

**Пермский научный центр**  
Уральское отделение  
Российской Академии наук



**ЕНИ ПГНИУ**



**МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ, ИННОВАЦИЙ И НАУКИ ПЕРМСКОГО КРАЯ**

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ ПЕРМСКОГО КРАЯ**

**ПЕРМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ**

**ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ**

**ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ФАКУЛЬТЕТ**

**ООО НИПППД «НЕДРА»**

**ГОРНЫЙ ИНСТИТУТ УРО РАН**

**ПЕРМСКИЙ НАУЧНЫЙ ЦЕНТР УРО РАН**

**ЕСТЕСТВЕННОНАУЧНЫЙ ИНСТИТУТ ПГНИУ**

**ЛАБОРАТОРИЯ ГЕОЛОГИИ ТЕХНОГЕННЫХ ПРОЦЕССОВ**

**ООО «ПРИРОДООХРАННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ»**

**КУНГУРСКАЯ ЛАБОРАТОРИЯ-СТАЦИОНАР**

**SEG PERM STUDENT CHAPTER**

**ПАЛЕОНТОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЩЕСТВО ПЕРМСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ**



**ГЕОЛОГИЯ**

**В РАЗВИВАЮЩЕМСЯ МИРЕ**

**Том I**

МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ, ИННОВАЦИЙ И  
НАУКИ ПЕРМСКОГО КРАЯ  
МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ ПЕРМСКОГО КРАЯ  
ПЕРМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ  
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ (ПГНИУ)  
ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ФАКУЛЬТЕТ  
ООО НИППД «НЕДРА»  
ГОРНЫЙ ИНСТИТУТ УРО РАН  
ПЕРМСКИЙ НАУЧНЫЙ ЦЕНТР УРО РАН  
ЕСТЕСТВЕННОНАУЧНЫЙ ИНСТИТУТ ПГНИУ  
ЛАБОРАТОРИЯ ГЕОЛОГИИ ТЕХНОГЕННЫХ ПРОЦЕССОВ  
ООО «ПРИРОДООХРАННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ»  
КУНГУРСКАЯ ЛАБОРАТОРИЯ-СТАЦИОНАР  
SEG PERM STUDENT CHARTER  
ПАЛЕОНТОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЩЕСТВО ПЕРМСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ



# ГЕОЛОГИЯ В РАЗВИВАЮЩЕМСЯ МИРЕ

Сборник научных трудов  
(по материалам V научно-практической конференции студентов,  
аспирантов и молодых ученых с международным участием)

В ДВУХ ТОМАХ

Том 1

Пермь 2012

УДК 550.8+622(234.852)  
ББК 26.3  
Г 36

**Геология** в развивающемся мире: сб. науч. тр. (по материалам  
Г 36 V науч.-практ. конф. студ., асп. и молодых ученых с междунар.  
участием): в 2 т. / отв. ред. Е.Н. Батурин; Перм. гос. нац. иссл.  
ун-т. – Пермь, 2012. – Т.1. – 404 с.: ил.

ISBN 978-5-7944-1852-1 (т.1)

ISBN 978-5-7944-1851-4

Материалы V Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых с международным участием, состоявшейся 26-29 апреля 2012 г. на геологическом факультете Пермского государственного национального исследовательского университета, отражают тематику курсовых, дипломных и диссертационных работ.

Издание адресуется инженерам-геологам, гидрогеологам, геофизикам, минералагам, палеонтологам, нефтяникам и геологам широкого профиля.

**УДК 550.8+622(234.852)**  
**ББК 26.3**

Печатается по решению ученого совета геологического факультета Пермского государственного национального исследовательского университета

Редколлегия: Е.Н. Батурин – отв. редактор, П.А. Белкин, Д.И. Корнилова, А.А. Дерендяева, Л.Р. Гузаирова, Е.П. Катаева, Л.И. Рахмангулова

Издание сборника научных трудов осуществляется при финансовой поддержке Министерства промышленности, инноваций и науки Пермского края.

Издание дополнительного тиража сборника научных трудов осуществлено при финансовой поддержке Министерства образования Пермского края.

ISBN 978-5-7944-1852-1 (т.1)

ISBN 978-5-7944-1851-4

© ПГНИУ, 2012

© Коллектив авторов, 2012

# СЕКЦИЯ 1. МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ. МЕТОДЫ ПОИСКА И РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

---

## К ХАРАКТЕРИСТИКЕ СОСТАВОВ И УСЛОВИЙ ОБРАЗОВАНИЯ ГРАНИТОИДНЫХ КОМПЛЕКСОВ ЕНИСЕЙСКОГО КРЯЖА

К.Р. Арлюкова, А.А. Журавлева, В.И. Стреляев  
*Национальный исследовательский Томский государственный  
университет, strelyaev@ggf.tsu.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент В.И. Стреляев

Рассматриваемые гранитоидные комплексы (Таракский, Тейский, Татарский, Уволжский) морфологически представляют собой тела, вытянутые в меридиональном направлении площадью от 1000 до 100 км<sup>2</sup>. Комплексы приурочены к Центральному региональному разлому структуры Татарского антиклинория, сложенной терригенными, терригенно-карбонатными образованиями канской, тейской, сухопитской и чингасанской серий протерозоя (юго-западная активная окраина Сибирской плиты). По данным А.Д. Ножкина [2], абсолютный возраст гранитоидных массивов колеблется от 1800 до 640 млн. лет. На первый взгляд, исследуемые гранитоидные комплексы по условиям своего образования почти не отличаются друг от друга. Их средний петрохимический состав имеет сходство, подчеркиваемое близкими уровнями концентрациями породообразующих компонентов. В ряде случаев граниты трактуются как слабо перемещенные тела субщелочного-щелочного состава, и все они объединяются в одну гранит-лейкократовую магматическую формацию [2].

Для исследований авторы применили методику Ж. Алферова [1], Дж. Пфанна [3, 4], основанную на различной растворимости примесей в естественных фазах 1–12 униполярного полупроводникового типа (табл. 1). С помощью данного подхода было выявлено, что магматиты отличаются однонаправленной кристаллизацией при разных темпах движения зон плавки. Перекристаллизация отличается тем, что в каждый отрезок геологического времени расплавленной является лишь определенная часть общего объема гранитной массы при многократном проходе

соответствующих зон над мантийным источником теплового излучения. Все это приводит к перераспределению примесей полупроводникового материала разных комплексов с образованием зональности рудоносности (табл. 1). Такой подход дает возможность интерпретировать процесс длительного зонного формирования активной окраины Сибирской плиты.

Таблица 1  
Униполярное распределение гранитоидных комплексов, фаз и рудоносности Енисейского кряжа при поэтапном плавлении кислых пород активной окраины Сибирской плиты (Енисейский кряж)

| <b>Комплексы и фазы (1-12) гранитоидов</b>                        | <b>P</b> | <b>Рудоносность, Z</b> |
|---|----------|------------------------|
| <b>А. Таракский комплекс - PR<sub>1</sub><br/>(1800 млн. лет)</b> |          |                        |
| 1. Граниты гранатовые   | 1,259    | 1412                   |
| 2. Биотитовые граниты   | 1,249    | 1302                   |
| 3. Калиевые граниты   | 1,247    | 1147                   |
| <b>Б. Тейский комплекс -PR<sub>2</sub><br/>(1000 млн. лет)</b>    |          |                        |
| 4. Гнейсы биотитовые  | 1,285    | 1285                   |
| 5. Гранито-гнейсы   | 1,229    | 1029                   |
| 6. Граниты лейкократовые  | 1,176    | 761                    |
| <b>В. Татарский комплекс - PR<sub>3</sub><br/>(850 млн. лет)</b>  |          |                        |
| 7. Гранодиориты амфибол-биотитовые                                | 1,312    | 1979                   |
| 8. Граниты биотитовые   | 1,248    | 1111                   |
| 9. Граниты лейкократовые  | 1,225    | 756                    |
| <b>Г. Уволжский комплекс - PR<sub>4</sub><br/>(640 млн. лет)</b>  |          |                        |
| 10. Онгониты  | 1,3308   | 4700                   |
| 11. Эльваны   | 1,2566   | 2200                   |
| 12. Микроклиниты  | 1,2445   | 900                    |

Исходя из полученных данных, гранитоиды Енисейского кряжа формировались в 4 этапа плавления: А – в ранний (PR<sub>1</sub>), Б – ранний переходный (PR<sub>1</sub><sup>2</sup>), В – поздний переходный (PR<sub>2</sub><sup>3</sup>) и Г – заключительный (PR<sub>4</sub>). Этот вывод отчетливо подтверждается предельной растворимостью твердых растворов-примесей гранитоидов – в термическом ряду зонного плавления, соответствующему минимальной их очистки при первичном

плавлении и максимальной – при заключительном (полярность зонной кристаллизации, см. показатели  $P$  – плотность состояния, а  $Z$  – суммарная рудоносность на уровнях фаз, табл. 1) плавлении. Метод Ж. Алферова – Дж. Пфанна «видит» не сами изменения при гранитизации, а скрытые для глаз наблюдателя масштабные явления перегруппировки твердой растворимости примесей в зонных расплавах с различными плотностями и состояниями процесса.

С увеличением значений  $P-Z$  (наращивание параметров очистки зонной плавкой) во времени и пространстве меняется фазовый состав не только горных пород и минеральных ассоциаций, а и самих полезных ископаемых. Введение в состав расплава твердых растворов, понижающих активность  $SiO_2$ , способствует росту поглощения как тугоплавких, так и легкоплавких смесей. Чем глубже и длительнее происходит плавление материала, тем больше показателя  $P-Z$ .

Фундаментальность любой науки определяется выявлением новых закономерностей, эффектов и положений.

В науках о Земле установлено много законов, но их либо надо аксиоматично принимать на веру, либо доказывать на примерах. Последнее предпочтительнее, но требует параметризации, а при введении числа и меры, как показали исследования, часть прежних «законов» и «положений» уже не совсем оправдывает своего теоретического назначения.

#### *Литература*

1. Алферов Ж.И. История и будущее полупроводниковых гетероструктур // ФТП. 1998. - Т. 32. - Вып. 1. - С. 3 – 18.
2. Ножкин А.Д., Туркина О.М., Баянова Т.Б. и др. // Геология и геофизика, 2008. Т. 49 № 7.-С.666 – 668.
3. Степин Б.Д., Горнштейн И.Г., Блюм Г.З и др. Методы получения особо чистых неорганических веществ. // Изд-во «Химия». Ленингр.отд-ние, 1969. – 480 с.
4. Харин А.Н., Катаева Н.А., Харина А.Т. Курс химии // М.:»Высшая школа», 1975. – 416 с.

