

**Труды  
Международной  
научно-практической  
конференции**

***ТОМ 1***

***АШИРОВСКИЕ ЧТЕНИЯ***

**Туапсе, Россия**

**28 сентября- 2 октября 2016 года**

**Самара  
Самарский государственный технический университет  
2017**



МИНОБРНАУКИ РОССИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ  
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«САМАРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

---

Труды Международной  
научно-практической конференции

## ***АШИРОВСКИЕ ЧТЕНИЯ***

Том 1

28 сентября – 2 октября 2016 года

Туапсе, Россия

Самара  
Самарский государственный технический университет  
2017

УДК 622.3(06)+660(06)+661.7(06)

А 98

А 98 **Ашировские чтения:** Сб. трудов Международной научно-практической конференции. / Отв. редактор *В.В. Живаева*. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2017. – 367с.

ISBN 978-5-7964-1401-9

Представлены труды Международной научно-практической конференции, которые отражают результаты исследований и разработок сотрудников вузов, НИИ и предприятий нефтяной и газовой промышленности Российской Федерации.

Сборник предназначен для научных работников, аспирантов, студентов, производителей.

УДК 622.3(06)+660(06)+661.7(06)

А 98

Редакционная коллегия:

*канд. техн. наук В.В. Живаева* (отв. редактор),

*Е.А. Камаева* (отв. секретарь)

ISBN 978-5-7964-1401-9

© Авторы, 2016

© Самарский государственный  
технический университет, 2017

## **ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАБОТЫ КОНФЕРЕНЦИИ:**

- Геология и геофизика
- Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
- Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ
- Бурение нефтяных и газовых скважин
- Оборудование и агрегаты нефтегазового производства
- Информационные технологии и автоматизация технологических процессов
- Экологические проблемы нефтегазового комплекса
- Химическая технология переработки нефти и газа
- Экономика нефтяной и газовой промышленности

## **ОРГАНИЗАЦИОННЫЙ КОМИТЕТ**

*Председатель:*

Быков Д.Е., ректор СамГТУ

*Сопредседатели, члены оргкомитета:*

Ненашев М.В., профессор, д.т.н., СамГТУ

Тян В.К., профессор, д.т.н., СамГТУ

Живаева В.В., доцент, к.т.н., СамГТУ

Штеренберг А.М., профессор, д.ф.-м.н., СамГТУ

Коновалов В.В., доцент, к.т.н., СамГТУ

Гусев В.В., доцент, к.т.н., СамГТУ

Каныгин С.Б., доцент, д.т.н., СамГТУ

## **КОНТАКТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ**

Почтовый адрес:

443100, Самара,

ул. Молодогвардейская, 244,

Самарский государственный технический университет,

кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин»

Оргкомитет конференции «**АШИРОВСКИЕ ЧТЕНИЯ – 2016**»

Тел. (846) 278-44-79, факс (846) 242-36-95

*Зам. председателя оргкомитета:*

Живаева Вера Викторовна

*Секретарь:*

Камаева Елена Анатольевна

E-mail: oil\_gas\_tech@mail.ru



## Глава 1 ГЕОЛОГИЯ и ГЕОФИЗИКА

1. ПОСТРОЕНИЕ КОРРЕЛЯЦИОННОЙ СХЕМЫ ПЛАСТА Давь ВОРОБЬЕВСКОГО ГОРИЗОНТА НА ДВУХ СКВАЖИНАХ ГУСИХИНСКОГО ЛИЦЕНЗИОННОГО УЧАСТКА МЕТОДОМ ЛФИ КЕРНА И ШЛАМА С ПРИВЛЕЧЕНИЕМ ДАННЫХ ПЕТРОМАГНИТНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ. <i>А.А. Морова, А.С. Семиг.</i>	3
2. ВЛИЯНИЕ ТЕКТОНИЧЕСКОГО ФАКТОРА НА ФОРМИРОВАНИЕ СТРУКТУР ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА <i>Л.А. Марченкова</i>	14
3. ОБОСНОВАНИЕ ЗАКОНА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПОРОВЫХ КАНАЛОВ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ <i>Л.В. Петрова, И.Д. Ганиева</i>	16
4. ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ДЕВОНСКИХ ФОРАМИНИФЕР НА ТЕРРИТОРИИ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ <i>Е.Л. Васильева</i>	20
5. ОБ ИЗУЧЕНИИ ТРЕЩИНОВАТОСТИ ПЛАСТА ДК СМАГИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ <i>Т. С. Курдина, А.Г. Фомичёва</i>	31
6. НЕОБХОДИМОСТЬ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ <i>М.Д. Малыгин, Д.А. Андреев</i>	32
7. О КОРРЕКТНОСТИ ПРОГНОЗА ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ И ИХ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ, ОПРЕДЕЛЯЕМЫХ ПО МАТЕРИАЛАМ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ <i>А.О. Вязовкина, М.Д. Малыгин</i>	38
8. ЭПОХИ НАКОПЛЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ В ФАНЕРОЗОЙСКОЙ ИСТОРИИ СРЕДНЕГО ПОВОЛЖЬЯ <i>М.П. Бортников, В.В. Гусев</i>	47
9. ТРУДНОСТИ ИЗУЧЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ТЕРРИГЕННОГО ДЕВОНА БУЗУЛУКСКОЙ ВПАДИНЫ <i>Н.М. Прилипо, В.В. Гусев</i>	51
10. ФОРМИРОВАНИЕ КОНДУРЧИНСКОЙ КОЛЬЦЕВОЙ СТРУКТУРЫ <i>Д.В. Курбатов</i>	55
11. ТЕКТОНИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ СОКСКОЙ СЕДЛОВИНЫ В СВЯЗИ С ПЕРСПЕКТИВАМИ ГЕОЛОГОПОИСКОВЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ <i>Б.З. Даниелян, И.С. Кирсанова</i>	62
12. ИСКОПАЕМЫЕ ПЛАУНОВИДНЫЕ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ <i>В.П. Мороз, Д.В. Варенов</i>	72
13. ПРИМЕНЕНИЕ АВО АНАЛИЗА НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ <i>А.А. Давыдов</i>	77
14. ВОЗМОЖНОСТИ УПРАВЛЕНИЯ УДЕЛЬНЫМ СОПРОТИВЛЕНИЕМ ПОРОДЫ. <i>Е.В. Гусева, С.А. Корчагин, Ю.В. Трошенков, В.Е. Чемоданов</i>	83
15. ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ, РЕШАЕМЫЕ ГИДРОГЕОЛОГАМИ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. ОСОБЕННОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ В ПРЕДЕЛАХ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ <i>А.Н. Сергеев, П.М. Сергеева, Е.В. Гусева</i>	89
16. ОБОСНОВАНИЕ ВЫДЕЛЕНИЯ ПЕРЕРЫВОВ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ, ЗАФИКСИРОВАННЫХ ДАННЫМИ ПЕТРОМАГНИТНЫХ И ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА ФЛЕРОВСКОЙ И ГУСИХИНСКОЙ СТРУКТУРЕ. <i>А.А. Морова</i>	95
17. СОПОСТАВЛЕНИЕ ДАННЫХ ЛФИ, ГИС И ПЕТРОМАГНИТНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ В СКВАЖИНЕ ГУСИХИНСКАЯ 1 ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ ПРИЧИН НЕСООТВЕТСТВИЙ МЕЖДУ НИМИ. <i>А.А. Морова, Ю.С. Дмитриева</i>	100
18. КОЭФФИЦИЕНТ ВЫТЭСНЕНИЯ И СМАЧИВАЕМОСТЬ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ <i>Р.Т. Ахметов, В.В. Мухаметшин, А.В. Андреев</i>	105
19. МЕДНАЯ МИНЕРАЛИЗАЦИЯ В ПРОЯВЛЕНИЯХ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ <i>И.С. Ламзин, А.С. Трошкин, Н.А. Лихопоев, В.В. Гусев, М.П. Бортников</i>	108
20. ПРОИСХОЖДЕНИЕ СЕВЕРНОГО ЛЕДОВИТОГО ОКЕАНА И КОНТИНЕНТА АНТАРКТИДА <i>М.Д. Малыгин, М.М. Ежикова</i>	120

## Глава 2 БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

1. СРАВНИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ИНГИБИРУЮЩИХ СВОЙСТВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ НА ОСНОВЕ СОЛЕЙ КАЛИЯ И КАЛЬЦИЯ <i>Д.Ю. Иванов, Ю.Н. Мойса</i>	128
2. ИЗУЧЕНИЕ СКОРОСТИ ФИЛЬТРАЦИИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ПРИ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЯХ <i>В.И. Никитин, С.Ю. Милькова, В.Бель Амур Оссиала</i>	134
3. КОМПЬЮТЕРНОЕ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫХ ПРИХВАТОВ НА ОСНОВЕ ОПТИМИЗАЦИИ ПАРАМЕТРОВ БУРОВОГО РАСТВОРА <i>А. Э. Громовой, Н.Ю. Мойса, Д.М. Тимиров, Ю.Н. Мойса, А.Н. Макаров</i>	139
4. УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОМПЛЕКСА ДЛЯ МЕХАНИЗАЦИИ СПУСКОПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЙ ПРИ ТЕКУЩЕМ И КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ СКВАЖИН <i>А.А. Минилбаев, Ю.Д. Коннов, Ф.З. Булюкова</i>	145
5. АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА СВОЙСТВА ТАМПОНАЖНЫХ	

СМЕСЕЙ И КАМНЯ.

- Ю.А. Агеева, Д.Р.Камаев** \_\_\_\_\_ 149
6. ЗАВИСИМОСТЬ СПУСКА ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ ПОСЛЕ СТРОИТЕЛЬСТВА БОКОВОГО СТВОЛА С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ ОТ ТЕХНОЛОГИИ ПОДЪЕМА КНБК ПОСЛЕ ОКОНЧАТЕЛЬНОЙ ПРОРАБОТКИ.  
**И.А.Ткаченко, И.А. Балакирев** \_\_\_\_\_ 154
7. РЕГУЛИРОВАНИЕ СВОЙСТВ БЕЗБАРИТОВЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ПРИ ПРОМЫВКЕ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ АВПД  
**О.В. Ножкина** \_\_\_\_\_ 159
8. ИЗУЧЕНИЕ КОМПЛЕКСНОГО ВЛИЯНИЯ СМАЗЫВАЮЩИХ ДОБАВОК, СКОРОСТИ ПЕРЕМЕШИВАНИЯ И МРАМОРНОЙ КРОШКИ НА СМАЗЫВАЮЩЮЮ СПОСОБНОСТЬ  
**М.Е.Коваль, В.А.Капитонов** \_\_\_\_\_ 170
9. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ОЧИСТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА ВИБРОСИТАМИ С ВОЗМОЖНОСТЬЮ ЛИНЕЙНОЙ И СБАЛАНСИРОВАННОЙ ЭЛЛИПТИЧЕСКОЙ ВИБРАЦИЙ.  
**И.А.Ткаченко, И.А.Балакирев** \_\_\_\_\_ 182
10. ПАРАМЕТРЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ВЕЛИЧИНУ КОЭФФИЦИЕНТА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ  
**О.А. Грезина, И.Р. Низамутдинова** \_\_\_\_\_ 203
11. ПРИЧИНЫ ОБРАЗОВАНИЯ РАЗУПЛОТНЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ И ИХ ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ С ТЕХНОГЕННЫМ ФЛЮИДОМ  
**О.А.Кулакова, К.А.Антипова, С.В.Серезжин** \_\_\_\_\_ 209
12. МЕХАНИЗМ РАССТАНОВКИ СВЕЧЕЙ БУ 4000/250 С ВЕРХНИМ ПРИВОДОМ  
**Т.А. Булатов, Ю.Д. Коннов, Ф.З. Булюкова** \_\_\_\_\_ 213
13. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ОБРАБОТОК ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИН КОЛТЮБИНГОВОЙ УСТАНОВКОЙ  
**Л. В.Петрова, М.М.Ахтямов, В.А.Петров, Л.З.Зайнаглина** \_\_\_\_\_ 215
14. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРОМЫСЛОВЫХ ДАННЫХ ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ СОСТОЯНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН  
**Л.В.Ермолаева** \_\_\_\_\_ 218
15. НАБЛЮДАТЕЛЬ ДИНАМИЧЕСКОГО УРОВНЯ ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНЕ  
**А.В. Стариков, В.В. Живаева, Д.Ю. Полежаев, С.Ахметов** \_\_\_\_\_ 221
16. ЗАКОЛОННЫЙ ПАКЕР, ПРИМЕНЯЕМЫЙ В СОСТАВЕ КОЛОННЫ ОБСАДНЫХ ТРУБ, ДЛЯ ИСКЛЮЧЕНИЯ ПЕРЕТОКОВ ЖИДКОСТИ ЧЕРЕЗ ЦЕМЕНТНЫЙ КАМЕНЬ  
**И.С.Копейкин** \_\_\_\_\_ 227
17. ОСОБЕННОСТИ ЗАКАНЧИВАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ПО ТЕХНОЛОГИИ SAGD  
**Г.С.Мозговой, А. С.Мякишев** \_\_\_\_\_ 228
18. ТЕХНОЛОГИЯ ТЕРМОГАЗОКИСЛОТНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ (ТГКВ) «FOGAS»  
**Д.О.Королев, Г.С.Мозговой, И.В.Павлов** \_\_\_\_\_ 237
19. ИССЛЕДОВАНИЕ СОВМЕСТИМОСТИ ЖИДКОСТИ ГЛУШЕНИЯ С ПЛАСТОВЫМИ ВОДАМИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМ. В.Н. ВИНОГРАДОВА  
**Г.С. Мозговой, В.В. Пасленов, Ю.К. Щербаква** \_\_\_\_\_ 240
20. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ НЕИОНОГЕННОГО ВОДОРАСТВОРИМОГО ПАВ СУПЕРКОНЦЕНТРАТ СМФ-240 НА УДАЛЕНИЕ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ С НЕФТИ  
**Г.С. Мозговой, С.Ю. Милькова, Р.В. Подаков, В.А. Чижов** \_\_\_\_\_ 243
21. ПРОБЛЕМА НАРАБОТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА В ИНТЕРВАЛАХ АКТИВНЫХ ГЛИН ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН ЮЖНОЙ ЧАСТИ ПРИОБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ  
**Д.С.Алябьев, О.А.Нечаева** \_\_\_\_\_ 245
22. ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ И ПРОБЛЕМЫ СЕРВИСА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ.  
**О.А.Нечаева, Н.А.Демин, А. В.Борисова** \_\_\_\_\_ 247
23. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ РИСКОВ ПРИ БУРЕНИИ НА ОСНОВАНИИ РАССМОТРЕНИЯ АНАЛИЗА РИСКОВ СКВАЖИН СОСНОВСКОГО И НИКОЛЬСКО-СПИРИДОНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.  
**А.С. Петрушин, П.А.Гаранин** \_\_\_\_\_ 249
24. ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА СБОРКИ БЕЗУПОРНОГО КОНИЧЕСКОГО РЕЗЬБОВОГО СОЕДИНЕНИЯ ТИПА BUTTRESS  
**П.Н.Букин, В.Л.Папировский, Д.Н. Полячек, Баладжи Шринивасан** \_\_\_\_\_ 253
25. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ РАСКРЫТИЯ ТРЕЩИНЫ В ПРОЦЕССЕ УПРОЧНЕНИЯ СТВОЛА СВАЖИНЫ  
**А.В.Липатов** \_\_\_\_\_ 257
26. РАЗРАБОТКА ВЯЗКОУПРУГИХ ОТВЕРЖДАЕМЫХ СОСТАВОВ НА ОСНОВЕ ПОЛИМЕРНЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ  
**А.В.Липатов, В.В. Живаева** \_\_\_\_\_ 264
27. СОВРЕМЕННЫЙ ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС, ПРИМЕНЯЕМЫЙ ДЛЯ ОБУЧЕНИЯ СОТРУДНИКОВ КОМПАНИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ СФЕРЫ.  
**В.В.Живаева, Геворг Маргаров, Г.С.Мозговой, К.А.Правдина** \_\_\_\_\_ 269
28. ВЫБОР ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ ХИМИЧЕСКИ АКТИВНЫХ ГЛИНИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЙ.  
**О.А.Нечаева, Е.А.Камаева, Р.М.Алимов, Тобби МакКлейн** \_\_\_\_\_ 270
29. ОПТИМИЗАЦИЯ СТРУКТУРЫ И СВОЙСТВ БУРОВОЙ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ НЕСТАНДАРТНОЙ МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ДЕФОРМАЦИОННОЙ НЕСТАБИЛЬНОСТИ ГЛИНИСТОГО ГРУНТА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ  
**В.В.Живаева, В.В.Наследов, Ахмед Авад Ясим,** \_\_\_\_\_ 280

30. ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЦЕПТУР ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ ИНГИБИРУЮЩЕГО ДЕЙСТВИЯ НА НЕУСТОЙЧИВЫЕ СЕРЫЕ ГЛИНЫ ПРИ РАЗБУРИВАНИИ ВТОРЫХ СТВОЛОВ <i>В.В. Живаева, О.А. Нечаева, Е.А. Камаева, Д.Р. Камаев</i>	288
31. ПРИМЕНЕНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ КОРРОЗИОННОГО РАЗРУШЕНИЯ ЦЕМЕНТНОЙ ОБОЛОЧКИ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ КРЕПЛЕНИЯ СЕРОВОДОРОДСОДЕРЖАЩИХ <i>В.В. Живаева, Е.А. Камаева, Д.Н. Цивинский</i>	294
32. СЛАНЦЕВЫЙ ГАЗ, ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ И СУЩЕСТВУЮЩИЕ РИСКИ <i>Т. Жумангалиева</i>	299

### **Глава 3 ОБОРУДОВАНИЕ И АГРЕГАТЫ НЕФТЕГАЗОВОГО ПРОИЗВОДСТВА**

1. УЧЕТ НАТЯГА ПРИ ВЫБОРЕ ШПОНОЧНЫХ И ШЛИЦЕВЫХ СОЕДИНЕНИЙ <i>И.А. Кокорев</i>	304
2. МУЛЬТИМЕДИЙНЫЙ КОМПЛЕКС ПО ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКИМ МЕТОДАМ ЗАЩИТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ <i>Н.Г. Кац, А.И. Шимаров</i>	309
3. ОЦЕНКА АДЕКВАТНОСТИ РАСЧЕТНЫХ УРАВНЕНИЙ СОСТОЯНИЯ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ <i>С.Б. Коньгин</i>	315
4. РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТОВ СВЯЗИ РАДИАЛЬНОГО ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ПОДШИПНИКА ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩЕГО АГРЕГАТА <i>Ю.А. Макаричев, Ю.Н. Иванников</i>	318

### **Глава 4 ЭКОНОМИКА НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

1. ПОДГОТОВКА КАДРОВ В САМГТУ ДЛЯ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ <i>П. А. Голованов, Е. П. Тупоносова</i>	319
2. АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ТРУДОВЫХ КОНФЛИКТОВ НА ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ <i>А. В. Гагаринский, И. Г. Кузнецова, М. Гецович</i>	325
3. РАЗВИТИЕ ТРУДОВОГО ПОТЕНЦИАЛА ИНДИВИДОВ СТАРШЕГО ВОЗРАСТА <i>Г. П. Гагаринская, Ю. Н. Горбунова, Т. С. Красулина, Диана Стулбер</i>	335
4. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНЖЕНЕРНОГО ОБРАЗОВАНИЯ НА ОСНОВЕ ШИРОКОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ <i>Г.И. Маргаров, И. Г. Кузнецова</i>	345
5. АДАПТАЦИЯ СТУДЕНТОВ К УСЛОВИЯМ ОБУЧЕНИЯ <i>С.Н. Тюменцева, С.Н. Пафенова</i>	354





УДК 550.8

**ПОСТРОЕНИЕ КОРРЕЛЯЦИОННОЙ СХЕМЫ ПЛАСТА Д4vb  
ВОРОБЬЕВСКОГО ГОРИЗОНТА НА ДВУХ СКВАЖИНАХ  
ГУСИХИНСКОГО ЛИЦЕНЗИОННОГО УЧАСТКА МЕТОДОМ ЛФИ  
КЕРНА И ШЛАМА С ПРИВЛЕЧЕНИЕМ ДАННЫХ  
ПЕТРОМАГНИТНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ.**

*<sup>1</sup>А.А. Морова, <sup>2</sup>А.С. Семин.*

*<sup>1</sup>СамГТУ, <sup>2</sup> ООО «СамараНИПИнефть»,  
Самара, Россия  
[andaluzit@mail.ru](mailto:andaluzit@mail.ru)  
[syminanton@yandex.ru](mailto:syminanton@yandex.ru).*

Данная работа посвящена уточнению геологического строения пласта Д4vb воробьевского горизонта Гусихинского участка методами литолого-фациальных исследований керна и геофизическими исследованиями скважин с привлечением петромагнитных методов исследований.

Актуальность проблемы заключается в том, что в сложившейся ситуации приходится все чаще прибегать к более глубокому бурению (более 4000м) для выявления залежей УВ. Для уточнения геологического строения месторождения используют сейсмические данные, данные бурения, керн и каротаж. Отбор керна, исследование, описание весьма трудоемкий процесс, чаще всего пользуются данными геофизических исследований скважин, (которые имеют определенную долю погрешностей при исследовании глубоких скважин с высокой расчлененностью). Погрешность могут приводить как в случае с Гусихинской скважиной к неправильному отбору керна, а также к неверным интервалам перфорации и как результат закрытию скважины.

В процессе исследований был обработан весь имеющийся и доступный материал по двум скважинам: керн, сейсмические карты по отражающим горизонтам, первичны материал станции ГТИ, данные ГИС и данные, полученные после проведения петромагнитных исследований керна.

По всем образцам керна скважины Гусихинская №1 и Флеровская №2 проведено тщательное микро- и макроописание, построены таблицы фациальной изменчивости по множеству параметров (таких как: размерность зерен, сортировка, цемент, содержание аксессуариев и т.д.), составлена корреляционная схема по данным ЛФИ, ГИС и петромагнитных исследований керна.

По обобщенному материалу была построена корреляционная схема по Флеровской и Гусихинской структуре, которая выполнена на основе

седиментационной ритмичности, отраженной в графиках магнитной восприимчивости.

Для проверки достоверности проведенных исследования был использован каротажный материал Северо-Флеровского месторождения с подтвержденными запасами и притоком к скважинам.

Было изучено и описано около 180 проб каменного материала (образцов керна и шлифов), петромагнитные исследования проводились в петромагнитной лаборатории СГУ, было прописано 11 петромагнитных параметров, отснято 146 проб.

Целью работы является уточнение геологического строения пластов Д4vb воробьевского горизонта Гусихинского участка методом литолого-фациальных исследований керна, данным геофизического исследования скважин с привлечением петромагнитных исследований керна.

Задачи работы сводятся к исследованию и описанию керна скважин Гусихинская №1 и Флеровская №2, выделению в этих скважинах литологических разностей пород и построению на их основе схемы корреляции.

Уникальность работы заключается в привлечении петромагнитных исследований керна для уточнения геологического строения и построение седиментационной ритмичности осадконакопления.

Петромагнитные подразделения по латеральной устойчивости не уступают, а иногда и значительно превосходят возможности корреляции по литологическим признакам.

Петромагнитный метод «мыслит» ритмами, соответствующими отдельным циклам осадконакопления, значения параметров петромагнитного комплекса не зависит от литологии пород.

Спектр петромагнитных параметров, которые можно получить, изучая образцы керна гораздо, шире. Дополнительные данные о магнетизме пород (например, материалы магнитного насыщения, дифференциального термомагнитного анализа), позволяют надежно диагностировать минералы-носители магнитных свойств, тем самым уточнив и детализировав геологические результаты, базирующиеся на каппаметрических и термокаппаметрических данных, и, нередко, получить новую стратиграфическую и литолого-седиментологическую информацию.

#### *Методическая часть литолого-фациальных исследований*

Понятие «фации» в геологической литературе неоднозначно. В проведенных исследованиях, за основу взято определение В.Д. Наливкина, определяющее понятие фации как: «обстановки осадконакопления, овеществленная в осадке или породе, или, иными

словами, не только комплекс физико-географических условий среды осадконакопления, в результате которых сформировались осадки, но и сами осадки, обладающие определенным сочетанием первичных признаков. В признаках. В двух словах, фация - это "условия + осадок".

Фациальные, литологические и биостратиграфические исследования по керну давно являются необходимой составляющей при изучении и уточнении геологического строения месторождений [8]. Но там, где керн все же отбирается, количество и интервалы отборов минимизированы. В таких условиях появляется необходимость в привлечении дополнительных методов исследования для уточнения геологического строения и построение седиментационной ритмичности осадконакопления.

#### *Методическая часть петромагнитных исследований*

Применение петромагнитного метода возможно после обязательного подробного описания керна. Подробность описания керна должна составлять не менее, чем одна проба на каждый интервал, несущий любые внешне проявленные изменения. Важен не шаг опробования как таковой, а фиксация относительных изменений, несущих информацию о генетических изменениях. В среднем, интервал описания составляет порядка 20см, а в случае сильной изменчивости - до 10. Такая подробность совершенно необходима. Чем подробнее описан керн, тем вероятнее успех работы.

Основные принципы геологической интерпретации магнитных свойств осадочных толщ разработаны ранее [1], их работоспособность апробирована на множестве объектов различного возраста и генезиса [2, 3, 4, 5, 6]. Исходный постулат, на котором базируется использование петромагнитного метода и в стратиграфии, и палеогеографии, заключается в следующем: изменения магнитных свойств пород осадочного чехла во времени и пространстве обусловлены особенностями эволюции породных бассейнов, последовательной сменой геодинамических, палеогеографических и геохимических обстановок в питающих провинциях и зонах аккумуляции осадков. То есть, вариации петромагнитных характеристик по вертикальному разрезу адекватно отражают седиментационную ритмичность, а петромагнитные подразделения, по сути, являются частной разновидностью ритмо- или литостратиграфических подразделений (несмотря на то, что в стратиграфическом кодексе РФ (2006) они фигурируют как разновидность магнитостратиграфических подразделений).

Как показывает опыт, петромагнитные подразделения по латеральной устойчивости не уступают, а иногда и значительно превосходят возможности корреляции по литологическим признакам. Это объясняется природой петромагнитной ритмичности, например, интервалы повышенной магнитности, обогащенные аллотигенными ферромагнетиками в результате активизации терригенного сноса, с равным успехом прослеживаются в разных фациях.

Петромагнитный метод «мыслит» ритмами, соответствующими отдельным циклам осадконакопления, значения параметров комплекса не зависит от литологии пород, можно сказать, что нами исследования можно называть литолого-фациальными, а не просто литологическими.

*Лабораторные исследования. Анализ полученных данных.*

Подробность описания шлифов, петрографические особенности описанных при отборе керна интервалов характеризует нижеприведенный текст и рисунок 1, полностью дающие представление о породах, слагающих пласт.

Пласт Д4vb воробьевского горизонта представлен песчаниками, алевролитами песчанистыми, мономинеральными кварцевыми, текстура породы линзовидная и горизонтальнослоистая, наблюдается сильная трещиноватость, реже брекчированность материала. Трещины субвертикальные, развиты как правило в интервалах развития песчаников и совпадают с интервалами, имеющими прямую люминесценцию. Их мощность незначительна (в пределах 0.4 м – 2м), они переслаиваются с песчаниками и алевролитами не имеющими вертикальной трещиноватости и люминесценции. Микроструктурный анализ позволяет уверенно говорить о седиментационной природе образования трещиноватости, по всей видимости связанной с нестабильным тектоническим фактором в регионе в девонское время. Цемент кремнистый местами глинистый. Процентное соотношение алевролита и песчаника примерно одинаково: как правило, образцы сложены на 45% алевролитом мелкозернистым кварцевым, размер зерен 0,01-0,02мм, окатанность зерен плохая и средняя, хорошо сортированным, цвет от белого до бурого, некоторые зерна имеют вытянутую форму; 35 % породы сложена зернами песчаника, зерна трещиноватые, кварцевые зерна имеют в ряде случаев облачное погасание, размер зерен 0,08-0,32мм, зерна не окатанные, хорошо сортированные (Рис.1). Микростилолитовые швы выполнены темным битумом и обогащены цирконом. Включения зерен циркона (размерность 0,01-0,02мм) приурочены к крупным зернам (Рис.2–5), местами к микротрещинам и микростилолитовым швам (Рис.6–8). Имеется набор аксессуарных включений циркона, имеющий одинаковое погасание, вытянутых в едином направлении (Рис.9).

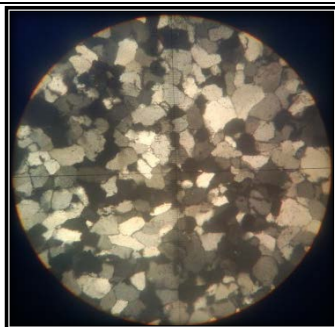


Рис. 1



Рис. 2

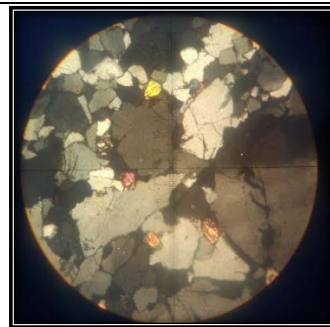


Рис. 3

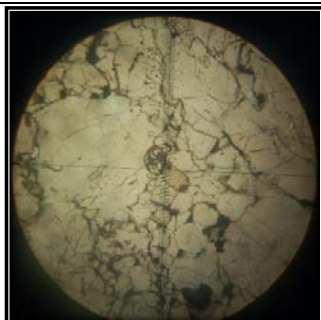


Рис. 4

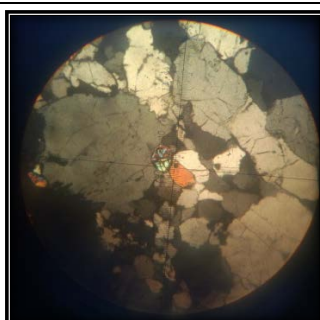


Рис. 5

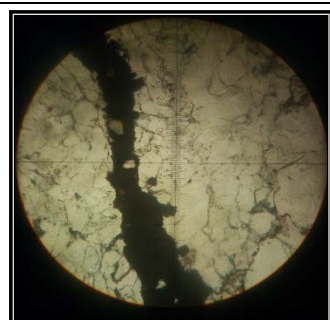


Рис. 6

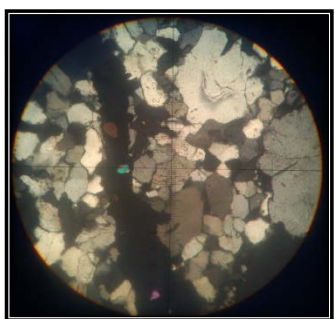


Рис. 7

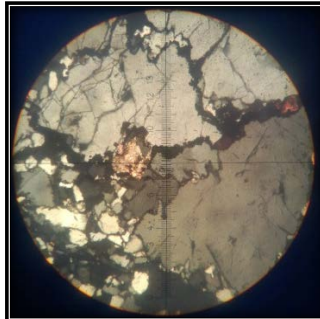


Рис. 8

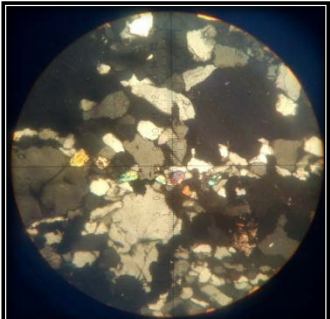


Рис. 9

По данным литолого-фациального анализа каменного материала нами выделен интервал в разрезе, представляющий собой кору выветривания кварцевого песчаника - зону перерыва осадконакопления, стратиграфическую границу ниже которой происходит резкая смена условий осадконакопления, размыв. Замечено, что выше этого интервала расположена зона интенсивной перекристаллизации песчаника, в отдельных интервалах развита вертикальная трещиноватость, служащая, по всей видимости, путями миграции для флюидов, все предположительно продуктивные интервалы расположены выше интервала глубин развития коры выветривания [7].

Построенные по сейсмическим данным карты отражающих горизонтов говорят о том, что Гусихинская №1 скважина находится одной абсолютной отметке с Флеровской №2. Испытание пласта Д4vb скважины Флеровской №2

подтвердило наличие нефтенасыщения пласта (газоконденсатом), в то время как испытание скважины Гусихинской №1 дал отрицательный результат по насыщению в интервале отбора керна.

Геофизические исследования по первому стволу скважины Гусихинской №1, по которому проводился отбор керна, не было сделано по технологическим причинам. Имеются геофизические исследования по третьему стволу скважины, которые может быть использовано, с определенной долей условности, по абсолютным отметкам ввиду близкого расположения к первому стволу.

При просмотре интерпретации геофизики и построению мощностей выявлено странное поведение циклов осадконакопления, объяснить которую невозможно из-за сильного разброса мощностей. Для уточнения границ выделенных разностей, произведена переинтерпретации данных ГИС. Полученные после тщательной переинтерпретации данные дали свои результаты.

Отбитые геофизические границы по Флеровской №2 претерпели незначительные изменения, что же касается Гусихинской №1 мы увидели совершенно иную картину, нежели прежде. Чтобы не ошибиться в своих предположениях и не делать скоропалительных выводов, необходимо уточнение полученных данных. Еще раз были проверены данные переинтерпретации ГИС, материал сейсморазведки и данные по отбору шлама ГТИ. По уточненным данным выявлено, что керн Гусихинской скважины был отобран не с пласта Д4vb, а с интервала ниже. По-видимому, это и послужило причиной отрицательного результата перфорации скважины. Данные полученные станцией ГТИ совпадают с полученными в ходе переинтерпретации данными вплоть до кровли воробьевского горизонта.

Схема корреляции по Флеровской и Гусихинской структуре была выполнена на основе седиментационной ритмичности, отраженной в графиках магнитной восприимчивости.

Выделение петромагнитных циклов производилось на основе общепринятой методики, описанной во многих работах [1-6].

Все петромагнитные ритмы соответствуют седиментационной ритмике, границы петромагнитных ритмов соответствуют смене литологических границ в том случае, если литологическая колонка построена по керну, литология, построенная по ГИСам более грубая и совпадение отмечено не во всех случаях. Чаще всего это контрастная смена пород, но известны варианты, когда граница петромагнитного цикла проведена в однородной породе и смены литологии не наблюдается.

Но даже если граница, выделенная по петромагнитной ритмике, не совпадает с резким изменением литологии, а проходит внутри, казалось бы, однородной по литологии пачки, на границе смены петромагнитного ритма фиксируется увеличение аксессуарных минералов, изменение сортировки и окатанности материала, смена типа слоистости (Рис.10).

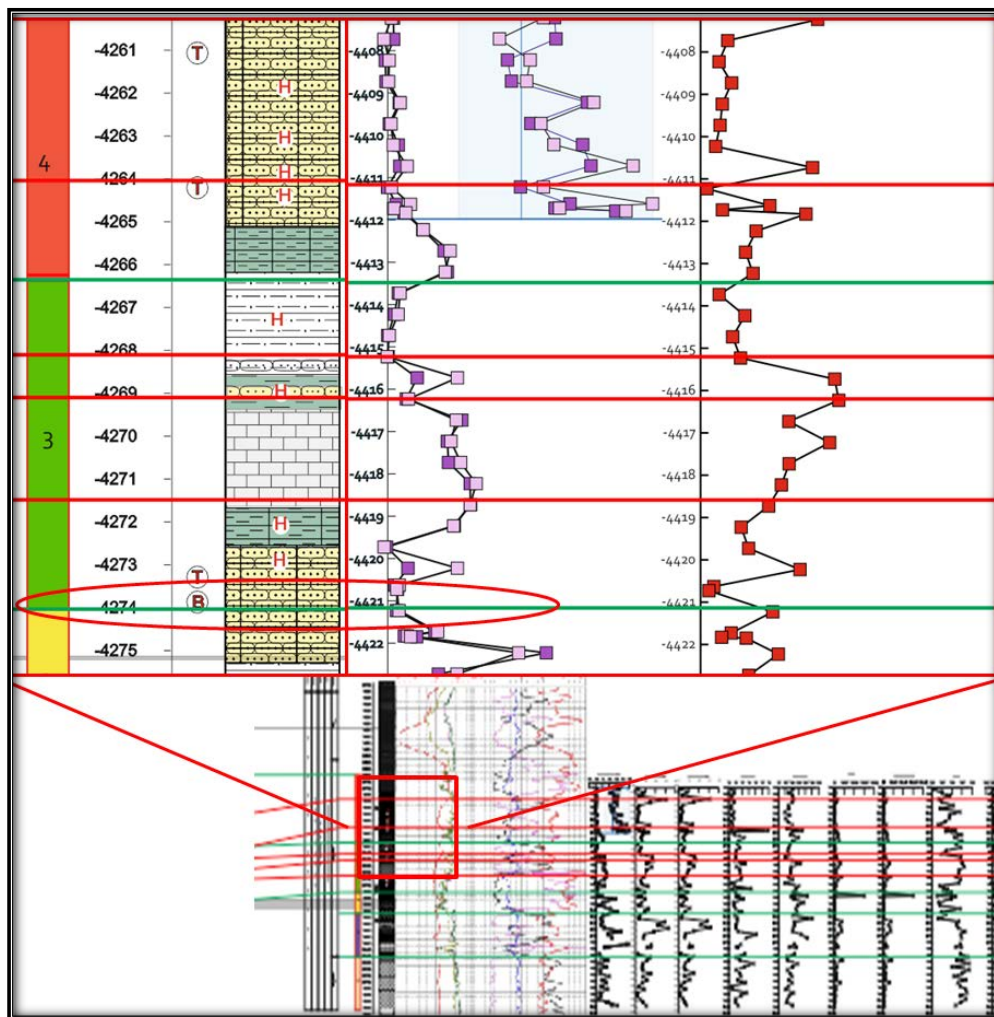


Рис. 10 – Выкопировка из корреляционной схемы, скважина Гусихинская №1

В отдельных циклах, выделенных исключительно по петромагнитной ритмике, дополнительно выделялись подритмы литологические, границы между которыми соответствовали различным циклам осадконакопления. Например, в пределах петромагнитного цикла 3 Гусихинской площади выделяется два седиментационных цикла – нижний соответствует карбонатному этапу осадконакопления, верхний – терригенному.



В большинстве случаев выделение подритмов в петромагнитных ритмах соответствует смене литологии.

При сопоставлении каротажных диаграмм с петромагнитными намечена закономерность совпадения по абсолютным отметкам петромагнитных параметров с зонами повышенной кавернозности, низких значений нейтронного радиоактивного каротажа, низкими показателями микрозондов (литологически зона представлена зоной перехода алевролита к известняку) при этом отмечается увеличение значений каппы и термокаппы, следовательно фиксируется резкое увеличение ферромагнетиков и тонкораспыленного пирита, что типично для плотных глинистых пород.

Литологическая колонка, построенная по ГИС в варианте первичной интерпретации данных, принципиально не соответствовала данным по керну, уточнение литологического строения вскрываемых пород было сделано после подробного описания керна, но в интервалах, в которых отбор керна был не предусмотрен считать литологическую разбивку достоверной не приходится. Сопоставить данные по столь различным вероятностным факторам, учитывая неоднозначность интерпретационной картины, пользуясь только традиционными методами ГИС и ЛФИ если и возможно, то только на отдельных, хорошо узнаваемых и сопоставляемых между собой интервалах разреза. Это занимает длительное время, требует внимание различных узкоспециализированных специалистов и времени. Что касается петромагнитных данных, то они были обработаны в лаборатории СГУ в течении получаса и дали совершенно однозначные результаты.

Перерыв в осадконакоплении, выделенный по данным литолого-фациальных исследований четко фиксируются на петромагнитных диаграммах (схема корреляции, интервал минус 4274-4275м), прослеживается на обоих скважинах в различных фациальных обстановках осадконакопления.

