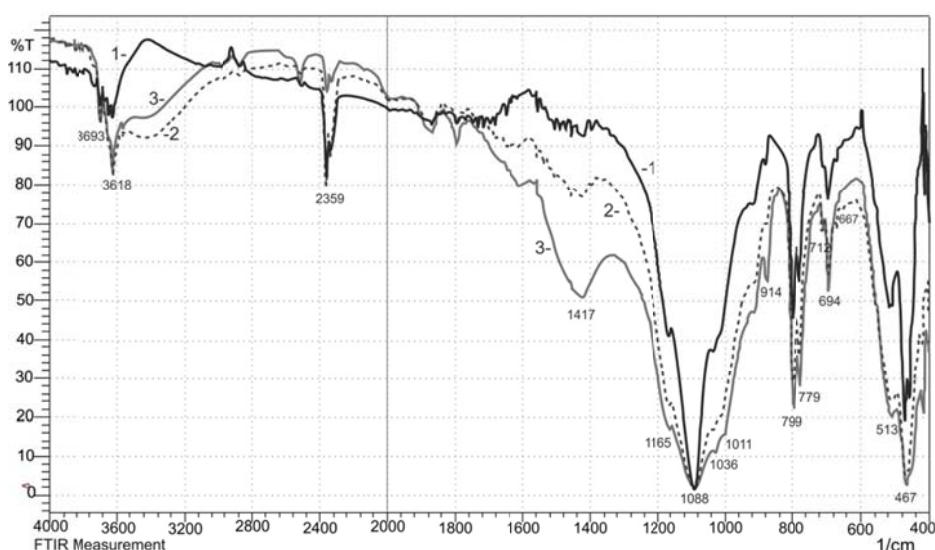


Рисунок 1. Обзорные спектры образцов (1 - №7, 2- № 8, 3- № 9) скважины X Калинового месторождения в области $400...4000\text{ см}^{-1}$

В спектрах исследуемых образцов отчетливо выделяются пики поглощения, характерные для известняка [16]: 1417 см^{-1} , 872 см^{-1} , 712 см^{-1} ; доломита: 729 см^{-1} ; а также для глинистых минералов (рисунок 2).