# МЕТОДЫ ОПТИМИЗАЦИИ РАЗРАБОТКИ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ

А.Е. Давыдова

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, студент 4 курса, DoNNy-3@sibmail.com*

Научный руководитель: к.т.н., доцент В.Г. Крец

В настоящее время, для продолжения и развития эффективной эксплуатации месторождения требуется широкомасштабное внедрение новых технологий добычи нефти, повышение эффективности геолого-технических мероприятий и, соответственно, полное владение информацией о недрах и об активах в целом. Мировая энергетическая ситуация такова, что к 2050 году потребление энергии в мире должно удвоиться. В то же время рост производства "легкодоступной" нефти не поспевает за спросом уже сегодня. Вследствие тенденции постепенного истощения ресурсов, а также существенного повышения их стоимости, прибегают к разработке месторождений высоковязких нефтей и битумов. Как известно, этот процесс сопровождается рядом проблем, поэтому новые методы оптимизации такой разработки являются актуальным вопросом на сегодняшний день.

Значимая добыча тяжелой битуминозной нефти ведется практически только в Волго-Уральской провинции и на нескольких месторождениях Тимано-Печоры, в том числе на разрабатываемом шахтным способом Ярегском месторождении в Республике Коми. Отечественные запасы тяжелой нефти составляют порядка 13,1% от общего объема разведанных в России ресурсов нефти. Они сосредоточены в трех основных провинциях – Волго-Уральской, Западно-Сибирской и Тимано-Печорской. [1]

Существуют различные способы разработки залежей тяжелых нефтей и природных битумов, которые обуславливаются геологическим строением и условиями залегания пластов, физико-химическими свойствами пластового флюида, состоянием и запасами углеводородного сырья, климатогеографическими условиями и т.д. Условно их можно подразделить на три, неравноценные по объему внедрения, группы: 1 – карьерный и шахтный способы разработки; 2 – так называемые «холодные» способы добычи; 3 – тепловые методы добычи.

В первом случае залежи природных битумов разрабатывают открытыми (карьерными или рудничными) и подземными (шахтными, шахтно-скважинными) методами. Как правило, глубина разработки не

превышает карьерным методом 150–200 м., а зачастую разработка ведется и на меньших глубинах (рис. 1).

При данном методе разработки капитальные и эксплуатационные расходы на месторождении относительно невелики, и после проведения дополнительных работ по получению из породы углеводородов, обеспечивается высокий коэффициент нефтеотдачи: от 65 до 85%. Для выемки породы применяют землеройные машины-экскаваторы, скреперы, бульдозеры и т.п.

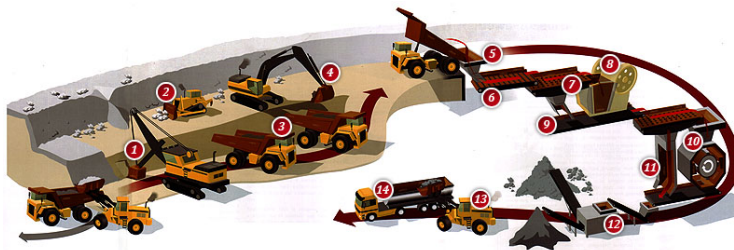


Рис. 1. Карьерная разработка: 1 – лопата; 2 – бульдозер; 3 – самосвал; 4 – экскаватор; 5 – приемный бункер; 6 – питатель; 7 – грохот; 8 – щековая дробилка; 9 – конвейер; 10 – транспортировочный желоб; 11 – молотковая дробилка; 12 – грохот; 13 – погрузчик

Очистной-шахтный способ применим лишь до глубин 200 метров, зато имеет более высокий коэффициент нефтеотдачи (до 45%) по сравнению со скважинными методами. Шахтно-скважинный метод разработки применим на более значительных глубинах (до 400 метров), но имеет низкий коэффициент нефтеотдачи и требует большого количества бурения по пустым породам (рис. 2).

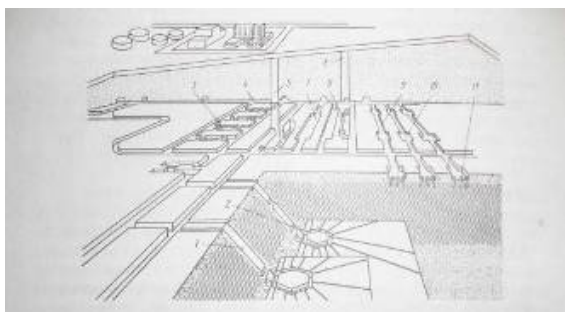


Рис. 2. Схема разработки шахтным способом



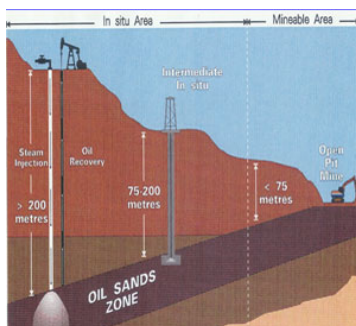


Рис. 3. VAPEX метод

В числе «холодных» способов добычи тяжелых нефтей и битумов с использованием растворителей следует указать так называемый VAPEX метод – закачка растворителя в пласт в режиме гравитационного дренажа (рис. 3). Этот способ воздействия предполагает использование пары горизонтальных скважин. За счет закачки растворителя в верхнюю из них, создается камера-растворитель (углеводородные растворители, в том числе этан или пропан). Нефть разжижается за счет диффузии в нее растворителя и стекает по границам камеры к добывающей скважине под действием гравитационных сил. Коэффициент извлечения нефти этим методом доходит до 60%, однако темпы добычи чрезвычайно низки. [2]

Наиболее широко применяемыми методами добычи тяжелых нефтей и природных битумов являются паротепловые обработки призабойных зон скважин и закачка в пласт теплоносителей. Из-за того, что паротепловому воздействию подвергается только призабойная зона скважины, коэффициент нефтеизвлечения для такого метода разработки остается низким (15–20%). Например, для повышения нефтеотдачи на месторождении тяжелой нефти Pleito Creek (штат Калифорния, США) применена новая комбинированная технология нагнетания кислородной пены для образования двуокиси углерода и пара в очаге внутрислового горения. В процессе используется вытеснение нефти из пласта по принципу «сверху-вниз» продуктами сгорания в кислородсодержащей среде – паром и газовой шапкой, обогащенной  $\text{CO}_2$ , с гравитационным дренированием тяжелой нефти в близких к смешиваемости фаз условиях. Этот процесс внутрислового горения отличается от обычного процесса горения при закачке воздуха, поскольку не генерирует новых выбросов в атмосферу. Отходящий газ, обогащенный  $\text{CO}_2$ , закачивается в пласт-

коллектор, где он поглощается тяжелой нефтью, снижая ее вязкость и увеличивая подвижность. [3]

Методы оптимизации разработки месторождений тяжелой нефти имеют свои достоинства и недостатки, поэтому требуют инновационных решений и новых исследований в этой области.

#### *Литература*

1. *Кутузова М.* Нефть берет вес [Электронный ресурс]/ - Режим доступа: <http://www.hse.ru/news/1300085.html> май, 2008 г.
2. *Николин И.В.* Методы разработки тяжелых нефтей и природных битумов // журнал «Структура и динамика молекулярных систем». Казань, Казанский федеральный Университет, 2007г. 54 – 68 с.
3. *Фрейм М., Макги Р., Хаге С.* Нагнетание вспененного кислорода для повышения нефтеотдачи при добыче тяжелой нефти // журнал «Oil and Gas Journal Russia». ЗАО "Издательство "Открытые системы", декабрь 2011 г. – 56 с.

## **ГЕОЛОГО-СТРУКТУРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ГАЗМИНСКОГО РУДНОГО ПОЛЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ ЗОЛОТО-СЕРЕБРО- ПОЛИМЕТАЛЛИЧЕСКОГО РУДОПРОЯВЛЕНИЯ «ВЕРИН САР»**

**С.В. Восканян**

***Ереванский государственный университет, старший лаборант,  
samvos@mail.ru***

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент О.П. Гююмджян

Газминское рудное поле расположено в северо-западной части Аргичи – Гюмушханской рудоносной зоны, на абсолютной отметке 2300–2800 м. Охватывает присводную часть сравнительно пологопадающего крыла Тексарской антиклинали. Рудное поле слагают вулканогенные и вулканогенно – осадочные породы среднего эоцена, представленные порфиритами, агломератами, витрокластическими и др. туфами, туфоконгломератами, туфобрекчиями, лавобрекчиями андезитовых порфиритов. Породы этого возраста пересекаются небольшими телами гипабисальной интрузии сиенито – диорит – граносиенит – гранитовой серии, представленные диорит – порфиритами, сиенито – диоритами, кварцевыми диоритами, кварцевыми сиенитами, граносиенитами,

дайками гранит-, гранодиорит- и диорит-порфириров, лампрофиров. Эти породы в пределах рудного поля смещены постскладчатыми нарушениями преимущественно сбросо – сдвигового характера, многие из которых одновременно контролируют внедрение штоков и дайкообразных тел интрузий и полиметаллического оруденения [1].

Важно отметить, что в пределах рассматриваемого рудного поля значительную роль играют контактовые воздействия интрузий на вулканогенные и вулканогенно – осадочные породы среднего эоцена. По данным Э.Г. Малхасяна контактовое воздействие интрузивов западной части Газминского комплекса на боковые породы проявлено резко и выражается в образовании: а) кварц-биотит-пироксеновых и кварц-полевошпатовых роговиков, б) гранат-воластонитовых скарнов вторичных, кварцитов [2].

Газминское рудное поле объединяет ряд участков полиметаллического (Центральный, Кореки-дзор, Арчасар, Казан-Дурмаз, Вернаше и рассматриваемый ниже Верин сар) и Cu-Мо (группы Прошибердских проявлений, Матур, Гладзори-бина, Гюливанк, «Новый», Прошиберд и др.) оруденения [1].

По данным А.И. Карапетяна [1] в пределах рудного поля оруденение распределено неравномерно, с востока на запад его интенсивность постепенно падает. Согласно данным того же автора, молибденовое оруденение приурочено к выходам гранитоидов и гранит-порфириров, а полиметаллическое оруденение – к диоритам и гранодиоритам. Однако, важно отметить, что результаты химических анализов образцов участка Верин Сар на золото и полиметаллы, показывают, что золоторудное оруденение приурочено к граносиенитам ( $Au=0,7$  г/т) и вторичным кварцитам ( $Au=0,6$  г/т).