В терригенных породах Гусихинской структуры «песчаник имеет явные признаки выветривания, а именно: несвежий вид зерен кварца, слагающего песчаник (характерна мутная выщербленная поверхность зерен), каолиновый цемент, сменяющий кремнистый в выше и ниже расположенных интервалах, обогащение темноцветными минералами, рыхлые агрегаты зерен, отсутствие среди зерен кварца индивидов с совершенными кристаллографическими формами, в целом улучшение сортировки и окатанности зерен. Выше этого интервала описана зона интенсивной перекристаллизации песчаника, развита вертикальная трещиноватость, служащая, по всей видимости путями миграции для флюидов, все предположительно продуктивные интервалы расположены выше интервала глубин развития коры выветривания. Это - зона перерыва осадконакопления,

стратиграфическая граница ниже которой происходит резкая смена условий осадконакопления, размыв. Ниже этой глубины фиксируется смена типа слоистости пород с горизонтальной слабопроявленной, на однонаправленную косую, периодически переходящую в горизонтальную, линзовидную. С этой глубины песчаник, встречающийся в разрезе, более-менее однороден по форме зерен, исчезают остроугольные обломки кристаллокластов, в то время как до этого разнообразие форм существования кварца говорит о наличии нескольких источников поступления кластического вещества в бассейн осадконакопления» [9].

В терригенных породах Флеровской структуры на абсолютной отметке, отличающейся от интервала выделения перерыва осадконакопления на Гусихинской структуре, всего на один метр, фиксируется аналогичный перерыв в осадконакоплении. (схема корреляции, глубина -4275,6).

В этом интервале развит алевролит песчанистый, мономинеральный кварцевый, наблюдается сильная трещиноватость, брекчированность материала. Кварцевые зерна имеют в ряде случаев облачное погасание, развиты микростилолитовые швы, которые выполнены темным битумом и обогащены цирконом. Количество акцессорных минералов, среди которых преобладает циркон резко увеличивается по сравнению с выше и ниже лежащими интервалами. Акцессорные минералы расположены по микростилолитовым швам и имеют направленность согласно развитию стилолитов.

Перерыв в осадконакоплении, зафиксированный данными петромагнитных и литолого-фациальных исследований на Флеровской структуре совпадает со стратиграфической границей, выделенной по ГИС – кровлей чернойгорского горизонта, на Гусихинской структуре, с кровлей афонинского надгоризонта. В процессе перерыва в осадконакоплении в интервале глубин -4274 – -4275,6м разрушались породы чернойгорского горизонта и афонинского надгоризонта.

То, что перерыв в осадконакоплении, выделенный по данным литолого-фациальных и петромагнитных исследований, совпадает по абсолютным отметкам с разницей в один метр в двух скважинах различных структур не может быть случайностью. Эту отметку мы фиксируем как реперную при сопоставлении данных.

Общая картина петромагнитной ритмики по двум структурам совпадает по абсолютным отметкам с разницей 1–2м, начиная с глубины перерыва осадконакопления и выше. При этом фиксируется не только относительная картина совпадений, но и абсолютная (схема корреляции ритм 4).

Схожая картина поведения петромагнитных кривых свидетельствует об одновременности осадконакопления в третьем и четвертом петромагнитных ритмах.

К глубине минус 4274 – 4275,6м размытая поверхность выровнялась по абсолютным отметкам вследствие эрозии и дальше осадконакопление

происходило в схожих прибрежно-морских, морских, и по всей видимости реже лагунных (схема корреляции 3 ритм Гусихинская структура) фациальных обстановках.

Ниже глубины вскрытия зоны перерыва в осадконакоплении песчаник, встречающийся в разрезе, более однороден по форме зерен, исчезают остроугольные обломки кристаллокластов, в то время как до этого разнообразие форм существования кварца говорит о наличии нескольких источников поступления кластического вещества в бассейн осадконакопления и его пульсационности.

Литолого-фациальные исследования обеих структур показали наличие в нефтенасыщенной части разреза, которая вся расположена выше предполагаемого перерыва в осадконакоплении, седиментационных вертикальных трещин. Их седиментационная природа доказана отсутствием в подстилающих и перекрывающих отложениях трещиноватости. Если принимать за основу данные петромагнитной ритмичности, то можно говорить о том, что трещины развиты в интервале абсолютных отметок 4254 – 4274м.

Трещиноватость появляется раньше в районе Гусихинской структуры позже, в меньшем объеме проявляется во Флеровской структуре. В Гусихинской структуре трещины строго вертикальные относительно оси керна, во флеровской разнонаправленные. Газоконденсатное насыщение связано с интервалом развития трещиноватости, зона перерыва в осадконакоплении, по всей видимости, является зоной миграции для углеводородов, потому что ниже ее насыщения не отмечается.

#### *Заключение и выводы*

Было изучено и описано около 180 проб каменного материала (образцов керна и шлифов), петромагнитные исследования проводились в петромагнитной лаборатории СГУ, было прописано 11 петромагнитных параметров, отснято 146 проб.

Были построены:

- Литологические колонки Гусихинской и Флеровской скважины;
- Таблицы фациальной изменчивости по Гусихинской и Флеровской скважине;
- Построение схемы уточнение мощностей по переинтерпретированным данным ГИС.

Результатом работы стало:

- Корреляционная схема Флеровской №2 и Гусихинской №1 скважины.

Опыт применения метода литолого-фациальных исследований шлама и керна в комплексе с петромагнитным методом исследований,

и материалами ГИС и ГТИ, как и в предыдущих работах, проводимых в этом же направлении, показал свою перспективность в вопросах детального расчленения и корреляции разрезов, реконструкции седиментационной цикличности и выявления перерывов в осадконакоплении.

*В дальнейшем планируется:*

- Продолжение исследований, установление зависимостей петромагнитной ритмики от параметров ГИС;
- Изучение магнетизма пород-коллекторов с разным типом пластового флюида, для возможных связей петромагнитных параметров с типом и составом нефти;
- Рассмотреть возможность выявления зон миграции УВ по термокаппаметрическим данным, а также выделить нефтенасыщенных интервалов;
- Установление зависимостей петромагнитной ритмики от параметров ГИС;
- Изучение магнетизма пород-коллекторов с разным типом пластового флюида, для возможных связей петромагнитных параметров с типом и составом нефти;
- Применение петромагнитного метода для уточнения геологической информации в рамках выполнения подсчёта запасов, применение метода для проведения корреляционных зависимостей в отложениях гжельского (С3g) яруса, мячковского (С1mс) и подольского (С2pd) горизонта, а также отложениях окского надгоризонта (С1ок);
- Участие в решении вопроса по влиянию пиритизации пород на показания электрометрии.

### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Гужиков А.Ю., Молостовский Э.А.* Стратиграфическая информативность численных магнитных характеристик осадочных пород (методические аспекты) // Бюл. МОИП. Отд. геол., вып.1. Т.70. 1995. С.32-41.
2. *Гришанов А.Н., Гужиков А.Ю., Молостовская И.И., Харитонов Т.В.* Использование петромагнитных критериев для детального расчленения разрезов уфимского яруса и обоснования границы между соликамским и шешминским горизонтами в пределах Соликамской впадины Предуралья // Изв. ВУЗов. Геология и разведка. № 1. 1997. С.19-25.
3. *Гужиков А.Ю., Бирбина А.В., Копачев Л.Ф., Вишневская В.С., Орлова Т.Б., Ямпольская О.Б.* Опорный разрез границы альбского и сеноманского ярусов Саратовского Заволжья // Недра Поволжья и Прикаспия. Вып.31, июль 2002. С.21-29.
4. *Молостовский Э.А.* Скалярные магнитные характеристики горных пород как показатели условий седиментации. – Использование

магнетизма горных пород при геологической съемке. Л., Недра, 1986. С.150-166.

5. *Молостовский Э.А., Храмов А.Н.* Магнитостратиграфия и значение в геологии. -Саратов: Издательство Саратовского университета, 1997.

6. *Guzhikov A., Molostovsky E.* Some features of the Early Cretaceous sedimentation in the Cis-Caucasia reflected in magnetic properties of the sedimentary cover // *Geodiversitas*. 21 (3). 1999. P.365-385.

7. *Николаева Л.А. Коновалова А.А.* Определение насыщения пласта DIV Гусихинской структуры методом интерпретации палеток флюидных коэффициентов. // *Материалы XVII международного научного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. Томск, 2 полугодие 2013г., сборник статей с.313-315.*

8. *Алексеев В.П.* Литолого-фациальный анализ: Учебно-методическое пособие к практическим занятиям и самостоятельной работе по дисциплине "Литология". Екатеринбург: Изд-во УГГГА, 2003.147 с.

9. *Семина А.С. Коновалова А.А.* Выделение литолого-фациальных зон с целью уточнения геологического строения пласта DIV Гусихинской структуры // *Материалы XVII международного научного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. Томск, 2 полугодие 2013г., сборник статей с.322-324.*

УДК 550.81.553.98 (470.43)

## **ВЛИЯНИЕ ТЕКТОНИЧЕСКОГО ФАКТОРА НА ФОРМИРОВАНИЕ СТРУКТУР ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА**

*Л.А.Марченкова*

*СамГТУ, Самара, Россия,  
Larisa.mw@mail.ru*

На всех этапах фанерозоя кристаллический фундамент и осадочная толща развивались в тесной связи во времени и пространстве.

Именно во время тектонических движений одни участки испытывают погружения, другие испытывают подъем. Возникает множество трещин, разрывных нарушений, по которым нефть и газ поднимаются и скапливаются в ловушках. Поэтому без знаний тектоники фундамента невозможно создать стройную концепцию о закономерностях развития структур осадочного чехла. [1]

Карпинский еще в 1886г. первый выделил в строении Восточно-Европейской платформы гранитный базис, кристаллическое основание и осадочный чехол.

Идеи Карпинского получили продолжение в трудах известного тектониста Архангельского, который обобщил имеющиеся геолого-геофизические материалы. И вместе с Шатским составил первые карты тектонического районирования территории России, Волго-Уральской области и дал классификацию тектонических структур. Архангельский ввел в геологию термин «плита» для обозначения платформенных территорий покрытых осадочным чехлом, термин «вал» для обозначения группы линейно расположенных поднятий, осложняющих антеклизы, синеклизы.

Шатский Н.С. применил к анализу истории развития Восточно-Европейской платформы метод составления палеогеологических карт. Ему же принадлежит приоритет в установлении блокового строения кристаллического фундамента платформ.

Кристаллический фундамент платформ представляет собой как бы мозаику разнородных глыб, разделенных разломами. По этим разломам происходит вертикальное перемещение глыб, блоков относительно друг друга. Концепция блокового строения земной коры логично объясняет такие явления как унаследованность структур, обратимость движений, миграцию зон поднятий и прогибов. В поисках общих закономерностей развития земной коры Архангельский, Шатский разработали методику изучения тектоники платформ. Постановка задачи изучения кристаллического фундамента Восточно-Европейской платформы тесно связана с открытием и разведкой месторождений нефти в Волго–Уральской провинции, с именем Губкина. Основоположник нашей нефтяной геологии, академик Губкин, четко представлял влияние кристаллического фундамента на формирование нефтегазоносных структур осадочного чехла. Пробуренные по инициативе Губкина первые опорные глубокие скважины дали возможность выделить основные морфологические структуры поверхности фундамента, необходимые для анализа структуры нефтегазоносного чехла. [3]

Территория Самарского Поволжья находится на древней Восточно-Европейской платформе. [2,4] Структурные особенности древних платформ заключаются в их многэтажности, в блоковом характере разломной тектоники кристаллического фундамента и в пликративном характере дислокаций осадочного чехла. В строении рассматриваемой территории выделяются несколько надэтажей, этажей, различающихся др. от др. составом пород, типами структур, характером проявления дизъюнктивной тектоники. Нижний, первый этаж представлен породами кристаллического фундамента архейского возраста, второй – осадочными породами палеозоя. Тектонические движения за всю платформенную историю развития в своем суммарном выражении запечатлены современном рельефе кристаллического фундамента.

**БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК**

1. Даниелян Б.З., Марченкова Л.А. Взаимосвязь разломно-тектоники кристаллического фундамента и структур осадочного чехла на примере Самарского Поволжья. В сб. Проблемы геологии и освоения недр. Труды XII Международного симпозиума имени академика М.А.Усова. Издательство Томского политехнического университета 2009г. С. 377-378
2. Хачатрян Р.О. «Тектоническое развитие и нефтегазоносность Волжско-Камской антеклизы». Изд. Наука, Москва, 1979 г., с. 171.
3. Хачатрян Р.О. Принципы тектонического районирования нефтегазоносных провинций древних платформ. Сб. Проблемы геологии нефти, вып. 2, ИГиРГИ, Москва, 1971 г., 15-24 с.
4. Мустафинов А.Н. «Нефтеносность Куйбышевского Поволжья». Гостоптехиздат, М., 1958 г., с. 176.

УДК 532.5(075.8)

**ОБОСНОВАНИЕ ЗАКОНА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПОРОВЫХ  
КАНАЛОВ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ**

*Л.В. Петрова, И.Д. Ганиева*

*Филиал ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной  
технический университет»*

*в г.Октябрьском, Российская Федерация,*

*[larisa\\_petrova@mail.ru](mailto:larisa_petrova@mail.ru)*

*[Nizamova1011@mail.ru](mailto:Nizamova1011@mail.ru)*

**Аннотация:** Дается обоснование выбора функции распределения пор и поровых каналов по размерам. В качестве плотности распределения предложена функция, позволяющая описать широкий круг одновершинных распределений.

**Ключевые слова:** коллектор, поровое пространство, капиллярное давление, керн, водонасыщенность.

**JUSTIFICATION OF THE DISTRIBUTION LAW OF PORE  
CHANNELS IN RESERVOIR ROCKS**

*L. V. Petrova, I. D. Ganieva*

*Department of FSBEI «Ufa State Petroleum Technological  
University» in Oktyabrskiy, the Russian Federation,*

*: [larisa\\_petrova@mail.ru](mailto:larisa_petrova@mail.ru)*

**Abstract:** Justification of the distribution function of pores and the pore channels choice depending on their size is given. As the density distribution, we proposed the function, which allows to describe a wide range of unimodal distributions.

**Keywords:** reservoir, pore space, capillary pressure, the core, water saturation.

Размеры пустотных каналов и их распределение являются важной характеристикой пустотного пространства пород-коллекторов.

Функция распределения поровых каналов по размерам дает представление не только о размерах каналов и их числе, но и позволяет судить о степени неоднородности пустотного пространства [1-3].

На практике для определения функции распределения поровых каналов проводят капиллярметрические исследования образцов керна.

Экспериментальные кривые, полученные на основе смесимого вытеснения для терригенных коллекторов разной проницаемости, во всех случаях одновершинные, асимметричные с резко выраженными максимумами в области средних значений радиусов. С увеличением проницаемости пород, как правило, максимумы кривых сдвигаются вправо в область больших значений радиусов, а величина максимального значения  $f(r)$  уменьшается. Указанные кривые распределения поровых каналов по размерам получены на основании экспериментальных кривых зависимости капиллярного давления от водонасыщенности [3-5].

Для описания структуры пустотного пространства вид функции распределения поровых каналов по размерам должен быть выбран таким образом, чтобы аппроксимировать кривые капиллярного давления с достаточно хорошей точностью [4, 5].

По данным американских исследователей кривые капиллярного давления, полученные в лабораторных условиях на большой коллекции образцов пород-коллекторов, имеют следующие особенности.

1. В логарифмической системе координат зависимость капиллярного давления от относительной водонасыщенности пустотного пространства имеет линейный характер.

Отметим, что относительная водонасыщенность  $(\overline{K_B})$  представляет собой долю подвижной воды в эффективном объеме пустотного пространства

$$\overline{K_B} = \frac{K_B - K_{B0}}{1 - K_{B0}},$$

где  $K_B$  – общая водонасыщенность пустотного пространства;

$K_{B0}$  – остаточная водонасыщенность.

Относительная водонасыщенность изменяется от единицы (при 100%-ной водонасыщенности) до нуля (при предельной водонасыщенности пустотного пространства несмачивающей фазой). Линейная зависимость



$\lg P_k = f \cdot (\lg \overline{K_B})$  нарушается лишь при значениях  $\overline{K_B}$ , близких к единице. Из сказанного следует, что в широком диапазоне изменения водонасыщенности зависимость  $P_k = f \cdot (\overline{K_B})$  имеет степенной характер.

2. Угол наклона графика  $P_k = f \cdot (\overline{K_B})$  в логарифмической системе координат характеризует степень неоднородности пустотного пространства (дисперсию распределения). Чем меньше угол между прямой и осью давлений, тем выше неоднородность породы и наоборот. При нулевой дисперсии (идеально однородная структура) кривая капиллярного давления перпендикулярна оси капиллярных давлений.

3. При одинаковой неоднородности структуры изменение среднего размера поровых каналов вызывает сдвиг кривой в направлении оси капиллярных давлений. Причем, чем меньше значение среднего радиуса, тем выше кривая капиллярного давления и наоборот. Кроме того, распределения пор по размерам часто имеют асимметричную форму и очевидно определены лишь для положительных значений радиусов поровых каналов [6].

Анализ показывает, что всем вышеуказанным условиям соответствует распределение Пуассона [1-3]. Данное распределение хорошо описывает различные совокупности проницаемости, кроме того, эта функция универсальная – она охватывает предельно широкий диапазон значений неоднородности – от нулевой до бесконечно большой. Функция распределения имеет относительно простой вид, удобна для выполнения многих математических операций [7, 8].

Зависимости  $\lg P_k = f \cdot (\lg \overline{K_B})$ , рассчитанные с использованием распределения Пуассона в широком диапазоне изменения относительной водонасыщенности, имеют вид прямых линий, причем наклон прямых характеризует степень неоднородности пустотного пространства [9-12].

Таким образом, в большинстве случаев выбранная функция позволяет с точностью, вполне достаточной для практических целей, описать плотность распределения поровых каналов реальных пород-коллекторов [9, 13-15].

В отдельных редких случаях породы-коллекторы могут иметь двугорбовое распределение поровых каналов. Очевидно, в этих случаях точность аппроксимации будет снижаться [6, 15].

### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Янке Е. Специальные функции [Текст]: учебное пособие / Е. Янке, Ф. Эмде, Ф. Леш. – М.: Наука, 1968. – 344 с.
2. Ахметов Р.Т. Остаточная нефтенасыщенность в рамках гантельной модели строения пустотного пространства породы [Текст] /

Р.Т. Ахметов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 12. – С. 39-42.

3. *Ахметов Р.Т.* Коэффициент абсолютной проницаемости в рамках гантельной модели [Электронный ресурс] / Р.Т. Ахметов, В.Ш. Мухаметшин // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – № 1. – С. 341-352. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.

4. *Ахметов Р.Т.* Обоснование закона распределения поровых каналов гранулярных коллекторов [Текст] / Р.Т. Ахметов // Нефтегазовое дело. – 2012. – Т. 10. – № 2. – С. 87-89.

5. *Ахметов Р.Т.* Методика прогноза коэффициента вытеснения нефти водой по данным промысловой геофизики [Текст] / Р.Т. Ахметов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 3. – С. 62.

6. *Ахметов Р.Т.* Фильтрационно-емкостные свойства и структура пустотного пространства продуктивных пластов / Р.Т. Ахметов, В.Ш. Мухаметшин, В.Е. Андреев – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – 94 с.

7. Прогнозирование применения ПАВ-щелочного воздействия на объектах разработки Урьевского и поточного месторождений ТПП «Лангепаснефтегаз» [Текст] / С.А. Яскин, В.Е. Андреев, А.В. Чибисов, А.П. Чижев, В.В. Мухаметшин, А.П. Аверьянов // Нефтегазовое дело. – 2015. – Т. 13. – № 4. – С. 132-136.

8. *Кнеллер Л.Е.* Геофизические исследования скважин [Текст]: учебное пособие / Л.Е. Кнеллер, Р.Т. Ахметов, В.В. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – 145 с.

9. *Мухаметшин В.Ш.* Оценка коэффициента продуктивности залежей по косвенным данным на стадии составления первых проектных документов [Текст] / В.Ш. Мухаметшин // Нефтегазовое дело. – 2011. – Т. 9. – № 3. – С. 11-12.

10. *Мухаметшин В.Ш.* Моделирование процесса нефтеизвлечения с использованием опыта разработки месторождений, находящихся длительное время в эксплуатации [Текст] / В.Ш. Мухаметшин // Нефтегазовое дело. – 2011. – Т. 9. – № 4. – С. 47-50.

11. *Зейгман Ю.В.* Обобщение опыта заводнения залежей высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах с целью повышения эффективности воздействия на пласт [Текст]: учебное пособие / Ю.В. Зейгман, В.В. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2009. – 134 с.

12. *Зейгман Ю.В.* Обоснование соответствия систем заводнения особенностям геологического строения залежей [Текст] / Ю.В. Зейгман, В.В. Мухаметшин // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 5. – С. 10-12.

13. Технологии ограничения водопритока с использованием гелеобразующих составов [Текст]: учебное пособие / Г.С. Дубинский, В.Е. Андреев, В.В. Мухаметшин, Р.Т. Ахметов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – 202 с.

14. Группирование объектов разработки при проектировании мероприятий по увеличению нефтеотдачи [Текст] / В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, А.В. Чибисов, Р.Т. Ахметов, С.А. Яскин, В.В. Мухаметшин, Хафизов // Нефтегазовое дело. – 2015. – Т. 13. – № 4. – С. 89-96.

15. *Ахметов Р.Т.* Прогноз показателя смачиваемости продуктивных пластов по данным промысловой геофизики [Текст] / Р.Т. Ахметов, В.Ш. Мухаметшин, В.Е. Андреев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 2. – С. 21-25.

УДК 551.734

## ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ДЕВОНСКИХ ФОРАМИНИФЕР НА ТЕРРИТОРИИ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ

*Е.Л.Васильева*

*ОАО «Волжское отделение Института геологии и  
разработки горючих ископаемых», ФГБОУ ВО «Самарский  
государственный технический университет»,  
Самара, Россия,  
E.L.Vasileva@mail.ru*

Распространение девонских фораминифер обусловлено наличием на территории Самарской области в разное время вод Уральского палеоокеана и менее солёных вод эпиконтинентального моря Центрального девонского поля (Коноваленко, 2005 и ссылки в этой работе).

Уральский палеоокеан был открытым морским бассейном с нормальной или несколько повышенной солёностью. В течение девонского периода Уральский палеоокеан трансгрессировал на запад, на восточную часть Русской плиты, что нашло своё выражение в ритмическом чередовании терригенных и карбонатных пород и большом фациальном разнообразии осадков. Климат в позднем девоне на юго-востоке Восточно-Европейской платформы западного склона Урала и характеризуется преобладанием пелагических фораминифер и радиолярий. Среди бентических фораминифер присутствуют своеобразные формы, неизвестные в пределах Русской плиты. Этот тип фауны называется «уральским». Другой тип фауны распространён в разрезе девона Центрального девонского поля и характеризуется развитием своеобразного сообщества бентических фораминифер,

наряду с полным отсутствием пелагических фораминифер и радиолярий. Этот тип фауны был тёплым тропическим. Условия морского бассейна в девоне были благоприятными для развития органической жизни, в том числе и для фораминифера. Быковой Е.В., занимавшейся анализом микрофауны девонских отложений западного склона Урала, восточной части Русской плиты и Центрального девонского поля, выделяются два типа фауны простейших (Быкова, 1955). Один из них приурочен к девонским отложениям называется «воронежским».

Фаунистическое различие «уральского» и «воронежского» комплексов обусловлено тем, что развитие первого из них приурочено к открытому морскому бассейну с нормальной или несколько повышенной солёностью (Уральский палеоокеан), а развитие второго – к условиям мелководного моря с нормальной или несколько пониженной солёностью (эпиконтинентальное внутреннее море Центрального девонского поля).

Установлена миграция древних форм микрофауны в западном направлении и перемещение их из более древних слоёв в более молодые (Быкова, 1955).

По мере трансгрессии Уральского палеоокеана в прилегающие районы Русской плиты происходило расселение «уральского» типа фауны простейших, смещение её с микрофауной эпиконтинентального моря.

Самарская область географически занимает промежуточное положение между бассейном Центрального девонского поля и западным склоном Урала. Поэтому состав фауны, распространённый в девоне Самарской области, неоднороден.

Для анализа микрофауны из материалов лаборатории стратиграфии и фондов ВОИГиРГИ было отобрано 20 скважин, расположенных в разных районах Самарской области (рис. 1). Из них три опорные: Байтуганская 24, Сызранская 152 и Ореховская 1 (Александров, Васильева, 2013). Описание всех скважин содержит различный по полноте микропалеонтологический материал. Наиболее детально описана фауна в опорных скважинах.

Далее рассматривается как по мере изменения характера морского бассейна девона на территории Самарской области происходит распространение фауны фораминифер.

В Самарском (Куйбышевском) Заволжье в терригенных отложениях нижнего и среднего девона фораминиферы не обнаружены. Воды Уральского палеоокеана в ранне-среднедевонскую эпоху только начинали распространяться на территории Волго-Урала, в частности, Самарской области. Считается, что терригенные отложения эмского, эйфельского и живетского ярусов Самарского (Куйбышевского) Заволжья фораминифер не содержат.

По данным скважины Сызранская 152 в этом районе в живетское время существовало мелководное эпиконтинентальное море, о чём свидетельствует распространение бентических фораминифер, характерных для Центрального

девонского поля (Быкова, 1955) – *Moravammina*, *Pseudopalmula*, *Semitextularia*. Пелагические фораминиферы отсутствуют.

Франское время характеризуется дальнейшим продвижением вод Уральского палеоокеана на запад и сменой, преимущественно, терригенного осадконакопления на карбонатное. Соответственно разнообразны условия, в которых осаждались осадки и развивались фораминиферы.

Среди нижнефранских отложений преобладающее значение имеют терригенные породы, отлагавшиеся в прибрежно-морских и мелководных условиях. Поэтому сообщество обнаруженных фораминифер состоит, главным образом, из бентических форм. Периодами, когда устанавливался нормальный морской режим и образовывались известняки, появлялись пелагические фораминиферы.

Пашийское время характеризуется терригенным типом отложений. В отложениях пашийского горизонта в разрезах изученных скважин фораминиферы не обнаружены.

Тиманские слои сложены, преимущественно, терригенными породами, с прослоями известняков, в которых, по данным скважины Северо-Маркинской 41, обнаружены бентические фораминиферы – *Cribrosphaeroides* sp. и *Irregularina* cf. *horrida* Reitl, являющаяся характерной уральской формой. Из пелагических форм определена *Archaesphaera magna* Sul.

В северной части области в тиманских отложениях скважины Булатовской 230 встречены *Nanicella gallowae* (Thomas), *Semitextularia* sp., характерные для отложений Центрального девонского поля.

В нижнефранских терригенных отложениях скважины Сызранская 152 фораминиферы не обнаружены. Терригенные породы Байтугана и Ореховки также не содержат фораминифер.

В раннефранское время существовал Волго-Сокский палеопрогиб северо-восточного простирания, наиболее выражен он был в тиманское время. Скважины, в которых были обнаружены фораминиферы в тиманских отложениях, располагаются в северо-западной (Булатовская 230) и юго-восточной (Северо-Маркинская 41) бортовых зонах Волго-Сокского палеопргиба. Здесь существовали мелководно- морские условия, в отличие от осевой зоны, где в результате углубления бассейна образовалась иловая впадина с условиями застойного бассейна. К концу тиманского времени впадина полностью компенсировалась осадками. Таким образом, в восточной части области, к востоку от Волго-Сокского палеопргиба, получила распространение фауна «уральского» типа, а в западной – фауна «воронежского» типа.

Отложения среднефранского подъяруса представлены саргаевскими и доманиковыми слоями.

В начале среднефранского времени происходят изменения в палеогеографической обстановке, выразившиеся в преимущественном накоплении карбонатных осадков по сравнению с предыдущим, преимущественно, терригенным осадконакоплением. Трансгрессия моря способствовала установлению в саргаевское время мелководных условий, а в доманиковое время - возникновению обширной некомпенсированной доманиковой впадины, за исключением юго-западной территории области, района Жигулёвско-Пугачёвского свода (Новожилова, 1964). Среди тёмных глинисто-кремнисто-карбонатных осадков, обогащённых органикой, местами отлагались более светлые карбонатные осадки.

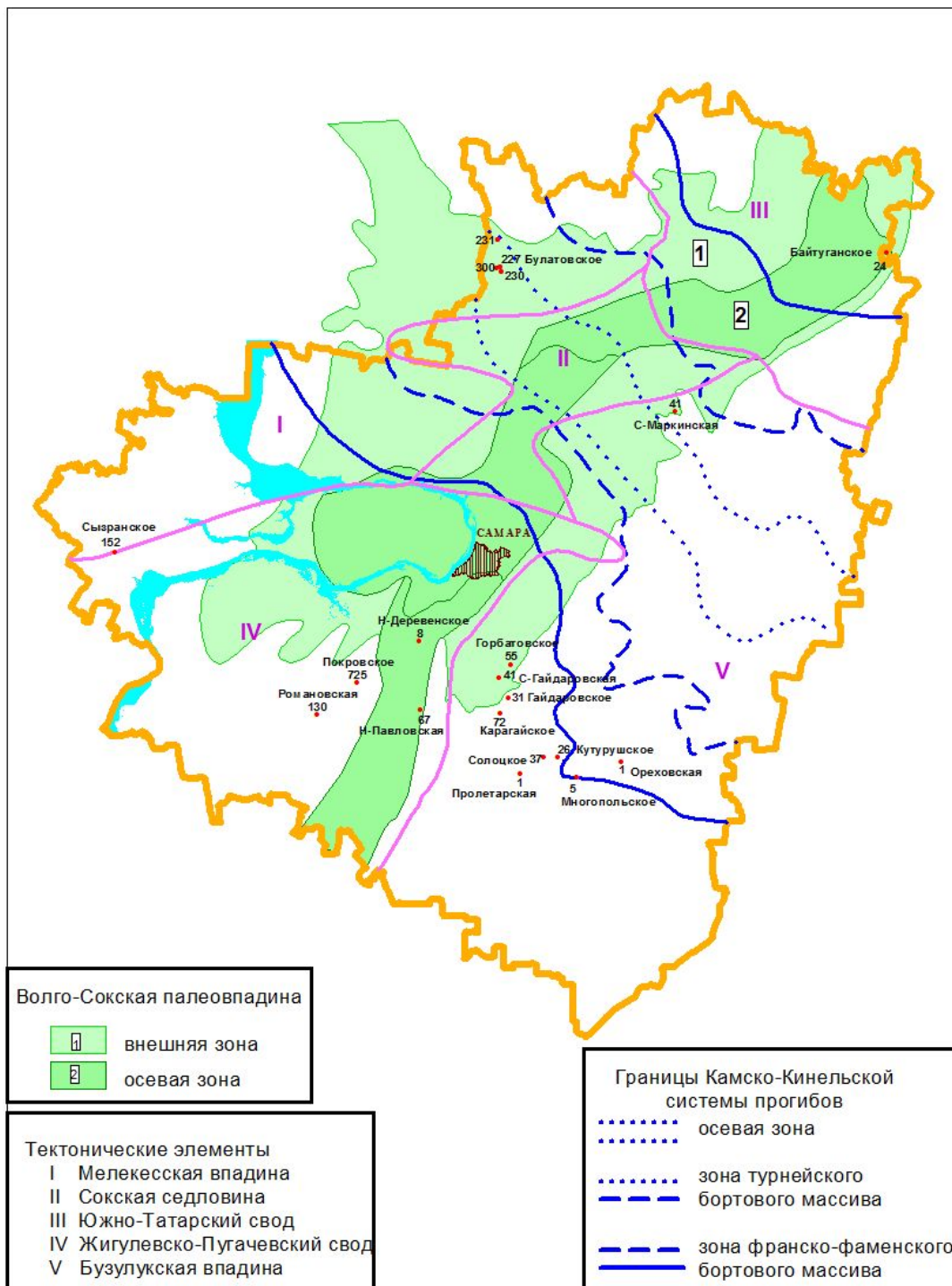


Рис 1. Схема расположения изученных скважин Самарской области.

Саргаевские слои в том случае, когда они представлены чистыми известняками, как это имело место в районе Северо-Маркинской

площади, содержат пелагические фораминиферы *Archaesphaera* и *Parathurammina*.

Саргаевские слои Сызрани представлены мергелями и известняками с известняками с промазками глин. В известняках обнаружены *Archaesphaera minima* Sul., *Bisphaera elegans* Viss., *B. parva* sp.n., *Rectocornuspira* sp., *Frondilina* sp., *Lingulina* sp. Эти фораминиферы немногочисленны, но интересны тем, что среди них появляются формы, широко распространённые в девоне Урала, такие как *Archaesphaera* и *Bisphaera*.

Доманиковые слои во всех изучаемых районах в большинстве случаев фораминифер не содержат, что свидетельствует о своеобразных условиях доманикового бассейна. Битуминозные известняки характеризуются присутствием радиолярий (Быкова, 1955). Скопления фораминифер обнаружены в скважинах Северо-Маркинской 41, Гайдаровской 31 и Сызранской 152.

Доманиковые слои Северо-Маркинской площади, сложенные, в основном, известняками, содержат как бентические, так и пелагические фораминиферы, при преобладании последних. Из пелагических фораминифер обнаружены - *Archaesphaera minima* Reitl., *A. minima* Sul., *A. grandis* Lip., *Parathurammina* cf. *tuberculata* Lip., *P. cf. spinosa* Lip., *P. devonica* Viss., *P. suleimanovi* var. *stellata* Lip., *P. eodagmarae* Reitl. Бентические формы представлены уральскими видами – *Irregularina horrida* Reitl., *Bituberitina devonica* Pojark., *Calcisphaera* sp.

В скважине Гайдаровской 31 наряду с пелагическими фораминиферами *Parathurammina* встречаются бентические – *Ammobaculites*, *Calcisphaera*, *Nanicella*.

В доманиковых отложениях Сызрани, в терригенных породах, содержатся бентические фораминиферы *Semitextularia* sp., *Pseudopalmula* sp., *Nanicella* sp. В известняках встречены пелагические фораминиферы - *Archaesphaera minima* Sul., *A. magna* Sul., *Bisphaera parva* sp.n., *Parathurammina devonica* Viss. Таким образом, известняки и терригенные породы доманиковых слоёв Сызранского района характеризуются различными сообществами фораминифер. Если в терригенных породах встречаются фораминиферы, характерные для Центрального девонского поля, то в известняках наблюдаются формы, широко распространённые в девоне западного склона Урала.

Верхнефранские слои состоят из отложений мендымского, воронежского, евлановского и ливенского горизонтов.

В мендымское время морской бассейн продолжал существовать, за исключением юго-западной части Самарской области. В результате регрессии в позднемендымское время сократились размеры доманиковой впадины. Происходит дифференциация территории на мелководные и впадинные зоны. Образуется система Камско-Кинельских некомпенсированных прогибов. В пределах впадины продолжалось накопление тёмных глинисто-карбонатных



осадков небольшой мощности, а на отдельных приподнятых участках наряду с тёмными периодически шло накопление светлых карбонатных осадков. На остальной территории, в условиях шельфового мелководья, формировались известняки светлой окраски, органогенные. Формируются органогенные постройки типа биостромов и биогермов. Среди рифолюбов присутствуют фораминиферы *Parathuramminidae*, *Lagenidae*.

Сообщество фораминифер становится более разнообразным. Фауна определена в большинстве изученных скважин (Байтуганская, Северо-Маркинская, Горбатовская, Гайдаровская, Ореховская, Многопольская, Кутурушская, Солоцкая). Западнее, в районе Покровской и Сызранской площадей, отложения мендыма не наблюдались.

В известняках мендымского горизонта скважины Байтуганской 24 встречены многочисленные пелагические фораминиферы, наряду с которыми присутствуют бентические формы *Tscherdynecevela acervulinoides* Antr., *Syniella tortuosa* Antr., *Tikhinella ex gr. multiformis* Lip.

В известняках мендымского горизонта скважины Северо-Маркинской 41 также распространены многочисленные пелагические фораминиферы, наряду с которыми присутствуют бентические – *Eotuberitina*, *Calcisphaera*, *Nanicella*.

В Ореховской скв.1, при разнообразии пелагических и бентических форм (Кондулукова, 1963), бентические фораминиферы (73%) преобладают над пелагическими (27%), что может свидетельствовать о меньших глубинах дна моря по сравнению с Байтуганом.

В районе скважины 37 Солоцкой площади комплекс пелагических фораминифер беднеет. В известняках мендымских слоёв встречены только единичные *Bisphaera malevkensis* Vir. Бентические фораминиферы представлены более широко уральскими формами – *Corbiella*, *Tuberitina*, *Petchorina*.

В известняках мендымских слоёв скважин Кутурушской 26 и Северо-Гайдаровской 41 определены как пелагические, так и бентические фораминиферы, среди которых *Eotuberitina*, *Corbiella*, *Irregularina*, *Cribrosphaeroides*, *Rauserina*, *Earlandia* и *Moravammina*. Последняя характерна для отложений Центрального девонского поля (Быкова, 1955).

В воронежское, евлановское и ливенское время морской режим устанавливается на всей исследуемой территории (Новожилова, 1964). В осевой зоне Камско-Кинельской системы прогибов продолжали накапливаться карбонатные осадки доманикового типа, чередующиеся в разрезах локальных поднятий со светло-серыми известняками. На

большей части территории сохраняются условия мелководного шельфа с нормальным газовым режимом и солёностью. Распространение получают карбонатно-органогенные фации.

Фораминиферы определены во всех исследованных скважинах. Видовое разнообразие характерно как для пелагических, так и для бентических форм, что может говорить о различных глубинах дна бассейна.

В известняках скважины Байтуганской 24 обнаружены многочисленные пелагические фораминиферы *Archaesphaera*, *Bisphaera*, *Parathuramina* при полном отсутствии бентических форм. Это может быть доказательством относительно больших глубин дна моря. При продвижении на юго-запад (Северо-Маркинская 41), наряду с многочисленными пелагическими фораминиферами встречаются бентические фораминиферы *Bituberitina* sp., *Calcisphaera* sp., *Diplosphaerina magna* Pojark.

На остальной территории Самарской области происходит увеличение разнообразия бентических форм (*Irregularina*, *Caligella*, *Rauserina*, *Corbiella*, *Tikhinella*, *Petchorina*, *Eonodosaria*, *Geinitzina*, *Frondilina*, *Calcisphaera*, *Syniella*). Широко распространяются виды семейства *Lagenidae*. Так, например, известняки скважины Сызранской 152 содержат пелагические фораминиферы *Archaesphaera minima* Sul., *A. magna* Sul., *Bisphaera elegans* Viss., *B. elegans* var. *subisphaerica* Viss., *B. concavatas* Viss., *Parathuramina* sp., а также разнообразные бентические *Lagenidae* – *Geinitzina*, *Nodosaria*, *Frondilina*, *Tikhinella*. *Lagenidae* более многочисленны в евлановско-ливенских слоях, чем в воронежских. Из бентических фораминифер в воронежских отложениях также присутствуют *Pseudopalmula*, *Semitextularia*, *Paratextularia*, характерные для Центрального девонского поля. Воронежские и евлановско-ливенские отложения Сызрани отличаются смешанным сообществом бентических форм, характерных для верхнего девона западного склона Урала и Центрального девонского поля.

Смешанное сообщество фораминифер при преобладании уральских форм определено в воронежско-евлановско-ливенских отложениях скважин Булатовской 227, Кутурушской 26, Северо-Гайдаровской 41, в которых определена бентическая форма Центрального девонского поля *Mogavatmina*.