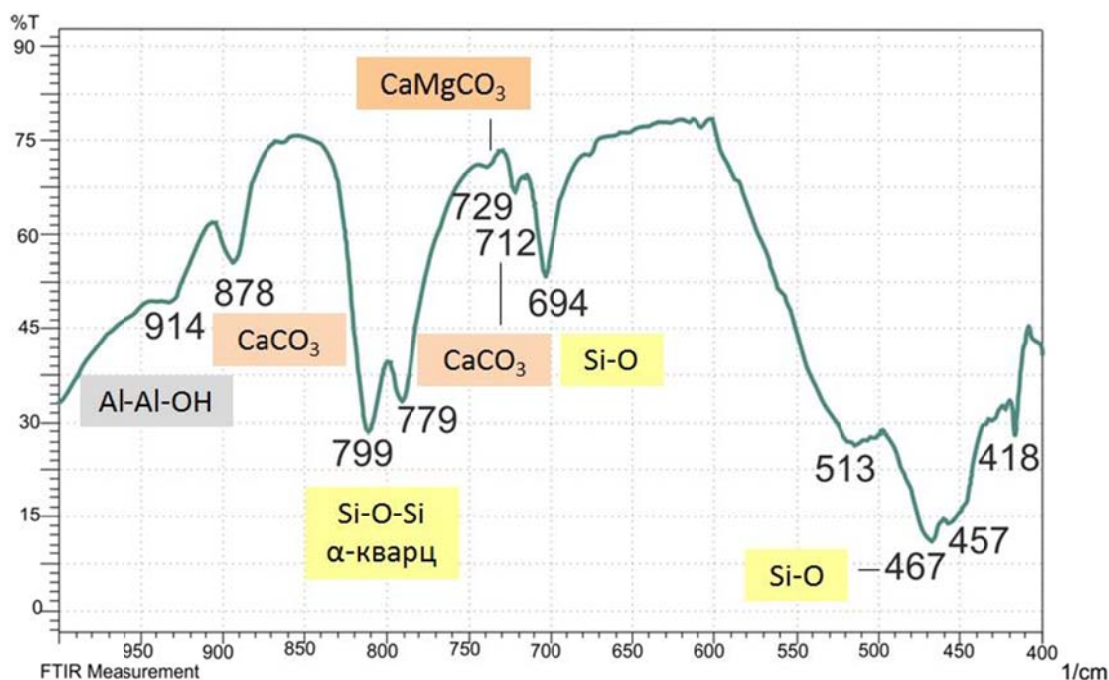


Рисунок 2. Область поглощения в интервале 400...1000 см⁻¹.
 Образец: Темно-серая кремнистая порода с карбонатными обломками

При частоте поглощения 1088 см⁻¹ наблюдается широкая полоса поглощения, которая может быть обусловлена колебаниями связей Si-O-Si кремнекислородного каркаса. Полоса 797 см⁻¹ соответствует Si-O-Si колебаниям колец из SiO₄ тетраэдров. В области 400...1300 см⁻¹ инфракрасного спектра можно выделить характерные полосы валентных колебаний Si-O связи (кварц SiO₂): 1088, 799, 779, 694, 467 см⁻¹ (рисунок 8). Полоса деформационных колебаний Al-Al-OH соответствует пику 914 см⁻¹ [16].

Спектры инфракрасного поглощения минералов группы каолинита имеют двойной пик поглощения при 3734...3600 см⁻¹ (3696 и 3620 см⁻¹) [17, 18]. Спектр монтмориллонита имеет одну характерную полосу поглощения колебаний OH-групп со значением 3620 см⁻¹ [17]. Полоса поглощения монтмориллонита имеет большую ширину спектральной линии по сравнению со спектром каолинита на той же полосе поглощения [19]. Поглощение в данной области характерно для группы монтмориллонита с высоким содержанием Al в октаэдре. Кроме того, характерным для монтмориллонита является наличие еще одного пика с частотой поглощения 3420 см⁻¹. Спектры инфракрасного поглощения исследуемых нами образцов имеют характерные пики со значениями 3693-3694, 3618 и 3420 см⁻¹ (рисунок 3). Поэтому, можно предположить, что в исследуемых образцах содержится минерал, относящийся к группе монтмориллонита.