Золото – серебро – полиметаллическое рудопроявления “Верин Сар” расположено к северу от интрузивного массива порфирировидных гранитов. Порфирировидные граниты образует конусообразный массив с отвесными склонами. Вершина массива венчается средневековой крепостью князей Прошянов – Прошиберд.

Результаты химических анализов на золото и полиметаллы, в т.ч. на Au, Ag, Cu, Zn, Ni, Co, Pb и Cd, показали, что судя по анализам руды участка Верин сар относятся к золото-серебрянным рудам с бедным содержанием полезных компонентов.

Зона минерализации тянется в северо-восточном направлении от выхода миоценовых порфирировидных гранитов, переменной шириной (мощностью) 400–600 м, охватывая верхнеэоценовые граносиениты, а также контактовую полосу средне-верхнеэоценовых турбидитов и покрова вторичных кварцитов (в средней части зоны).

Зона минерализации согласна структуре граносиенитов, фиксируемая мелкими прерывистыми рудоносными жилами.

Исследуемый участок по всей вероятности контролируется северо-восточной зоной трещиноватости, расположенной в осевой полосе предполагаемого контура оруденелого штокверка.

Хотя сеть отбора проб очень редкая и неравномерная, но дает возможность в первом приближении оконтурить зону золото-серебрянного оруденения и разработать методику и программу последующих детальных геологоразведочных работ по северо-западным разведочным линиям (200x100 м или 100x50 м).

Содержание золота в пределах участка варьирует в пределах 0,20–0,70 г/т, а в зоне минерализации 0,35–0,70 г/т, оставаясь чуть выше в контактах вторичных кварцитов, охваченных опробованием. На данной стадии изученности содержаниями Cu, Pb и Zn и других компонентов можно пренебречь, т.к. они выражены тысячными и десятитысячными долями процента, что технологически не извлекаемые. Но списывать их со счетов пока нет достаточных данных. Последующие детальные исследования должны быть направлены на уточнение количественного характера руд с обязательным проведением пробирных анализов, т.к. золото преимущественно тонкодисперсное, невидимое, ассоциирует с пиритом, но парагенетически с ним не связано, трудно извлекаемое.

Следует ограничиться предварительными положительными результатами по золотоносности граносиенитов и вторичных кварцитов. К сожалению, из-за ограниченного объема опробования, средне-верхнеэоценовые вулканогенно-осадочные отложения в средней части зоны минерализации и на северо-востоке участка Верин Сар остаются не опробованными.

Проводя аналогию с известными новыми месторождениями золото-серебрянных руд Вайка, считаем нужным отметить, что хорошим геотипом служит Амулсарское месторождение золота, где содержание основного компонента варьирует около 1 г/т, а содержание серебра редко превышает единичные граммы на тонну, что характерно эпитермальном-инфильтрационным месторождениям.

Технология переработки амулсарских бедных руд разработана, что обеспечивает извлечение 94–96% с выщелачиванием и рентабельное промышленное освоение бедных золотосодержащих руд.

При оконтуривании и подсчете запасов участка Верин Сар возможны 2 варианта переработки этих руд: кучное выщелачивание добытых руд на месте; добыча карьером этих руд и переработка их на промплощадке, расположенного рядом Амулсарского месторождения.

Оба варианта экономически выгодны, но экологическая обеспеченность на Амулсаре высокая.

С этой целью необходимо при детальном геологоразведочных работах провести типизацию руд с технологическим тестированием с выходом на промышленный тип. Эти работы позволят провести геологоэкономическую оценку объекта вкпе с данными по добыче и обосновать промышленную ценность ожидаемых запасов Веринсарского участка.

#### *Литература*

1. *Каранетян А.И.* Эндогенные рудные формации Памбак-Зангезурской металлогенической зоны Малого Кавказа. // Ереван, Изд.-во АН АрмССР 1982, 348с.
2. *Малхасян Э.Г.* Газминская группа интрузивов. // В кн. Геология Армянской ССР, т. 3, Петрография Интрузивные породы. Ереван, Изд.-во АН АрмССР, 1966, 230 – 238 с.

## **ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ГЛАВНЫХ КОМПОНЕНТОВ РУД ЗАПАДНО-ВИШНЕВСКОГО МЕДНОКОЛЧЕДАННОГО РУДОПРОЯВЛЕНИЯ**

Д.В. Грабарь

*Пермский государственный национальный исследовательский университет, студент 5 курса, dvgrabar@gmail.com*

Научный руководитель: доцент Г.В. Лебедев

Западно-Вишневское рудопроявление расположено в Хайбуллинском районе Республики Башкортостан в пределах Баймакского рудного района на восточном фланге Вишневского месторождения. Залегаает среди вулканогенных образований ирендыкской свиты среднего девона, относимых к колчеданосной непрерывно дифференцированной базальт-андезит-риодацитово-формации, и приурочено к локальному экструзивному куполу риодацитов, осложняющему Вишневское вулканогенное поднятие.

Генезис рудопроявления эксгаляционно-осадочный. Рудные тела контролируются депрессионной структурой в кровле купола риолитов и зоной интенсивно переработанных кварц-плагиоклазовых риолитов. Структура имеет размеры 60 x 120 м и отчетливо выделяется в кровле риолитов. Максимальные мощности сплошных руд тела №1

приурочены к участкам максимального прогибания депрессии. Размещение рудных тел №2, 3 также контролируется этой структурой. Объемная зона интенсивной тектоники развита в верхней части купола среди метасоматитов и представлена зоной расланцевания мощностью 5–10 м. Как правило, под сплошными рудами отмечаются зоны милонитизации мощностью до 2 м.

Объект разведан 16 вертикальными скважинами колонкового бурения. Бурение скважин осуществлялось на параллельных профилях, ориентированных меридионально вкост простирания основного рудного тела. Средний выход керна составил 78,1%. Рудные интервалы с выходом керна менее 70% отсутствуют. Бурение скважин сопровождалось комплексом геофизических исследований с целью определения мощности, глубины залегания рудных подсечений, выделения зон сульфидной минерализации и уточнения контактов горных пород. Они включали в себя методы КС, ПС и МЭП.

Перед автором была поставлена задача – для наиболее крупного рудного тела №1 по результатам химических анализов керновых проб определить изменчивость и связь между главными компонентами руд: Cu, Zn, S, Au и Ag, а также выявить закономерности их распределения от всячего бока к лежащему. Статистическая обработка информации осуществлялась по стандартным формулам в программе Microsoft Excel.

Результаты расчетов статистик одномерных распределений представлены в таблице 1.

Таблица 1

Одномерные статистические характеристики элементов рудного тела № 1

|                        | Cu    | Zn     | S     | Au    | Ag    |
|------------------------|-------|--------|-------|-------|-------|
| Среднее                | 2,93  | 1,27   | 28,36 | 2,08  | 22,07 |
| Медиана                | 3,38  | 0,53   | 33,21 | 1,31  | 16,0  |
| Мода                   | 0,35  | 0,21   | -     | 0,40  | -     |
| Стандартное отклонение | 2,03  | 1,61   | 13,45 | 1,68  | 16,82 |
| Асимметрия             | -0,11 | 1,84   | -0,58 | 0,78  | 0,93  |
| Экссесс                | -1,80 | 3,40   | -1,15 | -0,66 | -0,08 |
| Коэфф. вариации        | 69,28 | 126,77 | 47,43 | 80,77 | 76,21 |

*Медь.* Среднее содержание в пробах выборки равно 2,93%. Медианное значение составляет 3,38, модальное 0,35. Стандартное отклонение равно 2,03. Кривая распределения меди характеризуются слабой отрицательной асимметрией (-0,11) и отрицательным эксцессом (-1,80). Распределение компонента неравномерное (коэффициент вариации равен 69,28%).

*Цинк.* Среднее содержание в пробах выборки равно 1,27%. Медианное значение составляет 0,53, модальное 0,21. Стандартное отклонение равно 1,61. Кривая распределения цинка характеризуется положительной асимметрией (1,84) и положительным эксцессом (3,40). Распределение компонента весьма неравномерное (вариация 126,77%).

*Сера.* Среднее содержание в пробах выборки равно 28,36%. Медианное значение составляет 33,21, стандартное отклонение равно 13,45. Кривая распределения имеет отрицательную асимметрию (-0,58) и отрицательный эксцесс (-1,15). Распределение компонентов неравномерное (вариация 47,43%).

*Золото.* Среднее содержание в пробах выборки равно 2,08 г/т. Медианное значение составляет 1,31, модальное 0,4. Стандартное отклонение равно 1,68. Кривая распределения характеризуется положительной асимметрией (0,78) и отрицательным эксцессом (-0,66). Распределение компонента неравномерное (вариация 80,77%).

*Серебро.* Среднее содержание в пробах выборки равно 22,07 г/т. Медианное значение составляет 16,0, стандартное отклонение равно 16,82. Кривая распределения характеризуется положительной асимметрией (0,93) и небольшим отрицательным эксцессом (-0,08). Распределение компонента неравномерное (вариация 76,21%).

Результаты расчетов коэффициентов корреляции свидетельствуют о том, что все главные компоненты руд имеют между собой положительные связи (табл. 2). Наиболее высокие значения коэффициентов корреляции (более 0,7) присущи парам Cu-Ag, Cu-S, Cu-Au. Очень тесная положительная связь (0,94) зафиксирована для пары Au-Ag. Эти данные позволяют утверждать, что компоненты образуют единую парагенетическую ассоциацию, причем Au и Ag находятся преимущественно в виде примеси в халькопирите.

Таблица 2

Матрица коэффициентов корреляции

|    | Cu   | Zn   | S    | Au   | Ag |
|----|------|------|------|------|----|
| Cu | 1    |      |      |      |    |
| Zn | 0,53 | 1    |      |      |    |
| S  | 0,78 | 0,37 | 1    |      |    |
| Au | 0,79 | 0,56 | 0,55 | 1    |    |
| Ag | 0,73 | 0,68 | 0,50 | 0,94 | 1  |

Расчеты средневзвешенных содержаний компонентов позволили выявить общие тенденции их изменения от висячего бока к лежащему (табл. 3).