В фаменский век в Самарском (Куйбышевском) Поволжье сохранялись морские условия осадконакопления. Отложения фаменского яруса распространены повсеместно, но не всегда в полном объёме. Продолжала существовать Камско-Кинельская система некомпенсированных прогибов. В осевой зоне, относительно глубоководной, накапливались осадки доманикового типа – известняки глинистые, кремнеелые, переходящие в мергель. В этих условиях большую роль играли планктонные и свободно плавающие организмы, в том числе однокамерные фораминиферы. На остальной территории, включая бортовые зоны Камско-Кинельской системы прогибов, в мелководной зоне шельфа, в результате медленного компенсированного прогибания дна бассейна накапливались карбонатные

отложения – известняки органогенные и доломиты, пористые и кавернозные с включениями ангидритов. Значительную часть органического мира в фаменский век составляли фораминиферы и водоросли.

В северо-восточной части области, в скважине Байтуганской 24, нижняя и верхняя части фаменского яруса представлены, преимущественно, известняками, средняя – доломитами. Доломиты обычно никаких органических остатков не содержат. В известняках, наряду с многочисленными пелагическими фораминиферами разнообразными *Archaesphaera*, *Bisphaera*, *Parathuramina*, присутствует много уральских бентических форм, среди них *Tuberitina*, *Rauserina*, *Paracaligella*. Появляются впервые *Septatourayella* ex gr. *rausergae* Lip., *Endothyra* ex gr. *communis* Raus. Сходный комплекс фораминифер встречается в большинстве скважин, в том числе в скв. Ореховская 1. В верхнефаменских, заволжских, отложениях становятся более разнообразны *Endothyra*, *Quasiendothyra*.

В районе Сызрани также возрастает количество уральских форм. Среди пелагических фораминифер становятся более разнообразными *Parathuramina*, наряду с которыми имеются и уральские бентические фораминиферы *Irregularina*, *Corbiella* и в верхнефаменских отложениях появляются *Septatourayella*, *Endothyra*, *Quasiendothyra*.

Бентические фораминиферы Центрального девонского поля *Mogavamina* определены в фаменских отложениях скважин Булатовской 230 и Северо-Гайдаровской 41.

Таким образом, девонские отложения востока Самарской области, часть Самарского (Куйбышевского) Заволжья, характеризуется комплексом фораминифер, сходным с тем, который распространён в девонских отложениях западного склона Урала. Запад Самарской области, Сызранский район и часть Самарского (Куйбышевского) Заволжья, обладает смешанным сообществом девонских фораминифер, здесь присутствуют формы, характерные для девона западного склона Урала, а также подобные тем, которые распространены в отложениях Центрального девонского поля.

Проведённое изучение подтверждает, что по мере продвижения вод Уральского палеоокеана в прилегающие области Восточно-Европейской платформы и установления там нормального морского режима происходило расселение «уральской» фауны простейших и смещение её в западной части Самарской области с «воронежским» типом фауны. Количество уральских форм возрастает по направлению от более древних горизонтов – тиманских отложений франского яруса, к более молодым – заволжским отложениям фаменского яруса.

Например, в скважине Северо-Маркинской 41 в тиманских отложениях появляются представители пелагических (*Archaesphaera*) и

бентических (*Irregularina*, *Cribrosphaeroides*) фораминифер, разнообразие которых постепенно увеличивается и уже в фаменских отложениях присутствуют пелагические - *Archaesphaera*, *Bisphaera*, *Parathuramina* и бентические – *Eotuberitina*, *Rauserina*, *Corbiella*, *Tikhinela*, *Tournayella*, *Endothyra*, *Quasiendothyra*, *Calcisphaera* фораминиферы.

В районе Сызрани в саргаевских слоях впервые появляются пелагические фораминиферы *Archaesphaera* и *Bisphaera*, в доманиковых слоях к представителям указанных родов присоединяются *Parathuramina*. В саргаевское время также появляются единичные представители бентоса «уральского» типа, разнообразие которого увеличивается в воронежско-евлановско-ливенское время. Бентические уральские фораминиферы *Irregularina*, *Corbiella* и другие мигрировали в район Сызрани лишь в фаменское время.

Фауна фораминифер, характерная для Центрального девонского поля (Быкова, 1955), встречается более разнообразная в районе Сызрани в отложениях от живетского яруса до верхнего франа и менее разнообразная в скважинах Булатовских 227, 230, Северо-Гайдаровской 41, Кутурушской 26 в отложениях от тиманского, мендымского горизонтов до фаменского яруса.

«Бентические и пелагические фораминиферы обладают неодинаковым стратиграфическим значением» (Быкова, 1955).

В исследованных разрезах пелагические фораминиферы *Archaesphaera*, *Bisphaera* и *Parathuramina* имеют большой стратиграфический диапазон и являются транзитными формами, бентические фораминиферы, напротив, могут иметь небольшие диапазоны.

Бентические формы интересны в том плане, что среди них Быковой Е.В. выделяют виды и комплексы видов, характерные для отдельных стратиграфических горизонтов. Среди бентических форм западного склона Урала и восточной части Русской плиты выделяются *Syniella tortuosa* Antr., характерная для мендымских слоёв; *Lagenidae*, характерные для аскынских слоёв (воронежские и нижняя часть евлановско-ливенских слоёв); *Endothyra ex gr. communis* Raus., характерные для фаменского яруса.

*Syniella tortuosa* Antr. на исследуемой территории встречена в мендымских слоях только в скважине Байтуганская 24, а в скважине Солоцкой 37 *Syniella* sp.n. встречена в верхней части воронежского горизонта. Возможно в этом случае мы имеем дело с миграцией фораминифер рода *Syniella*, направленной с востока на запад.

Фораминиферы *Lagenidae* имеют различный стратиграфический диапазон. Они встречаются по всему разрезу карбонатного девона в скважине Сызранской 152, в скважине Ореховской 1 – только в мендымском и воронежском горизонтах, в Северо-Маркинской 41 – только в мендымском горизонте. В других скважинах фораминиферы *Lagenidae* распространены в отложениях нескольких горизонтов, причём моменты появления видов не совпадают в разрезах разных скважин.

Расцвет фораминифер Lagenidae приходится в большинстве скважин (Сызранская 152, Покровская 725, Романовская 130, Гайдаровская 31, Многопольская 5, Карагайская 72) не на воронежский, а на евлановский и ливенский горизонты, а в скв. Ореховской 1 – на мендымский горизонт. В скважине Байтуганская 24 представители Lagenidae отсутствуют в разрезе всего девона.

Наблюдается неодинаковое распространение в разрезах фораминифер Lagenidae. Обеднённый состав Lagenidae в группе Булатовских скважин в диапазоне от мендымских до среднефаменских отложений, определение Lagenidae в скважине Северо-Маркинской 41 только в мендымских отложениях, отсутствие представителей семейства в скважине Байтуганской 24, возможно отражают неблагоприятные экологические условия для существования данной ассоциации на севере области. В южной части области, в большинстве изученных скважин, расцвет Lagenidae отмечается в евлановско-ливенских отложениях. Таким образом, Lagenidae более характерны для евлановско-ливенских отложений южной части Самарской области. Утверждать о Lagenidae как характерной форме воронежских и евлановско-ливенских слоёв на всей территории Самарской области мы не можем.

В фаменское время на всей территории Самарской области устанавливается нормальный морской режим. *Endothyra ex gr. communis* Raus. появляется впервые в отложениях фаменского яруса и встречается в разрезах по всей территории Самарской области. Данные о характерности *Endothyra ex gr. communis* Raus. для фаменского яруса подтверждается проведёнными исследованиями.

Таким образом, фактическое размещение форм и комплексов обусловлено наличием на территории в различное время вод Уральского палеоокеана и эпиконтинентального моря Центрального девонского поля, что следует учитывать при анализе микрофауны на территории Самарской области.

При биостратиграфическом расчленении осадочных толщ и корреляции геологических разрезов необходим анализ комплексов фораминифер с последующим палеогеографическим районированием размещения микрофауны в разных стратиграфических диапазонах (ярус, горизонт, слой).

### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Александров А.А., Васильева Е.Л. Об использовании материалов скважин, пробуренных на территории Самарской области, в научных целях и в качестве объектов геотуризма. – [Электронный ресурс] - Уникальные геологические объекты России: сохранение и рекреационный потенциал. Материалы первой Международной

конференции 27-29 июня 2013 г. СПб, ВСЕГЕИ. 2013. – URL: <http://www.geomem.ru/conf/abstr.pdf> (дата обращения 12.02.2016).

2. *Быкова Е.В.* Фораминиферы и радиолярии девона Волго-Уральской области и Центрального девонского поля и их значение для стратиграфии. // Труды ВНИГРИ, вып. 87. Быкова Е.В., Поленова Е.Н. Фораминиферы, радиолярии и остракоды девона Волго-Уральской области. - Л.: Гостоптехиздат, 1955. С. 5-190.

3. *Кондулукова В.В.* Фауна фораминифер девонских отложений опорной Ореховской скважины 1. // Труды КуйбышевНИИ НП, вып. 21. Геология, геохимия, геофизика. Куйбышев, 1963. С. 96-121.

4. *Коноваленко С.С.* О роли Уральского палеоокеана в палеогеографии девона Среднего Поволжья и Предуралья. // Известия Самарского научного центра РАН. Специальный выпуск «Проблемы нефти и газа». 2005. С 8-17.

5. *Новожилова С.И.* Перерывы и размывы в разрезе девона и их значение в изучении истории формирования древних структур Куйбышевской области. // Труды КуйбышевНИИ НП, вып. 24. Геология. Куйбышев, 1964. С. 208-239.

УДК 550.832.44

## ОБ ИЗУЧЕНИИ ТРЕЩИНОВАТОСТИ ПЛАСТА ДК СМАГИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

*Т. С. Курдина, А.Г. Фомичёва*

*Самарский государственный технический университет,  
Самара, Россия  
andrej-kurdin@yandex.ru*

В отложениях тиманского горизонта в нижней его части под репером «провал» и глинисто-алевролитовой пачкой выделяется продуктивный пласт ДК. Песчаники, слагающие пласт, буровато-серые, тонко- и мелкозернистые, слоистые, средней крепости, трещиноватые, сцементированные, пористые, водо- и нефтенасыщенные. Подстиляется пласт глинистой пачкой, в основании которой лежит тонкий карбонатный прослой регионального репера «кинжал». Перекрывается пласт плотной пачкой терригенных пород, состоящей из серых трещиноватых алевролитов, глинистых, перемятых с зеленовато-серой плотной глиной. Выше разрез выполнен хорошо выдержанной по толщине и площади глинистой пачкой.

При подсчёте запасов породы продуктивного пласта ДК относят к поровому типу коллектора.

Однако по данным ГИС выявлены следующие особенности:

- в ряде скважин наблюдается не уменьшение диаметра, что характерно для поровых коллекторов, а незначительное увеличение;
- отсутствует радиальный градиент сопротивления по диаграммам разноглубинных микрозондов (МПЗ, МГЗ);
- по диаграммам методов определения пористости отмечаются более низкие значения коэффициента общей пористости, определённые по НГМ, по сравнению с коэффициентом пористости по АМ;
- при расчёте параметра пористости и сопоставлении полученной зависимости параметра пористости от коэффициента пористости с зависимостью для поровых коллекторов наблюдается смещение её влево.

Перечисленные особенности характерны для сложных трещинно-поровых коллекторов.

В связи с этим целесообразно использование расширенного комплекса ГИС, включающего проведение широкополосного акустического каротажа.

Информация по поперечным волнам и волнам Лэмба, полученным АКШ, позволит с большей точностью определить тип порового пространства и рассчитать коэффициент пористости продуктивного коллектора.

### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин. Справочник/ Под ред. д. г.-м. н. В. М. Добрынина. – М.: «Недра», 1988 – 476 с.
2. *Латышова М. Г., Мартынов В. Г., Соколова Т. Ф.* Практическое руководство по интерпретации данных ГИС. РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. Учебное пособие для вузов – М.ООО «Недра – Бизнесцентр», 2007. – 327 с.: ил.
3. *Стрельченко В. В.* Геофизические исследования скважин. Учебник для вузов. - М.ООО «Недра – Бизнесцентр», 2008. – 551 с.: ил.

### НЕОБХОДИМОСТЬ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

*М.Д. Малыгин, Д.А. Андреева*

*СамГТУ, Самара, Россия,  
[andreevaforever@yandex.ru](mailto:andreevaforever@yandex.ru)*

Известно, целью выполнения сейсморазведочных работ является: получение геологической модели изучаемого объекта,

подготовка геологических обоснований для разведки залежей УВ по условным пластам и оптимизация размещения разведочных и эксплуатационных скважин.

Сейсмические исследования начинаются с проведения полевых сейсмических исследований, которые заключаются в следующем:

1. Опытные работы - с целью изучения сейсмического волнового поля, тестирования групп сейсмоприемников, источников колебаний, выбора параметров регистрации сейсмических сигналов, определения деталей методами сейсмических наблюдений;

2. На основе анализа волнового поля, результатов опытных работ выбирается методика возбуждения сейсмических сигналов, величина расстановки сейсмоприемников, система наблюдений - 2D или 3D в зависимости от особенностей строения геологического разреза.

Как правило, при проведении полевых сейсмических исследований в условиях карбонатного высокоскоростного разреза (Самарское Поволжье), в настоящее время, используется методика 3D, при которой в блоке размещается 14 линий наблюдений с расстоянием между ними 300 – 400м, сигналы регистрируются расстановкой сейсмоприемников равной 4750 м при расположении центров регистрирующих каналов через 25м; для ослабления поверхностных волн-помех используют группы сейсмоприемников из 12 приборов размещенных на базе 25м.

Для возбуждения сигналов широко используется методика Slip-sweet, позволяющая оперативно (в крайние сроки) выполнять полевые работы. Сигналы возбуждаются на линиях возбуждения одиночными вибраторами (Nomad-65) с "шагом" перемещения 12,5м. Следует отметить, что при "шаге" размещения групп сейсмоприемников равном 25м и вибраторов – 12,5м, корректно выбранный бин должен иметь параметры 12,5\*6,25 м. В этом случае кратность прослеживания границ равняется 63.

К сожалению, при последующей обработке сейсмических сигналов, для повышения надежности прослеживания границ исследуемого геологического разреза увеличивают кратность суммирования сигналов, доводя её до 252 за счет увеличения бина (25,0\*12,5 м). В этом случае, при большом бине, как правило, сложный рельеф субгоризонтальной отражающей границы сглаживается, то есть особенности ее строения нивелируются, а тектонические разломы представляются в виде круто наклоненных границ. Все это может привести к построению объектов не соответствующих действительности. Дополнительным доказательством, свидетельствующим об ухудшении качества прослеживаемости круто наклоненных границ на временных разрезах, является уменьшение кратности суммирования на крутых склонах по сравнению с горизонтальными границами. Очевидно, на горизонтальной границе синфазно суммируются все 252 трассы бина 25\*12,5. На наклонной границе в точке, соответствующей центру бина, в суммировании будут



участвовать не все 252 трассы, а меньше. Вследствие этого, энергия суммированных трасс на своде объекта и на его склонах будет различна.

Как известно геофизикам, выполняющим полевые сейсмические наблюдения, при сложном рельефе дневной поверхности линейные группы сейсмоприемников собираются компактно в точках соответствующих центрам регистрирующих каналов. К сожалению, манипуляции подобного образа выполнить, оперируя с отраженными сигналами от сложной поверхности границ подземного рельефа, при обработке сейсмических сигналов, трудно. Помимо влияния сложного рельефа отражающих границ следует обратить внимание на точность определения статических и кинематических поправок. Точность этих поправок, в значительной степени, зависит от точности определения скоростей сейсмических волн.

Неучет влияния подземного рельефа изучаемого разреза и недостаточно точное определение статических и кинематических поправок (влияние скоростей распространения сейсмических волн) ведет к тому, что при суммировании трасс, зарегистрированных в достаточно широком частотном диапазоне, частотный диапазон суммарных трасс существенно сокращается, а это ведет к понижению разрешающей способности сейсмических исследований.

При анализе волновой картины отмечается, что поверхностная волна, практически, не мешает регистрации отраженных волн от глубоких границ раздела, несущих информацию о глубинном строении изучаемого разреза.

Поверхностная волна-помеха накладывается на отражения от верхней опорной границы на ближайших к пункту взрыва расстановках, а на последующих линиях приема сигналов эта волна регистрируется на больших временах, не накладываясь на полезные отражения. В этом случае целесообразно исключить из обработки две расстановки, ближайшие к пункту взрыва, расположенные справа и слева от пункта взрыва, либо применить к ним процедуры обработки, устранившую поверхностную волну.

В этом случае напрашивается вывод, что для исследования поверхностных волн нет необходимости использовать группу сейсмоприемников, поскольку применяемая группа помимо предполагаемого подавления поверхностных волн существенно ослабляет высокочастотную часть спектра и в этом случае добиться высокого разрешения сейсмической залежи, практически, невозможно.

Покажем на примере какие частоты спектра сигнала ослабляются линейной группой сейсмоприемников состоящей из 12 приборов расположенных на базе 25м.

Предположим, нам необходимо зарегистрировать сигнал, обладающий частотным диапазоном 150гц, максимум спектра сигнала

составляет  $f=75$ Гц, период генерируемого сигнала в этом случае  $T=1/f_{\max}=0,0013$ сек. Определим длину волны  $\lambda$  генерируемого сигнала  $A=V*T=2000*0,013=26$ м, где скорость распространения сигналов в верхней части разреза равная 2000м/с. При длине волны 26м полезный сейсмический сигнал регистрируется с незначительными искажениями, так как длина волны - 26м и база группы сейсмоприемников - 25 м практически равны. Однако, не смотря на этот результат, частотный диапазон сигнала сокращается за счет высоких частот и разрешающая способность сейсмического сигнала понижается.

На частотный состав суммарного сейсмического сигнала, получаемого при обработке материалов полевых наблюдений, влияет точность определения кинематических и статических поправок, которая зависит от точности распространения сейсмических волн в геологической среде. Как правило, совершенно точные скорости определить, практически, невозможно. Вследствие этого время прохождения каждого из лучей по своим траекториям несет в себе ошибки. Ошибки бывают значительны при исследовании наклонных границ и границ пластов со сложным рельефом. В этом случае суммарный сигнал не содержит высокочастотной составляющей в своем спектре и разрешающая способность полученных материалов низкая.

Возникает вопрос: как избавиться от этого недостатка? К счастью, опыт устранения этих недостатков хорошо известен геофизикам выполняющим полевые исследования. При сложном рельефе дневной поверхности линейные группы сейсмоприемников «собирают» в «точки» сопоставляемые с расположением вводных концов полевого кабеля («косы»).

В связи с этим, рекомендуется выбирать, возможно, минимальную (оптимальную) величину бина и кратность прослеживания, обеспечивающую непрерывное наблюдение границ геологического разреза и при обработке сейсмических материалов обязательно использовать процедуру ДМО, устраняющую отрицательное влияние рельефа отражающих границ на качество суммирующихся трасс.

Сейсмофациальный анализ. Для уверенного выделения сейсмических фаций необходимо соблюдение следующих условий:

а) временной интервал между кровлей и подошвой изучаемого горизонта должен быть не менее 20-30 мсек. Для выполнения поставленной задачи, сейсмические источники колебаний (вибраторы) должны генерировать сигналы в частотном диапазоне 0-200 Гц. Это сложная техническая задача. В настоящее время сигналы генерируются в диапазоне 7-120 Гц. В этом случае возможно выявить пласты толщиной от 17м и более;

б) необходима выдержанность толщин изучаемого объекта по простиранию;

в) при изучении маломощных пластов с переменной мощностью и морфологией включается в интервал анализа многослойный разрез с разными

петрофизическими свойствами с формированием сейсмофациальной картины всего интервала, а не целого горизонта.

По нашему мнению, для детального расчленения названных интервалов целесообразно использовать атрибут сейсмических сигналов, таких как атрибут – мгновенные фазы определенные в результате использования процедуры «Гилберт – преобразования». На выходе «Гилберт - преобразования» представляется возможность выделить сейсмофации через 2-4 мсек, что существенно расширит информативность сейсмофациального анализа.

Динамический анализ. После выполнения структурных построений по основным отражающим горизонтам ставится задача определения ФЭС продуктивных пластов, то есть пористости и эффективных толщин пластов. Информацию о петрофизических свойствах разреза несут в себе динамические атрибуты волн, такие как: амплитуды/мгновенные амплитуды, частоты/мгновенные частоты, фазы/мгновенные фазы, скоростные параметры пластов/данные псевдоакустического каротажа.

Для каждого продуктивного пласта проводится выбор временного интервала сейсмического разреза соответствующего толщине исследуемого горизонта. Положение границ временного интервала определяется на основании увязки сейсмических данных и данных бурения.

Необходимыми и обязательными условиями для геостатического прогноза является:

1. Наличие данных петрофизических свойств не менее чем в 8 скважинах;
2. Использование окончательных мигрированных временных разрезов с сохранением относительных амплитуд, обладающих коэффициентом сигнал/помеха (параметр S/N) более 10 для прогноза толщин коллекторов;
3. Корреляция отражающих горизонтов, приуроченная к продуктивным пластам;
4. Наличие кривых ПАК для прогнозирования коэффициентов пористости.

Следует учитывать, что статистическая связь между сопоставляемыми параметрами считается существенной (значимой), когда величина коэффициент их линейной корреляции превышает уровень 0,7. В противном случае, надежность прогнозных оценок не может быть удовлетворительной.

Прежде чем выполнять прогноз толщин пластов, необходимо оценить их толщины по данным бурения. При толщине пласта более  $\lambda/4$  ( $\lambda$ -длина волны), необходимо откоррелировать отражения от кровли пласта и его подошвы, определить временной интервал -  $\Delta t$ ,

соответствующий толщине пласта; рассчитать толщину пласта  $h_{пл} = \Delta t * V / 2$ .

Если рассчитанная толщина  $h_{пл} \leq \lambda / 4$ , следует определять полную величину амплитуды сейсмического сигнала на каждой трассе разреза. В этом случае информацию о толщине пласта несет полная амплитуда сигнала, которая уменьшается с уменьшением толщины пласта, период интерференционного сигнала в этом случае, постоянен.

При работе с программами динамического анализа нет четких инструкций по заданию параметров волнового поля при прогнозе толщин, пористости и какими атрибутами следует, в первую очередь, пользоваться для получения желаемого результата.

В связи с этим следует строго соблюдать рекомендации, опубликованные в книге «Сейсмическая стратиграфия» Ч. Пейтона. Согласно этой работе необходимо коррелировать сигналы, связанные с кровлей и подошвой исследуемого пласта и, именно эту информацию, использовать для прогноза его толщины.

При толщине пласта больше периода сейсмического сигнала, отражаемого от кровли/подошвы пласта, коррелируются сигналы от кровли ( $T_1$ ) и подошвы ( $T_2$ ) пласта, определяется толщина пласта во временной области  $\Delta T_{пл} = T_2 - T_1$  и в метрической  $\Delta h_{пл} = \Delta T * V$ , где  $V$  - скорость распространения сейсмической волны в пласте.

При толщине пласта  $\Delta h_{пл} = \frac{T}{2} \cdot \frac{\lambda}{4}$  коррелируются ближайšie друг к другу положительные и отрицательные экстремумы суммарного сигнала, отраженного от пласта. В этом случае толщина пласта определяется программными средствами и, основным носителем информации о его толщине является полная амплитуда суммарного сигнала.

Другой вариант – использование атрибута – «мгновенная фаза». В этом случае выполняется корреляция мгновенных фаз соответствующих кровле и подошве исследуемого пласта. Определяется разница времен между фазами, которая затем пересчитывается в толщину пласта с использованием скоростей.

Прогноз пористости тонких коллекторов по материалам ПАК сомнительное мероприятие, поскольку определение скорости в тонком пласте по материалам сейсморазведки трудно выполнимо, то есть, практически, невозможно. Очевидно, для получения необходимой (достаточно точной информации) данные ПАК следовало бы дополнить материалами скважинных исследований пластовых скоростей (акустический каротаж). К сожалению, соединение данных ПАК и АК реализовано только в программном комплексе ВРС-Гео. В этом комплексе представляется возможным выделение песчаных пластов-коллекторов толщиной 4м и карбонатов толщиной 6м. Помимо определения толщин пластов обеспечивается возможность определения их пористости, типа насыщенного флюида.

УДК 551.7:56

**О КОРРЕКТНОСТИ ПРОГНОЗА ПАРАМЕТРОВ  
КОЛЛЕКТОРОВ И ИХ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ,  
ОПРЕДЕЛЯЕМЫХ ПО МАТЕРИАЛАМ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ***А.О. Вязовкина, М.Д.Малыхин**Самарский государственный технический университет,  
г. Самара, Россия**[vz-anastasia@mail.ru](mailto:vz-anastasia@mail.ru)*

*Введение:* Разрешающая способность исследований при выполнении сейсмических работ в среднечастотном диапазоне 0÷120 Гц недостаточна для выявления и прослеживания продуктивных пластов мощностью 2÷10 м, определения их пористости и типа флюида.

При частоте 0÷120 Гц и скорости волны в терригенном разрезе 4000 м/с возможно выявлять пласты  $h=17$  и более метров.

Для устранения указанных недостатков при выполнении полевых исследований предлагается:

1) использование одиночных источников колебаний и сейсмоприемников вместо групп для сохранения высокочастотной составляющей спектра;

2) увеличение конусности свип-сигнала для ослабления поверхностной волны;

3) выбор оптимальной величины бина, обеспечивающей сохранение широкого частотного диапазона суммируемых сигналов и уверенную прослеживаемость отражающих горизонтов на всей исследуемой площади [2];

4) генерация и регистрация сейсмических сигналов в широком диапазоне частот (0÷250 Гц).

Поставленные задачи повышения разрешающей способности сейсморазведки могут быть успешно решены на завершающем этапе исследований при внедрении технологии высокоразрешающей сейсмики ВРС-Гео [3,4].

*Основная часть:* Методика полевых наблюдений и программные средства обработки не обеспечивают возможность опознания маломощных пластов-коллекторов ввиду недостаточного вертикального разрешения сигналов. Рассмотрена возможность повышения детального изучения внутреннего строения продуктивных пластов и сравнительно маломощных пачек слоев посредством анализа

амплитуд сейсмических сигналов или широкого использования технологии высокоразрешающей сейсмологии ВРС-Гео.

Разрешающая способность (разрешение) сейсморазведки оценивается как минимальное расстояние между двумя неоднородностями среды, при котором они могут быть определены как две, а не одна.

Вертикальное разрешение позволяет оценивать минимальные мощности выделяемых сейсморазведкой тонких слоев, что является принципиально важным для нефтегазовой геологии.

Проблема вертикального разрешения заключается в возможности оценки временной задержки между двумя импульсами, отраженными от кровли и подошвы пласта, когда из-за малой толщины этого слоя импульсы интерферируют, образуя общий (суммарный) импульс сложной формы. Вертикальное разрешение оценивается по отношению к видимой длине волны.

Оценивать изменения формы интерференционного импульса в зависимости от мощности слоя удобно на примере модели выклинивающегося песчаного слоя, заключенного в однородную глинистую среду (рис.1). При достаточной толщине слоя (справа) отражения от его кровли и подошвы разрешены; с уменьшением толщины импульсы от кровли и подошвы интерферируют, при этом максимальная амплитуда суммарного отражения наблюдается при толщине слоя  $\lambda/4$  [1].

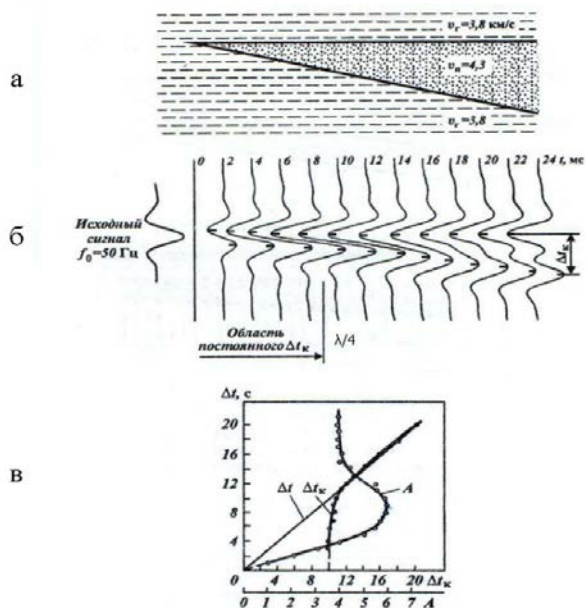


Рис.1. а - модель выклинивающегося пласта песчаника, б – волновое поле, характерное для выклинивающегося пласта, в – амплитудная и временная характеристики клина; временная мощность:  $\Delta t$  – истинная,  $\Delta t_k$  – измеренная

В реальных условиях разрешающая способность сейсморазведки зависит от параметров скорости, точности определения статистических поправок, частотного диапазона генерируемых и регистрируемых размеров бина, анизотропии скоростей, уровня сейсмического шума, поглощающих свойств изучаемой геологической среды.

Для увеличения вертикального разрешения необходимо уменьшать шумы, увеличивать точность определения скоростей и максимизировать ширину частотного спектра отраженных сигналов, для чего необходимо выполнять исследования, исключив группирование источников колебаний и сейсмоприемников, сократив размеры бина при обработке сейсмических материалов.

Оценим, каким образом воздействует методика полевых наблюдений и программные средства обработки на возможность регистрации сейсмических сигналов в широком спектре частот:

1. При выполнении полевых сейсмических работ с использованием вибраторов, как правило, генерируются сигналы в диапазоне частот  $1 \div 120$  Гц. В этом случае сейсмический сигнал обладает периодом  $T=17$  мс и длиной волны  $\lambda=T \cdot V=0,017 \cdot 5000 \text{ м/с}=85 \text{ м}$ . При такой длине волны возможно уверенное прослеживание слоев толщиной  $h=\lambda/4=21$  м. и более. При сигнале в диапазоне  $1 \div 140$  Гц (используется редко) длина волны  $\lambda=0,014 \cdot 5000=71$  м. В этом случае возможно прослеживание слоев толщиной  $h=\lambda/4=71/4=19$  м и более.

При использовании вибраторов «Nomad-65», способных генерировать сигнал в диапазоне  $1 \div 250$  Гц, предоставляется возможность прослеживать пласты толщиной  $h=\lambda/4=Tc \cdot V_{cp}/4=0,008 \cdot 5000/4=10$  м и более.

Однако при толщинах продуктивных пластов геологического разреза Самарской области, изменяющихся в пределах от 2,2 м до 8,8 м, проследить раздельно отражения от кровли и подошвы пластов при существующем техническом обеспечении сейсмических исследований невозможно.

2. Группирование сейсмоприемников с параметрами группы: база группы - 25 м, количество сейсмоприемников в группе – 12 с шагом между сейсмоприемниками 2,27 м, ограничивает возможности регистрации высокочастотной составляющей сейсмических сигналов. Для сохранения высокочастотной составляющей спектра рекомендуется использовать одиночные сейсмоприемники [2].

3. Отмечено, чтобы избавиться от поверхностных волн, целесообразно запускать свип-сигнал, генерируемый вибратором, используя вначале частоты  $7 \div 10$  Гц и увеличивать его конусность, что существенно ослабит возбуждаемые поверхностные волны.

4. Программные средства, используемые при прогнозе толщин пластов – LANDMARK, ИНПРЕС-5 обеспечивают уверенный прогноз слоев, обладающих толщиной  $h$  больше  $\lambda/4$ .

Согласно [1], толщины пластов можно определить и при  $h$  меньше  $\lambda/4$ , меньше  $\lambda/4$ , для чего необходимо использовать (измерять) амплитуды сигналов. В этой связи толщины пластов считаются прогнозными и не представляют значительной ценности.

5. При вводе кинематических поправок сейсмические сигналы на дальних каналах расстановки «растягиваются», т.е. период их увеличивается и разрешающая способность понижается. Эти каналы устраняются программными средствами, но в этом случае, уменьшается кратность прослеживания границ разреза (недостаток) и, таким образом, понижается уверенное прослеживание отражающих горизонтов.

6. При недостаточно точном определении статических поправок, спектр суммарных сигналов сокращается. Необходимо максимально точное определение статических поправок.

7. При обработке сейсмических материалов модификации 3D для исключения искажений формы поверхности отражающих горизонтов и выявления дизъюнктивных нарушений необходимо тестировать величину бина, выбирая минимально возможный бин, сохраняя при этом прослеживаемость отражений от границ слоев.

8. Поглощение сейсмических волн играет существенную роль в устранении высоких частот из спектра сейсмических сигналов и, соответственно, приводит к уменьшению разрешающей способности сейсмического метода. Согласно данным, опубликованным в «Справочнике геофизика», IV том, 1966 г., геологическая среда пропускает сигналы в диапазоне  $5 \div 80$  Гц.

При анализе эффективности прогноза пористости коллекторов возникают те же проблемы, что и при прогнозе толщин коллекторов, то есть заслуживают внимания результаты, полученные для пластов мощностью более  $\lambda/4$ . Результаты прогноза пористости пластов с толщиной менее  $\lambda/4$  можно считать ошибочными.

Возникает вопрос: как повысить детальность изучения внутреннего строения продуктивных пластов и выполнить количественную оценку состава и свойств пористых пород для обнаружения на этой основе ловушек нефти и газа разнообразного генезиса и размеров.

Эта задача решена коллективом авторов High-resolution seismic technology в Москве в составе: В.Л. Трофимов, В.А. Милашин, Ф.Ф. Хазиев и др [3, 4]. Ими разработана и широко применяется технология высокоразрешающей сеймики ВРС-Гео. На её основе решается довольно сложная и многогранная проблема извлечения из сейсмических данных информации о детальном строении реальной геологической среды, прежде всего о литологическом составе, коллекторских свойствах и



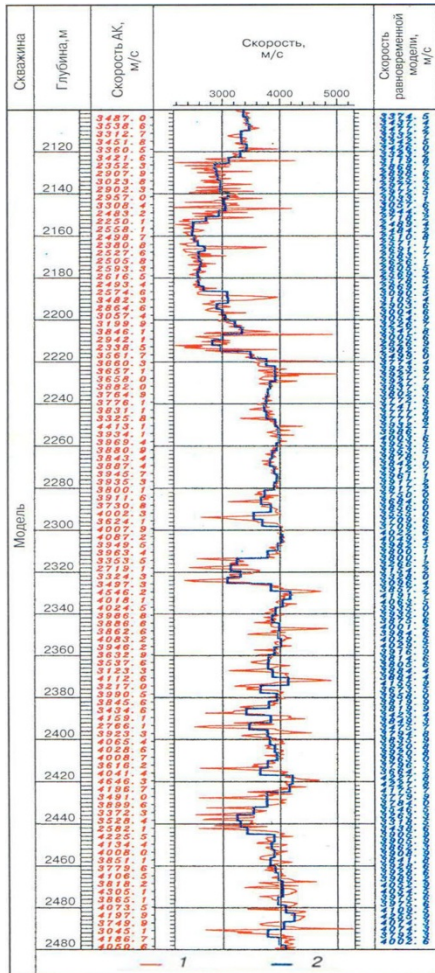
нефтегазоносности пород-коллекторов. К настоящему времени с применением этой технологии получен положительный опыт решения задач нефтяной геологии в различных сейсмогеологических условиях России (Предкарпатский прогиб, Западная Сибирь, Татарстан, пограничный кайнозойский бассейн Сахалина) и зарубежья (Саудовская Аравия, Болгария, Куба, Мьянма).

Для работы технологии ВРС-Гео необходимы следующие исходные данные:

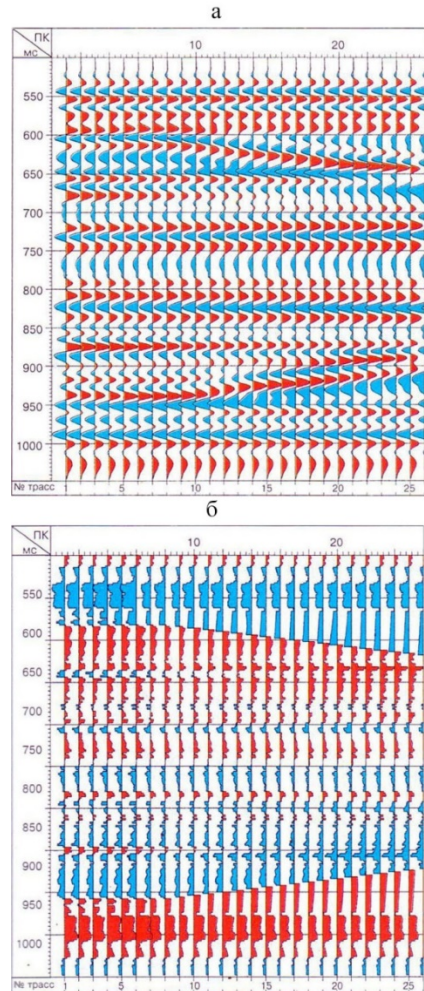
1. Акустические данные по разрезам глубоких скважин, расположенных на исследуемой площади (рис.2).

2. Материалы сейсмической съемки в модификациях 2D, 3D в виде мигрированных разрезов (рис. 3а).

Акустические данные пересчитываются в график скоростей через 2 мс. Случайные выборки импедансов из гистограмм, построенных по скважинным данным, многократно интерполируются посредством кригинга в каждую из этих точек с использованием вариограмм в пределах отдельных стратиграфических пространств. Таким образом, в каждой из этих точек создается множество локальных реализаций импедансов, по которым рассчитываются импульсные трассы. Импульсные трассы свертываются с сейсмическим импульсом, и из множества синтетических трасс выбирается трасса, наилучшим образом совпадающая с реальной сейсмической трассой.



*Рис. 2. Элемент акустических данных, использованный для формирования двумерной акустической модели разреза: 1 – реальная кривая*

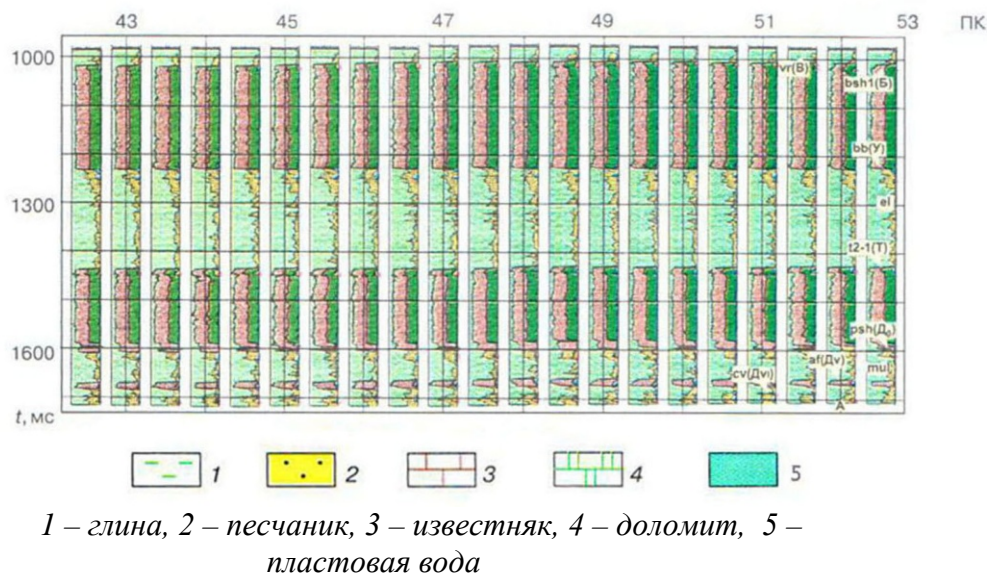


*Рис. 3. Результат обработки сейсмических материалов по технологии ВРС-Гео: а – модель синтетического волнового поля для тестирования процедуры восстановления акустической модели разреза, б – результат решения обратной динамической задачи сейсмики. Искомая акустическая модель разреза, восстановленная из синтетического волнового поля*

Разработанные таким образом способы обращения сейсмических записей позволяют повысить разрешающую способность сигналов в среднем на порядок, практическая вертикальная разрешенность изучаемого разреза для терригенных слоев составляет 3 – 4,5 м, для карбонатных – 5,5-6,5 м

Такая процедура решения обратной динамической задачи сейсмологии позволяет надежно восстановить модель разрезов эффективных коэффициентов отражения и акустических жесткостей (импедансов) с точностью шага дискретизации сейсмической записи по времени (2 мс).