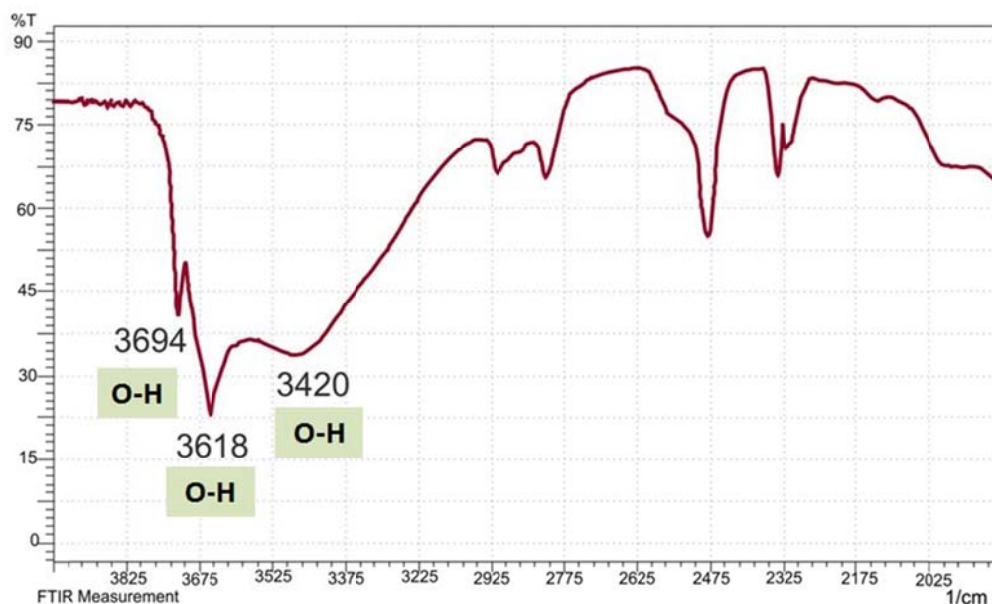


Рисунок 3. Область поглощения ОН-групп.

Образец: Темно-серая кремнистая порода с карбонатными обломками

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, в сложный состав известняков палеозойских отложений Калиновского нефтегазоконденсатного месторождения отражается в спектрах их инфракрасного поглощения. Глинисто-кремнистые известняки содержат глинистый минерал группы монтмориллонита, определяемый по ИК-спектрам.

Образование монтмориллонита идет в морской среде путем замещения слюд, гидрослюд и других минералов при воздействии щелочных растворов на окружающие минералы, в гидротермальных условиях, почвах, в водоемах аридного климата при выветривании изверженных и метаморфических пород. Присутствие монтмориллонита может свидетельствовать о повторном отложении гидротермальных продуктов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Weaver C.H. Possible uses of clay minerals in the search for oil // Clays and Clay Minerals. – 1959. – 8. – pp. 214–227.
2. Grim R. E. Relation of clay mineralogy to origin and recovery of petroleum: Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull. – 1947. – 31(8). – pp. 1491–1499.
3. Brooks B.T. Evidence of Catalytic Action in Petroleum Formation Ind. Eng. Chem. – 1952. – 44 (11). – pp. 2570–2577.
4. Гойло Э. А., Истомина И. М. Минералы глин - индикаторы седиментационных и постседиментационных процессов в покрышках месторождений нефти и газа // Вестник СПбГУ. Серия 7. Геология. География. – 2005. – №3 – С.3-18.
5. Исаева Е. Р. Геохимические критерии выявления коллекторов и прогноз характера их насыщения на примере отложений Пур-Тазовской нефтегазоносной области (Западная Сибирь): диссертация на соискание учёной степени кандидата геолого-минералогических наук: спец. 25.00.09 / Е. Р. Исаева; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ); науч. рук. В. Г. Ворошилов. — Томск, 2016.

6. Лебедев Б.А. Геохимия эпигенетических процессов в осадочных бассейнах / Б.А. Лебедев. – Л.: Недра, 1992. – 239 с.
 7. Shu Jiang. Clay Minerals and Oil and Gas Exploration // InTech Chapter 2 for book Clay Minerals in Nature –Their Characterization, Modification and Application. – 2012. – pp. 21–38.