Таблица 3  
Пространственное распределение содержаний компонентов в рудном теле №1  
(Cu, Zn, S - масс. доля, %; Au, Ag – г/т)

| Части рудного тела | Cu   | Zn   | S     | Au   | Ag    |
|--------------------|------|------|-------|------|-------|
| Висячий бок        | 2,79 | 1,06 | 21,41 | 2,87 | 27,09 |
| Средняя часть      | 1,82 | 1,02 | 19,78 | 1,78 | 19,25 |
| Лежачий бок        | 2,04 | 0,73 | 21,12 | 1,26 | 13,61 |

Медь и сера наиболее высокие концентрации образуют в висячем и лежачем боках рудного тела №1, при пониженном их содержании в средней части. Содержания цинка, золота и серебра от висячего бока залежи к лежащему уменьшаются.

## **ЭФФЕКТИВНОСТЬ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «РЕЗЕРВУАР 1» РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН В СОПОСТАВЛЕНИИ С ДАННЫМИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН**

З.Р. Ибрагимова

*Казанский (Приволжский) Федеральный университет, студент  
4 курса, Zyla.crazy@mail.ru*

Научный руководитель: ассистент Р.Ф. Вафин

Республика Татарстан является старым нефтедобывающим районом, где основные перспективы нефтеносности связаны с мелкими месторождениями, приуроченными к мелким, малоамплитудным локальным поднятиям. Месторождения характеризуются сложным геологическим строением, с трудноизвлекаемыми запасами нефти.

Цель работы: определить эффективность сейсморазведочных работ по среднекаменноугольным отложениям на примере месторождения «Резервуар 1».

На месторождении по материалам глубокого поисково-разведочного и эксплуатационного бурения установлено 12 залежей



нефти. Три залежи выявлены в карбонатных отложениях верейского горизонта, четыре залежи – в карбонатных отложениях башкирского яруса, четыре залежи – в терригенных отложениях бобриковского горизонта, одна залежь – в карбонатных отложениях турнейского яруса.

В пределах месторождения промышленно нефтеносным в отложениях башкирского яруса является пласт-коллектор Сбш. В разрезе башкирского яруса выделяется от 4 до 12 пористо-проницаемых прослоев, толщина которых колеблется от 0,6 до 3,6 м. В пределах Добринского поднятия залежь массивного типа. Установлена по материалам ГИС скважины №4. Нефтенасыщенная толщина составляет 0,9 м, размеры – 1,0×0,8 км. Залежь в башкирском ярусе, приуроченная к Студеному поднятию установлена по данным ГИС и опробования скважины №17. Залежь массивного типа имеет нефтенасыщенную толщину 0,5 м и размеры 0,6×0,35 км. К Уртаевскому поднятию приурочена залежь нефти массивного типа в башкирских отложениях, установленная по данным ГИС скважины №2. Нефтенасыщенная толщина залежи составляет 1,4 м, размеры 1,1×0,7 км. По материалам ГИС скважины №19 открыта залежь нефти в отложениях башкирского яруса, приуроченная к Старо-Аделяковскому поднятию. Тип залежи массивный. Нефтенасыщенная толщина составляет 2,14 м.

В отложениях верейского горизонта на территории данного месторождения уверенно выделяют шесть пластов, индексируемых снизу-вверх Свр-1, Свр-2, Свр-3, Свр-4, Свр-5, Свр-6. Залежь в отложениях верейского горизонта, приуроченная к Добринскому поднятию, установлена по материалам ГИС скважины №4. Эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 3,3 м, размеры залежи – 1,4×1 км. Залежь, приуроченная к Студеному поднятию, установлена по данным ГИС и опробованию скважины №17. Нефтенасыщенная толщина залежи составляет 2,5 м, размеры 1,1×0,75 км. На Уртаевском поднятии в отложениях верейского горизонта по материалам ГИС скважины №2 установлена залежь нефти. Ее размеры составляют 1,4×0,9 км, эффективная нефтенасыщенная толщина – 2,8 м.

В геологическом строении месторождения принимают участие породы докембрийского, девонского, каменноугольного, пермского, третичного и четвертичного возрастов.

На данном месторождении сейсморазведочные работы проводились с 1979 до 2006 года. Работы проводились при помощи различного специализированного оборудования такого как

невзрывные источники СИ-32, цифровая сейсмостанция «Прогресс-2» и «Прогресс-Л».

В ходе работ, проведенных в 1979 и 1981 года, было выявлено и подготовлено Уртаевское поднятие, на тот момент на структурной карте по отражающему горизонту «В» оно имело вид купола с размерами 0,7 - 0,7 км и с незначительной амплитудой(5 м). Структура была опоискована скважиной №2, вскрывшей нефтенасыщенные пласты верейского, бобриковского горизонтов, башкирского и турнейского ярусов. Также бурение позволило уточнить строение и размеры данного поднятия, которые значительно отличают от данных сейсморазведочных работ. Тем самым после буровых работ сейсморазведка была подтверждена, наличием нефти в выделенных пластах.

По результатам сейсморазведочных работ 1994 года была построена структурная карта по кровле отражающего горизонта «В», на которой выделялось 4 поднятия.

Результаты бурения на Старо-Аделяковском поднятие показали, что скважиной №19 кровля верейского горизонта вскрыта на абсолютной отметке минус 812 м, что на 26 м ниже проектного значения.

С учетом результатов детализационных сейсморазведочных работ контуры нефтеносности Студеного поднятия практически не изменяли свои очертания, но по данным бурения на структурной карте по кровле верейского пласта можно увидеть, что контуры нефтеносности изменили свои границы. Контуры залежей нефти в отложениях башкирского яруса остаются почти неизменными, а контуры залежей верейского горизонта увеличиваются.

На Добринском поднятии контуры залежей нефти верейского горизонта, и башкирского яруса незначительно уменьшаются.

На Уртаевском поднятии контуры нефтеносности и верейского горизонта, и башкирского яруса остались неизменными.

Все эти данные говорят о том, что сейсморазведка практически полностью было подтверждена бурением.

Комплексный анализ результатов бурения и сейсмического материала позволил уточнить морфологию Студеного поднятия. На структурной карте по отражающему горизонту «В» ранее картируемое незначительное малоамплитудное поднятие, по результатам детализации 1981 года приобрело более точные очертания с амплитудой 15 м. Скважина №17 пробурена в пределах купола рассматриваемого поднятия. Скважиной установлены залежи нефти в

отложениях верейского, бобриковского горизонтов и башкирского яруса.

По заключению детализационных сейсморазведочных работ 2005 года на Студеном поднятии было рекомендовано бурение оценочной скважины со вскрытием пород турнейского яруса, но в ходе разработки месторождения «Резервуар 1» было решено, что Холмовское поднятие является более нефтеперспективным и рекомендовано заложить на данном поднятии поисковую (разведочную) скважину. Работы по бурению данной скважины намечаются на 2015–2016 г.

Анализ сейсморазведочных работ и результатов бурения дал более точное представление о Холмовском поднятии. На структурной карте по отражающему горизонту «В» поднятие имеет вид брахиантиклинальной складки и осложнено тремя небольшими куполами. Впоследствии структура поднятия уточнена сейсморазведочными работами. Поднятие осложнено только двумя куполами, и размеры его меньше, чем по ранее представленным сейсмоматериалам. Поднятие опоисковано скважинами №№1057 и 1909 установившими нефтенасыщенные отложения турнейского и башкирского ярусов, бобриковского и верейского горизонтов.

Таким образом, анализ эффективности сейсморазведочных работ площади «Резервуар 1» по данным поисково-разведочного бурения показал, что результат сейсмических исследований подтвердился глубоким бурением. Рекомендуемые и проектные скважины после бурения дали положительные результаты, получены притоки нефти. Были изменены контуры залежей нефти.

#### *Литература*

- 1. Екименко В.А., Хайдарова А.И.* Детализационные сейсморазведочные работы МОГТ 2Д по изучению структурных планов Славного, Знойного, Удачного, Южно-Зубаревского, Южно-Чурковского, Овражного, Добромышского поднятий на территории Республики Татарстан, отчет о работах с.п. №№3/04, 3/04-1, 3/05: отчет ООО «ТНГ-Групп»; Бульма, 2006–233 с.
- 2. Базаревская В.Г., Абусалимова Р.Р.* Программа разведки по десяти месторождениям ОАО «Татнефть» (Ильмовском, Восточно-Макаровском, Тюгеевском, Аксаринском, Аксубаево-Мокшинском, Кутушском, Мельнинском, Бухарском, Екатериновском и Резервуар 1), месторождение «Резервуар 1»; 2001–162 с.
- 3. Майданкина В.П., Ахмадеева А.И.* Детализационные сейсморазведочные работы МОГТ 2Д на площади Тауташская-2: отчет о результатах работ с.п. 3/06-31, отчет ООО «ТНГ-Групп»; 200 –148 с.

# ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕДНО-ПОРФИРОВОЙ ПЛОЩАДИ “УБИЕНКИНСКАЯ” (ЧУКОТСКИЙ АО)

Р.С. Ичетовкин

*Пермский государственный национальный исследовательский университет, студент 4 курса, rusich\_abc@mail.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Г.В. Лебедев

Для проведения исследований послужили материалы, предоставленные ФГУПП “Георегион” (г. Анадырь).

Район работ орографически находится в северо-восточной части Анадырского плоскогорья. Убиенкинская площадь охватывает центральную часть Березовых гор.

Главным полезным ископаемым Убиенкинской площади являются медные руды. В пределах данного объекта были проведены поисковые работы на медь с использованием геологических, геохимических, геофизических методов поисков, с проходкой поверхностных горных выработок и бурением. В комплекс поисковых работ входило площадное литохимическое опробование вторичных ореолов рассеяния масштаба 1:50000 на всей площади участка Убиенкинский (200 км<sup>2</sup>) и 1:25000 масштаба на участках детализации. Участками детализации являются предварительно выделенные участки в ранге потенциальных рудных полей с ожидаемым медно-порфировым оруденением: Ракетный – 18,6 км<sup>2</sup>, Косогорненский – 12,7 км<sup>2</sup>, Горный – 11,7 км<sup>2</sup> [1].

Все пробы по площадному опробованию вторичных ореолов рассеяния (9153 пробы) были проанализированы полуколичественным спектральным методом на 21 элемент (Ag, Pb, Zn, Cu, Cr, Ni, Co, Mo, Sn, Mn, W, Bi, As, Sb, Li, Be, Ba, Cd, Ti, W, Sr), химико-спектральным методом на золото. Результаты этих анализов были использованы автором для исследования геохимических особенностей Убиенкинской медно-порфировой площади. Для каждого из элементов были рассчитаны статистики одномерных распределений. Кроме того, были рассчитаны коэффициенты корреляции между всеми элементами. Все вычисления производились по стандартным формулам в программе Microsoft Excel.