Затем по уравнению среднего времени строятся прогнозные литолого-стратиграфические колонки с распределениями типа флюида для заданных вертикальных сечений в продуктивной части разреза. (рис.4)



*Рис. 4. Результаты прогноза для интервала отложений средний карбон – кристаллический фундамент прогнозных литолого-стратиграфических колонок в увеличенном масштабе для заданных вертикальных сечений*

Значительный интерес для геофизиков Самарской области представляют результаты сопоставления контуров нефтенасыщенности, полученные по данным технологии ВРС-Гео с традиционной сейсморазведкой по отложениям пашийского горизонта верхнего девона на одном из месторождений Татарстана. Это объясняется тем, что геологический разрез Самарской области имеет много общего с геологическим разрезом Татарстана. Результаты ВРС-Гео обладают большей информативностью об изучаемой площади (рис.5).

*Заключение:* Технология ВРС-Гео существенно дополняет традиционную сейсмическую информацию весьма важными для нефтяной геологии геологическими показателями.

Технология высокоразрешающей сейсмоки (комплексной интерпретации данных сейсморазведки и ГИС) позволяет:

- детально изучить внутреннюю структуру нефтеперспективных отложений, т.к. результаты исследований обладают большой разрешенностью и детальностью;
- на 2D-разрезах и 3D-кубах сейсмической записи изучить тонкослоистую структуру реальной геологической среды;
- обеспечить сохранение исходной (восстанавливаемой) динамики сейсмической записи;
- интерпретировать не временные (волновые) разрезы (time-section), а детальные разрезы параметров геологической среды;
- коррелировать отражающие границы нефтегазовых залежей по всей площади и прослеживать тектонические нарушения;
- предварительно оценить ресурсы углеводородов в нефтеперспективных отложениях.

Основная цель рассмотренной технологии – это повышение детальности изучения строения пластов-коллекторов и нефтегазовых залежей.

Рассмотренная методика имеет следующие преимущества:

- повышение достоверности обнаружения нефтеперспективных объектов;
- сокращение объемов непродуктивного бурения и, соответственно, материальных затрат;
- и в итоге повышение эффективности геологоразведочных работ.

Таким образом, с целью решения тонких и сложных задач нефтяной геологии, направленных на изучение отложений нефтегазоносного комплекса нижнего и среднего карбона, среднего и верхнего девона на территории Самарской области рекомендуется предусмотреть широкое проведение исследований с использованием разработанной технологии ВРС-Гео.

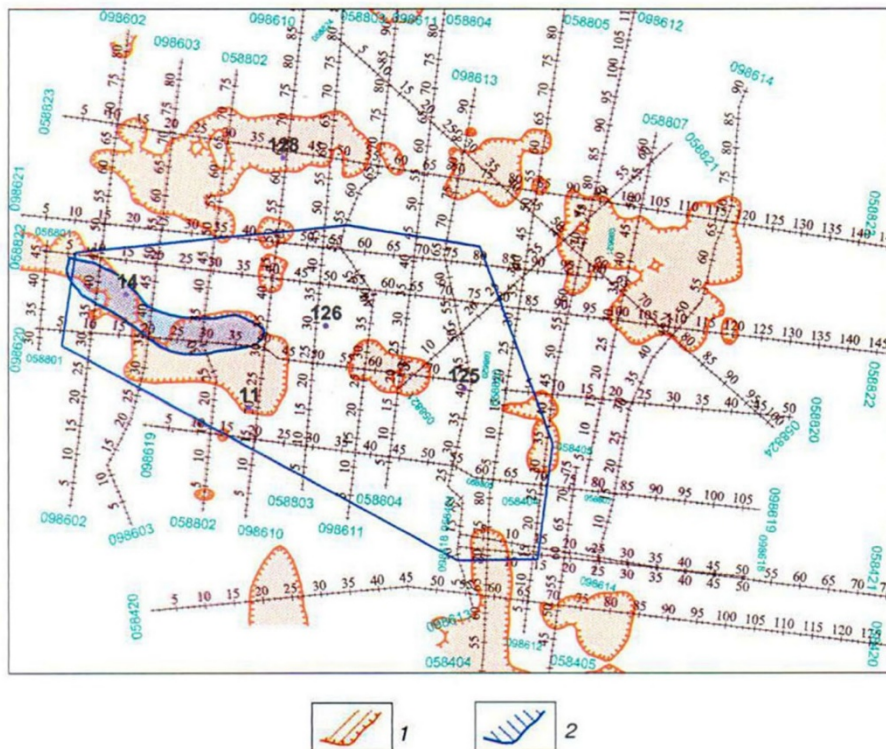


Рис.5. Пример сравнения контуров нефтенасыщенности, полученных по данным технологии ВРС-Гео и других геофизических организаций для отложений пашийского горизонта D3rsh (D0, D1): контуры значимого нефтенасыщения отложений: 1 - по технологии ВРС-Гео, 2 - по данным других геофизических организаций.

### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Воскресенский Ю.Н. Полевая геофизика». М:Недра, стр. 274 - 276
2. Корягин В.В. Геосейсмические модели и волновые поля. Изд-во Самарского НИЦ РАН. 2000. – 312 с.
3. Трофимов В.Л., Хазиев Ф.Ф. Количественный прогноз вещественного состава и нефтегазонасности пористых фаций методами высокоразрешающей сейсмики. Геофизика: Технологии сейсморазведки: Спецвыпуск. – 2002. – С. 130–102.
4. Трофимов В.Л., Хазиев Ф.Ф. Модельные исследования результатов решения обратной динамической задачи сейсмики. Геофизика: Технологии сейсморазведки – II. – 2003. – С. 27–37.
5. Телфорд В.М., Шерифф Л.П. и др. Прикладная геофизика. М:Недра, 1980.

## ЭПОХИ НАКОПЛЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ В ФАНЕРОЗОЙСКОЙ ИСТОРИИ СРЕДНЕГО ПОВОЛЖЬЯ

*М.П.Бортников, В.В.Гусев*

*Самарский государственный технический университет,  
г. Самара, Россия,  
[vlgusev53@mail.ru](mailto:vlgusev53@mail.ru)*

Органическое вещество в рассеянном состоянии широко распространено в фанерозойском разрезе Среднего Поволжья. Однако здесь выделяется несколько толщ значительной его концентрации. Это позволяет говорить о наличии чётко выделяющихся эпохах накопления органики: верхнедевонской, нижнекаменноугольной, верхнеюрской, плиоценовой, современной.

Изучение этих эпох и отложений образованных в течении их, в последнее время, стало интересовать геологическую общественность, в связи с проблемами поисков, разведки и разработки нетрадиционных углеводородов. Кроме того, появившиеся в последнее время технологии горизонтального бурения, подземного выщелачивания и гидроразрыва пластов открывают широкие возможности добычи из толщ, даже незначительной мощности, которые имеются, в том числе, и на территории Самарской области.

В печати последнего времени появлялись материалы по изучению тех или иных эпох. Мы попытались собрать большинство опубликованных данных. Ниже приводится описание отложений, характеристика осадконакопления, оцениваются перспективы с целью добычи нетрадиционных углеводородов [1].

### *Верхнедевонская эпоха*

Последняя сводка о верхнедевонских органических образованиях, к которым относятся доманиковые отложения составлена Манасяном А.Э. и Фроловым Н.А. [1].

Доманиковые отложения являются в Поволжье нефтематеринскими породами. Под термином «доманик» понимается толща переслаивания битуминозно-карбонатных пород с прослоями горючих сланцев, отличающаяся специфическим комплексом органических остатков. В настоящее время понятием «доманик» обозначают не только отложения доманикового горизонта среднего франа, но и разновозрастные породы «доманикового» облика.

Основные параметры доманиковых отложений:  $C_{орг}$  - 3-24%; тип керогена - 2, 2S; градиент давления 11,4-12,4 кПа/м; состав пород: карбонаты - 38-54%, глина - 5-9%, кремнистые - 17-49%; пористость - 1-10; глубина 2000-3200 м; мощность 40-150 м; плотность нефти - 43<sup>0</sup>API. Согласно этим данным и анализу аналогичных разрабатываемых месторождений, доманиковые

отложения Самарской области удовлетворяют всем критериям целесообразности разработки нетрадиционных ресурсов сланцевой

*Нижнекаменноугольная эпоха*

По данным специалистов ВНИГРИ Уголь М.И. Логвинова (2008) северная часть Самарской области расположена в пределах Камской площади, а центральная и южная в пределах Ульяновско-Саратовской площади перспективной на уголь.

С точки зрения угленосности интерес представляет терригенная толща верхней части турнейского яруса, бобриковского и нижней части тульского горизонтов. В центре Камско-Кинельской впадины мощность толщи превышает 430 м, сокращаясь к бортам до 20-50 м. Максимальная мощность в Самарской области по нефтеразведанным площадям: Горькоовражной, Малиновской, Радаевской, Мухановской - до 450 м, на других площадях 10-50 м. Углистое вещество встречается на Самарской Луке.

Образование угленосных осадков происходило в сложной и фациально разнообразной обстановке. Большая часть Самарской области представляла собой низинную равнину, на которой в многочисленных болотах и озерах, а также в дельтах рек накапливался растительный материал.

Угольное вещество прослеживается в виде тонкораздробленного материала, обугленных растительных остатков разных размеров и в виде пластов углей и углистых сланцев мощностью 0,01-6,75 м и даже 10 м. Угольные пласты пористого строения мощностью не более 2 м пользуются наибольшим распространением. В разрезе присутствуют обычно один-два, реже три-четыре пласта угля или углистого сланца (в зоне Камско-Кинельской впадины иногда до 7-12). Глубина залегания верхнего пласта угля 1100-1650 м.

Характер угольных пластов и залежей обусловлен частой сменяемостью условий осадкообразования, зависящих от колебательных движений земной коры, рельефа местности и климата.

Угли в основном относятся к типу переходных от бурых к каменным; по большинству свойств они ближе к каменным. Каменные угли гумусовые, реже сапропелитово-гумусовые. По выходу летучих веществ они близки к марке длиннопламенных [2, 3].

Угольные пласты Самарской области могут быть перспективны для добычи природных газов. Метанугольная отрасль в настоящее время развивается в нашей стране только на Кузбасе. ООО «Газпром добыча Кузнецк» успешно эксплуатирует Талдинское месторождение методом гидроразрыва пластов.

*Верхнеюрская эпоха*

В Самарской области горючие сланцы залегают среди отложений отложений волжского региона относящегося к титонскому ярусу верхней юры.

Сланцы долгое время разрабатывались подземным способом на Кашпирском и Дергуновском месторождениях и использовались в качестве энергетического топлива (в основном для работы Сызранской ТЭЦ). Побочными продуктами переработки сланцев были фенолы, дубитель, толуол, нафталин, мазут т.д. На базе сланцевых отходов и перегоревшей в терриконах сланцевой массы действовал Кашпирский завод теплоизоляционных изделий, выпускающий минеральную вату и изделия из нее - маты, полужесткие и жесткие плиты, аглопоритовый щебень который использовался в качестве наполнителя бетона.

В настоящее время кашпирские сланцы разведываются с попутной добычей подземным способом ЗАО «Медхим» (г. Сызрань). Из сланцев получают медицинский ихтиол, пластификатор, сульфихтиол, натрийихтиол.

Сланцы в Самарской области распространены на значительных площадях (порядка 27000 км<sup>2</sup>). Залегают они на глубинах 100-300 м. Перекрываются меловыми, палеогеновыми, неогеновыми и четвертичными отложениями. Мощность сланцевых толщ не велика, и может достигать 20 м. Сланцевая толща представлена горизонтами горючего сланца мощностью от 0,1 до 7 м с прослоями и слоями темно-коричневых, чёрных, серовато-коричневых глин. Содержание керогена в сланцах 17,36-34,73%. Наиболее хорошо сланцевая толща разведана в пределах месторождений в Сызранском и Большеглушицком районах. Наименее разведанными являются Безенчукский, Приволжский, Ставропольский, Нефтегорский, Алексеевский и некоторые другие районы.

Таким образом, по предварительным оценкам, самарские горючие сланцы могут относиться, по содержанию керогена, к III типу месторождений. Площадь распространения сланцев значительная. Глубины залегания сланцев невелики (до 300 м). Залегание сланцев среди глин, говорит о хорошей изолированности пластов и скорее всего о повышенном давлении газов. Недостатком их может являться малая мощность и нахождение в пределах основных водоносных горизонтов [4].

*Плиоценовая эпоха*

Отложению неогеновых осадков предшествовал длительный этап континентального режима, в течение которого была выработана сеть глубоко врезанных древних долин. В миоцене произошло переуглубление и разработка ранее заложенных долин, в силу чего, осадки древнее миоценовых в пределах эрозионных долин не обнаружены. С конца миоцена началось заполнение долин и нивелировка ранее выработанного рельефа миоцен-плиоценовыми образованиями различного фациального состава. В условиях сложной тектонической обстановки накопление осадков шло пульсационно,



переменяясь с размывами. В общем, долины заполнялись континентальными, пресноводными, сероцветными, аллювиальными и озёрно-аллювиальными и озёрно-болотными образованиями.

В составе неогеновых отложений выделяется шешминская свита верхнего миоцена, челнинская свита нижнего плиоцена и сокольская свита верхнего плиоцена.

Сокольская свита заполняет палеодолины всех рек. Свита залегает со стратиграфическим несогласием на челнинских осадках или на палеозойских и мезозойских образованиях. Подошва свиты в центральной части Самарской области, залегает на абсолютных отметках от минус 33 м до плюс 32 м. Наиболее глубокое залегание наблюдается в палеодолине Волги. Кровля сокольских образований залегает на абсолютных отметках от плюс 2 до плюс 72 м. Она полностью перекрыта четвертичными образованиями. Минимальная вскрытая мощность свиты 8 м, максимальная вскрытая мощность 67 м.

Свита литолого-фациально изменчива. Сложена пресноводными, сероцветными аллювиальными, алевритами, озёрно-аллювиальными и озёрно-болотными образованиями: глинами, песками, суглинками, алевритами, алевролитами. Среди отложений свиты встречаются слои сапропелитового угля чёрного, плотного, слоистого. Эти отложения были описаны на абсолютной отметке 16,4 м (на глубине 31 м). Мощность их достигает 2 м. Угли подобны таким же на Чиршилинсом и Юкси-Такерменсом месторождениях Татарстана. Угли бурые марки Б.

Подобные отложения можно встретить и в других участках палеодолины. Месторождения угля могут разрабатываться методами подземной газификации.

#### *Современная эпоха*

Самарская область располагает запасами торфа, сапропеля и ОМО (органоминеральных отложений). Приурочены они к участкам современных озёрно-болотных отложений, которых много в долинах рек. Учтено 120 месторождений. Некоторые из них ранее разрабатывались в 30-40-е годы XX века как топливно-энергетическое сырьё.

К сожалению, сегодня эти месторождения остаются невостребованными несмотря на то, что эти полезные ископаемые являются активными и недорогими природными органическими удобрениями, внесение которых в почвы ведет к повышению урожайности, особенно в районах, где они истощены гумусом. Кроме того, при переработке торфа возможно получение многих ценных биохимических препаратов, и в первую очередь кормовых дрожжей, различных ростовых веществ, биостимулятора ризоторфина и других веществ [5].

Естественно, недостаточность данных по перечисленным отложениям в Самарской области вносит большую неопределенность в оценку их перспектив. Поэтому для более качественной оценки необходимо провести еще целый комплекс исследований.

### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Гиляев Г.Г.* Разработка нефтяных месторождений Самарской области: от практики к стратегии / Гиляев Г.Г., Исмагилов А.Ф., Манасян А.Э., Хамитов И.Г., Папухин С.П. - Самара: изд-во "Нефть. Газ. Навации", 2014. - 368 с.
2. *Марковский Н.И.* Угленосность нижнего карбона Среднего Поволжья и Заволжья. В кн.: Второе угольное геол. совещ. при Лабор. геологии угля АН СССР. Тезисы докл. М.-Л., 1955, стр. 141-143
3. *Шубаков Г.Н.* Угленосность нижнего карбона Куйбышевской области. - В кн.: Стратигр., литол. и угленосность карбона Татарии и соседи, обл. КГУ, 1968, с.30-50.
4. *Гусев В.В., Бортников М.П., Коновалова А.А.* О перспективах нефтегазоносности юрских и меловых отложений Самарской области. Ашировские чтения. Труды IX Международной научно-практической конференции. Том 1. Самара 2014. С.205-208.
5. *Бортников М.П.* Геология Самарской области. Учебное пособие. Самар. гос. техн. ун-т. Самара, 2010. 112 с.

### ТРУДНОСТИ ИЗУЧЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ТЕРРИГЕННОГО ДЕВОНА БУЗУЛУКСКОЙ ВПАДИНЫ

*Н.М. Прилипко, В.В.Гусев*

*СамГТУ, Самара, Россия,  
n.prilipko@yandex.ru*

В настоящее время актуальной является задача поиска, разведки и разработки месторождений терригенного девона Бузулукской впадины.

Геологическое строение разреза этого комплекса значительно сложнее, чем на других территориях провинции:

- большие глубины залегания (от 4500 до 5500 м), поэтому породы, слагающие комплекс, сильнее подвержены вторичным процессам: уплотнены, перекристаллизованы, окварцованы;
- вопреки названию значительную часть комплекса составляют карбонатные коллекторы (пласты серии DV);
- промышленно нефтеносными являются коллекторы с крайне низкими коэффициентами пористости от 3,5%;
- песчаные пласты (D<sub>II</sub>, D<sub>III</sub> и D<sub>IV</sub>) характеризуются преимущественно

уплотненными разностями, сильно окварцованы, метаморфизованы;

- несколько отличаются от общепринятых значения  $\Delta T_{\text{ск}}$  и  $\delta_{\text{ск}}$  в карбонатах афонинского надгоризонта.

Сложное геологическое строение разреза сильно осложняет технологию проводки скважин. Из-за аномально высокого горного давления увеличивается диаметр скважин против карбонатных и песчаных коллекторов (стенки скважины «выстреливают»). Все это влияет на проведение промыслово-геофизических исследований, затрудняет интерпретацию геофизических материалов.

Название терригенный девон является весьма условным (рис.1).

В тиманском горизонте встречаются от одного до четырех карбонатных реперов. Первый репер – «Кинжал», именно по подошве кинжала разделяются тиманский и пашийский горизонты. В пашийском горизонте карбонатов нет. В муллинском горизонте выделяется репер – «Черный известняк», иногда замещенный алевролитами. По его подошве определялся раздел муллинский-ардаатовский. В ардаатовском горизонте выделяется региональный репер – известняк «Остракодовый» или «Средний». В воробьевском горизонте выделяется репер – «Фонарик» - одно-дву-трехрогий известняк. Пласт ДІV-II может быть карбонатным. Большие толщины составляют карбонаты афонинского надгоризонта. В кровле терригенного девона проходили процессы размыва (в ряде участков нет отложений тиманского, пашийского горизонтов). Отложения афонинского надгоризонта представляют наибольшую трудность при обработке и интерпретации. Однако с использованием дополнительных методов (АКШ, ГГКП, литоплотностной каротаж, ННК, ННКнт, испытатель пластов на трубах и сверлящий грунтонос) заключения по обязательному комплексу становятся более достоверны. Одна из трудных задач в интерпретации материалов ГИС — определение коллекторских свойств продуктивных пластов: Кп, Кпр, Кгл. По имеющимся материалам определено, что лучшие коллекторские свойства у пластов ДІІ, ДІІІ и ДІV Зайкинского месторождения. Поэтому геолого-геофизические характеристики этих пластов были приняты за основу. В то же время следует отметить недостаточный объем промысловых исследований по продуктивности, гидропроводности, подвижности, проницаемости пластов.

Высокие притоки нефти в продуктивных пластах ДІІІ, ДІV, ДV на Зайкинского месторождении связаны не только (и не столько) с емкостными свойствами ( $K_p \gg K_{пКР}$ ), а и с высокими коэффициентами песчанистости – долей коллекторов  $\sim 0,8$  и с высокими показаниями параметра насыщения  $R_n$ , связанного с проницаемостью. Связь параметра насыщения с коэффициентом проницаемости обоснована. В скважинах Куцебовской площади (рис.1) при хороших емкостных свойствах ( $K_p > K_{пКР}$ ) притоки нефти значительно ниже, чем на

Зайкинской площади. Это связано с низким коэффициентом песчаности и снижением параметра насыщения. Изучение залежей (пластов) должно основаться на анализе карт: эффективных нефтенасыщенных толщин, коэффициентов пористости, коэффициентов песчаности, а также параметра насыщения, с которым связана проницаемость.

При этом, в условиях Бузулукской впадины ключевую позицию занимает детальная корреляция при выделении реперов, реперных границ, стратиграфических единиц, идентификации пластов, пропластков и непроницаемых разделов между ними, а также прослеживание их по площади.

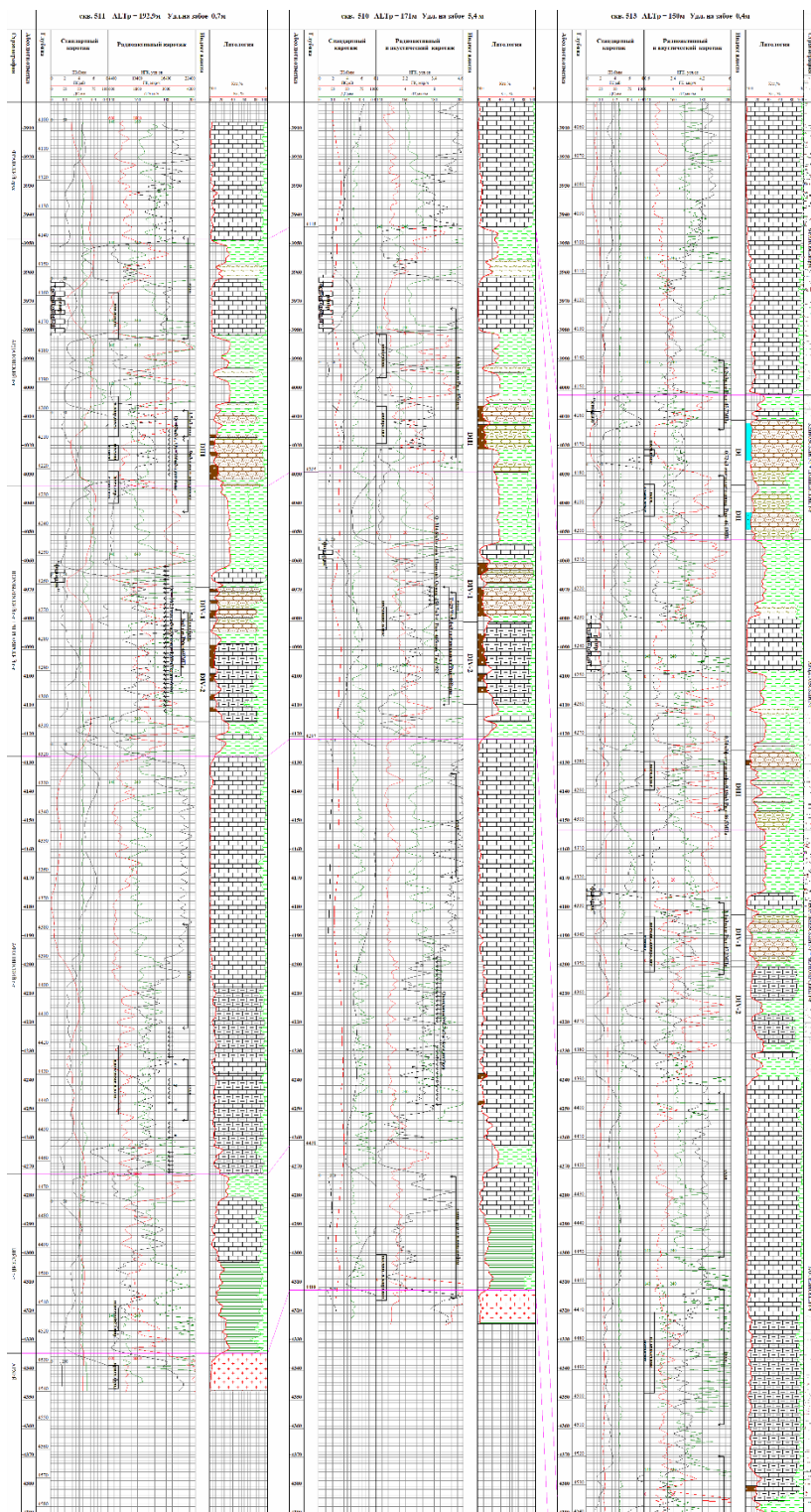


Рис.1 Схема корреляции отложений терригенного девона на Куцубовской площади по линии скв. 511-510-513.

**БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК**

1. *Ипатов А.И., Кременецкий М.И.* Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. – М.: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика» 2005.
2. *Латышова М. Г., Мартынов В. Г., Соколова Т. Ф.* Практическое руководство по интерпретации данных ГИС. – М.: Недра, 2007.
3. *Прилипка Н.М., Сафин И.Г., Сомкова Т.А.* Некоторые особенности интерпретации комплекса ГИС в сложных геолого-геофизических условиях Бузулукской впадины. Недра Поволжья и Прикаспия: выпуск 5, август 1993.-с. 53 -56.

**ФОРМИРОВАНИЕ КОНДУРЧИНСКОЙ КОЛЬЦЕВОЙ СТРУКТУРЫ**

*Д.В.Курбатов*

*СамГТУ, г. Самара, Россия*  
[stremlenie k@mail.ru](mailto:stremlenie_k@mail.ru)

Кольцевые структуры или структуры центрального типа (СЦТ) являются фундаментальной особенностью строения Земли. С кольцевыми структурами связывают распространение различных полезных ископаемых, в частности нефть и газ. По результатам обработки высококачественных космических снимков (Милосердова Л.В., 2012г.) была выявлена закономерная приуроченность месторождений – гигантов (Тенгиз, Ромашкинское, Чиконтепег, Боливар и др.) к кольцевым структурам. При многочисленных описаниях СЦТ различной генетической принадлежности: от метеоритной (Попигайская кольцевая структура) до магматогенной и тектоногенной (Нурин-Хагская кольцевая структура), не менее половины из всех известных остаются «неопознанными» геологическим объектами. В настоящее время в пределах СЦТ закономерности образования и размещения полезных ископаемых, в том числе нефти и газа, остаются практически невыясненными, так как геодинамические условия и механизм их образования трактуются неоднозначно. Понимая всю важность решения данной проблемы, В.Е. Хаин одну из глав своей книги «Основные проблемы современной геологии» (2003г.) назвал «Загадки кольцевых структур».

Систематическое изучение кольцевых структур связано в основном с появлением материалов космической фотосъемки поверхности Земли и разработкой методов их геологического дешифрирования с целью поисков месторождений полезных ископаемых. В 70-80-х гг. XX века было опубликовано множество работ о связи кольцевых структур с нефтегазоносностью, в частности по Волго-Уральской нефтеносной области

написаны статьи В.П. Степановой (1982г.), Г.А. Габриэлянцем (1984г.). Со временем интерес к нефтегазоносным кольцевым структурам угас, поскольку геологический материал и данные бурения в ряде случаев входили в противоречие с информацией, полученной по космическим снимкам.

В последнее время в связи с установлением вертикальной петрофизической расслоенности земной коры и мантии, выражающейся в чередовании зон уплотнения и разуплотнения, возникли новые предпосылки для изучения нефтегазоносных СЦТ. Зоны разуплотнения насыщены флюидами, вертикальная и горизонтальная миграция которых активизируется при современных тектонических движениях. Такие флюидные скопления были названы известными учеными по-разному: флюидоизированными очагами (Б.М. Валяев, А.Н. Дмитриевский, И.А. Володин, 1994г.); очагами разуплотнения, насыщенными флюидами, или вместилищами природных растворов и расплавов (Б.М. Соколов, 1982г.). За рубежом сходные объекты называют «газовыми трубами» по аналогии с известными алмазоносными трубками взрыва. При этом величина тепломассопереноса по каналам флюидовторжения настолько велика, что высказывается мнение о возобновляемости запасов нефти и газа на известных отработанных месторождениях Грозненского и Волго-Уральского регионов (В.Д. Скарятин, М.Г. Макарова, 2008г.).

При исследовании пород фундамента Южно-Татарского свода на территории Татарстана В.А. Трофимовым и другими исследователями были выделены интересные закономерности в размещении нефтяных месторождений, основывающихся на радиально-концентрическом строении территории. Выделенный на основе системного анализа геофизической и аэрокосмической информации региональный центр характеризуется рядом дуговых, чётко прослеживающихся концентрических линеаментов с разными радиусами их расположения от центра. Центральная зона данного центра устанавливается в северной части Самарской области, на приграничной с Татарстаном территории, в районе посёлков Шентала и Черемшан. В связи с этим В.А. Трофимов назвал данную структуру Шенталино-Черемшанским радиально-кольцевым образованием.

Ранее на данной территории различными учёными (В.П. Степанов, В.В. Муравьёв, В.К. Александров, В.А. Николенко и др.) также выделялось кольцевое образование, правда, оно выделялось под различными названиями (наиболее известное, Кондурчинская кольцевая структура) и имело различные радиусы, и положение центральной части.

В.А. Трофимов также отмечает наличие радиальных приподнятых зон на территории Южно-Татарского свода, расходящихся из единого центра, которые хорошо просматриваются на

тектонической схеме палеозойского осадочного чехла юго-востока Татарстана и севера Самарской области (рис. 1). В.А. Трофимов также проанализировал региональный сейсмический профиль 1-Г, который проходит в данном районе, с точки зрения выявления кольцевого образования на больших глубинах, чем осадочный чехол. Сделан вывод, что: «... региональный сейсмический профиль 1-Г проходит, практически, через центральную часть Шенталино-Черемшанского радиально-кольцевого образования, смена характера волнового поля, на временах, соответствующих кристаллическому фундаменту, происходит, когда профиль заходит на эту структуру. В интервале профиля 20-35 км появляются интенсивные наклонные оси; в осадочном чехле этим осям, как правило, соответствуют субвертикальные зоны трещиноватости, отображающие кольцевые нарушения в осадочном чехле (рис. 2)».

Подводя итоги своим исследованиям Шенталино-Черемшанского радиально-кольцевого образования, В.А. Трофимов делает следующие выводы:

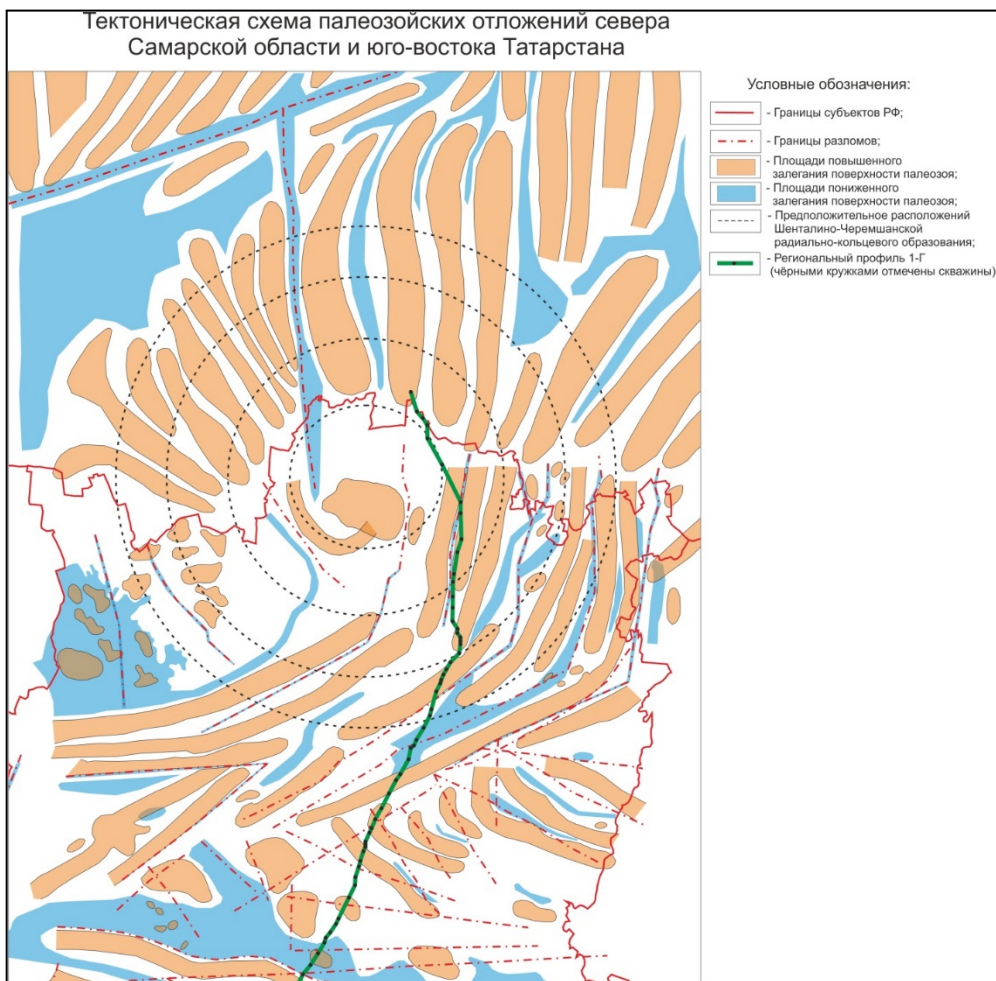
1. Шенталино-Черемшанская кольцевая структура является крупнейшей, доминирующей геологической структурой в северной части Самарской области и на прилегающих территориях Татарстана и Ульяновской области.

2. Данное образование имеет ярко выраженную глубинную природу происхождения.

3. Основываясь на установленном ранее радиально-кольцевом расположении нефтяных месторождений, можно сделать вывод о том, что Шенталино-Черемшанская кольцевая структура сыграла определяющую роль в формировании месторождений УВ.

В 1997-2000 гг. на территории Самарской области проводились региональные сейсмические исследования по изучению осадочного чехла и верхней части фундамента. Было отработано два региональных профиля, один из которых (региональный профиль 1-Г) проходил в районе исследований. Данные сейсмические исследования позволили изучить геологический разрез на глубину до 17 км (профиль 1-Г). При проведении данных работ на территории Южно-Татарского свода были выделены прослеживающийся цуг крутопадающих в северном направлении осей синфазности на глубинах более 2,5 км, образующих отрицательную структурную форму, которая не находит явного отображения по поверхности кристаллического фундамента и вышележащему осадочному чехлу. Также были выделены глубинные разломы, характеризующиеся областью разуплотнения. Выделяется определённая закономерность в расположении глубинных разломов и зон разуплотнения, а также интенсивная расслоенность пород фундамента, которую связывали с большим количеством разломов и активными тектоническими процессами (образование Серноводско-Абдулинского авлакогена и др.).





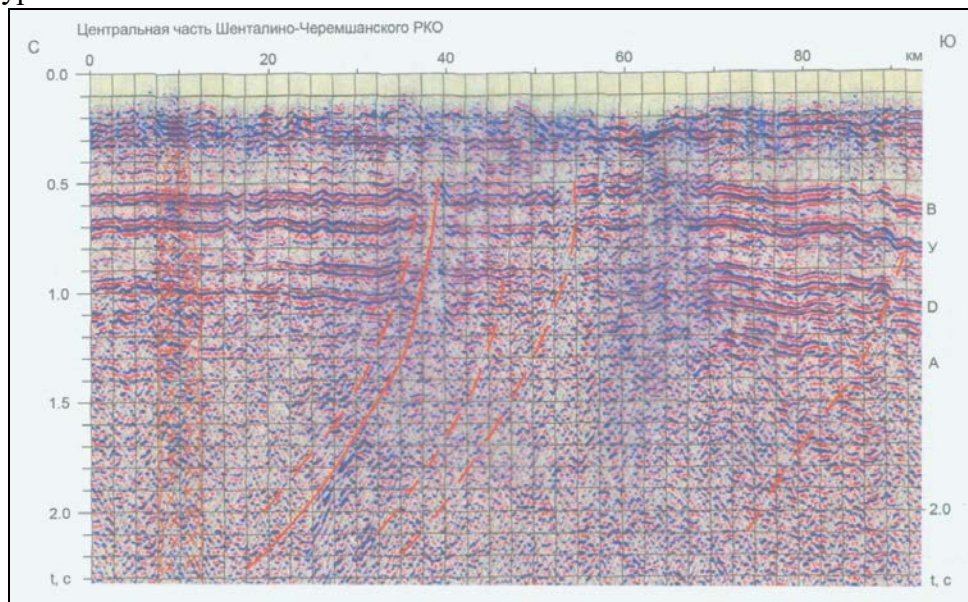
*Рис. 1. Тектоническая схема палеозойских отложений севера Самарской области и юго-востока Татарстан.*

При анализе радиально-кольцевой зональности выделенной ранее Трофимовым и другими исследователями на территории Самарской области, была рассмотрена карта расположения нефтяных месторождений на северо-востоке Самарской области (рис. 3).

При изучении расположения нефтяных месторождений можно выделить некоторую закономерность: кольцевое расположение месторождений достаточно уверенно наблюдается в центральной части Шенталино-Черемшанской радиально-кольцевой структуры (Кондурчинская кольцевая структура), и эта закономерность постепенно исчезает с удалением от центра.

На этой же территории была проанализирована схема развития пород поверхности фундамента. Можно выделить интересные закономерности в размещении гранитоидов и разломов, которые

образуют концентрическую структуру. Так же была рассмотрена тектоническая карта палеозойских отложений. На ней можно выделить центральную часть Шенталино-Черемшанской радиально-кольцевой структуры (Кондурчинская кольцевая структура). Дальнейшее выделение кольцевых объектов условно, что связано, скорее всего, со сложным геологическим строением (границы тектонических элементов, развитие Серноводско-Абдулинского авлакогена и др.) в южной части кольцевой структуры.

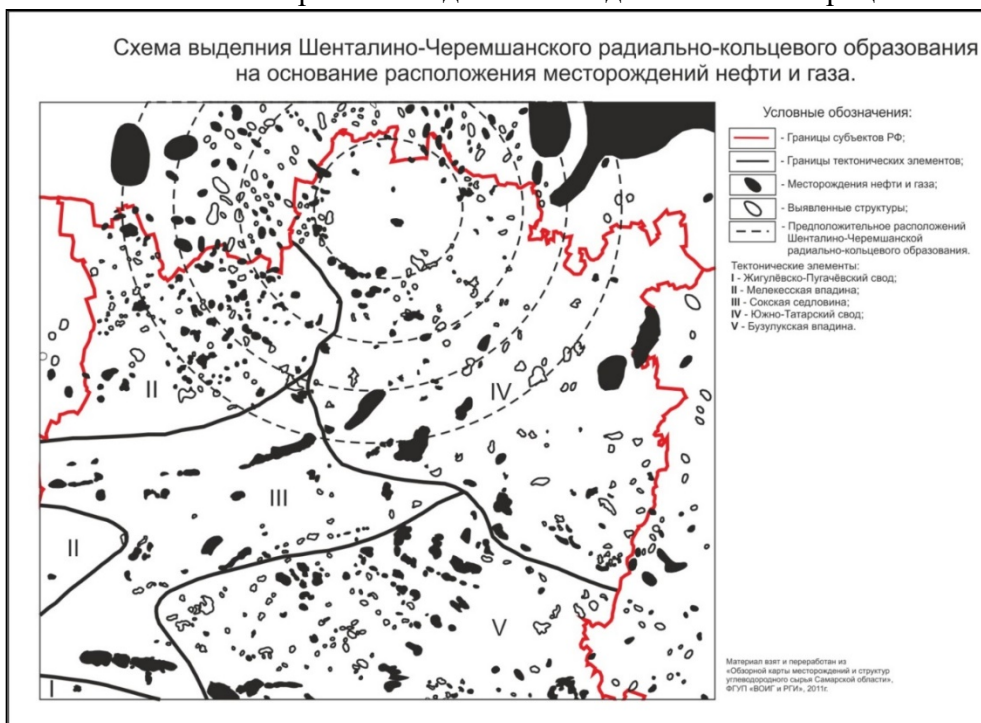


*Рис. 2. Строение верхней части земной коры в районе Шенталино-Черемшанского РКО, региональный профиль 1-Г, Самарская область.*

В связи со сложным геологическим строением трудно говорить о чётком выделении Шенталино-Черемшанской радиально-кольцевой структуры, кроме центральной её части, а именно – Кондурчинской кольцевой структуры, на севере Самарской области.