 8. Крупская В.В., Крылов А.А., Соколов В.Н. Глинистые минералы как индикаторы условий осадконакопления на рубежах мел-палеоцен-эоцен на хребте Ломоносова (Северный Ледовитый Океан) // Проблемы Арктики и Антарктики. – 2011. – № 2. – С.23–35.
 9. Николаев С.М.. Статистика современной минералогической информации. – Новосибирск: Академическое издательство «Гео», 2010. –128с.
 10. Дриц В.А., Сахаров Б.А. Рентгеноструктурный анализ смешанослойных минералов// ГИН. – М.: Наука, 1976. – № 295. – 256с.
 11. Топор Н.Д., Огородова Л.П., Мельчакова Л.В. Термический анализ минералов и неорганических соединений. – М.: Изд-во МГУ, 1987. – 190 с.
 12. Anderson R.L., Ratsliffe I., Greenwell H.C., Williams P.A., Cliffe, S., Coveney P.V. Clay swelling – A challenge in the oil field // Earth-Science Reviews. – 2010. – 98. – pp. 201–216.
 13. Petit S. Fourier Infrared Spectroscopy. In: Lagaly G. (Ed.): Handbook of Clay Science: Developments in Clay Science. – Elsevier, 2006. – 1. – pp. 909–918.
 14. Коровкин М.В. Инфракрасная спектроскопия карбонатных минералов: Учебное пособие. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 80 с.
 15. Литология и коллекторские свойства палеозойских карбонатных пород Томской области в связи с их нефтегазоносностью: Окончательный отчет о НИР: Тема № 2-2/79/ Томский политехнический институт (ТПИ), ОАО "Томскнефть"; руководитель А. Ф. Сенаколис; Г. И. Кириенко. Томск, 1981. 122 с.
 16. Ritz M. Vaculikova, L., Plevova, E. Application of infrared spectroscopy and chemometric methods to identification of selected minerals // Acta Geodyn, Geomater. – 2011. – 8(1) (161). – pp. 47–58.
 17. Madejová J. FTIR techniques in clay mineral studies // Vibrational Spectroscopy. – 2003. – 31(1). – pp. 1–10.
 18. Vu Cong Khang, Mikhail V. Korovkin, Ludmila G. Ananyeva. Identification of clay minerals in reservoir rocks by FTIR spectroscopy. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2016. – 43(1). – pp. 012004.
 19. Vaculikova L., Plevova E. Identification of clay minerals and micas in Sedimentary Rocks // Acta Geodyn, Geomater. – 2005. – 12(2) (138). – pp. 167–175.
-