Для медно-порфировых месторождений наиболее характерными попутными компонентами меди являются молибден, золото и серебро [2]. Помимо этого, наибольший интерес вызывают свинец и

цинк. Для них характерны высокие значения средних содержаний и коэффициентов корреляции с главными компонентами.

Обработка результатов литохимических работ по вторичным ореолам рассеяния показывает, что наиболее выделяется на общем фоне Ракетное потенциальное рудное поле по аномальным содержаниям меди более 0,0085–0,01%. Внутри самого рудного поля выделяются три аномальных участка, контролируемые выходами интрузивных тел кавральянского комплекса в восточной, центральной и западной частях территории, и характеризующиеся содержаниями меди во вторичных ореолах более 0,015%, молибдена – более 0,0003%. По периферии эти аномальные участки оконтуриваются аномалиями свинца с содержанием более 0,003%, цинка – содержанием более 0,015%.

Помимо площадной геохимической характеристики рассматриваемой территории в работе рассмотрена вертикальная зональность распределения химических элементов. Результаты этих исследований наглядно показывает трехмерный график (рис. 1) построенный в программе Grapher 6.2.

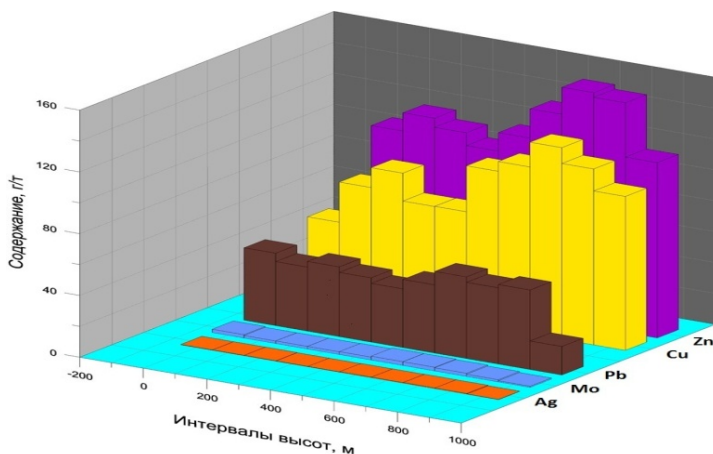


Рис. 1. Распределение средних содержаний основных химических элементов по гипсометрическим уровням

Анализ графика показывает, что высокие содержания меди и цинка практически совпадают друг с другом и отмечены на гипсометрических отметках 600–800 м. Для серебра, молибдена и свинца вертикальная зональность не зафиксирована, так

концентрации этих элементов равномерны на всех высотных интервалах.

Учитывая комплексный характер объекта, проведенные исследования свидетельствуют о высокой перспективности площади и выделенных участков детализации.

#### *Литература*

1. Информационный геологический отчет о результатах и объемах работ, выполненных за I полугодие 2011 года по объекту «Поисковые работы на медь в пределах Убиенкинской площади Мургалской металлогенической зоны». Анадырь: ФГУПП "Георегион", 2011. 20 с.
2. *Татаринов П.М., Карякин А.Е.* Курс месторождений твердых полезных ископаемых. Л., Недра, 1975. 631 с.

## **МИНЕРАЛОГО-ПЕТРОХИМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ КОНТАКТОВО-МЕТАСОМАТИЧЕСКИХ ЖЕЛЕЗОРУДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЮГА СИБИРИ**

О.Н. Камкичева

*Национальный исследовательский Томский государственный  
университет, магистр 1 года обучения, olkat@sibmail.com*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Г.Б. Князев

Контактово-метасоматические железорудные месторождения Сибири по структурной позиции, морфологии рудных тел и характеру минерализации весьма разнообразны [3]. Выделяют следующие подтипы по Соколову Г.Ф., Дымкину А.М.: скаполитовый, известково-скарновый, магнезиально-скарновый и водносиликатный [1].

Уже с 20-х годов прошлого века пытались классифицировать железорудные месторождения по составу руд, используя генетические параметры магнезиальность  $Mg/Ca$  и основность  $CaO+MgO/SiO_2+Al_2O_3$  [1, 2, 3].

Поскольку основность и магнезиальность являются интегральными показателями, отражающие состав руд, а также генетические и технологические особенности месторождений.

Данные для месторождений в целях нашей классификации были взяты по запасам и шлакообразующим оксидам из книги Калугина [2], автор таблицы Зубова. С помощью процедур многомерной статистики и специального преобразования данных, проанализирован химический

состав руд железорудных месторождений (около 50) юга Сибири. Это месторождения следующих регионов: Читинской, Иркутской, Кемеровской области, Красноярского, Алтайского края, республики Якутия, Хакасия, Бурятия [2].

Предложенные отношения  $Mg/Ca$  – магнезиальность,  $CaO+MgO/SiO_2+Al_2O_3$  – основность могут более точно описать оценку изменчивости изучаемой системы. Изучаемые показатели имеют резко асимметричное распределение (логнормальное), что затрудняет проводить дальнейшее исследование в многомерной статистике. Данные показатели преобразуем путем нормирования на объем выборки, с заменой значений на их имперические вероятности. В результате преобразования, величины приобретают равномерное распределение и меняются в интервале от 0,1 до 1,0. Получена графическая диаграмма для преобразованных данных (рис. 1), которая позволяет провести совместный анализ петрохимических данных с минералогическим составом руд.

Таким образом, из диаграммы видно, что месторождения четко обособились на 2 основные группы – это месторождения известково-скарнового ряда и магнезиально-скарнового ряда. В первую группу входят преимущественно известково-скарновые месторождения Алтае-Саянской складчатой области. Во вторую группу входят магнетитовые месторождения Сибирской платформы и магнезиально-скарновые месторождения.

Практически все известково-скарновые месторождения (Абаканское, Ирбинское, Таштагольское, Инское, Белорецкое и др.), расположились в нижней части диаграммы с высоким содержанием кальция. В правом верхнем углу расположились магнезиально-скарновые месторождения (Тейское, Таежное, Яковлевское и др.), с повышенным содержанием магния. Прослеживается некая зависимость между месторождениями, которая может быть аппроксимирована как гиперболическая. Вдоль гиперболы слева направо прослеживается смена гидросиликатных месторождений на известково-скарновые месторождения (рис. 1).

Левая ветвь гиперболы отражает реликты вещества вмещающих алюмосиликатных пород. Правая ветвь гиперболы отражает увеличение роли карбонатных пород вмещающей среды, в связи с этим возрастает количество кальциевых минералов в результате метасоматоза (рис.1).

Для изучаемых месторождений можно проследить некоторые рубежи, отражающие смену минеральных парагенезисов, которые можно представить в виде такой схемы: плагиоклаз + биотит —





2. Калугин А.С., Калугина Т.С., Иванов В.И. Железородные месторождения Сибири. Новосибирск, «Наука», 1981. 238 с
3. Князев Г.Б. К петрохимической классификации железородных месторождений // Геология и разведка № 3. М., МГРИ, 1987. 132 – 134 с.

## **РАДИОМЕТРИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЖЕЛЕЗОНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНО- СИБИРСКОГО ПОЯСА НА ПРИМЕРЕ БАКЧАРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)**

К.В. Карепина

*Национальный исследовательский Томский политехнический  
университет, магистр 1 года обучения, ksusha55-89@mail.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент В.А. Домаренко

Бакчарское железородное проявление расположено в Бакчарском административном районе Томской области, в междуречье рек Андармы и Иксы, в 120–180 км к запад – северо – западу от Томска.

В пределах изучаемой площади было пробурено 31 поисково – оценочная скважина и соответственно были проведены геофизические исследования скважин. Работы проводились с целью детального литологического расчленения разреза, выделения глинистых пород и песчаных образований, уточнения глубины залегания рудных тел, а также для уточнения границ стратиграфических горизонтов. И сопоставления данных с результатами ранее пробуренных скважин, и рекомендаций по дальнейшему направлению Геофизических исследований в скважинах [2].

Рудовмещающими отложениями являются осадки мел-палеогенового возраста, преимущественно глины серо зеленые, мелкозернистые пески и песчаники и алевролиты песчанистые.

Оруденение локализуется в трёх горизонтах (снизу – вверх):

1. Верхнемеловые отложения ипатовской свиты ( $K_2ip$ ).
2. Славгородская свита ( $K_2sl$ ).
3. Ганькинская свита ( $K_2 - P_1gn$ ).

В целом рудосодержащие горизонты приурочены к верхнемеловым и палеогеновым отложениям и перекрываются довольно мощной толщей, достигающей 160–200 м неогеновых и четвертичных отложений. Горизонты прослеживаются на всей площади месторождения, а также за ее пределами и разделяются

безжелезистыми или слабжелезоносными породами и нередко с размывом перекрывают друг друга. Мощность железоносной части разреза в пределах Бакчарского месторождения сильно сокращена за счет многочисленных размывов отложений и достигает всего 20–80 м.

По результатам работ выявлено 2 структурно-морфологических типа руд: цементированные и рыхлые гидрогетитовые разновидности с содержанием валового железа 30–38%, что даёт возможность применить комбинированную систему отработки – карьерную и методом скважинной гидродобычи (СГД).

При этом, достаточно отчетливо наблюдается, что руды Западного участка более богаты железом, чем на Восточном участке и повышения концентрации отмечаются лишь на периферии. По генезису руды прибрежно-морские и лагунные.

По литолого-петрографическим особенностям выделяют шесть типов: 1) плотные гетит-гидрогетитовые руды с сидеритовым цементом; 2) рыхлые гетит-гидрогетитовые руды; 3) лептохлоритовые руды с хлорит-сидеритовым цементом; 4) конгломератовидные лептохлоритовые руды с крупными оолитами; 5) сидеритовые руды; 6) глауконитовые руды с сидеритовым цементом [3].

Для изученных железных руд характерен весьма широкий и пестрый по составу перечень компонентов. В рудах содержатся следующие попутные компоненты Sc, Cr, Co, Sb, редкие земли и Au. Концентрации Na, Ca, Rb, Cs, Ba в них отчетливо понижены, а содержания Sr и Ag не превышают порога чувствительности анализа.