Представляет интерес рассмотреть возможный способ формирования данной кольцевой структуры. Сложно сказать о времени возникновения и развития кольцевой структуры. Возможно, начало её развития относится к концу архея – началу протерозоя (возрасту формирования известных интрузивных тел). Именно в это время закладываются глубинные разломы. В дальнейшее время, вплоть до конца палеозоя (пермская система), происходит постепенное угасание активности кольцевой структуры. Трофимов В.А. предполагает, что кольцевые глубинные разломы представляют собой конические поверхности, прослеживающиеся на дневной поверхности и имеющие различные радиусы, а радиально-кольцевые образования являются системой вложенных друг в друга конусов.

Наиболее вероятной концепцией формирования Кондурчинской кольцевой структуры по-видимому является концепция образования структуры. Проблема вихревых структур в геологических процессах впервые озвучена китайским учёным Ли Сы-гуанном в 20-е гг. XX века 30 лет сформулирована им в качестве научной гипотезы, в которой на большом фактическом материале обосновывается существование структур, являющихся результатом сдвигов, возникающих при вращении отдельных масс земной коры. В последние годы появилось большое количество данных о существовании структур поворотного, крутильного, вихревого типов в геологической среде Земли и других планет. Анализ деформации геологических и тектонических полей показывает, что образование таких вихревых структур в земной коре и их генезис является прямым следствием геодинамических процессов.



*Рис. 3. Схема расположений нефтяных месторождений и попытка выделения кольцевой структуры.*

«Закрученные» структуры на геологических и тектонических картах разного масштаба часто проявляются в виде разновозрастных систем сдвиговых деформаций, которые наблюдаются и вдоль границ структур, и в пределах их внутренних областей в виде спиральных (кольцевых или дуговых) и вихревых (в том числе радиальных) структурно-кинематических и тектонических рисунков. Повсеместно наблюдаемые чередования разномасштабных структур растяжения или

сжатия в виде определённых систем можно рассматривать как региональные зоны сдвиговых деформаций. Именно данные зоны деформации и являются зонами возникновения «закручивания» структур (рис. 4).

В районе Южно-Татарского свода и вблизи него развиты системы валов и прогибов, которые и будут являться зонами сдвиговой деформации, а их закономерное размещение на территории Татарстана и Самарской области, чётко показывает форму вихревой структуры.

Из всего вышесказанного можно сделать следующие выводы:

1. Шенталино-Черемшанская кольцевая структура является главной геологической структурой на территории Южно-Татарского свода и восточной части Мелекесской впадины.

2. Выделяется радиально-кольцевая закономерность расположения нефтяных месторождений в Шенталино-Черемшанской кольцевой структуре, что говорит о определяющей роли данной структуры в формировании месторождений.

3. Шенталино-Черемшанская кольцевая структура имеет явную глубинную природу происхождения, а время формирования с конца архея – начала протерозоя до конца палеозоя.



*Рис. 4. Схема возникновения «закручивания» в районах сдвиговой деформации.*

### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Отв. исполнитель: Шестакова Л.И. Результаты региональных сейсмических работ МОГТ в Самарской области в 1997-2000гг. Текст отчёта и граф. приложения. ОАО СНГЕО, 2000г.

2. Хаин В.Е., Михайлов А.Е. Общая геотектоника. Учебное пособие для вузов, М.: Недра, 1985г.
3. Хаин В.Е. Основные проблемы современной геологии. М.: Недра, 2003г.
4. Трофимов В.А. Глубинные региональные сейсморазведочные исследования МОГТ нефтегазоносных территорий. М.: ГЕОС, 2014г.
5. Малыхин М.Д., Гафаров А.И. О возможных тектонических нарушениях в платформенных условиях по данным сейсморазведки. Статья, Известия Самарского научного центра РАН, Специальный выпуск «Проблемы нефти и газа», 2006г.

УДК 553.98 (470.43)

## **ТЕКТОНИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ СОКСКОЙ СЕДЛОВИНЫ В СВЯЗИ С ПЕРСПЕКТИВАМИ ГЕОЛОГОПОИСКОВЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ**

*Б.З. Даниелян, И.С. Кирсанова*

*Самарский Государственный Технический Университет,  
г. Самара, Россия,  
lvova\_irina077@mail.ru*

### **ОСОБЕННОСТИ ТЕКТониКИ**

Тектонический фактор является главенствующим как в процессах структурообразования, так и в создании благоприятных условий для миграции и аккумуляции углеводородов и формирования залежей нефти и газа. С этих позиций наряду с совершенствованием методики подготовки локальных структур необходимо выполнить анализ палеоструктурных, палеотектонических и геодинамических историй развития перспективных нефтегазоносных регионов, чтобы добиться ощутимого улучшения результатов геологоразведочных работ на нефть и газ.

Одним из аспектов упомянутой задачи является всестороннее изучение палеотектоники Сокской седловины для выбора перспективных направлений геолого-поисковых работ на нефть и газ.

Сокская седловина, как структура I порядка, единственная, которая почти целиком расположена на территории Самарского Поволжья. Как сочленяющая структура седловина в виде своеобразной приподнятой зоны разделяет Мелекесскую и Бузулукскую впадины (Рис. 1).

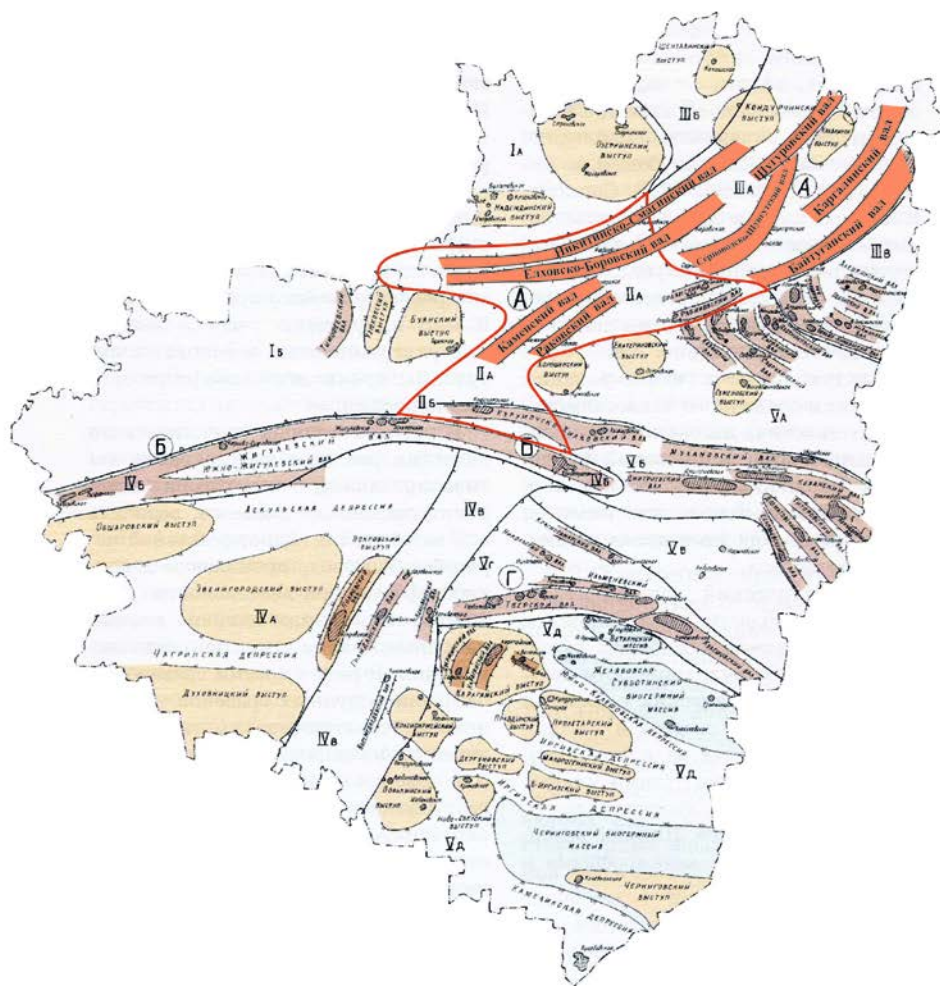
Общий структурный рисунок Сокской седловины по верхнему тектоническому плану создают известные в геологической литературе по нефти и газу Сокско-Шешминские дислокации, которые представлены кулисообразно сочленяющимися валами северо-восточного восточного простирания (Рис. 2).

Сокско-Шешминские дислокации выражены по опорным горизонтам перми, с крутыми флексуорообразными юго-восточными крыльями (Рис.3). Амплитуда крутого крыла превышает 150 м. Эти валообразные структуры погружаются с северо-востока, с территории Татарстана в пределы Самарского Поволжья.




Тектоника Сокской седловины по анализу и обобщению материалов геофизики и бурения представляется сложной. Эта сложность связана с тем, что здесь в ходе геологической истории развития перекрещивались самые различные по генезису, по возрасту и разнонаправленные структурные элементы, что усложняет соотношение структурных планов по опорным горизонтам разреза, тем самым отрицательно влияя на эффективность геологоразведочных работ на нефть и газ.



Рис. 1. Схема тектоники Самарского Поволжья



**Условные обозначения**

-  -- Тектонические элементы I и II порядка
- I Мелекесская впадина
- II Сокская седловина
- III Южно-Татарский свод
- IV Жигулеско-Пугаческий свод
- V Бузулукская впадина
-  -- Сокско-Шешминская система валов
-  -- Сокская седловина

*Рис. 2. Структурно-тектоническая схема Самарской области*





*Рис.3. Фрагмент структурной карты по кровле пермских опорных горизонтов*

На схематической структурной карте по поверхности кристаллического фундамента Сокской седловины (Рис. 4) четко проявляется ортогонально-диагональная сеть разрывных нарушений. Субширотное простираение имеют разломы, ограничивающие борта Серноводско-Абдулинского протерозойского авлакогена. Этот авлакоген занимает значительную северную часть Сокской седловины. Как известно, Серноводско-Абдулинский авлакоген в восточном направлении погружается к Уральскому горному сооружению (Рис. 5), где в рифее возник палеоокеан. К западу на территории Ульяновской области авлакоген затухает.

На схематической структурной карте по поверхности кристаллического фундамента Сокской седловины выделяются узкие линейные грабены северо-восточного и северо-западного простираения. Выделяются также несколько локальных выступов: Орлянский, Южно-Орловский, Больше-Каменский и др. С юга Сокская седловина ограничивается взбросом, амплитуда которого достигает до 1000 м. (Жигулевский разлом).

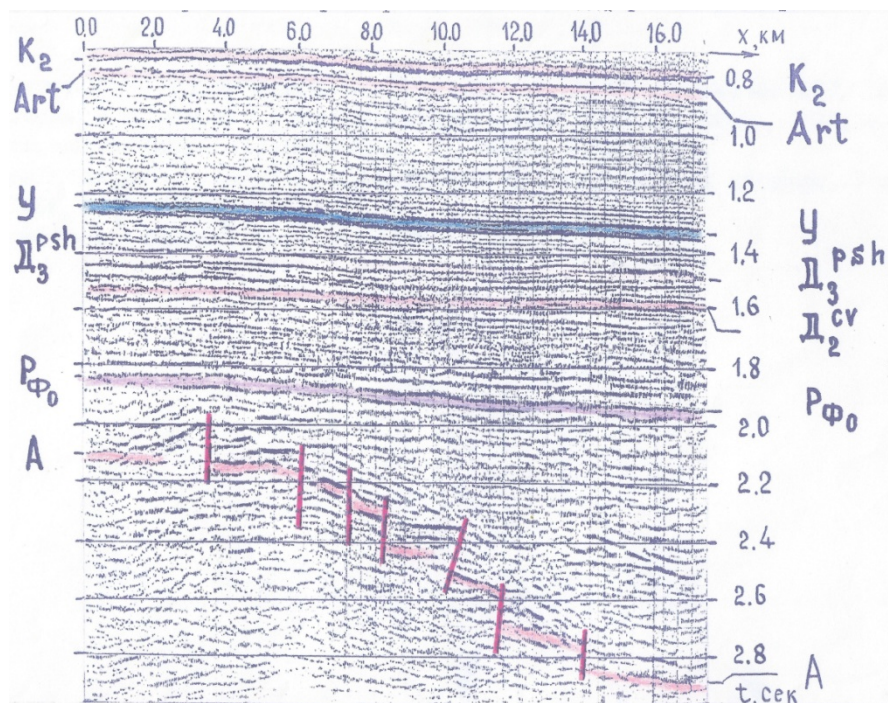
Как известно, в палеозойском структурном этапе Волго-Камской антеклизы выделяется система некомпенсированных

прогибов, которая протягивается от Баренцева моря до Каспийского. Она прослеживается в определенном интервале разреза: в карбонатном комплексе верхнего девона — нижнего карбона (от кровли тиманского горизонта до кровли турнейского яруса). Среди них выделяется Камско-Кинельская система прогибов.

В Самарской области это Муханово-Ероховский и Усть-Черемшанский прогибы. Граница между ними проводится по Радаевской флектуре.



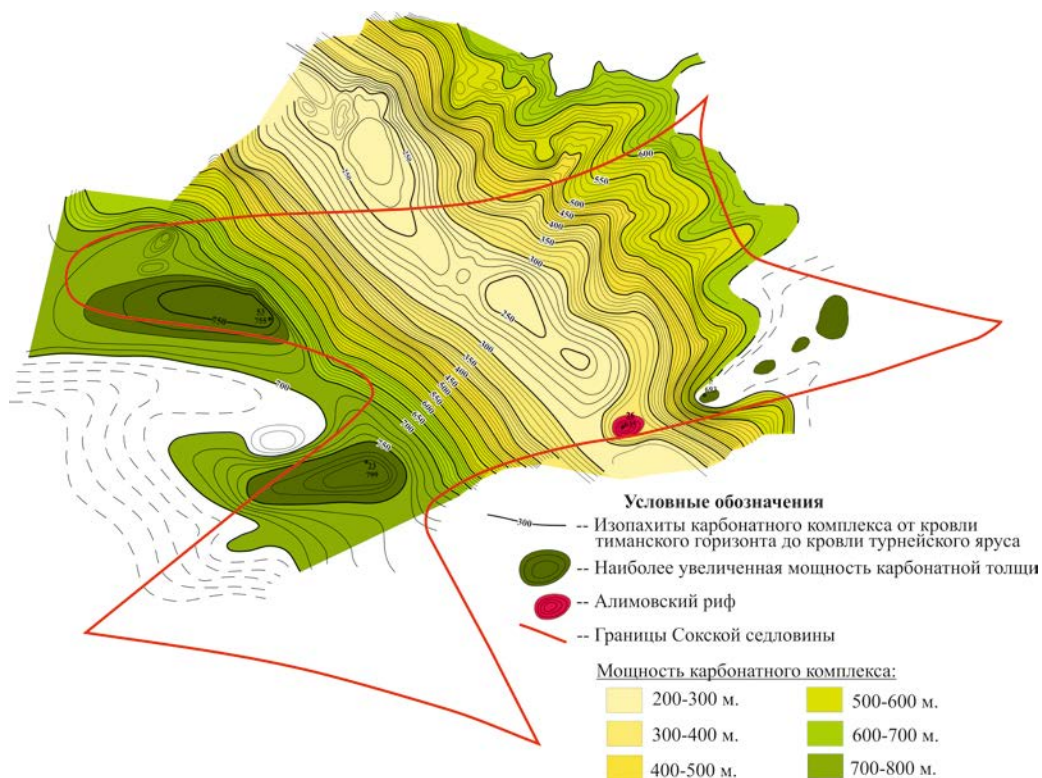
*Рис. 4. Фрагмент схематической карты поверхности кристаллического фундамента Сокской седловины*



*Рис. 5. Характер погружения кристаллического фундамента в Предуральском прогибе*

На бортах Камско-Кинельской системы прогибов накопилась карбонатная толща мощностью 700-750 м. Это мелководные и рифогенные известняки. Осевая же зона осталась некомпенсированной. Там накопилось 250-300 м. глубоководных черных битуминозных известняков (осадочный материал не доходил до осевой зоны) (Рис. 6). После подъема территории началась компенсация осевой зоны терригенными осадками. Сначала отлагались косьвинские глины (до 250 м.), потом радаевские отложения, а бобриковские отложения сnivelировали рельеф.

Мощность терригенной толщи нижнего карбона - косьвинский, радаевский, бобриковский горизонты - в осевой зоне составила 400 м., а на бортах уменьшается в 7-20 раз, достигая 15-20 м.



*Рис. 6. Карта изопахит карбонатного комплекса от кровли тиманского горизонта до кровли турнейского яруса*

Крайне интересным фактом является наличие чрезвычайно высокоамплитудного рифа в осевой зоне Муханово-Ероховского прогиба. Это Алимовский риф (Рис. 7). Мощность карбонатной толщи там составляет 635 м, а мощность терригенной толщи нижнего карбона составила скважине №26 (скважина №26) на фоне 300-350 м. осевой зоны.

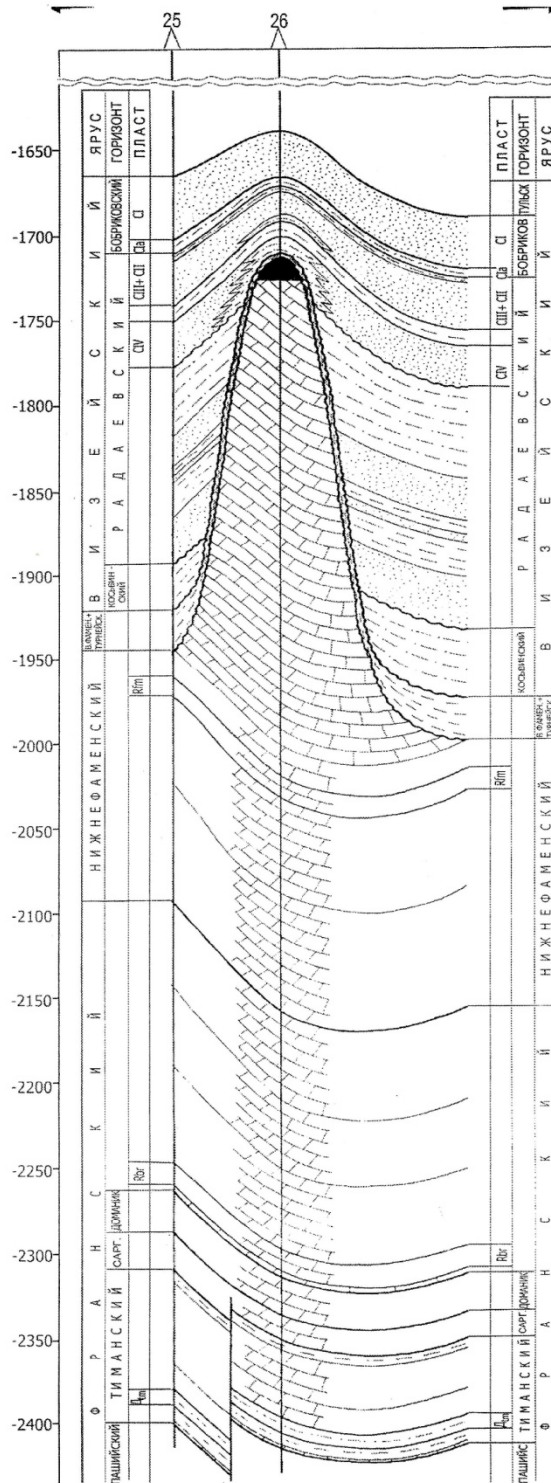


Рис. 7. Геологический профиль Алимовского рифа

## МОРФОГЕНЕЗ ЛОКАЛЬНЫХ ПОДНЯТИЙ

Среди локальных поднятий — ловушек нефти в Сокской седловине седловине имеются тектонические, седиментационные и смешанные — седиментационно-тектонические и тектоно-седиментационные локальные поднятия. Не исключается, что могут быть инверсионные структуры, возникшие за счет изменения знака тектонических движений. Из анализа морфогенеза 23 локальных структур Сокской седловины 10 из них имеют тектонический генезис, 12 — седиментационный, и 1 структура тектоно-седиментационного генезиса.

## НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

В Сокской седловине открыто более 27 месторождений нефти с более 70 залежами. Большинство залежей нефти (свыше 50) приурочено к Камско-Кинельской системе прогибов.

Перспективы нефтегазоносности Сокской седловины на сегодня очень высоки. Это касается терригенной толщи девона, перспективность которой еще полностью не раскрыта.

Наши исследования по расшифровке глубинного строения седловины продолжаются.

## ВЫВОДЫ

1. По анализу комплекса геолого-геофизических материалов и по результатам палеоструктурных построений глубинная тектоника Сокской седловины характеризуется сложным строением, что связано с перекрещиванием в ходе истории геологического развития различных по генезису, простиранию и возрасту региональных структурных элементов

2. Окончательное формирование Сокской седловины протекало в обстановке напряжений сжатия, что связано с движениями альпийского цикла тектогенеза

3. Среди морфогенетических типов локальных поднятий Сокской седловины доминируют седиментационные

4. Высокие перспективы нефтегазоносности Сокской седловины связаны с бортовой зоной Муханово-Ероховского прогиба, где ожидаются залежи нефти в карбонатном комплексе верхнего девона – нижнего карбона и терригенной толще нижнего карбона

5. Девонские терригенные отложения также являются перспективными

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Гарецкий Р.Г.* – Основные проблемы изучения тектоники древних платформ. Журнал «Геотектоника» №5, 1991 г.
2. *Маинович К.А.* – Методы палеотектонических исследований в практике поисков нефти и газа. М. Недрa, 1970 г. с. 152

3. Хачатрян Р.О. – Тектоническое развитие и нефтегазоносность Волго-Камской антеклизы. М. Наука 1979 г. с.171

УДК 561.38

## ИСКОПАЕМЫЕ ПЛАУНОВИДНЫЕ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ

<sup>1</sup>В.П. Моров, <sup>2</sup>Д.В. Варенов

<sup>1</sup> Самарский государственный технический университет (СамГТУ), г. Самара, Россия, moroff@mail.ru

<sup>2</sup> Самарский областной историко-краеведческий музей им. П.В. Алабина (СОИКМ), г. Самара, Россия, vdv-muz@mail.ru

В данной работе впервые приведён общий обзор имеющихся на настоящий момент сведений об ископаемых плауновидных Самарской области с известных местонахождений ископаемой флоры (Бузбаш, Исаклы и др.) и из фанерозойских спорово-пыльцевых комплексов.

В современной флоре Самарской обл. плауновидные (отд. *Lycopodiophyta*) представлены 3 видами, принадлежащими к 2 родам, относящимся к семейству Плауновые (*Lycopodiaceae*): плаун (*Lycopodium*) и дифазиаструм (*Diphasiastrum*), [1].

Находки остатков ископаемых плауновидных на территории Самарской области отмечаются довольно редко, однако вертикальное их распространение охватывает здесь практически всю фанерозойскую толщу. В наиболее древних – девонских – континентальных отложениях остатки вегетативных органов плауновидных не встречены. Тем не менее, уже в основании живетского яруса (воробьёвский горизонт) обнаружен комплекс, включающий споры сопоставляемого с плауновидными формального рода (ф.р.) *Humenozonotriletes* (*H. "lophus"* Arkhangelskaya); а выше, в муллинском горизонте – *H. inaequalis* Phillips [2].

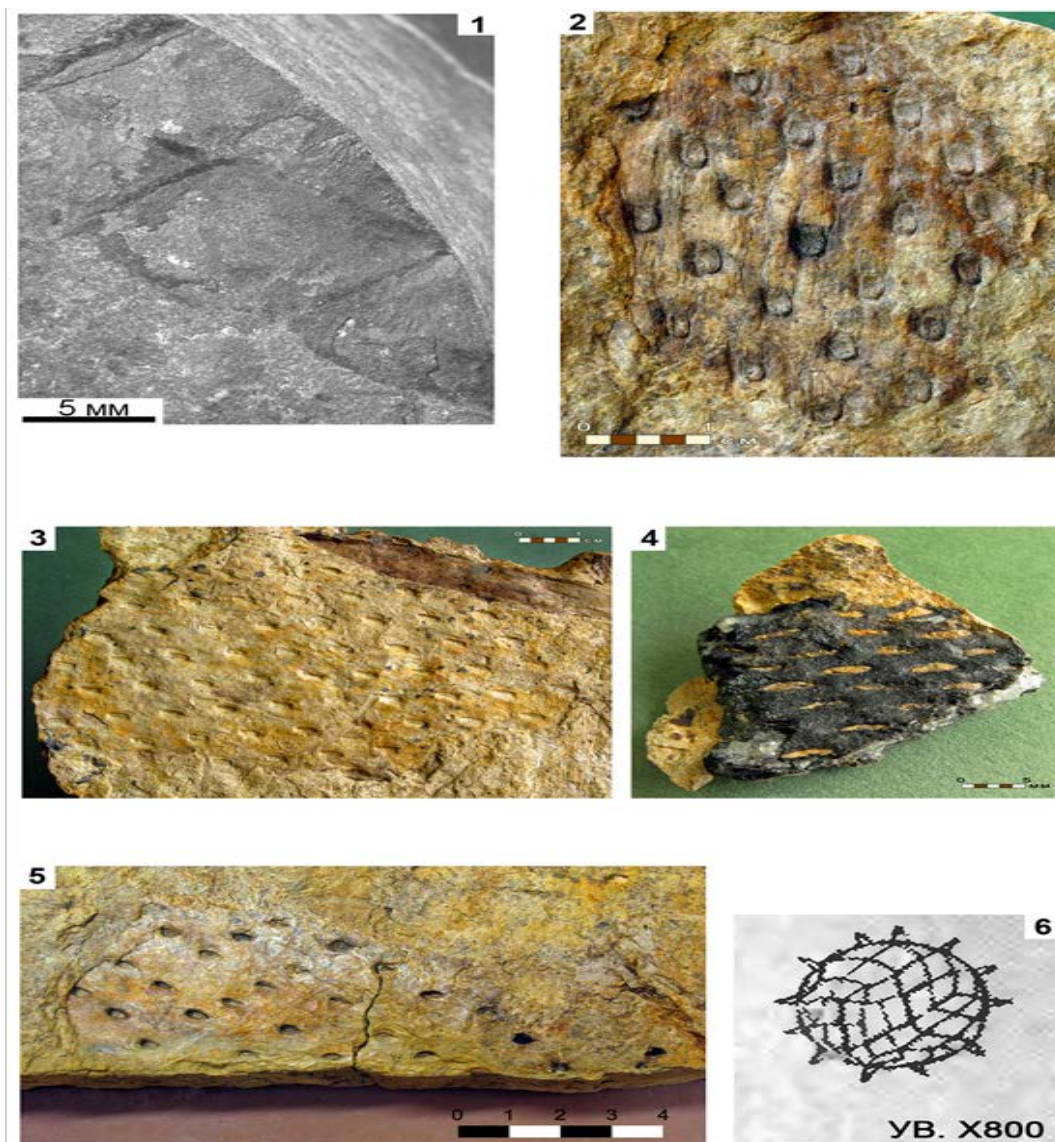


Табл. 1. 1 – плауновидное «*Bergeria*» *timerensis* Ноег, фрагмент коры с поперечно-ромбическими листовыми основаниями; Самарская обл., скв. Байтуган 6, глуб. 2017-2027 м. Девон, ?пашийский горизонт [4]. 2-5 – плауновидное *Signacularia* *poinskii* Zalessky, фрагменты декортицированных побегов, тип сохранности *Knorria* (*Knorriopsis*): 2, 3, 5 – отпечатки, 4 – фитолейма. Местонахождение Бузбаиш, пермь, казанский(?) ярус. 6 – спора плауна *Lusorodiusporites*. Самарская обл., Сызранский р-н, с. Печерск, скв., глуб. 27 м. Юра, байосский ярус, базальная толща [9].



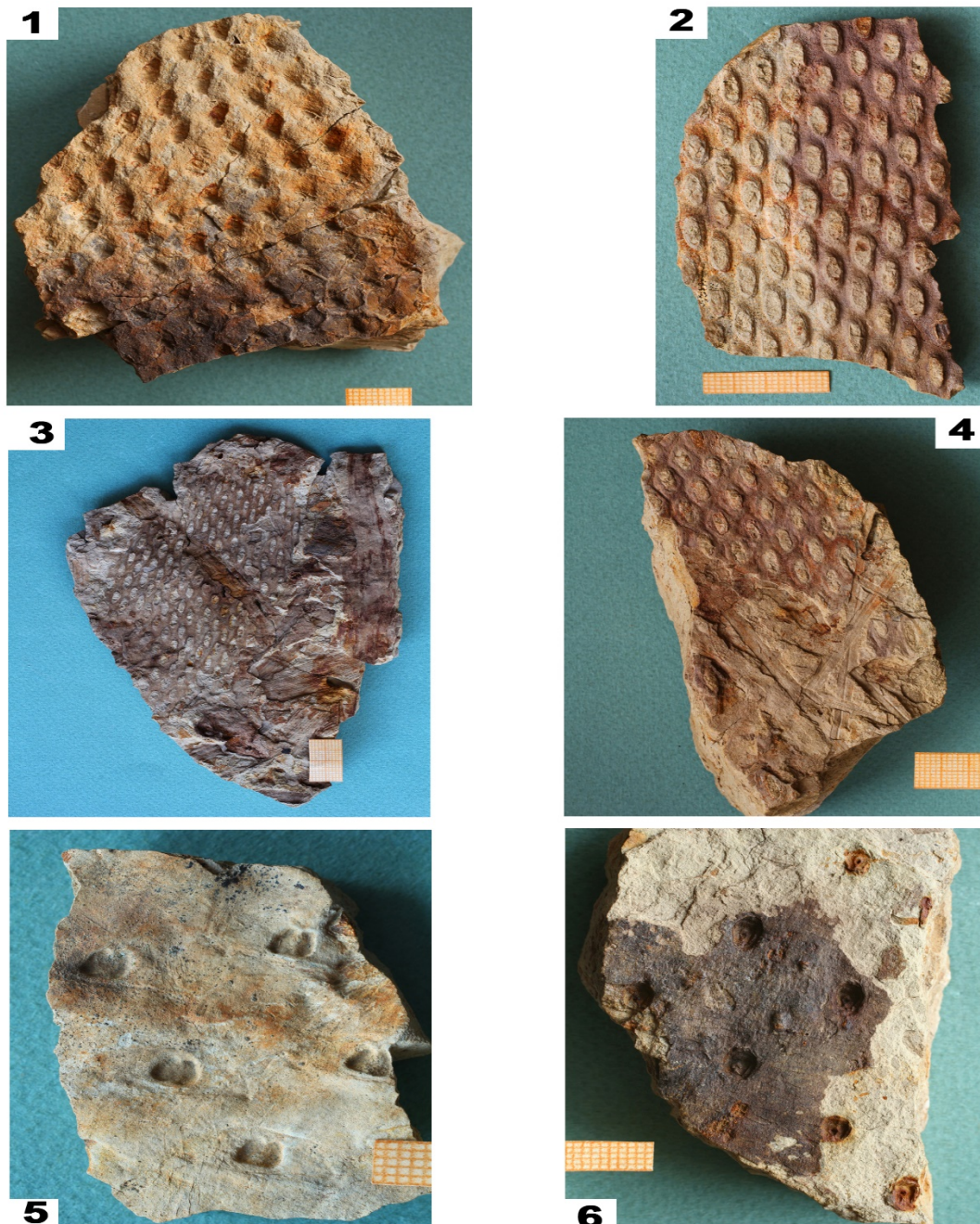


Табл. II. Плауновидное *Signacularia poinskii* Zalesky. 1-3 – фрагменты декортицированных побегов, тип сохранности *Knorria* (*Knorriopsis*); 4 – фрагмент побега и скопление филлоидов *Viatcheslaviophyllum kamiense* Esaulova (внизу), принадлежавших этому же растению; 5-6 – фрагменты побегов с листовыми подушками, сходными с таковыми *Viatcheslavia orbicularis* Neuburg. Местонахождение Исаклы, пермь, казанский ярус.

Растительность среднего девона занимала преимущественно хорошо увлажненные местообитания на поймах и в устьях рек, берега континентальных водоемов и морские побережья; таким образом, условия условия низменной суши рассматриваемого региона, с пологим рельефом и тропическим климатом, должны были благоприятствовать развитию здесь растительного покрова.

В верхней части живетского яруса (пашийский горизонт) обильная в целом в Среднем–Нижнем Поволжье флора знаменует переход от средне- к позднедевонской растительности [3]. Разнообразие спор плауновидных возрастает на всей территории Самарской обл.; в первую очередь, это *H. incisus* Naumova, а также *H. efremovae* Ruch. и *H. krestovnikovi* Naumova; в тиманском горизонте – *H. "macrokrestovnikovi"* Lus.

Из франского яруса Сызрани известны стигмарию представителя формального рода древовидных плауновидных *Cyclostigma kiltorkense* (Haught.) [4]. Наибольший интерес представляют остатки древовидного плауновидного «*Bergeria*» *mimerensis* Noeg, встреченные в предположительно пашийских отложениях района с. Байтуган (возрастная привязка основана на других находках этого растения и ассоциации его остатков). Данное растение первоначально было отнесено к формальному роду *Bergeria* Presl (форма декортикации стволов плауновидных). Остатки стволов «*Bergeria*» *mimerensis* не декортицированы, необычный облик их поверхности обусловлен особенностями строения внешних кортикальных тканей этого растения; возможна его близость *Leptophloeum* Dawson. Данное растение является одним из древнейших древовидных плауновидных [3].

В позднем девоне роль плауновидных в растительности, в т.ч. Поволжья, значительно снизилась. После длительного перерыва споры плауновидных *H. pussillus* (Ibrahim) содержатся в спектрах в подчинённом количестве уже в каменноугольных комплексах, начиная с середины визе (бобриковский горизонт); в московском ярусе (верейский горизонт) им сопутствуют *H. minimus* Kedo [2]. К сожалению, судить о таксономическом составе плауновой флоры карбона нельзя.

Наиболее сохранные остатки плауновидных встречены в казанском ярусе (возможно, также в уфимском) пермской системы северо-востока Самарской обл. В видовом составе недавно открытых флористических комплексов Бузбаш и Исаклы отмечены плауновидные *Signacularia noinskii* Zalessky (кл. Isoetopsida, поп. Isoetales, сем. Pleuromeiaceae). В состав остатков входят побеги различных возрастных стадий развития, с разным типом сохранности и коры с различной глубиной декортикации. Экземпляры без внешних слоев коры могут быть отнесены к ф. р. *Knorriopsis* Zalessky, а изолированные филлоиды, ассоциативно связанные с корами *S. noinskii* – к ф. р. *Viatscheslaviophyllum kamiense* Esaulova. Данный вид древовидных плауновидных, широко распространённый на территории Прикамья и Приуралья, входил в состав гигрофильной растительности (нижнее звено

катены), приуроченной к побережьям в аридной/семиаридной климатической зоне окраины Ангариды [5].

В течение длительного континентального перерыва (с начала уржумского века вплоть до средней юры) остатки плауновидных на территории региона неизвестны. Начиная с байосского века, плауновидные известны только в виде примесного компонента спорово-пыльцевых комплексов; подавляющее их большинство близки к современным таксонам сем. *Lycopodiaceae*. Всё это в сумме говорит об исключительно травянистом облике плауновой флоры этого времени. Наиболее ранние мезозойские плауновидные обнаружены в выполняющих древний карст глинах «переволокской» свиты байосского яруса в Предволжье (близ с. Печерск) в виде спор *Lycopodiumsporites* sp. в спектрах [6]. В целом, в мезо-кайнозое региона таксономический состав спор изучен лишь для готеривского яруса мела и представлен *L. eminulus* Dettmann, *L. spp.*, *Reticulatisporites pudens* Balme, *Densoisporites velatus* Weyland et Krieger (последний относится к кл. Isoetopsida, сем. Selaginellaceae) [7]. В целом, доля плауновидных снижается, начиная с конца волжского века; это связывают с сокращением территорий, благоприятных для произрастания влаголюбивой растительности [8].

Наиболее поздние находки плауновидных в ископаемом состоянии относятся к акчагыльскому веку и представлены спорами ближе не определённых представителей сем. *Lycopodiaceae* [9].

### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Васюков В.М. Плауновидные. // Энциклопедия природы Самарской области. [электронный ресурс] <https://sites.google.com/site/enciklopediaprirodysamobl5/home/-vyssie-rastenia/-plaunovidnye/plaunovyе>.
2. Фадеев М.И. Ореховская опорная скважина. М.: Гос. науч.-техн. изд-во нефтяной и горно-топливной лит-ры, 1963.
3. Броушкин А.В., Горденко Н.В. Девонская флора Среднего – Нижнего Поволжья // Фиторазнообразии Восточной Европы, 2016, т. X, № 1. – С. 14-33.
4. Государственная геологическая карта СССР масштаба 1:200000. Объяснительная записка к листу N-39-XXV (Сызрань). М.: Гос. науч.-техн. изд-во лит-ры по геологии и охране недр, 1954. – 44 с.
5. Морев В.П., Наугольных С.В., Варенов Д.В., Варенова Т.В., Морова А.А., Сидоров А.А. Ископаемые растения казанского яруса Среднего Поволжья // Фиторазнообразии Восточной Европы, 2016, т. X, № 1. – С. 34-67.
6. Ступишин А.В. Равнинный карст и закономерности его

развития на примере Среднего Поволжья. Казань: Изд-во Казанского ун-та, 1967. – 292 с.

7. Барабошкин Е.Ю., Горбачик Т.Н., Гужиков А.Ю., Смирнова С.Б., Гришианов А.Н., Коваленко А.А. Новые данные о границе готеривского и барремского ярусов (нижний мел) в Среднем Поволжье // М.: Бюл. Моск. Общества испытателей природы. Отд. геол., т. 76, вып. 3, 2001. – С. 31-51.

8. Пещевицкая Е.Б., Рябоконт А.В. Новые палинологические данные по разрезу Кашпир (Русская платформа): биостратиграфия и фациальный анализ // Меловая система России и ближнего зарубежья: проблемы стратиграфии и палеогеографии: Мат-лы V Всеросс. совещания // под ред. Е.Ю. Барабошкина, И.В. Благовещенского. – Ульяновск : УлГУ, 2010. – С. 273-277.

9. Горецкий Г.И. Аллювий великих антропогенных прарек Русской равнины. Прареки Камского бассейна. М., «Наука», 1964. – 416 с.

## ПРИМЕНЕНИЕ AVO АНАЛИЗА НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ

*А.А. Давыдов*

*Самарский государственный технический университет,  
Самара, Россия  
[artem-otrandy@yandex.ru](mailto:artem-otrandy@yandex.ru)*

**Аннотация:** в данной статье рассмотрено одно из перспективных направлений количественной интерпретации данных сейсморазведки – AVO/AVA-анализ – метод решения задач прямого обнаружения залежей углеводородов по изменениям амплитуд сейсмической записи на сейсмограммах ОГТ в зависимости от удаления пункта взрыва от пункта приёма (или от угла отражения). Авторами представлены результаты его применения на лицензионном участке месторождения Самарской области.