Шатова Мария Николаевна. Студентка 4 курса кафедры геологии и разработки нефтяных месторождений, Института природных ресурсов, НИ ТПУ, г. Томск.



Коровкин Михаил Владимирович. Доктор геолого-минералогических наук, профессор, кафедры геологии и разработки нефтяных месторождений, Института природных ресурсов, НИ ТПУ, г. Томск.

АВТОРСКИЙ СПИСОК

1. Агалаков Сергей Евгеньевич - seagalakov@rosneft.ru
2. Арефьев Сергей Валерьевич - Sergej.Arefiev@lukoil.com
3. Ахияров Александр Влерович - A_Akhiyarov@vniigaz.gazprom.ru
4. Алехина Мария Сергеевна - Alekhina.MSe@gazpromnft-ntc.ru
5. Бардаченко Елена Николаевна - EBardachenko@novatek.ru
6. Бейзель Александр Леович - BeiselAl@ipgg.sbras.ru
7. Белов Николай Валерьевич - Nikolay.Belov@lukoil.com
8. Белоус Олеся Ивановна - Belous_OI@surgutneftegas.ru
9. Боровикова Людмила Владимировна
10. Буторина Мария Александровна - Butorina.MA@gazpromnft-ntc.ru
11. Вакуленко Людмила Галериевна - VakylenkoLG@ipgg.sbras.ru
12. Вахрушева Ирина Александровна - iavahrusheva@rosneft.ru
13. Вилесов Александр Петрович - apvilesov@rosneft.ru
14. Вильковская Ирина Юрьевна - vilkovskaya@sniiggims.ru
15. Волкова Александра Александровна – VolkovaAA@hw.tpu.ru
16. Гарифуллин Ильфат Ильсурович - Ilfat.Garifullin@lukoil.com
17. Генераленко Ольга Сергеевна - Generalenko-2011@mail.ru
18. Горожанин Валерий Михайлович - gorozhanin@ufaras.ru
19. Горожанина Елена Николаевна - ygorozhanina@yandex.ru
20. Гультяев Сергей Валентинович - Gulytaev_SV@surgutneftegas.ru
21. Жуковская Елена Анатольевна - Zhukovskaya.EA@gazpromneft-ntc.ru
22. Журавлева Лилия Маратовна - zhurawlewa.lilia@yandex.ru
23. Замирайлова Альбина Григорьевна - Zamirailovaag@ipgg.sbras.ru
24. Земченков Александр Сергеевич - A_Zemchenkov@vniigaz.gazprom.ru
25. Злобина Ольга Николаевна - Zlobina@ngs.ru
26. Зубарева Любовь Ивановна - zubareva@sniiggims.ru
27. Иванова Наталья Алексеевна - nataivanova76@rambler.ru
28. Карпова Мария Сергеевна - mskarпова2@rosneft.ru
29. Каячев Николай Феокистович - KayachevNF@kr-nipineft.ru
30. Квачко Светлана Константиновна - KvachkoSK@kr-nipineft.ru
31. Кириллова Нина Васильевна - kirilova@sniiggims.ru
32. Козяев Андрей Александрович – KozyaevAA@kr-nipineft.ru
33. Коровин Михаил Олегович - korovinmo@hw.tpu.ru
34. Коровина Татьяна Альбертовна - Korovina_TA@surgutneftegas.ru
35. Коровкин Михаил Владимирович – mvk@tpu.ru
36. Косенко Игорь Николаевич - KosenkoIN@ipgg.sbras.ru
37. Костеневич Кристина Альбертовна - Kostenevich_KA@surgutneftegas.ru
38. Костырева Елена Анатольевна – KostyrevaEA@ipgg.sbras.ru
39. Краснощекова Любовь Афанасьевна - krasnl@yandex.ru
40. Крицкий Игорь Леонидович - Kritskiy_IL@surgutneftegas.ru