Характер распределения радиоактивных элементов в изученной выборке из 82 проб железных руд со средним содержанием железа 31,4% распределение урана и тория в рудах различно. Для урана характерно бимодальное распределение. Распределение тория соответствует нормальному закону распределения [1].

Средние содержания урана и тория в рудах находятся на уровне средних значений для верхней земной коры. Они также существенно ниже средних оценок для железомарганцевых конкреций современного океана.

Наибольшие концентрации урана установлены в слабцементированных лептохлоритовых (2,6 г/т) и рыхлых оолитовых гетит-гидрогетитовых (2,5 г/т) рудах. Наименьшие уровни накопления (1,3 г/т) характерны для плотных оолитовых гетит-гидрогетитовых руд. В лептохлоритовых рудах также относительно повышены концентрации тория (14,2 г/т). Глауконитовые рудные песчаники отличаются пониженными содержаниями тория (8,2 г/т).

В отдельных пробах плотных оолитовых гетит-гидрогетитовых руд и их рыхлых разностях зафиксированы наибольшие концентрации урана, достигающие 8,6 и 8,0 г/т соответственно. В последнем случае вероятно влияние диагенетических и эпигенетических процессов, ведущих к перераспределению элементов. На это, в частности, указывает то, что в ряде проб радиоактивность имеет ярко выраженную урановую природу при торий – урановом отношении снижающемся до 0,5. Тогда как в среднем для руд и вмещающих пород характерна ее ториевая природа [1].

Анализ данных по изучению радиометрической характеристике рудовмещающей толщи и руд выявил следующие особенности: вмещающие руды породы представлены в основном песчано-глинистыми отложениями и отличаются повышенными содержаниями урана и тория – до 20 г/т. В следствие чего на участке работ выделяются два горизонта с повышенной гамма активностью.

Первый горизонт находится на глубине до 30 м с активностью до 65 мкР/ч. Он протягивается по всей площади участка и литологически приурочен к серым, серо-голубым глинам с включениями древесных остатков.

Второй горизонт находится на глубинах от 173 м до 230 м прерывается по площади. По литологическому составу приурочен к пескам и песчаникам, является рудовмещающим горизонтом.

Оцененные содержания урана и тория дают основание полагать, что с радиозоологической точки зрения изученные руды радиационной опасности не представляют. Однако возможно выявление повышенных концентраций урана в обстановках, благоприятных для его концентрирования, что требует дальнейшего изучения.

#### *Литература*

1. *Ершов В.В., Рихванов Л.П., Арбузов С.И., Пшеничкин А.А.* Радиоактивные элементы в железных рудах бакчарского месторождения.
2. *Тищенко В.М., Еремеев С.А.* Проект: «Оценка Бакчарского железорудного проявления для отработки методом СГД», Книга I. Геолого-методическая часть.
3. *Гринёв О.М., Григорьева Е.А., Тюменцева Е.П.* Литогеохимическая характеристика основных типов железных руд Бакчарского месторождения. Современные проблемы геологии и разведки полезных ископаемых. 2010г. 189с.

# ИССЛЕДОВАНИЕ КОРРЕЛЯЦИОННЫХ СВЯЗЕЙ МЕЖДУ ОСНОВНЫМИ КОМПОНЕНТАМИ В РУДАХ ЮЖНО-САРАНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Л.С. Колодяжная

*Пермский государственный национальный исследовательский  
университет, студент 5 курса, frytticat@yandex.ru*

Научный руководитель: доцент А.С. Сунцев

Южно-Сарановское месторождение хромовых руд расположено в Горнозаводском районе Пермского края в 1 км от Главного Сарановского месторождения. Месторождения генетически связаны с двумя массивами хромитоносных гипербазитов. Массивы представляют собой тектонические линзы в зоне Сарановского разлома. Обрамляют массивы осадочно-метаморфические породы верхнего протерозоя, представленные слюдисто-кварцевыми, слюдисто-хлорито-кварцевыми сланцами с прослоями углистых филлитов и аркозовых песчаников. Разделяет массивы мощная разветвленная дайка габбро-долеритов [2].

Рудная продуктивная зона располагается между горизонтами дунитов и дунит-гарцбургитов. В ее строении участвуют три рудных тела – западное (ЗРТ), центральное (ЦРТ) и восточное (ВРТ), различающиеся по вещественному составу, структурно-текстурным особенностям, строению и размерами.

Наиболее распространенными минералами руд являются хромшпинелид, хлорит, кальцит и серпентин. В хромититах довольно часто отмечаются кальцитовые жилы с уваровитом, хромамезитом, кеммереритом, сфеном [2]. Полезный компонент - оксид хрома, вредные – оксид кремния и оксид кальция. Оксид хрома входит в состав хромшпинелида, оксид кремния связан с силикатными минералами (серпентином, хлоритом и др.) и частично (1–2%) с хромшпинелидами.

Природные связи в рудах Южно-Сарановского месторождения были изучены по 50 пробам между оксидами хрома, кальция и кремния. Для исключения из выборки аномальных значений был использован эллипс рассеяния двумерного нормального распределения

Аномальные пробы были исключены из выборки, корреляционные соотношения пересчитаны заново (табл. 1) . Для сравнения приведены коэффициенты корреляции по Главному Сарановскому месторождению [1].

Таблица 1

## Значения коэффициентов корреляции

| Месторождения    |                                |                  |                     |                                |                  |
|------------------|--------------------------------|------------------|---------------------|--------------------------------|------------------|
| Южно-Сарановское |                                |                  | Главное Сарановское |                                |                  |
| Компоненты       | Cr <sub>2</sub> O <sub>3</sub> | SiO <sub>2</sub> | Компоненты          | Cr <sub>2</sub> O <sub>3</sub> | SiO <sub>2</sub> |
| CaO              | -0,06                          | 0,16             | CaO                 | -0,22                          | 0,02             |
| SiO <sub>2</sub> | -0,90                          | -                | SiO <sub>2</sub>    | -0,68                          | -                |

Выявленные тесные отрицательные связи Cr<sub>2</sub>O<sub>3</sub> с SiO<sub>2</sub> определяются последовательным порядком выделения минералов из расплава: вначале хромшпинелида, а затем силикатов, преобразованных в дальнейшем в серпентин и хлорит [2]. Отсутствие связей CaO с Cr<sub>2</sub>O<sub>3</sub> и SiO<sub>2</sub> объясняется тем, что компоненты входят в состав минералов, являющихся продуктами разных фаз минералообразования. Локализация кальцита в рудах, кроме того, определялась не геохимическими и физико-химическими условиями кристаллизации, а чисто внешним фактором — трещиноватостью рудных тел. Связи между компонентами Cr<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, CaO и SiO<sub>2</sub> следует рассматривать как односторонние, поскольку они входят в состав только одного из перечисленных выше соединений и определяются исключительно особенностями генезиса содержащих их минералов. Такие связи называются парагенетическими и отличаются от связей компонентов, входящих в состав нескольких минералов общего парагенезиса месторождения [1].

Так как между содержаниями Cr<sub>2</sub>O<sub>3</sub> и SiO<sub>2</sub> установлена почти линейная зависимость, то вычислены уравнения  $V = a_{v/u} + b_{v/u} \cdot U$  и  $U = a_{u/v} + b_{u/v} \cdot V$ , которые называются уравнениями простой среднеквадратической регрессии, а коэффициенты  $a_{v/u}$ ,  $b_{v/u}$ ,  $a_{u/v}$ ,  $b_{u/v}$  – коэффициентами регрессии. Эти уравнения дают возможность численно прогнозировать содержания одного компонента через содержания другого.

Корреляционный анализ содержаний компонентов руд и материалы исследований, проведенных ранее [1], позволили осуществить сравнительный анализ средних содержаний и природных связей минералообразующих оксидов руд Южно-Сарановского и Главного Сарановского месторождений (табл. 1, 2).

Таблица 2

## Средние содержания компонентов в рудах

| Компоненты                     | Месторождения    |                     |
|--------------------------------|------------------|---------------------|
|                                | Южно-Сарановское | Главное Сарановское |
| Cr <sub>2</sub> O <sub>3</sub> | 36,67            | 38,68               |
| SiO <sub>2</sub>               | 6,31             | 5,11                |
| CaO                            | 0,49             | 1,34                |

На Южно-Сарановском месторождении содержание оксида хрома меньше на 2%, оксида кремния больше на 1,2%, а оксида кальция меньше в 3 раза, чем на Главном Сарановском месторождении. Видно, что руда Главного Сарановского месторождения богаче основным компонентом, а значит более ценная, силикатная составляющая руды меньше, но жил и прожилков кальцита намного больше. Руды обоих месторождений идут на производство ферросплавов. Концентраты из них удовлетворяют принятым Техническим условиям.

Вычисленные коэффициенты корреляции показывают, что связь между оксидом хрома и оксидом кальция отсутствует и статистически незначима как на Южно-Сарановском, так и на Главном Сарановском месторождении. Однако коэффициент корреляции для данных компонентов на Главном Сарановском месторождении меньше, что свидетельствует о наличии большей концентрации кальцита в рудах данного месторождения по сравнению с Южно-Сарановским.

Корреляционная зависимость между главным компонентом и оксидом кремния на данных месторождениях отрицательная, для Южно-Сарановского характерна очень тесная связь, а для Главного Сарановского она тесная. Значит, силикатов в рудах Главного Сарановского месторождения меньше.

*Литература*

1. Мяжков В.Ф., Баталов В.Л. Методика опробования хромитов Сарановского месторождения. Пермь: Изд-во Перм. ун-та, 1966. – 76 с.
2. Сергеев В.К., Брянский Я.Ш. и др. Отчет о детальной разведке Южно-Сарановского месторождения хромитов в Горнозаводском районе Пермской области за 1976-1983гг. (подсчет запасов по состоянию на 01.01.84г.) / Пермь: «Пермская комплексная геологоразведочная экспедиция», 1983. Территориальный фонд геологической информации по Пермскому краю.

# ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРИНЦИПА АНАЛОГИИ ПРИ ПОИСКАХ МЕДНО-ПОРФИРОВОГО ОРУДЕНЕНИЯ В СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ ПОЛУОСТРОВА КАМЧАТКА

Е.И. Рязанова

*Российский Государственный Геологоразведочный Университет  
им. Серго Орджоникидзе, студент 4 курса, lenabutler@mail.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., профессор Г.Н. Пилипенко

Поиски – это процесс, включающий в себя прогнозирование, выявление и перспективную оценку новых месторождений полезных ископаемых, прежде всего – заслуживающих разведки [2]. Поисковые работы представляют собой вторую стадию геологоразведочных работ и проводятся после регионального геологического изучения недр. Поиски полезных ископаемых включают в себя комплекс работ, направленных на выявление благоприятных геологических предпосылок и признаков рудоносности, имеющий своей целью обнаружение и прогнозную оценку проявлений и ресурсов полезных ископаемых [3]. При этом часто применяется способ, получивший название принципа аналогии.