**Ключевые слова:** сейсмическое волновое поле, продольные волны, поперечные волны, покрывка-коллектор, импеданс, фазовая инверсия, псевдоакустическая кривая, сейсмограмма, одномерное моделирование, AVO/AVA-анализ.

В последние десятилетия перед исследователями встают задачи обнаружения новых залежей на уже разрабатываемых месторождениях. Для проведения новых сейсмических исследований потребовались бы громадные вложения средств. В этих случаях возможно применение AVO/AVA-анализа. AVO/AVA анализ был разработан для поиска газовых залежей в терригенном низкоскоростном разрезе по «ярким пятнам» в сейсмическом волновом поле и стал очень доступной, легкорезализуемой и потому почти обязательной процедурой в западной Сибири. В случае нефтяных залежей различия в

изменениях амплитуд отражений в несколько раз слабее. Тем не менее, AVO-атрибуты во многих случаях дают контрастные аномалии в зонах изменения упругих параметров среды и, соответственно, в зонах изменения соотношения интервальных скоростей продольных и поперечных волн. На него возлагаются сегодня большие надежды. Перед исполнителями стояли следующие задачи: провести AVO/AVA-анализ на 2-х месторождениях, расположенных на территории Самарской области; проанализировать полученные результаты.

Методика яркого пятна основана только на изучении изменений амплитуд отражений от границы покрывка-коллектор на сейсмических разрезах существует три вида пятен на сейсмическом материале:

1. На разрезе наблюдается локальное уменьшение амплитуд, называемое «тусклым пятном». Такой случай может проявиться, если коллектор, например, представлен хорошо цементированным жестким песчаником или известняком и, несмотря на замещение воды на газ, его импеданс остается выше импеданса покрывки (глины или глинистых сланцев).

2. На краях залежи наблюдаются так называемые «обращения фаз» или, по-другому, смена полярности. Это может быть, если коллектор представлен менее жестким, слабощементированным песчаником, когда замещение воды газом приводит к меньшему импедансу, чем импеданс покрывки. Следует отметить, что интерпретация отражений при обращении фазы затруднена, так как геологические сбросы также могут приводить к фазовой инверсии.

3. На разрезе залежь отмечается локальным увеличением отрицательной амплитуды и этот эффект называется «ярким пятном». Яркие пятна могут появиться, например, в том случае, если коллектор представлен мягкими породами – песками. В этом случае импеданс песков меньше, чем покрывки, независимо от насыщения песка водой или УВ.



*Рис.1. Модель, поясняющая возникновение на сейсмических разрезах разрезах амплитудных аномалий, связанных с залежами УВ.*

Поскольку влияние поровых флюидов на скорость больше для относительно неконсолидированных терригенных пород, то эффект «яркого пятна» лучше проявляется при относительно молодых отложениях и поэтому методика «яркого пятна» особенно хорошо применима, например, к третичным терригенным бассейнам, которые располагаются, главным образом, в прибрежной полосе и по периферии континентов. Каждый из указанных трех типов амплитудных аномалий обычно проявляется в определенных диапазонах глубин – «яркие пятна» на относительно небольших глубинах, аномалии в виде обращения фазы на больших глубинах и труднее определяемые тусклые пятна на еще больших глубинах. В последнее время под обобщающим термином аномалия типа «яркого пятна» в литературе часто понимают все три отмеченные выше случая проявления УВ на сейсмических разрезах. Для каждого из месторождений в качестве эталонных были выбраны скважины в целевом интервале разреза: с притоком нефти; с водой и нефтью; без притока нефти. В качестве исходного сейсмического материала были взяты сейсмограммы ОГТ и суммарный мигрированный куб сейсмических данных. Для выполнения поставленной задачи был выполнен анализ на лицензионном участке, были выбраны два месторождения скважина, на месторождении ПМ была выбрана скважина № 1 ПМ (продуктивный пласт Б2 приуроченный к бобриковскому горизонту, имеющий не большую расчлененность) (Рис.2.) и месторождение SHI, выбрана скважина № 3 SHI (продуктивный пласт Д1 приуроченный к тиманскому горизонту, с высокой расчлененностью пласта) (Рис.3.)

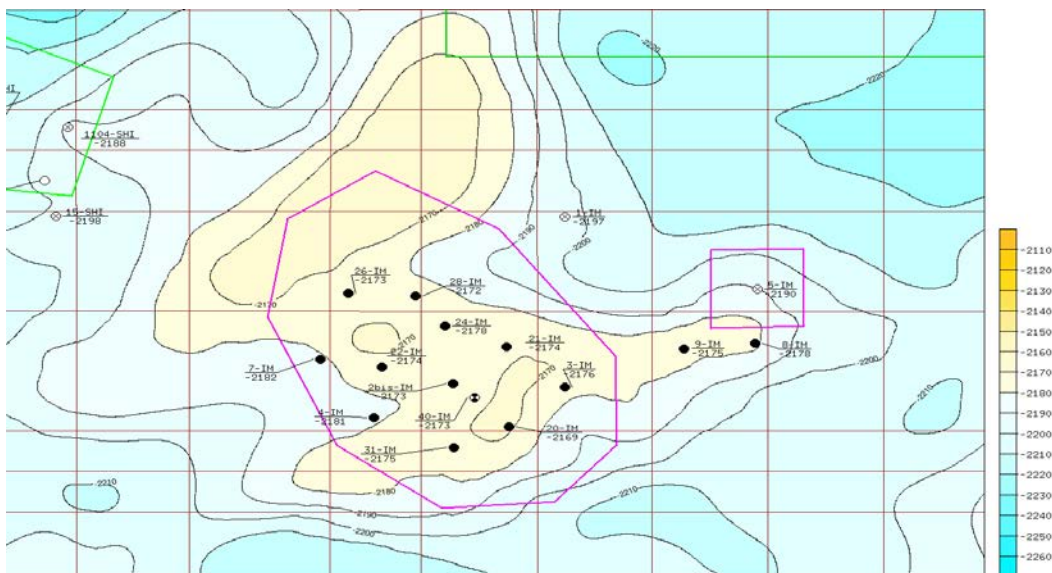


Рис.2 Вырезка структурной карты по ОГ C1bb

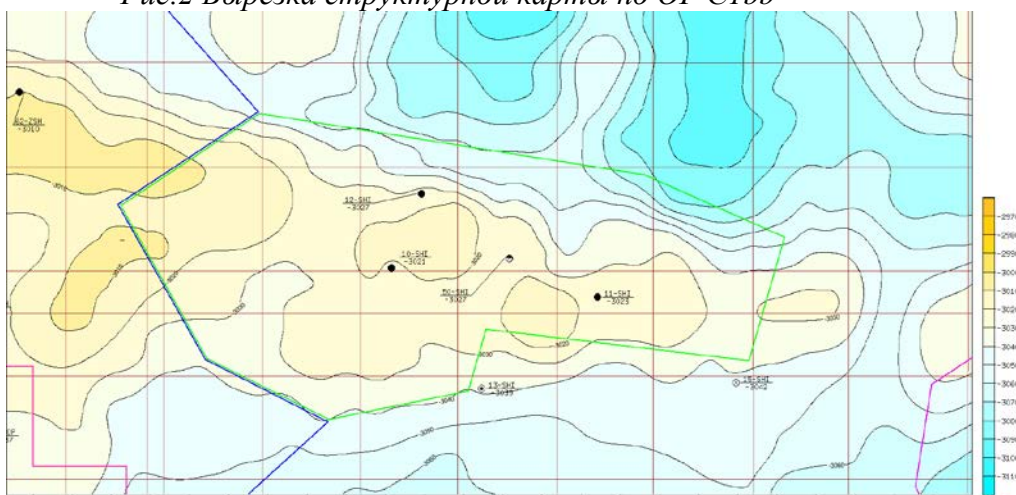


Рис.3 Вырезка структурной карты по ОГ D3tm.

AVO-анализ проводился по сейсмограммам, в которых сохранены истинные амплитуды. Особенности графа обработки с сохранением амплитуд заключаются в применении следующих процедур: учет неоднородности строения верхней части разреза для исключения негиперболичности годографа, факторная деконволюция, факторная нормировка; DMO-преобразование, миграция до суммирования, коррекция остаточных фазовых сдвигов, расчет AVO атрибутов.

Усложнение графа обработки при этом составляет от 30% до 50% от стандартного (в зависимости от сложности системы наблюдения и качества материала). Для выполнения AVO/AVA-анализа по

псевдоакустическим кривым (в масштабе скорости) скважин были рассчитаны кривые S-волн (по поперечным волнам) используя уравнение Кастаньи, которое связывает скорость S-волны и P-волны линейным уравнением. В продуктивном интервале по кривым S-волн было выполнено замещение флюида, которое отображает насыщенность углеводородами. Увязка сейсмических и скважинных проводилась с использованием одномерного моделирования. AVO-атрибуты во многих случаях дают контрастные аномалии в зонах изменения упругих параметров среды и, соответственно, в зонах изменения соотношения интервальных скоростей продольных и поперечных волн. Такие изменения могут быть связаны с изменением коллекторских свойств пластов по латерали, а также с изменением их литологического состава. Затем сейсмограммы были трансформированы в суперсейсмограммы и угловые с использованием скоростей по псевдоакустическим кривым. С использованием угловых сейсмограмм были рассчитаны кубы AVO-атрибутов. Затем в интервале продуктивного пласта были рассчитаны карты среднеквадратичных значений атрибутов и выявлены зоны аномальных значений. На рис.4 представлен слайс атрибута в пределах SH1 месторождения (Пласт D1 приурочен к D3tm) с нанесенным контуром нефтеносности. Так как скважина № 3 SH1 попала в зону повышенных значений атрибута (то есть правильный результат), то присутствующие на слайсе аномалии можно считать достоверными. Слайс данных показывает сильный амплитудный тренд через местоположение скважины. Это - область, где изменение отношения Пуассона является самым большим, что может быть индикатором нефтенасыщенного песка.

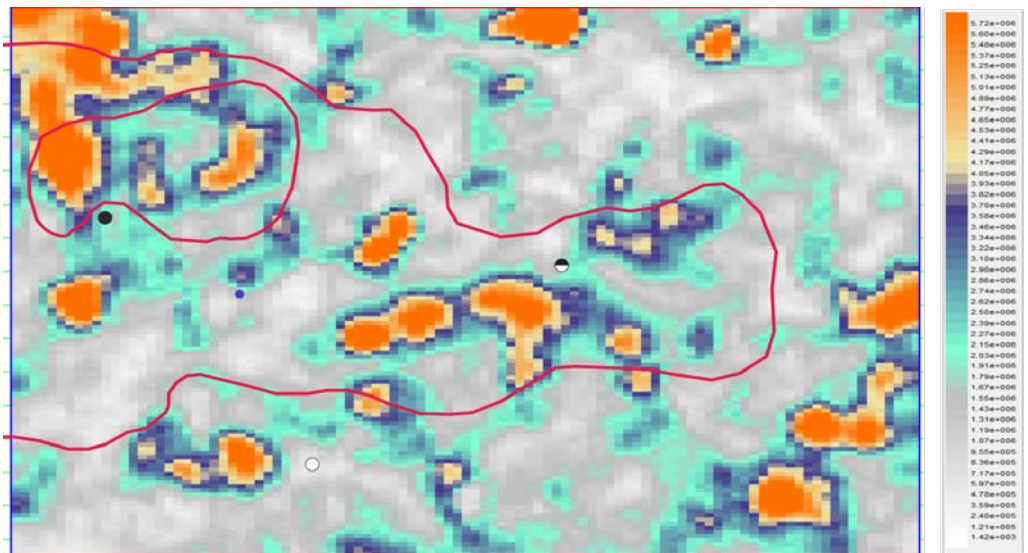


Рис.4 Вырезка слайс атрибута в пределах Широкинского месторождения, горизонта D3tm



**ЗАКЛЮЧЕНИЕ.**

Итак, мы видим результаты применения AVO/AVA-анализа. В настоящее время AVO/AVA – главным образом метод, позволяющий обнаружить границы, на которых происходит аномальное изменение свойств, по сравнению с большинством границ в разрезе. Для количественных оценок необходимо, чтобы сигналы на ближних и дальних каналах (ведь AVO, в сущности – это сравнение амплитуд на ближних и дальних каналах) были совершенно идентичны по форме и частотному составу. Для этого требуется разработать более совершенные, чем сейчас, способы обработки.

Достоверность результата увеличится, если применять его в комплексе с другими методами – в частности, с инверсионными преобразованиями, которые могут обеспечивать гораздо более высокую разрешающую способность. Не стоит только забывать о главной проблеме инверсии AVO – неоднозначности решения. С усовершенствованием методик разделения разных типов флюидов, особенно в условиях недостаточно высокого соотношения сигнал-помеха, увеличением количества независимых друг от друга AVO атрибутов (сейчас различные методики использования AVO параметров Шуэ – разрезы параметров и их комбинаций, AVO зависимости, флюид-фактор – являются сильно зависимыми между собой, и каждая из них дает недостаточно дополнительной информации); в этом отношении существенный прирост информации может обеспечить широкий переход к инверсии фундаментальных упругих параметров, имеющих большую чувствительность к типам флюидов, а также комплексное использование волн разных типов. Не стоит только забывать о главной проблеме инверсии AVO – неоднозначности решения. Другими словами, у тех, кто занимается AVO анализом, впереди еще много работы.

**БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК**

1. *Воскресенский Ю.Н.* Изучение изменений амплитуд сейсмических отражений для поисков и разведки залежей углеводородов. – М: РГУ нефти и газа им. Губкина, 2011. – 68 с.
2. *Разин А.В.* Применение геофизики при изучении месторождений нефти и газа / А.В. Разин, В.П. Меркулов, С.А. Чернов. – Т.: ТПУ, 2004. – 332 с.

УДК 550.83:553.98:556.3

**ВОЗМОЖНОСТЬ УПРАВЛЕНИЯ УДЕЛЬНЫМ  
СОПРОТИВЛЕНИЕМ ПОРОДЫ.***Е.В. Гусева, С.А. Корчагин, Ю.В. Трошенков, В.Е. Чемоданов**Самарский Государственный Технический Университет,  
Самара, Россия*

Отмечено, что искривление траектории движущегося в магнитном поле носителя тока может влиять на повышение извилистости траектории носителя тока, происходящее из-за действия эффекта Холла и отражения носителя от стенок порового капилляра, что приводит к увеличению удельного электрического сопротивления породы. Это ведет также и к уменьшению силы диффузионных токов, сопровождающих процесс релаксации вызванной поляризации, и, как следствие, увеличению характерного времени релаксации. Приведена оценка величины изменения извилистости траектории носителя тока, по сравнению с извилистостью порового капилляра. Показано также, что величины необходимых для исследований магнитных полей вполне достижимы в настоящее время. Обоснована перспективность исследования электрохимических свойств горных пород с использованием магнитного поля, для уточнения теории эффекта вызванной поляризации, и использовании его при скважинных исследованиях.

**Ключевые слова:** *Вызванная поляризация, индукция магнитного поля, эффект Холла, удельное электрическое сопротивление, электрическая извилистость.*

**THE POSSIBILITY OF THE ROCKS RESISTIVITY CONTROL.**

It is noted that the path curving of the electric current carrier moving in the magnetic field, is capable influencing the the increase of path tortuosity of the current carrier taking place due to the Hall effect and the carrier's pulling out from the pore capillary walls results in the increasing of specific resistance of the rock. It leads to the reduction of diffusion currents accompanying relaxation process and, consequently, to the induced polarization.relaxation time scale increase. The estimation of the amount of change in the current carrier path curving compared to pore capillary tortuosity is described. It's pointed out that the values for magnetic fields research are quite achievable nowadays. The perspective of the investigation of rock formation electrochemical behavior by means of the magnetic field for more precise definition of induced polarization effect theory and its application in borehole surveying is substantiated.

*Key words: induced polarization, magnetic field induction, Hall effect, specific resistance, electrical tortuosity*

*Введение.*

Свойство горных пород (ГП) изменять распределение зарядов при протекании постоянного тока и восстанавливать существовавшее равновесное распределение после его выключения известно уже давно, и лежит в основе геофизического метода, известного как метод вызванной поляризации (ВП). Его использование началось с тридцатых годов прошлого века, а пик изучения явления ВП приходится, по видимому, на 1950-1960 годы.

Из-за многообразия и сложности зависящих от многих факторов явлений, возникающих в ГП при прохождении через нее постоянного тока, в настоящее время используется феноменологическая теория, в которой полагается, что релаксация вызванной поляризации происходит по экспоненциальной или гиперболической зависимости от времени, для любых пород, независимо от вида их проводимости (электронная, дырочная, ионная).

Это позволяет разделять породы по величинам параметров упомянутых зависимостей, подбираемых по наилучшему согласию с данными измерений, и оказывается достаточным для практики использования метода ВП при геофизических исследованиях в скважинах [1-3].

*Возможности дополнительного управления процессами образования и разрядки вызванной поляризации с помощью эффекта Холла.*

Эффект Холла [4,5]- это возникновение в объеме с током плотностью  $\vec{J}$ , помещенном в магнитное поле с индукцией  $\vec{B}$ , электрического поля в направлении, перпендикулярном векторам  $\vec{J}$  и  $\vec{B}$ . Он обусловлен тем, что на носители тока (ионы в ионопроводящих ГП), в магнитном поле действует сила Лоренца  $\vec{F}$ , задаваемая формулой  $\vec{F} = Q[\vec{v} \vec{B}]$ , где  $\vec{v}$  - скорость иона. Вследствие этого, в первоначально нейтральном объеме, в направлении вектора  $\vec{F}$ , возникает повышенная концентрация положительных ионов, а в противоположном направлении – отрицательных.

Как упоминалось, направленное движение ионов при прохождении тока происходит по поровым капиллярам, представляющих собой (линейные) цепочки связанных между собой пор разного поперечного размера (т.е. диаметр порового капилляра переменный). Эта цепочка-капилляр составляется из пор, находящихся наиболее близко к линии тока поля вектора  $\vec{J}$ .

Вследствие эффекта Холла, в таком капилляре происходит искривление траектории движения иона, тем большее, чем больше скорость иона и индукция магнитного поля  $\vec{B}$ .

К настоящему времени наиболее обоснована диффузионная модель образования вызванной поляризации [3], предложенная А.Ф. Постельниковым, и развитая Д.А. Фридрихсбергом и М.П. Сидоровой. Согласно этой модели, в цепочке из цилиндрических капилляров переменного сечения, в местах изменения сечения возникают локальные неоднородности концентрации ионов определенного знака. Это обусловлено различием подвижностей в узких (активных) и широких (пассивных) капиллярах, что приводит к образованию локальных заряженных участков вблизи мест сопряжения узких и широких капилляров, при прохождении через ГП электрического тока (т.е. наличия направленного движения ионов).

Эффект тем больше, чем больше сила тока, и чем больше разница в сечениях граничащих участков разного сечения в капилляре.

Из-за этого, в каждой из элементарных ячеек, объединяющей узкий и широкий капилляр, создается вторичная диффузионная электродвижущая сила (ЭДС), возникающая из-за разности в подвижностях ионов и зависящая от диаметров поровых капилляров [3].

После выключения тока, разделившиеся указанным образом заряды, возвращаются в исходное состояние, и возникшая разность потенциалов, спадая во времени, создает ток вызванной поляризации. Этот релаксационный ток связан с электропроводностью среды. Экспериментальные наблюдения свидетельствуют, что поляризуемость пород одного и того же литологического состава возрастает с ростом удельного сопротивления, так как при этом замедляется процесс диффузии зарядов, увеличивая тем самым время спада вызванной поляризации [2].

Как ранее указывалось, при действии на ток, создаваемый движением ионов, постоянного магнитного поля, происходит искривление траекторий движения ионов. Тем самым повышается характеристика электрической извилистости поровых капилляров породы, во столько же раз, во сколько длина траектории извилистого движения превосходит длину кривой, проведенной параллельно стенкам капилляра, вдоль его центральной оси. Повышение извилистости уже приводит к увеличению удельного сопротивления породы, что, в свою очередь ведет к увеличению времени спада ВП.

Удельное сопротивление увеличивается также из-за отражений ионов от стенок порового капилляра, когда ион, двигаясь по искривленной траектории, подходит к стенке. (То есть мы предполагаем, что траектория иона в капилляре состоит из кривых, представляющих собой дуги спиралей, последовательно соединенных в точках отражения). Частота таких отражений зависит от величины магнитного поля и от диаметра капилляра. Эти

взаимодействия со стенками капилляра создают дополнительное, тормозящее ион действие.

Описанный механизм действия магнитного поля должен сильнее проявляться в тонких капиллярах (характерных для глин).

В этой связи отметим, что согласно модели Постельникова-Фридрихсберга-Сидоровой, основанной на представлении капилляра как цепочки связанных пор разного диаметра, и по экспериментальным данным, в чистых глинах, из за малых вариаций диаметра капилляра, эффект вызванной поляризации мал. Применение магнитного поля возможно позволит, варьируя сопротивление чистых глин магнитным полем, различать пропластки чистых глин от плотных, малопористых и неглинистых пород, которые плохо разделяются обычным методом ВП.

Аналогичные соображения о действии магнитного поля на становление и релаксацию вызванной поляризации можно использовать и для трещиноватых участков.

Особенность эффекта Холла в трещинах- существование выделенного направления магнитного поля, которым обеспечивается «заворачивание» траектории иона таким образом, что движение его происходит преимущественно в плоскости, лежащей параллельно плоскости трещины. Возможно, эта особенность позволит выделять и более детально судить о трещиноватых зонах в породе.

Отдельного рассмотрения требует случай влияния магнитного поля на вызванную поляризацию в породах с электронной проводимостью.

Если целик породы имеет чисто электронную проводимость, то электродные пары будут сосредоточены на поверхности целика, причем положительные заряды концентрируются на участках входа трубок тока в целик, а отрицательные- на их выходе. Разрядка этих элементов будет происходить как через объем целика, так и через окружающую его внешнюю, вероятней всего ионопроводящую (пористую) среду, где применимы приведенные выше рассуждения о повышении удельного сопротивления в магнитном поле.

Для разрядки ВП через целик можно представить описываемый ниже механизм.

В магнитном поле может возникнуть искажение конфигурации трубок тока, имевшей место в случае отсутствия магнитного поля (МП). Вероятней всего, такое искажение приведет к возрастанию удельного сопротивления целика, если исходить из того, что пространственное распределение трубок тока в отсутствие МП соответствует принципу минимума действия.

Таким образом, с помощью магнитного поля можно, изменяя сопротивление горной породы, управлять процессом становления и разрядки вызванной поляризации.

*Некоторые численные оценки влияния эффекта Холла на вызванную поляризацию.*

Проведем простые оценки влияния магнитного поля на извилистость траектории иона в капилляре. Известно [4], что ион, вошедший с постоянной скоростью  $v$  в магнитное поле с индукцией  $B$ , движется по винтовой линии, радиус  $R$  и шаг  $L$  которой задаются соотношениями

$$R = \frac{M}{Q} \frac{v}{B} \sin \alpha \quad L = 2\pi \frac{M}{Q} \frac{v}{B} \cos \alpha \quad (1)$$

где  $Q$  – заряд иона,  $M$  – его масса,  $\alpha$  – угол между векторами  $v$  и  $B$ .

Из (1) видно, что извилистость определяется величинами  $R$  и  $L$ . Кроме того она зависит от длины участка винтовой линии от отражения до следующего отражения, то есть от радиуса капилляра  $r$  и числа таких отражений на длине капилляра  $l$ . Как показывают расчеты, если полагать, что  $r$  не сильно отличается от  $R$  и считать отражения от стенок капилляра упругими, то за счет только факторов геометрического характера, извилистость траектории иона в магнитном поле может быть больше извилистости порового капилляра в 1.5 - 2.5 раза. Согласно соотношению

$\rho_{w.R.} = \frac{T_{EL}^2}{K_p} \rho_w$  для удельного электрического сопротивления (УЭС) горной породы [2], (здесь  $\rho_{w.R.}$  – УЭС водонасыщенной породы,  $\rho_w$  – УЭС минерализованной поровой воды,  $K_p$  – пористость породы,  $T_{EL}$  – ее электрическая извилистость) это может привести к увеличению УЭС породы в 2.5 – 5 раз. Последнее может заметно сказаться на времени релаксации ВП.

УЭС породы также может увеличиваться из-за потерь энергии ионом при неупругих отражениях от стенок или пристеночного двойного слоя.

Кроме того распределение по скоростям теплового движения ионов зависит от их концентрации  $C_w$  в объеме капилляра. От этих скоростей и от величины магнитной индукции зависит электрическая извилистость, а следовательно и увеличение УЭС.

Из приведенных соображений следует, что изменение УЭС тонкодисперсных глин (имеющих относительно малые  $r$  и большие  $C_w$ ) под действием магнитного поля может отличаться от соответствующего изменения в чистых пористых песчаниках. Это, возможно, позволит лучше разделять чистые глины от чистых песчаников, что затруднено [1] при исследованиях обычным методом ВП.

Более точные оценки приведенных возможностей делать трудно, так как существующая феноменологическая теория включает множество сложно оцениваемых факторов, к тому же ионы в пластовых водах обычно гидратированы, и пока нет удовлетворительной теории их диффузии и адсорбции в порах горных пород [2]. Поэтому следует особо отметить возможность получения более адекватной теории при лабораторных

исследованиях электрохимических процессов в горных породах, управляя характеристиками этих процессов с помощью магнитного поля.

Оценим пределы изменения напряженности нужного для экспериментов магнитного поля  $H$ .

Оценим сначала индукцию поля, необходимую для того, чтобы радиус винтовой линии был порядка радиуса капилляра, то есть  $R=r$ . Подставляя в (1) массу и заряд иона натрия, полагая  $\alpha = 45^\circ$ ,  $r = 10^{-5}$  м,  $v = 500$  м/сек (скорость теплового иона), получим индукцию  $B$  порядка нескольких Тесла (Тл). (Нужно указать, что оценка скорости ионов 500 м/сек является оценкой сверху, полученной для ионов натрия исходя из значения 0.025 эв принятого для энергии тепловых нейтронов, замедлившихся в горной породе [1,2]. Для более тяжелых ионов хлора эта скорость будет несколько ниже, а для еще более тяжелых, гидратированных ионов скорость может быть ниже в несколько раз.)

Индукция в несколько Тесла (и более высокая) может быть достигнута, если поместить образец породы в зазор мощного электромагнита [5], весом в сотню и более килограмм, то есть только в лабораторных условиях.

Согласно [5], в соленоидах, если не применять специальных мер по их охлаждению, достигается напряженность магнитного поля 200 – 400 эрстед. Это, при минимальной магнитной восприимчивости для глин и песчаников около трех единиц [2], соответствует десятой доле Тл. Помещающиеся в скважинный прибор катушки будут способны создавать на один-два порядка меньшие напряженности, то есть увеличивать извилистость заметно менее, чем в полтора раза. Однако, если при оценке использовать наиболее вероятные значения магнитной восприимчивости 12.5-125 единиц [2], то получится заметное увеличение извилистости, порядка упомянутых полтора раза.

Если воспользоваться для оценки времени релаксации  $\tau$  соотношением  $\tau = (RC)^{1/2}$ , где  $R$  и  $C$  соответственно сопротивление и емкость породы, то такое увеличение извилистости приведет к увеличению  $\tau$  в те же полтора раза.

Для получения более обоснованных оценок и уточнения механизма влияния магнитного поля на явление ВП необходимы как лабораторные, так и скважинные исследования.

#### *Заключение.*

Явление вызванной поляризации может зависеть не только от величины поляризующего тока, но и от величины создаваемого в породе магнитного поля.

В таком случае параметрами процессов при ВП можно управлять, меняя как электрическое так и магнитное поле.

Использование магнитного поля открывает дополнительные возможности для лабораторного изучения процессов диффузии и адсорбции адсорбции ионов, сопровождающих явление вызванной поляризации, их зависимости от температуры (скоростей ионов) и давления.

Современное состояние техники позволяет использовать магнитное поле в скважинных приборах. Для этого можно как добавлять источники переменного поля к существующим приборам ВП, проводя измерения при наличии и отсутствии магнитного поля, так и дооснащать существующие приборы каротажа методом ЯМР электродами, применяемыми в методе ВП, и работать с постоянным магнитным полем, меняя только величину поляризующего тока.

Таким образом, применение магнитного поля перспективно для лабораторного изучения электрохимических процессов, и для скважинных исследований методом вызванной поляризации.

### **БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК:**

1. *Дахнов В.Н.* Промысловая геофизика – М.: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 1959, - 697с.
2. Петрофизика (Физика горных пород) / В.М. Добрынин, Б.Ю. Вендельштейн, Д.А. Кожевников. – М., издательство «Нефть и Газ» РГУ нефти и газа, 2004. – 368с.
3. *Геннадиев Б.И.* Теория явления вызванной поляризации - Новосибирск, Наука, 1985, - 280с.
4. *Савельев И.В.* Курс общей физики. Том2. Электричество –М.: Наука, 1970, - 431с.
5. Лекции по магнетизму / Боровик Е.С., Еременко В.В., Мильнер А.С .- М., Физматлит, 2005. – 512с.

### **ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ, РЕШАЕМЫЕ ГИДРОГЕОЛОГАМИ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. ОСОБЕННОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ В ПРЕДЕЛАХ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ**

*А.Н.Сергеев, П.М.Сергеева, Е.В.Гусева*

*Самарский государственный технический университет,  
Самара, Россия*

На сегодняшний день Самарская губерния является крупным нефтяным регионом, с развитой нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленностью.



Примечателен наш край тем, что в некоторых его местах выходы нефти на поверхность земли были известны местному населению в течение сотен лет. Есть сведения, что уже в XVI веке, в самом начале колонизации русскими Поволжья, с берегов реки Сок в Москву возили нефть бочками под названием «казанская черная» и использовали ее для приготовления «военных припасов».

Первая промышленная нефть на территории нынешней Самарской области была получена только в 1936 году на буровой № 8 в Сызранском районе. Бригада буровиков во главе с мастером А.А. Аванесовым на глубине 683,7 метра вскрыла нефтеносный горизонт в отложениях карбона.

Уже в 1938 году, когда успехи волжских нефтяников стали для правительства СССР более чем очевидными, было принято решение о строительстве в Сызрани нефтеперерабатывающего завода.

Разведка новых месторождений нефти в нашем крае продолжалась усиленными темпами и в годы Великой Отечественной войны. В итоге в декабре 1943 года сразу в нескольких точках Самарской Луки, у поселков Зольное, Яблоневого оврага и Троекуровка из древних отложений карбоновой системы ударили новые нефтяные фонтаны. К тому времени уже стало ясно, что Среднее Поволжье, и, в частности, Куйбышевская область, быстро входит в ряд крупнейших в СССР нефтеносных районов, поскольку цифры добычи сырья на здешних месторождениях уже тогда стали приближаться к объемам, достигнутым в Азербайджане и на Северном Кавказе. Впоследствии с легкой руки журналистов и писателей Волго-Уральский нефтеносный бассейн получил образное название «Второго Баку».

В настоящее время на территории Самарской области основным нефтедобывающим предприятием является АО «Самаранефтегаз». Его доля в общем объеме добычи нефти составляет свыше 75 %. Кроме АО «Самаранефтегаз» на территории Самарской области добычу нефти осуществляет такие нефтедобывающие компании, как: АО «РИТЭК», ЗАО «САНЕКО», ООО «Татнефть-Самара», АО «Самараинвестнефть», ООО «Регион-Нефть, ООО «Газснаб». Для переработки добываемой нефти и получаемого попутного нефтяного газа в Самарской области имеются три крупных нефтеперерабатывающих завода – ОАО «Новокуйбышевский нефтеперерабатывающий завод», ОАО «Куйбышевский нефтеперерабатывающий завод» и ОАО «Сызранский нефтеперерабатывающий завод», а также два газоперерабатывающих завода – ОАО «Отраденский газоперерабатывающий завод» и ОАО «Нефтегорский газоперерабатывающий завод».

На сегодняшний день отношения, возникающие в области геологического изучения, использования и охраны недр регулирует

Закон РФ от 21.02.1992 N 2395-1 «О недрах». Предоставление недр в пользование оформляется специальным государственным разрешением в виде Лицензии, которая удостоверяет право проведения работ.

Пользователи недр, осуществляющие разведку и добычу углеводородного сырья в границах предоставленных им в соответствии с вышеуказанным Законом горных отводов и (или) геологических отводов, имеют право на основании утвержденного технического проекта осуществлять добычу подземных вод для собственных производственных и технологических нужд, размещать в пластах горных пород попутные воды и воды, использованные для собственных производственных и технологических нужд (статья 19).

Практически на всех этапах, начиная с поисков и разведки месторождений нефти и газа, заканчивая производством, а именно нефте- и газопереработкой, в технологических процессах, так или иначе, задействуется вода, и водоснабжение является одним из важнейших процессов производства. Кроме воды для технологических нужд, требуется вода для хозяйственно-питьевых нужд рабочих и служащих, а также для целей пожаротушения. На завершающих этапах разработки нефтяных месторождений, вследствие сильной обводненности, когда весь объем попутно добытых вод не может быть использован для целей поддержания пластового давления (ППД), перед недропользователями встает задача экологически безопасной утилизации промыслово-сточных вод.

Обоснование возможности использования подземных вод для водоснабжения, а также обоснование возможности использования глубоких горизонтов для организации полигонов закачки попутных вод включает разработку методики и технологии проведения геологоразведочных работ, их производство, оценку запасов и проектирование эксплуатации.

Все перечисленные виды деятельности сопровождаются получением разрешительной документации и различных согласований и осуществляются специалистами-гидрогеологами.

Ниже хочется остановиться на особенностях выполнения вышеуказанных работ на территории Самарской области.

Хозяйственно-питьевое водоснабжение населения и объектов промышленности в Самарской области осуществляется за счёт подземных и поверхностных вод. Доля подземных вод в балансе хозяйственно-питьевого водоснабжения Самарской области составляет ~ 41 %.

При достаточности водных ресурсов в Самарской области имеются проблемы с водообеспечением. Эти проблемы обусловлены крайне неравномерным распределением водных ресурсов по территории области, большой их временной изменчивостью, а также высокой степенью загрязнения.

Подземные воды с минерализацией до 1г/л имеют значительное распространение на территории Самарской области и приурочены, в основном,

к отложениям, имеющим развитие преимущественно в долине р. Волги и её крупных притоков, а так же в пределах палеодолин.

Площадь развития вод с минерализацией свыше 1 г/л также велика. Минерализованные воды, т.е. имеющие отклонения от санитарных норм по минерализации и часто сопутствующей ей жесткости обязаны целому ряду факторов, главными из которых являются минералогический состав пород и гидродинамические условия. Воды с минерализацией 1,0-1,5 г/л прослеживаются узкими полосками вдоль русел рек Большой Кинель, Кондурча, на севере области указанные воды приурочены к залегающим с поверхности татарским и казанским отложениям.

Слабосоленоватые воды с минерализацией 1,5-3,0 г/л распространены на юго-востоке области в муниципальном районе Большеглушицкий и на севере – в муниципальном районе Елховский.

Воды с минерализацией более 3 г/л встречаются на юге Самарской области в муниципальных районах Большеглушицкий, Большечерниговский и Красноармейский. По согласованию с Роспотребнадзором такие воды используются для хозяйственно-питьевого водоснабжения населения после водоподготовки.

По гидрогеологическому районированию в Самарской области выделяются районы хорошей, средней и слабой обеспеченности подземными водами. Районы хорошей водообеспеченности прилегают к долине реки Волги и ее притокам, средней - расположены в юго-восточной и северо-восточной части области, слабой - в южной части области.

Таким образом, количество вододефицитных районов и районов с плохим качеством подземных вод достаточно велико. Если всю вышеуказанную информацию попытаться увязать с картой месторождений нефти Самарской области (рис.1), можно наглядно убедиться в том, что большая часть нефтяных месторождений расположена именно в таких вододефицитных и, следовательно, и слабоизученных с точки зрения гидрогеологии, районах. В геоморфологическом отношении это преимущественно участки водоразделов и водораздельных склонов, в пределах которых фильтрационные параметры водоносных горизонтов и комплексов значительно ухудшаются.

В таких условиях практически каждая скважина на воду проектируется как разведочно-эксплуатационная. Для обоснования её конструкции, выбора перспективного гидрогеологического подразделения зачастую приходится перерабатывать огромный материал. В лучшем случае – данные по ближайшим водозаборам или одиночным водозаборным скважинам, в худшем – остается полагаться

исключительно на данные геологических съемок масштаба 1:200 000 и данные структурного бурения.

Другой, не менее важной проблемой при организации водоснабжения, водоснабжения, является необходимость учитывать не только нормы законодательства в области недропользования, но и смежных отраслей (водного, земельного, экологического, санитарно-гигиенического и др.). Особенно это касается организации хозяйственно-питьевого (хозяйственно-бытового) водоснабжения на базе подземных вод. Выбор площадки строительства водозабора приходится осуществлять не только с учетом требований СанПиН 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов питьевого назначения», но и нормативов СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов». На основании вышеуказанного нормативного документа, в пределах санитарно-защитных зон объектов (устанавливаются практически для всех объектов нефтедобычи) разрешается располагать исключительно технические водозаборы.

Как правило, добыча нефти ведется с применением заводнения нефтяных пластов нефтепромысловыми сточными водами.

Проектом разработки нефтяных месторождений устанавливаются определенные объемы закачки для поддержания пластового давления (ППД). Недопустимость закачки воды при заводнении залежей сверх установленного проектом разработки объема связана с тем, что использование избыточного количества рабочего агента может привести к снижению нефтеотдачи пластов. Повышение текущего пластового давления на месторождениях, которое может превышать начальное давление, приводит к осложнениям при проведении текущего и капитального ремонта эксплуатационных скважин из-за необходимости их глушения глинистым раствором, а затем проведения дорогостоящих малоэффективных работ по восстановлению дебита скважин. Таким образом, возникает вопрос по утилизации излишков пластовых вод.

Согласно закону РФ «Об охране окружающей природной среды» допускается сброс попутных сточных вод в глубоководные пласты-коллекторы, не содержащие вод, пригодных для хозяйственно-питьевого и технического водоснабжения и не обладающих бальнеологическими свойствами.

Химический и качественный состав попутных сточных вод предопределяет невозможность сброса их в поверхностные источники. Это вызвано следующими факторами. Сточные воды представляют собой высокоминерализованные рассолы с минерализацией до 120 г/дм<sup>3</sup> содержанием хлоридов до 82 г/дм<sup>3</sup>, содержанием сероводорода и железа. Кроме того, сточная вода может быть загрязнена нефтью, механическими примесями, продуктами коррозии, а также ингибиторами коррозии, деэмульгаторами. Технологии очистки сточных вод от солей, в частности,

хлоридов, не существует. Поэтому сброс сточной воды в водоемы вызовет засоление воды и, как следствие, нарушение экологического равновесия.

Специалисты-гидрогеологи проводят изучение геолого-гидрогеологических условий для обоснования возможности утилизации излишков попутных вод, обосновывают возможность использования тех или иных отложений в качестве поглощающего пласта-коллектора.

Самарская область характеризуется благоприятными условиями для подземного захоронения сточных вод.