41. Кропотова Екатерина Павловна - Kropotova_EP@surgutneftegas.ru
42. Кудаманов Александр Иванович - aikudamanov@rosneft.ru
43. Кузнецов Виталий Германович - vgkuz@yandex.ru
44. Лебедев Михаил Валентинович - mvlbebedev2@rosneft.ru
45. Лебедева Маргарита Геннадьевна - Lebedeva_MG@surgutneftegas.ru
46. Лю Шици - liushiqi1990@gmail.com
47. Лютков Андрей Владимирович – Andrey.Lyutkov@salympetroleum.ru
48. Мазитов Марат Рафаэлович – Marat.Mazitov@lukoil.com
49. Максимова Юлия Анатольевна – maximovayulia@yandex.ru
50. Маринов Владимир Аркадьевич - vamarinov@rosneft.ru

51. Марков Виталий Владимирович -
52. Масленников Михаил Александрович - maslennikov@sniiggims.ru
53. Медюхина Любовь Викторовна -
54. Меркулов Виталий Павлович - merkulovvp@hw.tpu.ru
55. Мильке Дарья Сергеевна - milkeds@yandex.ru
56. Морозов Владимир Петрович - Vladimir.Morozov@kpfu.ru
57. Мясникова Марина Александровна - marisha210288@mail.ru
58. Наумова Елена Георгиевна -
59. Низяева Ирина Сергеевна - nieva-irina@yandex.ru
60. Никитенко Борис Леонидович - NikitenkoBL@ipgg.sbras.ru
61. Никифоров Алексей Юрьевич - Nikiforov_AY@surgutneftegas.ru
62. Новиков Дмитрий Анатольевич - NovikovDA@ipgg.sbras.ru
63. Павлова Мария Александровна - pavlovama@ipgg.sbras.ru
64. Попов Алексей Юрьевич - PopovAY@ipgg.sbras.ru
65. Потапова Елена Александровна - eapotapova@rosneft.ru
66. Предтеченская Елена Андреевна - predel@sniiggims.ru
67. Пустыльникова Валентина Вениаминовна - valentina.pustylnikova@gmail.com
68. Розбаева Галина Леонидовна - glrozbaeva@rosneft.ru
69. Рыжкова Светлана Владимировна - rzhkovasv@ipgg.sbras.ru
70. Рязанова Татьяна Алексеевна - taryazanova@rosneft.ru
71. Седнев Алексей Анатольевич - A.Sednev@salymptroleum.ru
72. Сердюк Зоя Яковлевна - serdiukzy@sniiggims.ru
73. Слюнкина Снежана Анатольевна - Slyunkina_SA@surgutneftegas.ru
74. Сотнич Инга Сергеевна - SotnichIS@ipgg.sbras.ru
75. Стариченко Ирина Евгеньевна - starichenko@sniiggims.ru
76. Стефаненко Ольга Николаевна - stefanenko@sniiggims.ru
77. Сухов Сергей Сергеевич - sukhov@sniiggims.ru
78. Танинская Надежда Владимировна - tannv@yandex.ru
79. Урман Ольга Сергеевна - UrmanOS@ipgg.sbras.ru
80. Храмцова Алёна Валерьевна - avkhramtsova@rosneft.ru
81. Черданцева Дарья Андреевна - dannia@tpu.ru
82. Черкас Елена Олеговна - Cherkas.EO@gazpromnrft-ntc.ru
83. Чернова Оксана Сергеевна - Chernovaos@hw.tpu.ru
84. Чимбулатов Феликс Маратович - chimbulatovfm@ingeos.ru
85. Чухланцева Елена Рафиковна - Chuhlanceva.ER@gazpromneft-ntc.ru
86. Шатова Мария Николаевна - mns6@tpu.ru
87. Шиманский Владимир Валентинович - shimvld@mail.ru
88. Эдер Вика Георгиевна - vika@mobisters.mobi
89. Ян Петр Александрович - yanpa@ipgg.sbras.ru