Использование принципа аналогии основано на том, что геологические структуры и заключенные в них полезные ископаемые, сформированные в близких геологических условиях, обладают более или менее ярко выраженными чертами сходства условий залегания, строения и состава, что обеспечивает подобие свойств объекта-эталона и изучаемого объекта [3]. Рассмотрим некоторые критерии, характерные для медно-порфирового оруденения:

- связь оруденения с порфиrowыми интрузивами гранитоидного состава;
- расположение рудных тел в апикальных частях штоков;
- прожилково-вкрапленный штокверковый характер минерализации, развитой в эндо- и экзоконтактовых зонах порфиrowых интрузий;
- устойчивый минеральный состав руд (главные минералы: пирит, халькопирит, молибденит, магнетит, борнит);
- выдержанная зональность оруденения и гидротермального изменения пород;
- относительно низкие содержания меди в первичных рудах, но при этом большие запасы, присутствующие, в так называемых, крупнообъемных залежах.

Рассматриваемые месторождения присутствуют в пределах базальтоидных вулканоплутонических поясов, эквивалентных

внешним зонам островных дуг и принадлежащим к позднегеосинклинальным стадиям развития эвгеосинклиналей. Они находятся в тесной связи с вулканоплутоническими ассоциациями, которые образованы андезит-базальтовыми вулканогенными и габбро-диорит-кварцево-диоритовыми плутоногенными формациями [1].

В качестве объекта-эталона выбрано ближайшее к Камчатке, известное медно-порфировое месторождение – Песчанка, которое находится в западной части полуострова Чукотка. Месторождение связано с габбро-монзонит-сиенитовым плутоном позднеюрского-раннемелового возраста. Вмещающие породы представлены субщелочными базальтами, андезитами, дацитами, риолитами, туфами, туфопесчаниками верхней юры. В строении штоков принимают участие такие породы, как кварцевые монзонит- и сиенит-порфиры, гранодиорит-порфиры, реже диорит-порфиры. Интрузивный массив контролируется региональной зоной глубинных разломов, являющейся опережающей более крупного Анюйского глубинного разлома. Главные минералы руд – пирит; халькопирит, борнит, блеклые руды, молибденит. Второстепенные – магнетит, гематит, сфалерит, галенит, халькозин, ильменит; изредка встречаются марказит, аргентит, арсенопирит, пирротин, самородное золото. В зоне окисления распространены малахит, азурит, гидроксилы железа и марганца, редко куприт, хризоколл, бирюза [4].

Соответственно, согласно принципу аналогии, близкие по составу интрузивные породы, контролируемые зоной глубинных разломов могут помочь при поисках медно-порфирового оруденения Северной Камчатки. Ранее на этой территории проводилась геологическая съемка масштаба 1:200000, поэтому перед началом поисковых работ выделяются перспективные для изучения участки.

В одних участках верхнемеловые и миоценовые кремнисто-вулканогенные толщи, сложенные туфами, яшмами, кремнистыми сланцами, базальтами, андезитами, прорваны миоцен-плиоценовыми интрузиями гранодиоритов, кварцевых монзонитов, диоритов, и граносиенитов. В других – палеоценовые и эоценовые вулканогенно-осадочные толщи, сложенные алевролитами, песчаниками, аргиллитами, туфоаргиллитами, туфопесчаниками, прорваны интрузиями миоцен-плиоценовых диоритов и диоритовых порфиритов. При этом следует обратить внимание на интрузивные тела, приуроченные к разрывным нарушениям, опережающим осевую часть зоны Центрально-Камчатского глубинного разлома.

По результатам поисковых работ на данных объектах было выявлено наличие прожилкового и вкрапленного сульфидного



оруденения, которое приурочено к зоне повышенной трещиноватости и ожелезнения, развитых в субвулканических телах и дайках миоцен-плиоценовых диорит-порфиров. Также выявлено наличие зоны гидротермально измененных, окварцованных пород, приуроченной к экзоконтактам интрузивных тел диоритов, диорит-порфиров, монзонитов, и гранодиорит-порфиров миоцен-плиоценового возраста. Интрузивные породы пронизаны нитевидными прожилками кварца с сульфидной минерализацией, представленной халькопиритом, пиритом, пирротином, молибденитом, сфалеритом, галенитом. Из второстепенных минералов отмечаются арсенопирит, марказит, магнетит, джемсонит, буланжерит, самородное золото и серебро. В зоне окисления наблюдаются малахит, азурит, гидроокислы железа.

Итак, благодаря принципу аналогии установлено сходство условий залегания, строения и состава объекта-эталоны и изучаемого объекта, остается только различие в возрасте рудоматеринских интрузий обоих районов. На Чукотке они имеют позднеюрско-раннемеловой возраст, а на Камчатке – миоцен-плиоценовый. Это можно объяснить тем, что наибольшее количество интрузивов среднего и кислого состава приурочено к орогенному этапу развития, который наступает сразу после образования складчатости на данной территории. Чукотка относится к области киммерийской складчатости, орогенный этап которой происходил в верхнеюрско-нижнемеловое время. Камчатка же представляет собой область более молодой, тихоокеанской складчатости, орогенный этап которой приходился на поздний миоцен и плиоцен. В таком случае можно сопоставить время орогенеза для каждой конкретной территории, а не возраст отдельных интрузий. Благодаря такой корреляции, принцип аналогии целесообразно использовать для выявления промышленного медно-порфирового оруденения на севере полуострова Камчатка.

#### *Литература*

1. Авдонин В.В., Бойцов В.Е. и др Месторождения металлических полезных ископаемых. Москва, ЗАО «Геоинформмарк», 1998. 269с.
2. Аристов В.В. Поиски твердых полезных ископаемых. Москва, Недра, 1975. 235с.
3. Каждан А.Б. Поиски и разведка месторождений полезных ископаемых. 2 тома. Москва, Недра, 1984–1985. 285 и 288с.
4. Кривцов А.И., Мигачев И.Ф. Геологическое строение, вещественный состав, золотоносность и обогатимость руд медно-порфирового месторождения Песчанка. Москва, ЦНИГРИ, 1983. 177с.

# **ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕДНО-ПОРФИРОВЫХ ПЛОЩАДЕЙ МУРГАЛЬСКОЙ МЕТАЛЛОГЕНИЧЕСКОЙ ЗОНЫ (ЧУКОТСКИЙ АО)**

И.С. Сабельников

*Пермский государственный национальный исследовательский университет, магистр 2 года обучения, vanya5@inbox.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Г.В. Лебедев

Для проведения исследований послужили материалы, предоставленные ФГУП “Георегион” (г. Анадырь).

Исследования проведены по результатам работ, выполненных в пределах Ольховской, Убиенкинской и Серовской площадей Мургалльской металлогенической зоны и Моренной площади Удско-Мургалльской металлогенической зоны. Первые три площади находятся в северо-восточной части Анадырского нагорья, Моренная – в северной части хребта Пекульней. Главным полезным ископаемым являются медные руды. В пределах данных объектов были проведены поисковые работы на меднопорфировые и сопутствующие им руды, которые включали геологические, геохимические, геофизические исследования и горно-буровые работы. В комплекс поисковых работ входило площадное литохимическое опробование вторичных ореолов рассеяния. По ряду признаков в пределах каждой площади выделены перспективные участки в ранге потенциальных рудных полей с ожидаемым медно-молибден-порфировым орудением [1].

Все пробы по площадному опробованию вторичных ореолов рассеяния были проанализированы полуколичественным спектральным методом на 21 элемент (Ag, Pb, Zn, Cu, Cr, Ni, Co, Mo, Sn, Mn, W, Bi, As, Sb, Li, Be, Ba, Cd, Ti, V, Sr), химико-спектральным методом на золото. Результаты этих анализов были использованы автором для изучения геохимических особенностей медно-порфировых площадей Мургалльской металлогенической зоны. Обработка и интерпретация материалов геохимических работ по вторичным ореолам рассеяния включала: создание электронной базы данных; статистическую обработку результатов анализов геохимических проб; построение геохимических карт; выделение комплексных аномалий. Все вычисления производились по стандартным формулам в программе Microsoft Excel.

Для медно-порфировых месторождений наиболее характерными попутными компонентами меди являются молибден, золото и серебро [2]. Помимо этого, интерес представляют также свинец и

цинк. Для них характерны высокие значения средних содержаний и коэффициентов корреляции с главными компонентами.

По результатам литохимических поисков по вторичным ореолам рассеяния с помощью программы "ArcGIS" и ее приложения "ArcScene" были построены моно- и полиэлементные карты основных рудогенных элементов в 2D и 3D вариантах (рис. 1).

В результате анализа карт аномалии меди разной степени интенсивности выявлены на всех площадях в пределах потенциальных рудных полей. Наиболее высокие содержания молибдена совпадают с медными на всех рассматриваемых площадях, что хорошо подтверждается положительной корреляционной связью между этими компонентами (значения коэффициентов корреляции выше 0,25). Также на всех площадях установлены аномалии свинца и цинка. Их аномалии пространственно совпадают (значения коэффициентов корреляции от 0,29 на Моренной площади до 0,68 на Серовской). Аномальные содержания золота разобщены с аномалиями других компонентов.

Геохимические аномалии основных рудных элементов – молибдена, свинца, меди и цинка приурочены к интрузивным комплексам. На площадях установлены аномалии и других элементов, но они менее контрастны и пространственно разобщены с аномалиями главных компонентов, что делает их менее информативными.

Для повышения надежности оценки выявленных аномалий были построены карты мультипликативных геохимических полей (рис. 1). Аномалии комплексного показателя Cu·Mo·Zn·Pb фиксируются на всех площадях в пределах поисковых участков. Наиболее контрастные комплексные аномалии выявлены на Убиенкинской площади.

Помимо площадной геохимической характеристики рассматриваемых территорий, в работе рассмотрена вертикальная зональность распределения химических элементов. Распределение компонентов по гипсометрическим уровням наглядно отражают трехмерные графики (рис. 2) построенные в программе Grapher 6.2.