В результате проведенных исследований в Самарской области по выявлению участков недр, пригодных для сброса попутно добываемых с нефтью вод, многолетнего практического опыта закачки этих вод на ряде разрабатываемых нефтяных месторождений в глубокие поглощающие горизонты, определены, как наиболее перспективные, окско-серпуховские отложения нижнего карбона, фаменские отложения верхнего девона. Основными критериями для обоснования пластов-коллекторов с целью утилизации излишков попутных вод являлись следующие положения:

- поглощающий горизонт должен иметь повсеместное распространение и выдержанную мощность;
- пласт-коллектор должен обладать достаточной водопроницаемостью, обеспечивающей продолжительную приемистость поглощающих скважин и экономически эффективный сброс заданного количества стоков;
- подземные воды поглощающего горизонта не должны быть пригодны для лечебных целей, хозяйственно-питьевого водоснабжения и извлечения из них полезных компонентов;
- надежная изоляция поглощающих горизонтов выдержанными по мощности, регионально протяженными водоупорами от вышележащих водоносных горизонтов зоны активного водообмена, используемых для хозяйственно-питьевого водоснабжения;
- совместимость пластовых вод и пород поглощающего горизонта с утилизируемыми водами при исключении образования нерастворимых осадков;
- отсутствие тектонических нарушений в зоне залегания поглощающих горизонтов;
- поглощающий горизонт в радиусе 20-30 км от полигона утилизируемых стоков не должен выклиниваться или иметь выходы на поверхность.

В настоящее время накоплен достаточно большой опыт разведки, строительства и эксплуатации полигонов. Однако в отрасли

давно назрела необходимость разработки нормативно-методического документа, аналогичного «Классификации запасов и прогнозных ресурсов ресурсов питьевых, технических и минеральных подземных вод» (утв. приказом Министерства природных ресурсов РФ от 30 июля 2007 г. N 195), регламентирующего различные стороны решения этой во многом непростой проблемы.

#### *Выводы*

Основные задачи, решаемые гидрогеологами, в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений:

- обоснование возможности и организация хозяйственно-питьевого и технического водоснабжения на базе подземных вод с учетом всех норм действующего законодательства;
- оценка запасов и разработка технологических схем эксплуатации подземных вод для целей ППД;
- обоснование подземного захоронения излишков подтоварных вод;
- ведение мониторинга геологической среды и состояния недр.

УДК 550.8

## **ОБОСНОВАНИЕ ВЫДЕЛЕНИЯ ПЕРЕРЫВОВ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ, ЗАФИКСИРОВАННЫХ ДАННЫМИ ПЕТРОМАГНИТНЫХ И ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА ФЛЕРОВСКОЙ И ГУСИХИНСКОЙ СТРУКТУРЕ.**

*А.А. Морова.*

*СамГТУ, Самара, Россия*  
[andaluzit@mail.ru](mailto:andaluzit@mail.ru)

Традиционно, кратковременные перерывы в осадконакоплении развиты, пожалуй, во всех известных типах разрезов. Редко какое обнажение или керновый материал представляет собой сплошную непрерывную летопись прошедших геологических периодов. Само существование различных разностей пород в пределах одного интервала, интерпретируемого геологом по общности тех или иных признаков, наличие общих палеонтологических находок и преобладающей мощности осадков в структурные единицы разного иерархии, выделяемые в разрезе, уже подразумевает смену обстановок осадконакопления, а значит, в большей или меньшей мере изменение определяющих ее условий в далеком прошлом. Коры выветривания фиксируют не всякие перерывы в осадконакоплении, а только наиболее

крупные из них, развивающиеся в условиях континентального осадкообразования. Хотя существование подводных кор выветривания отвергается, и процессы, протекающие на дне водоемов обозначают в геологической литературе специальным термином - гальмиролиз, не может быть уверенности в том, что природные явления, проявляющиеся в столь разных обстановках осадконакопления не могут привести к схожим результатам по отдельным признакам в древних отложениях. Для формирования коры выветривания нужно время и определенное сочетание многих действующих в едином разрушающем сформировавшихся породы направлении, факторов: геодинамических, климатических, геоморфологических и иных. Именно такие соотношения, по моему мнению, проявились в данном конкретном случае при составлении схемы корреляции между двумя пробуренными скважинами. Интервал, проинтерпретированный как кора выветривания подстилающих пород различного возраста по ряду признаков – литологических и петромагнитных (см. статью А.А. Морова, Ю.С. Дмитриева в этом же сборнике), прослеживается одинаково хорошо в двух соседних структурах – Гусихинской и Флеровской. Он подстилает поверхность перерыва, свидетельствует о его объемности и с большой вероятностью может быть прослежен в соседних скважинах.

Возможности любых методов ограничены. Ни литолого-фациальный анализ, ни петромагнитный метод не могут дать однозначной информации о том, к какому стратиграфическому подразделению приурочена выделенная кора выветривания, поэтому данные о возрасте пород надежнее всего определяет интерпретация геофизической скважинной информации. По ГИС интервал, выделенный в скважине Гусихинская 1 как кора выветривания относится к кровле афонинского надгоризонта, в скважине Флеровская 2 к кровле черноморского горизонта. Фиксация похожих, признаков в одном и том же интервале абсолютных отметок на двух соседних структурах говорит об общности эрозионных процессов, формирующих кору выветривания подстилающих пород двух разных стратиграфических подразделений.

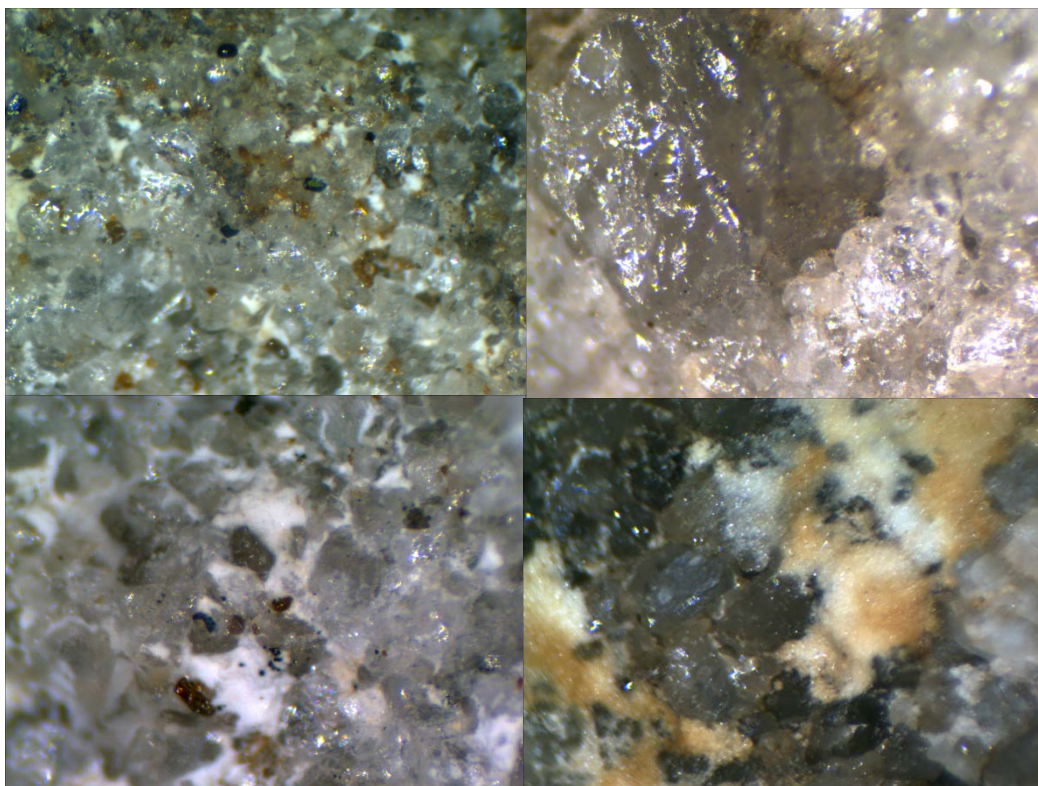
*Признаки коры выветривания в скважине Гусихинская 1.* Интервал, причисленный по общности признаков к коре выветривания мономинеральных кварцевых песчаников в скважине Гусихинская 1 соответствует началу третьего петромагнитного ритма, выделенного по общей картине петромагнитной ритмики (см. фрагмент схемы корреляции в статье А.А. Моровой, А.С. Семина в этом же сборнике). Детальное макро- и микроописание керна позволяет увидеть и описать изменение основных характеристик песчаника – гранулометрических, минералогических и структурно текстурных особенностей по мере

приближения к коре выветривания при описании керна сверху вниз. Изменения эти носят зональную схему распределения и связаны, по всей видимости с поверхностными изменениями вещества при выветривании, выветривании, новом минералообразовании низкотемпературных минеральных ассоциаций, обогащении в прошлом нестабильной зоны гипергенеза устойчивыми к выветриванию минералами. Нижерасположенные породы следов механического разрушения и химического преобразования не несут.

Кора выветривания, выделенная на Гусихинской структуре, совпадает с резкой сменой условий осадконакопления. Фиксируется смена типа слоистости песчаника с горизонтальной слабопроявленной на однонаправленную косую, периодически переходящую в горизонтальную, линзовидную. Песчаник, встречающийся в разрезе, имеет явные признаки выветривания, а именно: не свежий вид зерен кварца, слагающего песчаник (характерна мутная выщербленная поверхность зерен), каолиновый цемент, сменяющий кремнистый в выше и нижерасположенных интервалах (частично кремнистый цемент полностью разрушен до каолинита), (рис 1). Отмечается увеличение количества акцессорных минералов, среди которых преобладают темноцветные слабомагнитные минералы, циркон, редко углистые включения. Углистые включения, также как и тонкораспыленный пирит встречены как в обломочной части породы, так и в виде микровключений в зернах кварца на границе с регенерационными каемками, выполненными новообразованным кремнеземом, и представляют собой материал, скопившийся в микроуглублениях на шероховатой поверхности кварцевых зерен. Количество углистого вещества прямо пропорционально степени выветрелости породы – в неизменном песчанике и алевролите описаны пропластки и линзы каменного угля черного с антрацитовым блеском и углистые включения, мелкораспыленные в глинистом веществе. В неизменной породе определяются следы ползания организмов, канавки, выполненные алевролитистым веществом на черном глинистом фоне. В вертикальном разрезе такие канавки имеют форму близкую к округлой, иногда неправильную. Для песчаника из коры выветривания характерны рыхлые агрегаты зерен, отмечается отсутствие среди зерен кварца индивидов с совершенными кристаллографическими формами, в целом улучшение сортировки и окатанности зерен (рис 1).

Ниже коры выветривания в песчанике и алевролите встречаются аутигенные кристаллы гипса с совершенными кристаллографическими формами, в следующей ниже расположенной зоне отмечается сульфатизация по трещинам и порам в породе, что говорит о возможной вторичной природе хорошо растворимого минерала – гипса за счет разрушения кристаллов пирита в зоне гипергенеза. Растворы по трещинам переносили сульфаты в вышерасположенные горизонты где они и откладывались в виде совершенных прозрачных кристаллов.





*Рис 1. Песчаник из зоны коры выветривания. Левые верхний и рисунки демонстрируют кварцевый минеральный состав обломочной части породы, каолиновый цемент, наличие большого количества акцессорных минералов, хорошую сортировку и окатанность материала, правый верхний рисунок представляет собой фрагмент порфиоровидной структуры, правый нижний – продукты окисления газоконденсата.*

В самом нижнем интервале, в котором отмечаются признаки насыщения породы, по сколам субвертикальных трещин располагается белое с бурым, участками ярко желтым оттенком вещество рыхлое (корябается ногтем), жирное на ощупь, не смывается водой, имеет яркую желтую, желто бурую люминисценцию которая при нагревании образца становится зеленовато – желтой). Под микроскопом вещество имеет вид, который свойственен коллоидальным агрегатам, формы проявления часто округлые, натечные (рис 1). Форма заполнения породы, внешний вид вещества, расположение в разрезе свидетельствует о том, что его происхождение связано с заполнением песчаника газоконденсатом и, по всей видимости, представляет его продукт разрушения. Возможно, что вертикальные трещины, наличие

которых фиксируется во всех интервалах, с которыми связано нефтегазонасыщение, служили путями миграции для флюидов, а зона, отнесенная к коре выветривания соответствует зоне разуплотнения пород пород слагающих разрез, в горизонтальном направлении, поскольку все предположительно продуктивные интервалы связаны с зонами вертикальной трещиноватости и расположены выше интервала глубин развития коры выветривания, ниже нее наличие признаков нефтегазонасыщения не отмечается.

*Обоснование выделения перерыва в осадконакоплении в скважине Флеровская 2.* В скважине Флеровская 2, так же, как и в скважине Гусихинская 1 интервал, проинтерпретированный при макро и микроописании пород как перерыв осадконакопления относится к началу третьего петромагнитного ритма (см. фрагмент схемы корреляции в статье А.А. Моровой, А.С. Семина в этом же сборнике). В терригенных породах Флеровской структуры на абсолютной отметке, отличающейся от интервала выделения коры выветривания на Гусихинской структуре, всего на один метр, фиксируются признаки, свидетельствующие о наличии значительного перерыва в осадконакоплении. В этом интервале развит алевролит песчаный, мономинеральный кварцевый, наблюдается сильная трещиноватость, брекчированность материала. Многие кварцевые зерна имеют облачное погасание, развиты микростилолитовые швы, которые выполнены темным битумом и обогащены цирконом. Количество акцессорных минералов, среди которых преобладает циркон резко увеличивается по сравнению с выше и ниже лежащими интервалами, содержание циркона достигает 7 процентов от общей массы породы. Зона перерыва в осадконакоплении совпадает с границей водонефтяного контакта, выделенной по данным ГИС.

Попытки определения типа насыщения пород в разрезе скважины, а также пространственного расположения газонефтенасыщенных коллекторов, однозначно показывают приуроченность продуктивных интервалов к седиментационным вертикальным трещинам. Их седиментационная природа доказана отсутствием в подстилающих и перекрывающих отложениях трещиноватости; периодическом повторении в разрезе интервалов однотипных по литологии пород с вертикальной трещиноватостью - без нее имеющих массивную или слабопроявленную в пределах образца горизонтальную текстуру.

Резюмируя результаты проведенных исследований следует отметить что в первичном варианте сопоставления данных ГИС с результатами литолого-фациальных исследований были большие расхождения, связанные, по всей видимости, с неоднозначностью выделения корреляционных реперов по данным ГИС в смешанном типе разреза. В ряде случаев были выделены дополнительные осложняющие факторы – например, наличие зерен слюды и циркона, влияющих на данные радиоактивных методов или увеличение глинистой составляющей в известняке, который из-за этого

интерпретировался геофизиками как глина или аргиллит. Необходимость уточнения геологического строения разреза и выделение дополнительных к геофизическим реперам, литологических была вызвана необходимостью, возникшей при составлении схемы корреляции между скважинами. Данный пример проведения литолого-фациальных исследований керна демонстрирует возможности применения метода, представляет из себя решение повседневной производственной задачи и не претендует на научную новизну.

УДК 550.8

### **СОПОСТАВЛЕНИЕ ДАННЫХ ЛФИ, ГИС И ПЕТРОМАГНИТНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ В СКВАЖИНЕ ГУСИХИНСКАЯ 1 ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ ПРИЧИН НЕСООТВЕТСТВИЙ МЕЖДУ НИМИ.**

*А.А. Морова, Ю.С. Дмитриева.*

*СамГТУ, Самара, Россия*  
[andaluzit@mail.ru](mailto:andaluzit@mail.ru), [julya-dm@yandex.ru](mailto:julya-dm@yandex.ru).

При составлении корреляционной схемы между скважинами Гусихинская 1 и Флеровская 2 было выявлено несоответствие литологической разбивки между данными интерпретации ГИС, ГТИ и опорным литологическим разрезом, построенном при литолого-фациальных исследованиях керна. С учетом того, что в дальнейших проектных скважинах обоих месторождений отбор керна, не запланирован, становится актуальным вопрос выявления несоответствий между данными ГИС, литолого-фациальными и петромагнитными исследованиями. Возможность проведения последних рассматривается с привлечением в виде объекта исследований шлама вместо керна.

Целью исследований ставилось выявление причин несоответствий между данными литолого-фациальных, петромагнитных и геофизических исследований (ГИС) в скважине Гусихинская 1. Задачи исследований: сопоставление данных ГИС и относительных значений параметров петромагнитных исследований, выявление основных закономерностей между литологическим составом пород, характерным поведением петромагнитных кривых и данными ГИС.

Как уже было замечено ранее (см. статью А.А. Моровой и А.С. Семина), сопоставление данных литолого-фациальных и

петромагнитных исследований в процессе построения корреляционной схемы пласта Д4vb воробьевского горизонта между скважинами Гусихинская 1 и Флеровская 2, показало полное соответствие петромагнитных ритмов и литологической модели исследуемой части пласта, основанной на комплексном анализе керна. В большинстве случаев границы петромагнитных подразделений совпадают либо со сменой литологии, либо соответствуют перерывам в осадконакоплении, зафиксированным при описании керна. Во многих случаях эти зоны фиксируются проявленными осложнениями в процессе бурения, хорошо видимыми при анализе ежесуточных сводок с буровой, что дает основание в будущем делать прогнозы возможных технологических незапланированных документацией, случаев повышенной аварийности при строительстве ствола скважины. Для решения поставленных задач керн использовался как абсолютно надежный источник информации о литологическом строении разреза (вынос керна составляет 100%), данные остальных методов сопоставлялись с литологической колонкой, построенной по керну.

*Результаты сопоставления ГИС и петромагнитных исследований.*

Здесь и далее смотри рис.1.

*Нулевой петромагнитный ритм(0). Интервал - 4293-4284.*

По данным исследования керна интервал представлен глинистыми известняками, мергелями с прослоями аргиллитов.

Данные радиоактивного каротажа соответствуют литологическому описанию пород: высокие показания НГК, характерные для карбонатных пород. Высокие показания ГК обусловлены повышенным содержанием глинистого материала. Низкие значения водородосодержания на диаграмме соответствуют породам с низкой абсолютной пористостью.

Данные РК сопоставимы с данными петромагнитных исследований. Низкие значения остаточной намагниченности ( $J_n$ ) характерны для чистых разностей известняка. Повышение значений связано с повышенным содержанием глинистого материала. Значения магнитной восприимчивости ( $k$ ) и прирост магнитной восприимчивости после нагрева образцов до  $500^\circ\text{C}$  ( $\Delta k = k_t - k$ ) контролируются примесью тонкораспыленного пирита.

*Первый петромагнитный ритм (1). Интервал - 4284-4277,5 (1).*

Нижняя часть интервала представлена чередованием аргиллитов и глинистых известняков. Для аргиллитов характерны высокие показания ГК, минимальные показания на диаграммах НГК, резкое падение кажущихся сопротивлений, высокое водородосодержание.

Верхняя часть разреза представлена аргиллитами с тонкими прослоями мергелей, глинистыми известняками, алеволитами.

Для карбонатных пород характерны средние, высокие значения НГК, снижение показаний на диаграммах ГК. В прослоях аргиллитов показания ГК и водородосодержания возрастают. В мергелях также наблюдаются высокие показания ГК за счет высокого содержания глинистого материала (до 50-70%).

В прослоях аргиллитов возрастают показания Jn и k. Высокие значения kt и Δk приходятся на прослой мергеля, так как в них содержание пирита достигает 15-20%.

Нижняя граница петромагнитного ритма соответствует смене литологии пород, верхняя выражена литологически в смене типа слоистости, появлению сульфатной составляющей в породах, смене типа зернистости, сортировки и окатаности материала.

*Второй петромагнитный ритм(2). Интервал - 4277,5-4274 (2).*

Литологически интервал представлен алевролитами (нижняя часть разреза) и песчаниками (верхняя часть разреза).

В терригенных породах по сравнению с карбонатными породами значения Jn и k выше. Значения kt и Δk немного ниже по сравнению с предыдущими интервалами, так как содержание пирита в данных образцах невелико.

Для алевролитов характерны повышенные показания ГК, для чистых песчаников – низкие. Однако при исследовании шлифов зерна было выделено повышенное содержание акцессорных минералов (до 7%), таких как циркона и амфибола. В связи с этим возможно повышение радиоактивного фона данных пород.

По результатам литолого – фациальных исследований верхняя граница второго петромагнитного цикла соответствует интервалу значительного перерыва в осадконакоплении (см. статьи А.А. Моровой, А. С. Семина в этом же сборнике). На глубине, соответствующей выделенной по ЛФИ коре выветривания (а.о. 4274м), отмечаются резко увеличенные значения остаточной намагниченности насыщения (Jrs) и падение коэрцитивной силы (Hcr). Литологическая модель не подтверждает предположения о том, что интервал повышенных значений Jrs, обусловлен интенсивным поступлением терригенного материала в бассейн осадконакопления. Этому противоречит лучшая сортировка и окатанность материала по сравнению с выше и ниже лежащими породами. Нами было сделано предположение об обогащении предполагаемой коры выветривания кварцевых песчаников слабомагнитным минералом. По ассоциации с цирконом, которого в породе наблюдается около семи процентов, можно предположить наличие ильменита. Специальных исследований, позволяющих точно определить минеральный состав акцессориев не проводилось, циркон определен при изучении пород под поляризационным микроскопом.

*Третий петромагнитный ритм(3). Интервал -4274-4266,3 (3).*

Интервал состоит из трех частей: терригенной-карбонатной-терригенной. Верхняя часть ритма совпадает со сменой литологии.

Нижняя часть разреза интервала представлена песчаниками с высоким содержанием циркона (до 7%), глинистый материал

распространен по трещинам. Возможно, это является причиной повышенных значений  $J_n$ ,  $k$ ,  $J_r$ . Также по керну выделены аргиллиты.

Для карбонатной части разреза характерны повышенные значения на диаграммах НГК, на ГК выделено понижение показаний (однако такие значения более характерны для глинистых известняков). Низкое водородосодержание, повышено сопротивление на диаграммах КС. Повышены показания  $J_n$ ,  $k$ , возможно из-за глинистости.

Верхняя терригенная часть интервала представлена переслаиванием аргиллитов и песчаников, в кровле пачка алевролитов. Переслаивание аргиллитов и песчаников по диаграммам ГИС не определено из-за тонких прослоев песчаника (менее 40 см). Пачка алевролитов достаточно четко определяется: средние (высокие) показания на диаграммах НГК, средние (высокие) показания ГК, повышенные сопротивления, низкое водородосодержание. По петромагнитным параметрам:  $k$  – низкие значения,  $\Delta k$  и  $J_n$  – невысокие, средние значения. В целом характерные показания для данного типа пород.

Нижняя терригенная часть разреза интервала 3 и 2 петромагнитный интервал расчленены на основе исследований керна и петромагнитных исследований. Данные ГИС в данном случае малоинформативны. По РК – высокие показания на ГК, низкие на НГК; высокое водородосодержание, понижены сопротивления на диаграммах КС. Данная пачка пород по данным ГИС однородна и выглядит как глины.

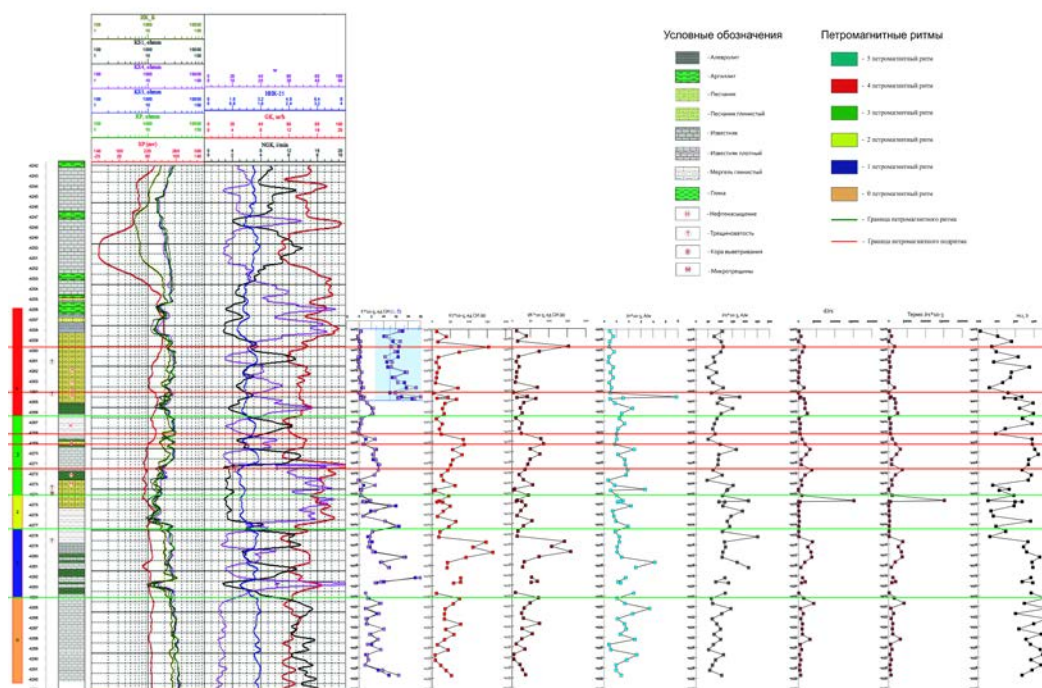
*Четвертый петромагнитный ритм(4). Интервал - 4266,3-4256 (4).*

«Мощная» толща песчаника по диаграммам ГИС выделена по средним и высоким показаниям на диаграммах НГК, повышенные сопротивления на диаграммах КС, средние значения водородосодержания! (характерно для коллекторов), показания ГК повышены. Увеличение амплитуды кривой ГК возможно из-за суммарного влияния глинистости породы, повышенной содержания циркона, битумизация породы. Показания  $J_n$  и  $k$  типичные для данного типа пород. В верхних прослоях песчаника выявлена сильная пиритизация как на основе изучения керна под бинокляром, так и на основе петромагнитных исследований! Прослеживается связь увеличения количества тонкораспыленного пирита в покрышках продуктивных интервалов, что отражается в резком увеличении значений термокаппы в одной – двух точках.

*Основные выводы и закономерности:*

Проведенные исследования показали, что причины несоответствий между данными литолого-фациальных, петромагнитных и геофизических исследований (ГИС) в скважине Гусихинская 1 связаны с неоднозначностью интерпретации сложнорасчлененного разреза смешанного типа. Повышенные значения ГК отмечались в интервалах наличия в разрезе значительного количества циркона и акцессорных минералов. Сопоставление данных ГИС и относительных значений параметров петромагнитных исследований показывает, что оба метода не противоречат, а взаимно дополняют друг друга

и при необходимости могут быть использованы для расчленения разрезов скважин с записью петромагнитных параметров прямо на буровой. Выявленные закономерности между литологическими особенностями пород, характерным поведением петромагнитных кривых и данными ГИС доказали возможность выделения в разрезе перерывов в осадконакоплении. Это дает возможность уточнять стратиграфические границы (как правило, перерывы в осадконакоплении совпадают с границами стратиграфических подразделений разных рангов), выделять аварийные зоны повышенной опасности, которые также, как показывает практика совпадают с границами петромагнитных ритмов и подритмов, а также делать прогноз относительно насыщения пород и возможной миграции углеводородов в горизонтальном направлении вдоль разуплотненной зоны перерывов в осадконакоплении.



*Рис1 – Фрагмент корреляционной схемы, скважина Гусихинская №1. Сопоставление данных ЛФИ, ГИС и петромагнитных исследований*

УДК 622.276

**КОЭФФИЦИЕНТ ВЫТЕСНЕНИЯ И СМАЧИВАЕМОСТЬ  
ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ***Р.Т.Ахметов, В.В.Мухаметшин, А.В.Андреев**Филиал ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной  
технический университет» в г.Октябрьском,  
г. Октябрьский, Россия**[vsh@of.ugntu.ru](mailto:vsh@of.ugntu.ru)***THE COEFFICIENT OF REPLACEMENT AND WETTABILITY OF  
PRODUCTIVE LAYERS***R.T.Akhmetov, V.V.Mukhametshin, A.V.Andreyev**Department of FSBEI «Ufa State Petroleum Technological University» in  
Oktyabrskiy,  
the Russian Federation,**[vsh@of.ugntu.ru](mailto:vsh@of.ugntu.ru)*

На величину остаточной нефтенасыщенности оказывает большое влияние неоднородность сечения поровых каналов вдоль линий фильтрации нефти. Чем больше разница в размерах пор и межпоровых сужений вдоль фильтрационных каналов коллектора, тем интенсивнее будет происходить дробление нефти на границе расширений (пор) и сужений (межпоровые каналы), тем худшие условия создаются для вытеснения нефти водой.

По мнению многих исследователей на величину остаточной нефтенасыщенности основное влияние оказывает именно соотношение сечений пор и межпоровых сужений. Поэтому в рамках простой капиллярной модели пустотного пространства обоснование коэффициента вытеснения не представляется возможным [1-4].

Для обоснования коэффициента вытеснения нефти водой нами предлагается использование модели капилляров переменного сечения: цепочки пор и межпоровых сужений (макро- и микрокапилляров) [5].

Наши исследования показывают, что соотношение сечений пор и межпоровых сужений определяется величиной эффективной пористости коллектора. Сопоставление коэффициента вытеснения с величиной, обратной эффективной пористости по ряду месторождений Западной Сибири, Пермского края и Республики Татарстан показали наличие тесной корреляционной связи между указанными параметрами.



Смачиваемость коллекторов также оказывает существенное влияние на процесс вытеснения нефти водой. Характер распределения флюидов в пустотном пространстве как до начала, так и в процессе и после вытеснения нефти водой является функцией смачиваемости [6-9].

Коэффициент вытеснения зависит от значений остаточной водонасыщенности и нефтенасыщенности, а эти параметры, в первую очередь, определяются смачиваемостью продуктивного пласта. С возрастанием степени гидрофобизации коллектора остаточная (реликтовая) водонасыщенность уменьшается, а остаточная нефтенасыщенность наоборот, возрастает. Кроме того, характер смачиваемости оказывает существенное влияние на фазовые проницаемости для нефти и воды [10, 11].

Рассмотрим характер распределения гидрофильных и гидрофобных участков на поверхности поровых каналов.

В предельно-нефтенасыщенном пласте неэффективные поровые каналы как правило гидрофильны и заполнены водой. Наиболее тонкие эффективные поровые каналы (микрокапилляры), заполняемые водой в процессе естественной пропитки образца очевидно являются полностью гидрофильными. У этих капилляров поверхность покрыта пленкой остаточной воды, а в центральной части находится подвижная нефть.

Основная часть пустотного пространства представлена чередованием пор и межпоровых каналов. По нашему мнению, микрокапилляры полностью гидрофильны и содержат на поверхности пленку остаточной воды, а макрокапилляры (поры) – практически полностью гидрофобны. Данная часть пустотного пространства заполняется водой лишь после дополнительного принудительного заводнения. Крупные поровые каналы, как правило, гидрофобизированы под влиянием высокомолекулярных соединений нефти. Это подтверждается тем, что они заполняются в процессе самопроизвольной пропитки моделью нефти (керосином).

### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Ахметов Р.Т.* Прогноз абсолютной проницаемости гранулярных коллекторов на основе гантельной модели пустотного пространства / Р.Т. Ахметов, Л.Е. Кнеллер // Каротажник. - 2013. - №7. - С. 75-88.
2. *Ахметов Р.Т.* Остаточная нефтенасыщенность в рамках гантельной модели строения пустотного пространства породы // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2012. - №12. -С. 39-42.

3. *Ахметов Р.Т.* Коэффициент абсолютной проницаемости в рамках гантельной модели / Р.Т. Ахметов, В.Ш. Мухаметшин // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». - 2012. - №1. - С. 341-352.

4. *Ахметов Р.Т.* Обоснование закона распределения поровых каналов гранулярных коллекторов // Нефтегазовое дело. - 2012. - №10-2. - С. 87-89.

5. *Ахметов Р.Т.* Гантельная модель пустотного пространства природных резервуаров нефти и газа // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2011. - №5. - С. 31-35.

6. *Хабаров А.В.* Моделирование нефте- и водонасыщенности коллекторов по данным капилляриметрических исследований керна / А.В. Хабаров, Я.Е. Волокитин // НТВ «Каротажник». - 2009. №12.- С. 157-161.

7. *Мухаметшин В.В.* Оценка потенциальных добывных возможностей скважин по геолого-геофизическим и промысловым данным / В.В. Мухаметшин // Нефтегазовое дело. – 2016. – Т. 15. – № 2. – С. 61-64

8. *Мухаметшин В.Ш.* Оценка коэффициента продуктивности залежей по косвенным данным на стадии составления первых проектных документов / В.Ш. Мухаметшин // Нефтегазовое дело. - 2011. - Т. 9. - №3. - С. 11-12.

9. *Мухаметшин В.Ш.* Моделирование процесса нефтеизвлечения с использованием опыта разработки месторождений, находящихся длительное время в эксплуатации / В.Ш. Мухаметшин // Нефтегазовое дело. - 2011. - Т. 9. - №4. - С. 47-50.

10. *Мухаметшин В.Ш.* Повышение эффективности использования ресурсной базы месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти / В.Ш. Мухаметшин, Р.Т. Ахметов, А.В. Андреев // Нефтегазовое дело. – 2015. - Т. 13. - №4. - С. 122-125.

11. *Ахметов Р.Т.* Водоудерживающая способность и смачиваемость продуктивных пластов / Р.Т. Ахметов, В.В. Мухаметшин // Нефтегазовое дело. - 2016. - Т. 15. - №2. - С. 34-37.

УДК 550.8

## МЕДНАЯ МИНЕРАЛИЗАЦИЯ В ПРОЯВЛЕНИЯХ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ

*И.С. Ламзин, А.С. Трошкин, Н.А. Лихопоеико, В.В. Гусев, М.П.Бортников*

*СамГТУ, Самара, Россия*

[lamzin-ivan@mail.ru](mailto:lamzin-ivan@mail.ru)

[Troshinlesha@mail.ru](mailto:Troshinlesha@mail.ru)

[Likhopoenko@mfil.ru](mailto:Likhopoenko@mfil.ru)

[ylgusev53@mail.ru](mailto:ylgusev53@mail.ru)

Медные рудопроявления в пермских отложениях восточной части Русской Платформы известны на территориях Кировской и областей, а также в республиках Удмуртия, Татарстан и Башкортостан. образуют Западно-Уральскую меднорудную металлогеническую провинцию и прослеживаются вдоль западного склона Урала с севера на юг на 300 км при ширине 130 км. (Рис 1). Стратиграфически, месторождения подчинены к уфимскому, казанскому, частично уржумскому и северодвинскому ярусам. Медные руды литологически представлены в породах песчаникового типа (медистые песчаники, конгломераты, гравеллиты), а также глинистыми и глинисто-карбонатными разновидностями (шиферные руды – медистые глины, аргиллиты, мергели и известняки).

### Схема расположения рудопроявлений меди в Приуралье



Рис. 1

Наиболее интересными, на наш взгляд, являются сообщения о находках медной минерализации в центральной части Самарской области на Самарской Луке. [1,2,3] Считается, что источником меди были здесь привозные руды. Однако, находки медной минерализации в карьере карбонатных пород Яблоневый Оврага, находящемся всего в шести километрах от Муромского городка, поставили под сомнение вывод о привозных рудах.

Чтобы понять процесс накопления меди в пермских породах, нужно заглянуть в далекое прошлое Самарского региона на многие десятки миллионов лет назад. Академик А. Е. Ферсман, автор увлекательнейшей “Занимательной минералогии”, именем которого назван крупнейший в России минералогический музей, писал: “начну описание с артинских горизонтов, т. е. с тех прибрежных, частью даже материковых отложений, которые отвечают времени максимального подъема Урала и которые накапливались в виде песчаников, глин и конгломератов на берегах моря, окаймлявших молодой хребет. Под влиянием горообразующей деятельности обособлялись отдельные заливы более глубокого на западе моря и огромные количества гипса и соли концентрировались на дне бассейнов, напоминая ту геохимическую картину, которая рисуется в настоящее время в той озерно-степной полосе, которая простирается вдоль Крымо-Кавказкого мезозойского третичного хребта. Эти слои гипса и соли многократно перекрывались глинистыми и песчаными наносами, сносимыми бурными водами дождей или навеваемыми пылью, а в верхних горизонтах частично должны были накапливаться калиевые соли.

В то время как суша с ее материковыми и пресноводными процессами завладела большей частью пермского моря, прекратившаяся горообразовательная деятельность проявлялась лишь в возникновении меридиональных сбросов, и в эпоху уфимских отложений пестрая и красная серия песчаных и частью мергелистых пород покрыла морские осадки пермокарбона. По-видимому, в эти же моменты шло разрушение молодой Уральской цепи, и одновременно с выносом реками механических продуктов гипергенеза шли растворение и перенос растворимых солей в те мелкие частью соленые, частью пресноводные бассейны, которые то тут, то там должны были возникать в пустынной низине на запад от Урала. В этих условиях изменчивых неглубоких водоемов ищут сейчас разгадку тех больших скоплений металлов меди, ванадия и хрома, которые известны не только в предгорьях Урала, но и за сотни верст от него среди песчано-глинистых осадков.

При геохимическом обзоре меди и ее соединений А. Е. Ферсман уточняет, что “этот металл играет огромную роль в песчаниках приуральской толщи, причем главное его распространение должно быть отнесено к верхам Уфимского яруса. По-видимому, было бы неправильно приурочивать скопления медных соединений к одному строго определенному горизонту, так как, очевидно, накопление меди связано с довольно длительной фазой геохимического процесса, в разных местах в разное время осаждавшего сингенетически медь в мелководных высохавших соляных бассейнах. Хотя подавляющее число наблюдений говорит за связь медных руд с уфимским ярусом, тем не менее, ряд вполне вероятных отдельных наблюдений заставляет связывать их в некоторых случаях с казанским или даже низами татарского, так что в некоторых районах возможно нахождение нескольких медных горизонтов, отстоящих на десятки метров... До сих пор основными медьсодержащими минералами этого района считались: пирит с содержанием

меди, халькозин, халькопирит и вторичные продукты их катагенеза и гипергенеза – малахит, азурит.

Источником поступления меди в казанский морской бассейн являлись продукты разрушения Урала, имевшие в отдельные периоды повышенные содержания металла. Перенос меди в бассейн осуществлялся в виде растворов, взвесей, или коллоидов. Изменение водородного потенциала в бассейне седиментации приводило к выпадению меди в осадок.

Большинство из изученных медепроявлений характеризуется невысоким содержанием (первые десятые доли процента). Распределение медепроявлений в процентах по стратиграфическим подразделениям казанского яруса и литологическим разновидностям пород выглядит так: 82% из известных рудопроявлений встречено в отложениях нижнеказанского подъяруса, в том числе в породах нижней пачки 24%, средней – 19% и верхней – 38%. На отдельных участках в разрезе фиксируется до 4 меденосных пластов с бедной и убогой минерализацией. Наиболее высокое среднее содержание отмечено в песчаниках и глинах, самое низкое – в карбонатных породах. Более всего рудопроявлений связано с песчаниками (46%), затем с глинами и алевролитами (по 21%) и менее всего с известняками (12%). Форма выделения медистых минералов в казанских отложениях самая различная. По В. А. Полянину, встречается: 1 – рассеянная, минералогически не обособленная примесь меди, адсорбированная глинистыми минералами, 2 – микроконкреционные выделения, 3 – фитоморфозы по обуглившейся древесине или вкрапления вокруг нее, 4 – желвачно-конкреционные выделения, 5 – пленочно-прожилковая и рассеянно-вкрапленная форма по макро и микротрещинам, 6 – секреционные выделения в корочках и друзах на стенках полостей микропор.

К распространенным минералам меди в этих отложениях Л. М. Миропольский относил малахит и азурит, к редким – ковеллин, халькопирит, брошентит и самородную медь. Работами В. А. Полянина и других исследователей установлено, что такие минералы как ковеллин, халькозин, куприт и борнит распространены в рудах довольно широко, а иногда преобладают. В горных выработках и обнажениях минерализация представлена малахитом, азуритом, конкрециями куприта и халькозином, который обычно присутствует в тонко рассеянном состоянии.

В составе Западно-Уральской меднорудной провинции выделяется Вятско-Камская меденосная полоса, которая простирается с Северо-Запада на Юго-Восток на расстояние около 400 км от юга Кировской области через Татарстан, в пределы Башкирии и востока Оренбургской области, географически задевая северо-восточную часть Клявлинского района Самарской области. На этой территории, общей площадью более

30 000 км<sup>2</sup> в настоящее время известно более 500 мелких месторождений и рудопроявлений меди, приуроченных к различным по возрасту отложениям верхней Перми, преимущественно казанского яруса (см. Рис.1).