Научное издание

**СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ
СЕДИМЕНТОЛОГИИ
В НЕФТЕГАЗОВОМ ИНЖИНИРИНГЕ**

Главный редактор
к.г.-м.н.

О.С. Чернова

Вёрстка
Дизайн обложки
к.г.-м.н.

О.С. Чернова

М.В. Мищенко

Подписано к печати 01.04.2017. Формат 60x84/8. Бумага «Снегурочка».
Печать XEROX. Усл.печ.л. 9,01. Уч.-изд.л. 22,4.
Тираж 100 экз.

Национальный исследовательский Томский политехнический
университет

Изд-во ЦППС НД, ИПР, НИ ТПУ. 634034, г. Томск, ул. Усова, 4-а.
Тел./факс: 8(3822)56-43-45, www.hw.tpu.ru

XX - XXI ВЕК

Многозначность использования термина «**Фа́ция**», применительно к осадочным толщам, в современный период исследования обозначила два подхода при выделении фаций:

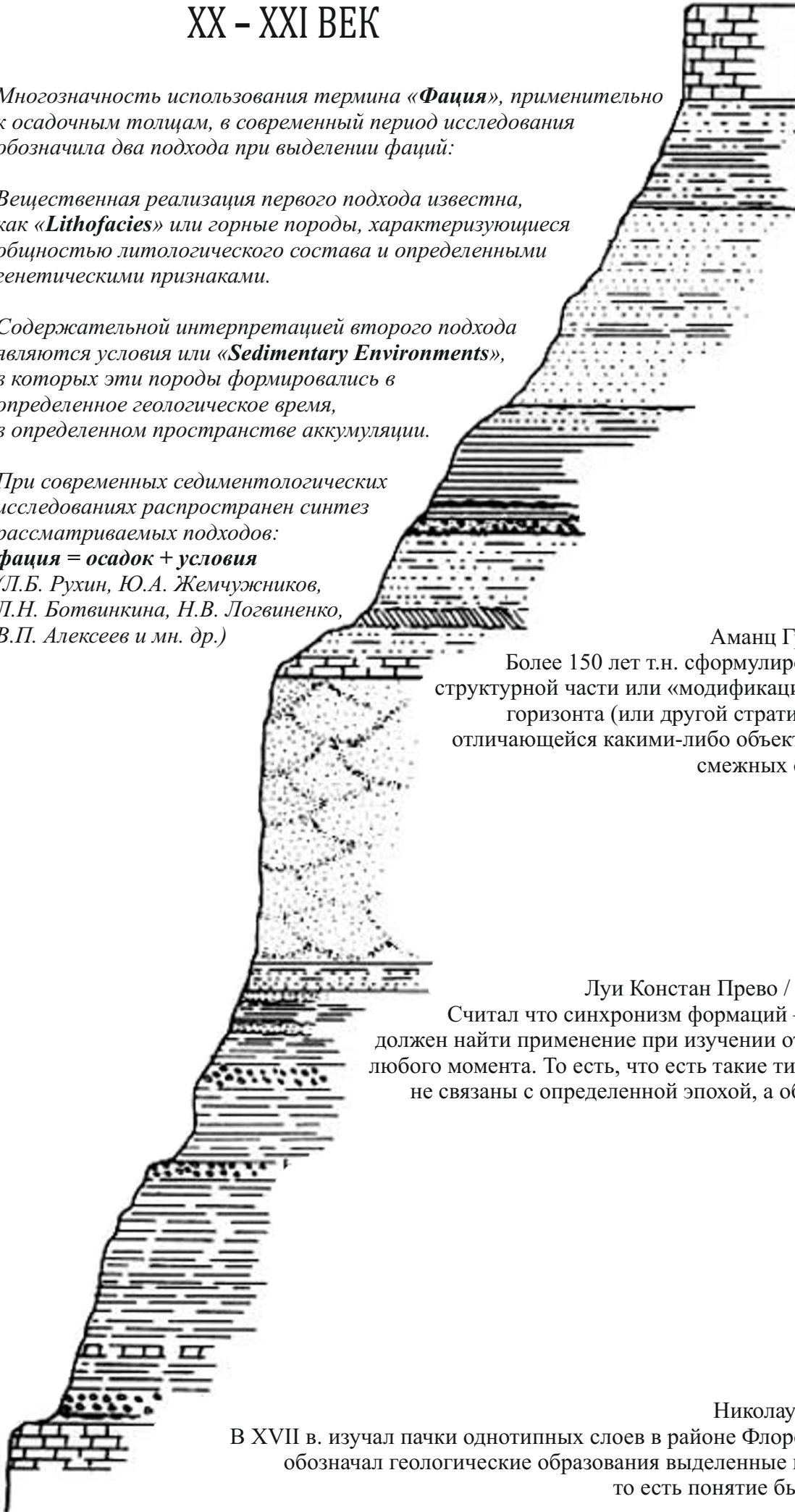
Вещественная реализация первого подхода известна, как «**Lithofacies**» или горные породы, характеризующиеся общностью литологического состава и определенными генетическими признаками.

Содержательной интерпретацией второго подхода являются условия или «**Sedimentary Environments**», в которых эти породы формировались в определенное геологическое время, в определенном пространстве аккумуляции.

При современных седиментологических исследованиях распространен синтез рассматриваемых подходов:

фа́ция = осадок + условия

(Л.Б. Рухин, Ю.А. Жемчужников, Л.Н. Ботвинкина, Н.В. Логвиненко, В.П. Алексеев и мн. др.)



XIX ВЕК



Аманс Грессли / *Amans Gressly* /

Более 150 лет т.н. сформулировал понятие фаций как структурной части или «модификации» стратиграфического горизонта (или другой стратиграфической единицы), отличающейся какими-либо объективными признаками от смежных одновозрастных частей.



Луи Констан Прево / *Louis-Constant Prévost* /

Считал что синхронизм формаций – это принцип, который должен найти применение при изучении отложений любой эпохи, любого момента. То есть, что есть такие типы отложений, которые не связаны с определенной эпохой, а образуются во все эпохи.

XVII ВЕК



Николаус Стено / *Nicolaus Steno* /

В XVII в. изучал пачки однотипных слоев в районе Флоренции. Словом «фа́ция» обозначал геологические образования выделенные в вертикальном разрезе, то есть понятие было стратиграфическим.