Медной минерализацией в Яблонево-овраге занимались многие геологи: И.С. Муравьев, Н.В. Ермошкин, Е.С. Шуликов [3], но, а сейчас это место мало исследуемо по причине закрытия известнякового карьера в Яблонево-овраге и невозможностью проводить сбор информации для научно-исследовательской работы.

По данным предшествующих исследователей в 60-е годы на Яблонево-овражском месторождении карбонатных пород была вскрыта довольно мощная, секущая разновозрастные карбонатные отложения “жила” (трещина), протянувшаяся на значительное расстояние. Стенки “жилы”, по свидетельству очевидцев, были усыпаны малахит-азуритовыми щетками. Наиболее часто встречающееся максимальное содержание меди колеблется в пределах 1-5%, хотя в отдельных пробах содержание меди достигало 13% и более. Максимальному содержанию меди в породах обычно соответствует и максимальное содержание меди в водах (до 1,5 мг/л) и в сухих остатках (до 0,02%). В водах верхнепермского комплекса содержание меди довольно высокое. Так, если по данным Ю. Ю. Бугельского (1962) рудничные воды в аридном климате содержат 0,2 мг/л меди, то среднее содержание меди в водах верхнепермского комплекса колеблется в пределах 0,2-0,75 мг/л, значительно превышая цитируемые цифры. С медью часто встречаются повышенные содержания серебра (до 100 г/т), свинца (до 0,07-0,1%), реже селена и рения. Интересна закономерность, что отношение Re: Си довольно близко к рудам знаменитого Джеккаганского месторождения, а отношение Re :Os в изученных образованиях на порядок выше, чем в рудах Джеккагана [1].

Примечательно, что, во-первых, минералы меди встречаются среди карбонатных пород (шиферные руды), а во-вторых, относятся они не к пермским, а к верхнекаменноугольным отложениям, что сразу ставит под сомнение уральский источник поступления вещества. Встреча медных минералов описана в двух слоях. Слой 7 мощностью до 15 м залегает в кровле зоны *Rauseritesquasiarcticus* дорогомилловского горизонта касимовского яруса. Он представлен доломитами неравномерно известковистыми, серыми, мелкокристаллическими, толстослоистыми до массивных. В верхней части слоя (1,3-1,5 м) отмечаются медепроявления в виде корочек и налетов в пустотах и трещинах породы- малахита и азурита. Слой 8 мощностью 8 м залегает в подошве зоны *Triticitesrossicus* – *Rauscritesstuckenbergi* добрятинского горизонта гжельского яруса. Он представлен известняком серым, мелкокристаллическим до пелитоморфного, неяснослоистого, с мелкими конкрециями и стяжениями кремня. В конкрециях иногда находятся раковинки фораминифер. В слое на разных уровнях встречаются линзы органогенно-фузулинового известняка. На восточной стороне карьера в пограничной зоне с нижележащим слоем местами распространены по

трещинам и кристаллам вторичного кальцита минералы меди (азурит, малахит) и карбонатные брекчии.

В 2012 г. медная минерализация в карьере Яблоневого Оврага была обследована сотрудниками кафедры «Геология и геофизика» СамГТУ. Образцы, содержащие медные минералы, были отобраны в восточной части на склонах карьера (Рис.2). Рудная минерализация встречается среди карбонатных пород (шиферные руды) верхнекаменноугольных отложений гжельского яруса. Вмещающие породы представлены известняком серым, мелкокристаллическим до пелитоморфного, неяснослоистым (Рис.3). Целью данной работы было исследование медного оруденения Яблоневого Оврага и уточнение его минерального состава.



*Рис. 2 Обнажения карбонатных пород в Яблоневом овраге*



*Рис. 3. Медная жила по тектонической трещине в карбонатных породах*



*Рис.4. Фотография исследуемого образца*

Дифференциальный термический анализ проводили на дериватографе Q-1500D фирмы MOM с использованием платинородиевой термопары в интервале температур от 20 до 1000 °С; в качестве эталонного вещества использовался оксид алюминия. Скорость нагрева образцов в основном составляла 5 °С/мин (реже использовали режимы 2,5 и 10 °С/мин).



Термограмма для зеленого участка медного оруденения представлена на рис.5. Съемку дифрактограмм проводили с помощью рентгеновского дифрактометра «ДРОН-2» на излучении  $\text{CuK}$  [6]. Для интерпретации результатов, полученных вышеперечисленными методами, использовали сведения работ. По результатам рентгенофазового анализа (табл. 1, столбцы 3, 4), а также данным дифференциального термического анализа, по наличию на кривых ДТА, высокотемпературного эндотермического эффекта в интервале температур 890-950 °С нами был диагностирован кальцит. Наличие кварца было подтверждено рентгенофазовым анализом (см. табл. 1, столбцы 5, 6). Присутствие в пробах малахита и азурита было установлено данными как рентгенофазового анализа (см. табл. 1, столбцы 7-10), так и дифференциального термического анализа. Следует отметить, что термические эффекты малахита и азурита сходны между собой и проявляются на кривой ДТА интенсивными эндоэффектами в областях от 280 до 500 °С и при температуре свыше 1000 °С. Для малахита низко температурный эффект протекает в температурном интервале от 280 до 420 °С, а для азурита – при температурах 300-500 °С, при этом происходят дегидратация, разложение структур минералов и диссоциация карбонатов меди с удалением  $\text{CO}_2$ . Высокотемпературный эффект при 1000-1100 °С для данных минералов сопровождается разложением  $\text{CuO}$ . Содержание сульфидных минералов – пирита, ковелина и борнита – в образцах было определено нами по наличию экзотермических эффектов, отвечающих окислению этих минералов на кривых ДТА в диапазоне температур от 300 до 700 °С. Для пирита характеристический пик, соответствующий началу экзо эффекта, проявляется при 380 °С, данный эффект связан с окислением пирита до  $\alpha$ -гематита ( $\alpha\text{-Fe}_2\text{O}_3$ ); для ковелина ( $\text{CuS}$ ) характеристический пик, соответствующий началу экзо эффекта, проявляется при 300 °С, данный эффект связан с окислением ковелина до  $\text{CuO}$  и  $\text{Cu}_2\text{O}$ ; для борнита характеристический пик, соответствующий началу экзоэффекта, проявляется при 350 °С, данный эффект связан с окислением борнита и образовани- ем  $\text{Cu}_2\text{O}$ ,  $\alpha\text{-Fe}_2\text{O}_3$  и  $\text{SO}_3$ , между которыми возможно взаимодействие с образованием сульфатов, которые затем разлагаются. Наличие ковелина и борнита было подтверждено также присутствием соответствующих пиков на дифрактограммах исследуемых образцов (см. табл. 1, столбцы 11-14).

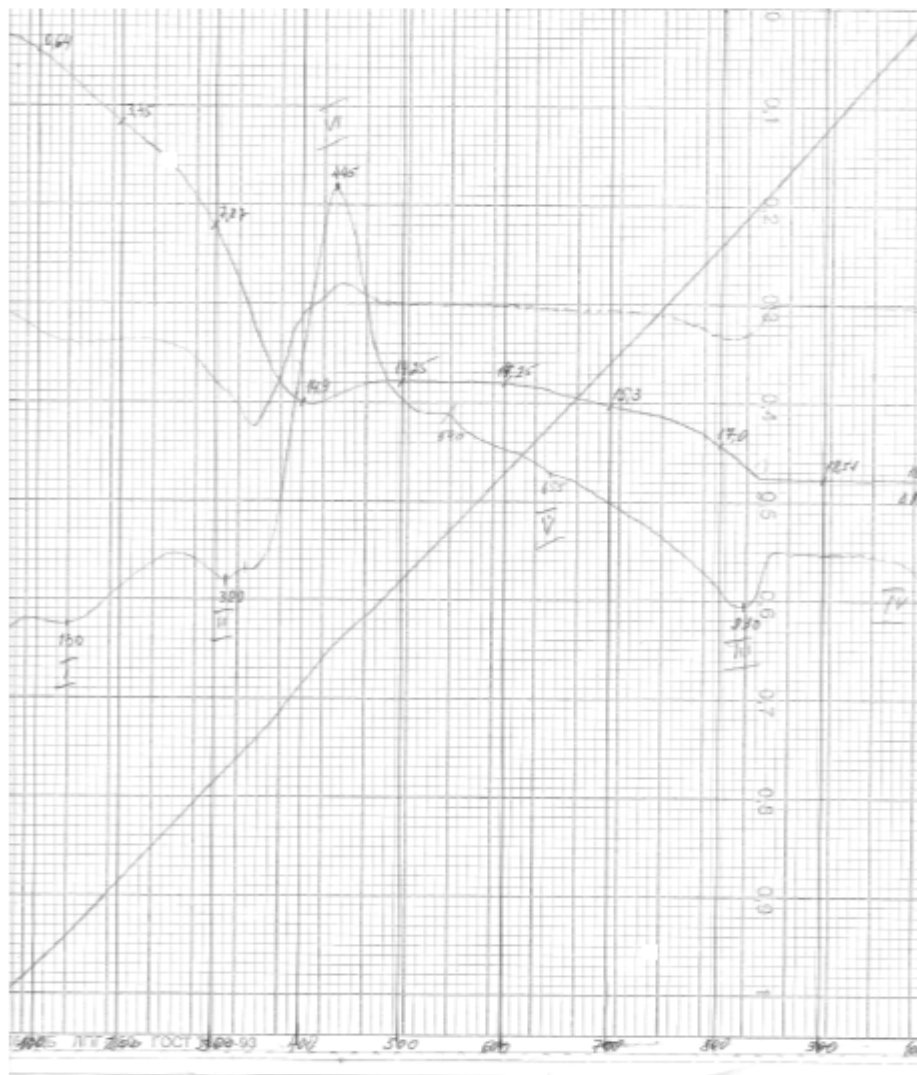


Рис. 5. Термограмма для зеленого участка медного оруденения

Окислы и гидроокислы меди и железа – тенорит  $\text{CuO}$ , гематит  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  и гидрогетит  $\text{HFeO}_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}$  – были определены нами в составе проб по следующим эффектам на кривых ДТА: тенорит  $\text{CuO}$  – по эндоэффекту при 1000-1120 °С, сопровождающемуся разложением  $\text{CuO}$ ; гематит  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  – эндоэффектом при 640-680 °С, отвечающим переходу  $\alpha\text{-Fe}_2\text{O}_3$  в  $\gamma\text{-Fe}_2\text{O}_3$ ; гидрогетит  $\text{HFeO}_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}$  – эндоэффектом при 50-200 °С, связанным с удалением воды, и эндоэффектом при 280-400 °С, отвечающим дегидратации и разрушению структуры гетита до  $\alpha\text{-Fe}_2\text{O}_3$ , который далее претерпевает превращение, характерное для гематита. Наличие вышеперечисленных

окислов и гидроокислов меди и железа было подтверждено также данными рентгенофазового анализа (табл. 2, столбцы 15-20).

Результаты рентгенофазового анализа образцов

[Таблица 1

Эксперимент. значения		Кальцит		Кварц		Малахит		Азурит		Ковеллин		Борнит		Тенорит		Гематит		Гидрогёнит	
d	I	d	I	d	I	d	I	d	I	d	I	d	I	d	I	d	I	d	I
5.79	8					5.77	60												
5.21	5							5.2	100										
4.87	10					4.87	60												
4.62	1																	4.61	20
4.49	5					4.51	20												
4.23	2			4.24	50														
4.17	3																	4.17	100
4.06	3					4.07	40												
3.85	3	3.849	20																
3.66	12					3.64	80	3.67	100							3.65	30		
3.55	4							3.53	100										
3.38	1																	3.38	30
3.32	20			3.34	100					3.33	40	3.31	80						
3.23	2									3.24	60								
3.15	3					3.12	40	3.12	40			3.16	80						
3.025	100	3.03	100							3.04	80								
2.95	4							2.94	40										
2.82	18					2.82	100	2.82	40	2.81	100								
2.75	10					2.73	40					2.74	80	2.74	40				
2.70	5									2.71	80					2.7	100	2.69	80
2.58	1																	2.58	30

Продолжение табл. 1

Эксперимент. значения		Кальцит		Кварц		Малахит		Азурит		Ковеллин		Борнит		Тенорит		Гематит		Гидрогёнит	
d	I	d	I	d	I	d	I	d	I	d	I	d	I	d	I	d	I	d	I
2.52	12							2.54	100			2.51	60	2.53	100	2.51	100		
2.49	8	2.49	50			2.49	80												
2.445	8			2.45	50											2.43	30	2.45	100
2.32	2			2.231	40			2.35	60	2.3	60			2.32	100				
2.28	20	2.277	60	2.28	50			2.28	80										
2.26	8					2.26	40											2.25	40
2.23	3							2.24	80										
2.19	1															2.20	60	2.189	60
2.16	3					2.16	40	2.18	40										
2.10	3	2.088	70	2.123	50	2.09	40	2.12	40	2.09	20	2.103	40						
2.03	3					2.03	40			2.03	40					2.03	10		
1.99	2							2	80										
1.97	1			1.975	40	1.97	40												
1.94	3							1.945	80					1.95	10				
1.90	10	1.912	80					1.90	20	1.89	100	1.904	40						
1.86	3	1.869	90			1.86	40							1.86	80	1.84	70		
1.81	2			1.813	90			1.825	80										
1.75	2					1.76	20	1.76	60										
1.71	4							1.71	20	1.72	80			1.71	60			1.719	80
1.68	5															1.69	80	1.692	20
1.67	4			1.668	50	1.664	60					1.67	20						
1.645	1			1.656	20			1.64	20			1.65	60			1.64	20	1.65	10

Эксперимент. значения		Кальцит		Кварц		Малахит		Азурит		Ковеллин		Борнит		Тенорит		Гематит		Гидрогётит	
d	I	d	I	d	I	d	I	d	I	d	I	d	I	d	I	d	I	d	I
1.62	2	1.626	20			1.625	50												
1.60	1	1.601	60					1.593	60							1.60	30	1.60	20
1.56	2					1.553	50	1.56	40	1.55	80	1.57	40	1.57	40			1.56	60
1.53	3			1.539	90							1.53	40						
1.51	10	1.52	60			1.509	90											1.51	40
1.507	5					1.509	90	1.51	60					1.501	80				
1.496	3							1.49	40							1.48	7		
1.474	3	1.473	30							1.46	40								
1.458	3			1.45	40	1.46	60									1.45	70	1.454	40
1.442	2	1.44	50					1.43	40										
1.415	5	1.418	40			1.416	50					1.411	40	1.41	80				
1.385	3			1.38	80			1.38	40	1.38	40							1.395	20
1.37	3			1.37	90	1.379	20					1.369	80	1.37	80			1.36	10
1.34	2					1.345	40	1.35	40	1.34	60	1.337	40			1.35	30		

Таким образом, методами дифференциального термического и рентгенофазового анализов было установлено, что изученные образцы имеют полиминеральный состав и представлены малахитом, азуритом, пиритом, ковеллином, борнитом, теноритом, гематитом, гидрогётитом, кальцитом и кварцем [5,6,7].

Результаты рентгеноструктурного анализа приведены на рис. 5.

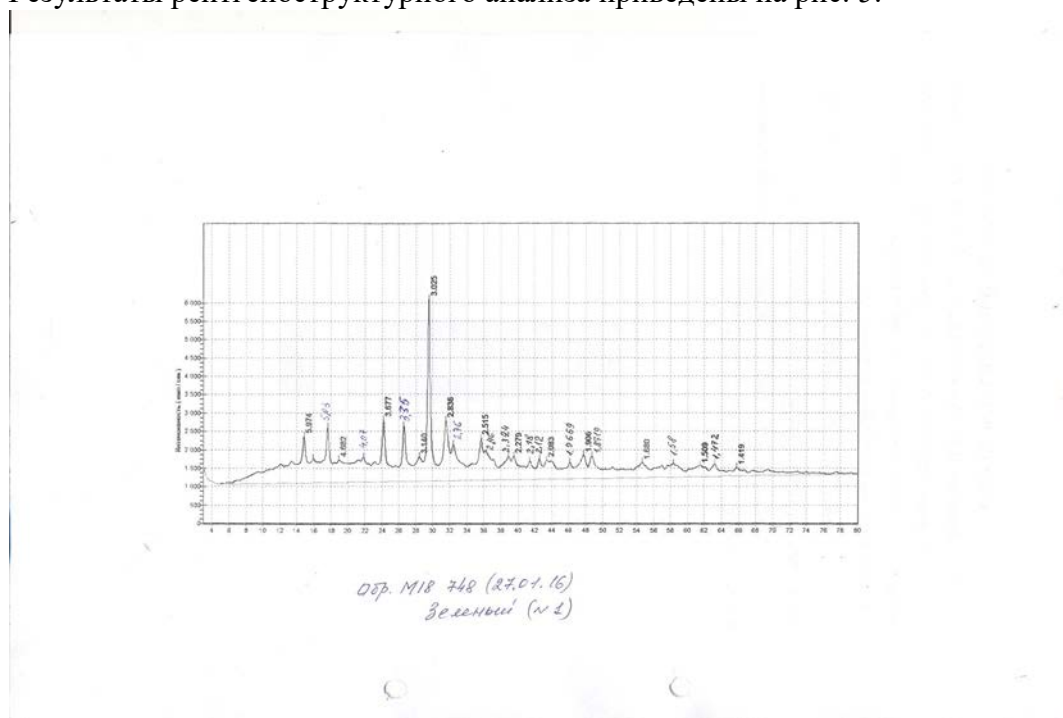


Рис. 5. Результаты рентгеноструктурного анализа

Кальцит d: 3,025 2,49 2,28 2,28 2,08 1,91 1,87; Кварц d:3,35 2,28 2,12  
 Малахит d: 2,83 1,509 2,51 5,97 3,68 3,14; Доломит d: 2,84 3,68 2,18

Так же данный образец был проверен на радиоактивность и получили: 15 мкР/ч

Вопрос о происхождении медной минерализации Яблоневого Оврага остается открытым. Одни авторы считают источником поступления меди в пермские морские бассейны продукты разрушения Уральских гор. Перенос меди осуществлялся, по их представлениям, в виде растворов, взвесей, или коллоидов. Изменение водородного потенциала в бассейне седиментации приводило к выпадению меди в осадок. В процессе накопления меди существенную роль играли микроорганизмы, и особенно сорбционные процессы. Приуроченность меди к местам скопления растительных остатков подчеркивает восстановительную обстановку процессов диагенеза. Большое влияние на перераспределение и образование высоких концентраций меди играли процессы инфильтрации. Однако обнаружение минерализации каменноугольных отложений ставит под сомнение представления об уральском источнике меди [4].

Нельзя исключать роль в процессах концентрации меди эндогенных факторов. Каналами поступления эндогенных флюидов, например, могли быть разрывные нарушения (в частности Жигулевский разлом), по которым металл поступал из нижележащих отложений (возможно, из пород фундамента) и попадал в общий круговорот вод района. В качестве доказательства вертикальной миграции вод можно привести факты поступления воды из нижележащих (доверхнепермских) отложений на отдельных участках развития разрывной тектоники, о чем свидетельствует появление в сухих остатках вод элементов (молибден, сурьма, олово), не встречающихся в верхнепермских породах, а также появление хлоридных вод (Усольские соляные ключи) среди гидрокарбонатных, характерных для верхнепермских образований.

Кроме того, высказываются предположения и приводятся доказательства (Ф.М. Вольфсон, В.В. Архангельский, 1973) в пользу вообще гидротермального происхождения «медистых песчаников» [1,4].

Что касается минералогических исследований медного оруденения Яблоневого Оврага, в ходе проделанной работы методами дифференциального термического и рентгенофазового анализов, что изученные образцы представлены следующими минералами: малахитом, азуритом, пиритом, ковеллином, борнитом, теноритом, гематитом, гидротенитом, а также кальцитом и кварцем.

### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Небритов Н.Л.* Краткая история добычи и изучения меди Среднего Заволжья и Западного Приуралья // Краеведческие записки. Вып. XI. – Самара, 2003.
2. *Гуныко А.А.* Медные выработки окрестностей села Глазово в Татарстане.

Спелеология Самарской области. Вып. 6. – Самара, 2011.

3. *Муравьев И.С., Ермошкин Н.В., Шуликов Е.С.* Верхнекаменноугольные и нижнепермские отложения Самарской Луки. – Казань, 1983. – 127 с.

4. *Гусев В.В., Бортников М.П., Татарина Е.Э.* Медная минерализация карбонатных отложений Самарской области. Ашировские чтения: Сб. трудов Международной научно-практической конференции. Том 2 / Отв. редактор В.В. Живаева. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2012. – 16с.

5. *Иванова В.П., Касатов Б.К., Красавина Т.Н. и др.* Термический анализ минералов и горных пород. – Л.: Недра, 1974. – 399 с.

6. *Михеев В.И.* Рентгенометрический определитель минералов. – М.: ГНТИЛ по геологии и охране недр, 1957. – 835 с.

7. *Бородаев Ю.С., Еремин Н.И., Мельников Ф.П. и др.* Лабораторные методы исследования минералов, руд и пород. – М.: МГУ, 1988. – 288 с.

УДК 553.98

## ПРОИСХОЖДЕНИЕ СЕВЕРНОГО ЛЕДОВИТОГО ОКЕАНА И КОНТИНЕНТА АНТАРКТИДА

<sup>1</sup>*М.Д. Малыхин,* <sup>2</sup>*М.М. Ежикова.*

<sup>1</sup>*СамГТУ,* <sup>2</sup>*ООО «СамараНИПИнефть»*

*г. Самара, Россия*

[\*tola21@yandex.ru,\*](mailto:tola21@yandex.ru)

[\*m-ashany-a@mail.ru.\*](mailto:m-ashany-a@mail.ru)

### *Введение.*

Изучению фигуры Земли и особенностям строения ее поверхности посвящена обширная литература, в которой, к сожалению, в достаточной степени не раскрыты процессы и движущие силы, способствующие их формированию.

Вполне возможно, авторы, занимавшиеся изучением планеты, не ставили перед собой задачу провести подробный анализ современных представлений об эволюции Земли.

В представленной работе сделан анализ ротационных процессов, влияющих на форму поверхности Земли. Показана их роль в формировании облика планеты.

Влияние ротационных процессов на облик Земли.

В настоящее время опубликован ряд статей объясняющих роль гравитационного поля и, ротационных процессов, влияющих на форму поверхности земной коры [3, с.220-253, 4, с 59-64].

При анализе материалов, в которых рассматриваются планетарные процессы, влияющие на форму Земли, сделан вывод: определяющую роль в формировании поверхности Земли играют реальные ротационные заслуживающие внимания:

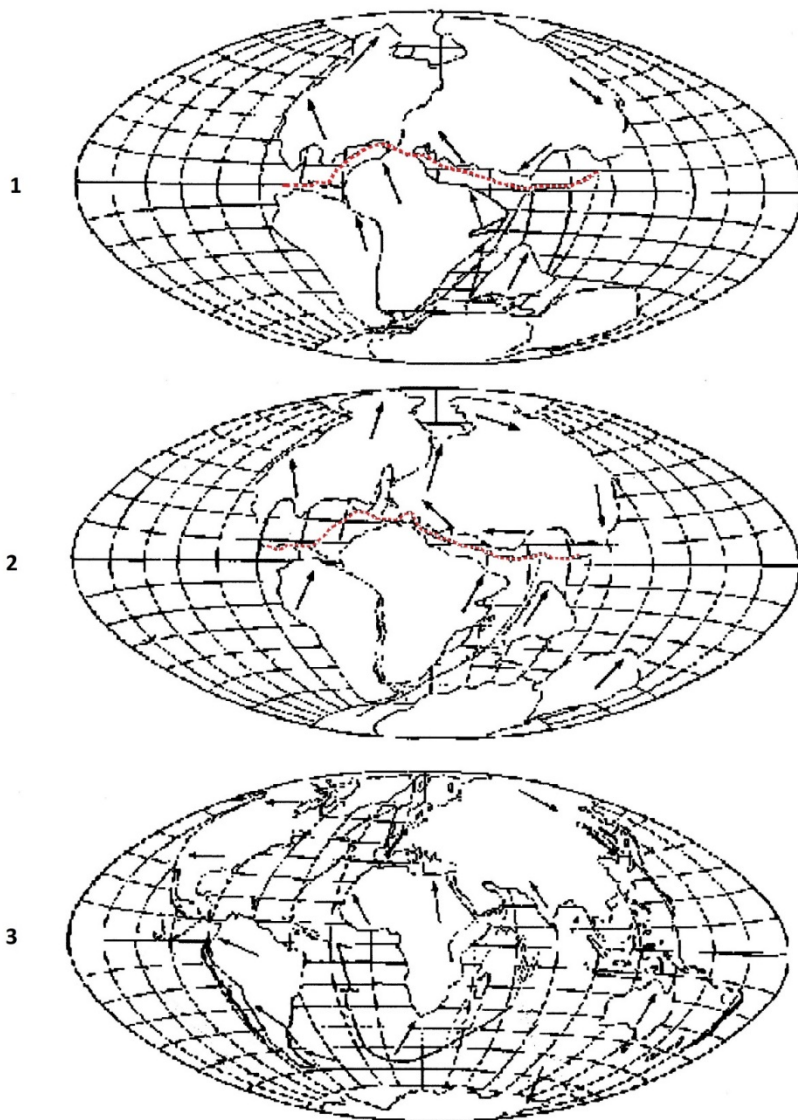
- вращение небесного тела вокруг своей оси, осложненное процессией оси вращения [4, с.59-64].
- вращение небесного тела вокруг центра нашей Галактики.

Представляет интерес оценить влияние каждого из указанных процессов на планету Земля.

#### *Вращение Земли вокруг своей оси*

Рассмотрим историю развития Земли от Пангеи (единый материк, сформировавшийся 240 млн. лет назад) до настоящих дней. В соответствии с исследованиями А. Вегенера [1, с.56-71], материк Пангея возник в позднем протерозое и просуществовал до первой половины мезозоя. Затем материк Пангея начал трансформироваться, и в триасе - юре произошел его раскол и началось расползание отдельных блоков, вследствие чего сформировались на севере материк Лавразия, на юге - Гондвана, а между ними образовались океаны Тетис (Индийский океан) и Атлантический (его южная часть). В последующем (примерно сто миллионов лет назад), происходит распад Лавразии и Гондваны, их трансформация, что привело к возникновению современных очертаний континентов.

При изучении данного вопроса было обращено внимание на изменение облика планеты за время от зарождения Пангеи до настоящих дней. Как известно, Пангея занимала некоторый сектор на поверхности планеты от северного полюса до южного. Обнаружено, что на северном полюсе наблюдался океан, а на южном существовал материк, который по форме, в достаточной степени, совпадает с нынешней Антарктидой. Следует отметить, что с момента разделения Лавразии и Гондваны и по настоящее время местоположение и форма континента Антарктида на юге планеты оставались практически неизменными (рис.1).



*Рис.1 Дрейф континентов:  
 1 – древняя стадия – единый материк Пангея;  
 2 – стадия отделения Лавразии и Гондваны;  
 3 – современные очертания.  
 ----- - область расширения,  
 ← – направление дрейфа континентов.*

Обнаруженное явление, безусловно, представляет интерес. Была сделана попытка разобраться в выявленном феномене. С этой целью Земля рассматривалась как небесное тело в звездном пространстве, на которое



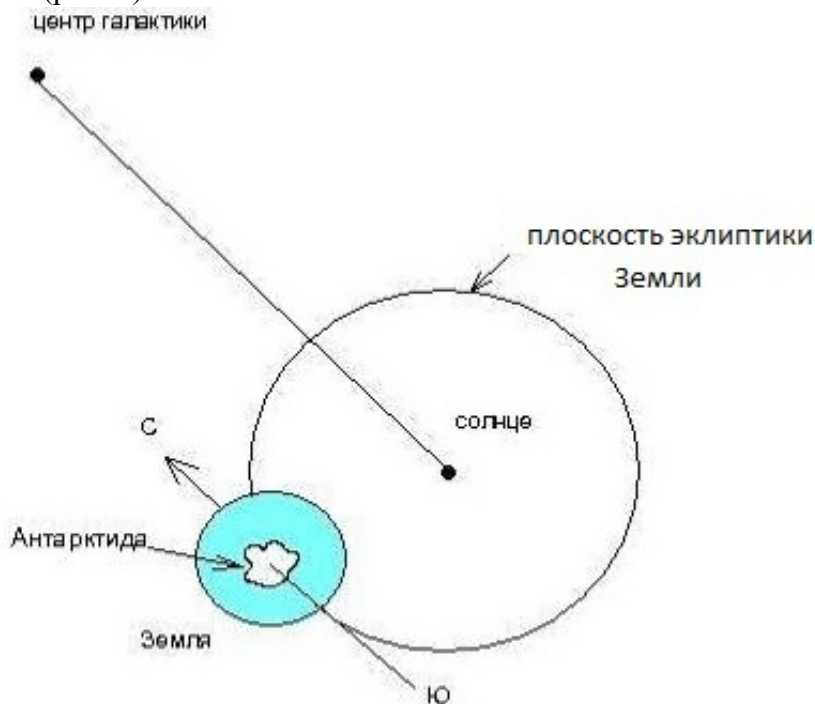
воздействует вращательное движение Земли вокруг своей оси, а также силы, действующие на Землю при ее вращении вокруг центра нашей Галактики.

Очевидно, оба процесса ведут к возникновению напряжений в земной коре. Оказалось, что значительный вклад в создание напряжений в земной коре вносится изменением положения оси вращения [4, с.59-64]. Изменение положения оси вращения (прецессия) указывает на то, что внутреннее распределение масс внутри Земли не сбалансированно, скорее всего обусловлено смещением ядра планеты к южному полюсу. Это подтверждается наличием прецессии оси вращения на северном полюсе Земли, достигающей 10 в год и отсутствием таковой на южном полюсе.

Напряжения, обусловленные относительным изменением положения оси вращения, накапливаясь, достигают величины превышающих предел прочности пород литосферы, т.е. этих напряжений достаточно для разломообразования и сопутствующих ему геологических явлений. На наш взгляд, именно вращение Земли вокруг своей оси при наличии прецессии приводит к движению континентов на планете, кроме Антарктиды.

Силы, действующие на планету при ее вращении вокруг центра Галактики.

Определим пространственное положение планеты Земля в нашей Галактике (рис. 2).



*Рис. 2 Расположение планеты Земля относительно центра Галактики.*

Установлено, что солнечная система находится на расстоянии  $R_0 = 10$  кпк (килопарсек) от центра Галактики. Плоскость земной орбиты - плоскость эклиптики, лежит в плоскости солнечной системы и, в связи с этим, Земля направлена северным полюсом к центру Галактики. По-видимому, при описанном пространственном положении Земли на процессы развития планеты определяющую роль оказывает центробежная сила, обусловленная вращением планеты вокруг центра Галактики -  $F_{ц.б.} = m \omega^2 R_0$ , где  $m$  – масса,  $\omega^2 R_0$  – ускорение, сообщаемое центробежной силой инерции и связанное с вращением Земли вокруг центра Галактики [1, с.56-71].

Оценим эти силы. Известно, что плотность пород земной коры составляет около  $m_1 = 2800$  кг/м<sup>3</sup>, а плотность ядра Земли достигает  $m_2 = 7800$  кг/м<sup>3</sup>. Примем условно  $R_0$  и  $\omega^2$  равным 1.

Центробежная сила, действующая на земную кору планеты равна

$$F_{з.к.} = m_1 \omega^2 R_0 = 2800 \times 1 \times 1 = 2800 \text{ кгм/с}^2,$$

$$\text{а на ядро } F_{ядро} = m_2 \omega^2 R_0 = 7800 \times 1 \times 1 = 7800 \text{ кгм/с}^2$$

Как видно из расчетов сила, действующая на ядро в 2,9 раза больше, чем на земную кору. Подобное воздействие центробежной силы на планету привело к тому, что ядро планеты оказалось смещенным к южному полюсу (рис.3).

Перемещение ядра планеты к южному полюсу, по нашему мнению, проявляется в виде Северного Ледовитого океана, средняя глубина, которого составляет 2300м, и Антарктиды, средняя высота которой, в границах окружающих желобов равняется 2840 м. Обращают на себя также внимание величины площадей Северного Ледовитого океана, экваториального сечения ядра планеты и Антарктиды в границах окружающих ее желобов:

площадь Северного Ледовитого океана составляет 14.756.000 км<sup>2</sup>;

площадь ядра при радиусе 3400 км равна 36.300.000км<sup>2</sup>;

площадь Антарктиды - 32.200.000 км<sup>2</sup>.

Площадь Северного Ледовитого океана, вполне возможно, оказалась заниженной за счет интенсивного сброса на ее территорию терригенных материалов. Представленные результаты убедительно свидетельствуют о том, что появление Северного Ледовитого океана и Антарктиды обусловлено действием центробежной силы, действующей на планету при ее вращении вокруг центра Галактики.

Определим источник центробежной силы, его пространственное положение и вектор действия силы.

Анализ морфологических признаков галактик дал возможность выстроить их в следующей последовательности и, как результат этого определить действующие процессы и силы в пределах галактик:

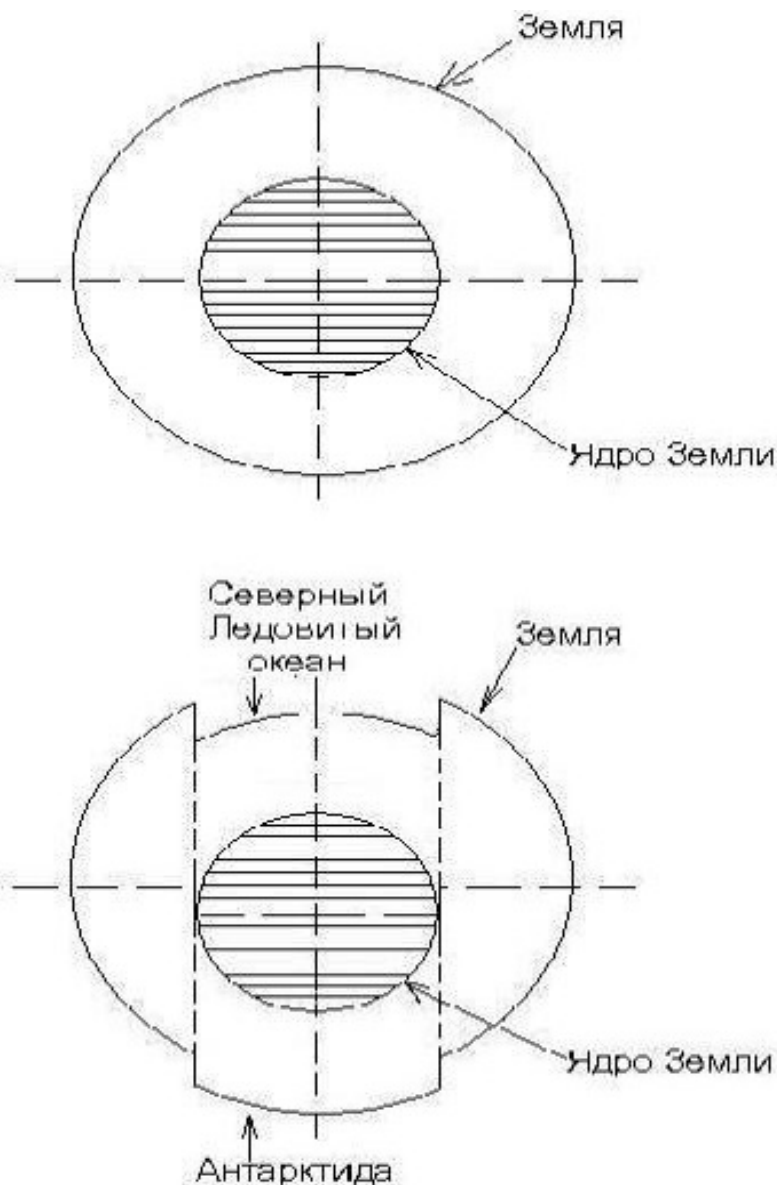
карликовые (эллиптические, сфероидальные, неправильные, голубые компактные) галактики. Заслуживают внимания голубые карликовые

галактики. Это небольшие по размерам системы, очень богатые газом (в отдельных случаях газа по массе больше, чем звезд). В этих галактиках наблюдается интенсивное звездообразование и рождается большое число голубых массивных звезд. Галактик с развитыми ветвями среди карликов не встречается.

эллиптические галактики – 25% от общего числа галактик, состоят преимущественно из старых звезд.

линзовидные галактики – около 20% от общего числа галактик.

спиральные галактики по внешнему виду напоминают двояковыпуклую линзу. Отсюда следуют вопросы: каким образом возникла такая система звезд? Какая сила удерживает звезды в спиральных ветвях? Почему самые яркие массивные звезды находятся в спиральных ветвях на значительном расстоянии от центра галактики? Почему в центре Галактики при наблюдении с ребра видно шарообразное «вздутие», образуемое маломассивными желтыми и красными звездами?



*Рис. 3 Формирование Северного Ледовитого океана и Антарктиды.*

Из представленной последовательности галактик напрашиваются выводы:

карликовые галактики являются интенсивными источниками звездообразования, в которых рождается большое число голубых массивных звезд, это «облако» подвергается воздействию межгалактических гравитационных сил вследствие чего приобретает вращение вокруг своей оси.

По мере увеличения скорости вращения возникают значительные центробежные силы в результате чего значительная часть «элементов» облака

концентрируются в некоторой плоскости – так образовались «вращающиеся диски» (спиральные ветви) спиральных галактик.

Следует отметить, что на значительном расстоянии от центра в спиральных ветвях находятся самые яркие массивные звезды, которые обязаны своим положением центростремительной силе, возникающей при вращении галактики. Одновременно с этим над центром вращения галактики, где центростремительные силы равны нулю, наблюдается шарообразное «вздутие», образованное маломассивными желтыми и красными звездами.

Таким образом, можно считать, во вселенной действуют гравитационные и центростремительные силы, связанные с ротацией элементов Вселенной.

*Основные выводы:*

- в работе [3, с.220-253] предлагается гипотеза о физической природе гравитационного поля в следующей формулировке:

а) гравитационное поле - это поле излучения материальных объектов, которое оказывает взаимное давление (?) на материальные объекты, вызывая их движение;

б), по нашему мнению, физическая природа гравитационного поля, предложенная в [2, с.52-56, 62-63]: «гравитационное поле (или поле тяготения) проявляет себя в том, что на помещенное в него другое тело действует сила тяготения прямо пропорциональная массе этого тела», не вызывает у специалистов возражений;

- при изучении процессов, формирующих поверхность Земли, следует учитывать не только действие гравитационных сил, но и центростремительные силы [4, с.59-64], возникающие вследствие вращения планеты Земля вокруг своей оси при изменении положения ее оси вращения (прецессии);

- значительную роль на изменение облика Земли оказывает вращение планеты вокруг центра нашей Галактики. В этом случае, при разнице в плотностях литосферы и ядра Земли возникают различные по величине силы, способствующие перемещению ядра планеты к южному полюсу. В результате на севере Земли сформировался океан, на юге – материк.

### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Дубошин Г.Н. «Небесная механика» М., Наука, 1978г., стр.-56-71
2. Кузьмичев В.Е. «Законы и формулы физики», Киев, справочник,1989г., стр. 52-56, 62-63
3. Михайлов И.Н. «Гравитация и гравиразведка. Вопросы теории и практики комплексной геологической интеграции гравитационных, магнитных и электрических полей. Материалы международной школы-семинара», г. Ухта, 2001г., 15-24 ноября 2000г.М. ОНФЗ РАН2, стр. 220-253

4. *Тяпкин К.Ф. и др.* «Вращение Земли - единственный реальный источник тектогенеза» *Геофизика* №1, 2007г. стр. 59-64.