Анализ графиков показывает, что высокие содержания меди, молибдена, свинца и цинка практически совпадают друг с другом. Совпадение аномалий меди и молибдена как в плане, так и в разрезе свидетельствует об отсутствии первичной зональности, характерной для медно-порфировых месторождений.

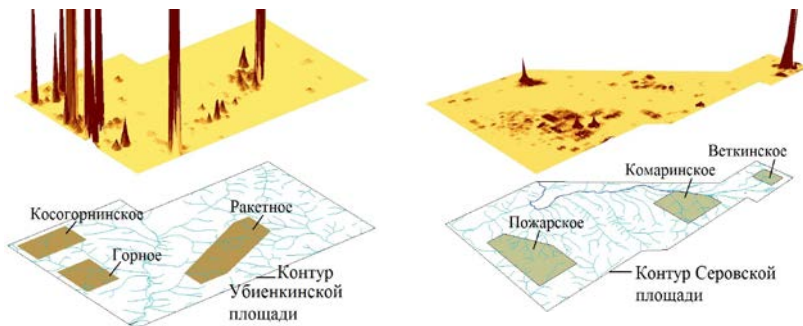


Рис. 1. Этажерка из трехмерных моделей полиэлементных геохимических полей Cu-Mo-Zn-Pb

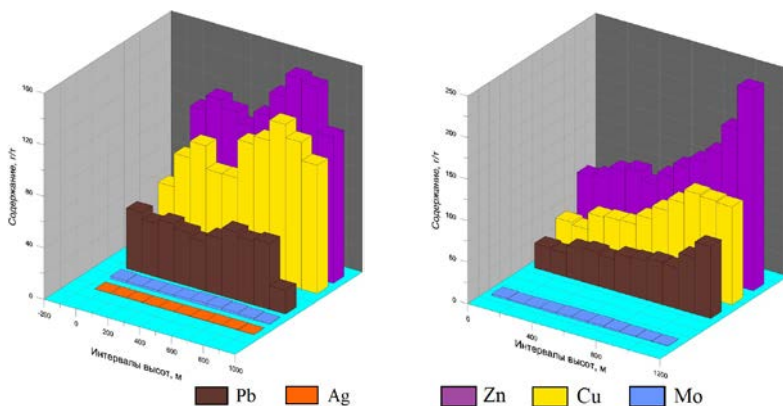


Рис. 2. Распределение средних содержаний основных химических элементов по гипсометрическим уровням

Учитывая комплексный характер объектов, проведенные исследования свидетельствуют о высокой перспективности медно-порфировых площадей и выделенных на них участков в ранге потенциальных рудных полей.

#### Литература

1. Сабельников И.С. Геохимическая характеристика площади “Моренная” (Чукотский АО)/ Геология в развивающемся мире: сб. мат-в науч-практ. конф./ Перм. гос. ун-т. – Пермь, 2011. – с. 30-32.
2. Татаринов П.М., Карякин А.Е. Курс месторождений твердых полезных ископаемых. Л., Недра, 1975. 631 с.

# ИССЛЕДОВАНИЕ СООТНОШЕНИЙ СТРУКТУРНЫХ ПОЛЕЙ ДУБРОВСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.П. Седунова

*Пермский государственный национальный исследовательский университет, магистр 1 года обучения,  
sedunova.alena-89@yandex.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент А.С. Сунцев

Изучение пространственных соотношений полей – задача, которая решается с целью изучения динамики и кинематики явлений и процессов, протекавших в земной коре и приведших к образованию месторождений полезных ископаемых, а также оценки влияния различных факторов образования и взаимоотношения полей различных свойств объекта исследования [2].

Исследование проведено по участку Дубровского месторождения нефти, расположенного в Соликамском районе Пермского края. Геологический разрез месторождения изучен по результатам бурения пяти солеразведочных скважин и одной поисковой скважины 5 от вендских до четвертичных отложений. Максимальная вскрытая мощность разреза составила 2950 м. Поверхность фундамента находится на глубине около 5 км и моноклиально погружается в северо-восточном направлении. На эродированной поверхности фундамента с угловым и стратиграфическим несогласием залегает осадочный чехол, сложенный вендскими и палеозойскими отложениями.

В тектоническом отношении Дубровское месторождение находится в юго-восточной части Соликамской впадины Предуральяского краевого прогиба и приурочено к одноименному поднятию [3].

Изучение соотношений структур Дубровского месторождения проводилось в пределах разреза от фаменского яруса девона до башкирского яруса карбона. Материалом для исследования послужили структурные карты отражающих горизонтов ОГ I<sup>II</sup>, ОГ II<sup>K</sup>, ОГ II<sup>II</sup>. Горизонт ОГ I<sup>II</sup> приурочен к кровле башкирских карбонатных отложений. ОГ II<sup>K</sup> приурочен к кровле визейской терригенной толщи, сложенной переслаивающимися песчаниками, аргиллитами и алевролитами. ОГ II<sup>II</sup> приурочен к поверхности фаменско-турнейских известняков.

Решение поставленной задачи производилось на основе теоретических положений о геологическом поле, разработанных В.Ф. Мягковым. В качестве оценки пространственной согласованности полей принималось среднее значение косинуса угла между градиентами аппроксимирующих поля функций в объекте исследования:

$$\overline{\text{Cos } \varphi} = \frac{\sum \text{cos } \varphi_i}{n},$$

где:  $\text{Cos } \varphi_i$  – частные значения косинусов углов в точках измерения полей;  $n$  – число точек.

Если  $\text{Cos } \varphi_i$  больше +0,20, соотношение полей конкордантно; при значениях меньших -0,20 – антикордантно; при значениях меньших по модулю 0,20 – дискордантно [2].

Конкордантное соотношение – сопоставляемые поля изменяются в пространстве как положительно согласованные. Антикордантное соотношение – согласованность сопоставляемых полей отрицательная. Дискордантное соотношение – относительное изменение полей незакономерно.

Методика решения задачи прослеживания развития локальных поднятий в разных горизонтах состоит из следующих пунктов:

1) на структурном плане горизонта размечается квадратная сеть точек, из которых прочерчиваются вектора – нормали к изолиниям в направлении возрастания функции;

2) с помощью транспортира измеряются азимуты направлений градиентов;

3) определяются разности азимутов направлений градиентов и вычисляются косинусы полученных углов;

4) находится среднее значение косинуса по формуле, которое и определяет соотношение геологических полей.

По выраженности в разных горизонтах чехла и особенностям развития А.Е. Михайлов подразделяет локальные поднятия на следующие типы [1]:

1. Сквозные, непрерывного развития структуры, выражены во всех горизонтах чехла, имеют убывающую амплитуду и развивались практически непрерывно, конседиментационно.

2. Сквозные, возрожденные структуры отличаются тем, что снизу вверх их амплитуда уменьшалась лишь до определенного стратиграфического уровня, выше которого она сохраняется практически неизменной. Это означает, что рост поднятий прекращался,

складка раскрывалась в незамкнутую форму, и затем антиклинальное изгибание пластов возобновлялось по древнему пласту.

3. Погребенные, раннего развития структуры характеризуются тем, что рост их начинается с момента отложения самых древних осадков платформенного чехла, но прекратился в том или ином стратиграфическом уровне. Такие поднятия в верхних горизонтах раскрываются в структурные носы или моноклинали.

4. Новообразованные, позднего развития структуры – это тип довольно редко встречающихся локальных структур, возникших молодых блоковых подвижек над разрывами или узкими прогибами. Они затухают с глубиной.

5. Комбинированные, частично погребенные, частично новообразованные структуры, имеют форму относительно крупных куполов по молодым горизонтам чехла и выражены системой сбlijенных мелких выступов, разделенных локальными мульдами, в более древних отложениях.

Результаты изучения соотношений структурных планов нефтегазоносных горизонтов Дубровского месторождения отражены в таблице.

Таблица

Коэффициенты сопряженности структурных карт горизонтов

| Сравниваемые горизонты                  | Коэффициенты сопряжения | Пространственное соотношение полей |
|---|-------------------------|------------------------------------|
| ОГ I <sup>П</sup> и ОГ II <sup>К</sup>  | +0,77                   | Конкордантно                       |
| ОГ II <sup>К</sup> и ОГ II <sup>П</sup> | +0,80                   | Конкордантно                       |
| ОГ I <sup>П</sup> и ОГ II <sup>П</sup>  | +0,72                   | Конкордантно                       |

Высокие положительные коэффициенты свидетельствуют, что морфометрические поля нефтегазоносных горизонтов являются конкордантными. По выраженности в разных горизонтах и особенностям развития в течение длительного геологического времени локальные поднятия отнесены к типу структур новообразованных, позднего развития. Дубровское поднятие является структурой облекания по позднедевонскому рифовому массиву.

#### *Литература*

1. Михайлов А.Е. Структурная геология и геологическое картирование. Учеб. пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1984. – 464 с.
2. Мягков В.Ф. Геохимический метод парагенетического анализа руд. – М.: Недра, 1984. – 126 с.

3. Романов П.И и др. Проект региональных поисково-разведочных работ на территории Соликамской депрессии (отчет по теме 26-71), Пермь, 1971. Фонды ПермНИПИнефть.

## **ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ШУБИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ СТРОИТЕЛЬНОГО ГИПСА В КУНГУРСКОМ РАЙОНЕ ПЕРМСКОГО КРАЯ**

Д.А. Усольцева

*Пермский государственный национальный исследовательский  
университет, студент 3 курса, dauria92@mail.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н. А.К. Алванян

Пермский край богат полезными ископаемыми. Среди них наибольший вес имеют нефть и газы, калийные и магниевые соли, алмазы и золото, хромиты и другие. Однако для зарубежья запоминающимся уральским подарком являются гипсовые поделки, особенно селенитовые. История камнерезного промысла в Пермском крае тесно связана с художественной обработкой гипса в Ординском и Кунгурском районах. Именно здесь находятся основные месторождения поделочного и строительного гипса [2].

Гипс и ангидрит используются в производстве портландцемента, гипсовых вяжущих (строительный, формовочный и высокопрочный гипс), в медицинских целях, в изготовлении лепных и поделочных изделий, облицовочной плитки. С ростом добычи поделочных гипсов становится актуальным вопрос о создании надежной сырьевой базы.

В пределах восточной части Русской платформы, Предуральского краевого прогиба и Уральской складчатой области известны 269 объектов гипса и ангидрита, в том числе 80 промышленных и непромышленных месторождений, 189 проявлений. Объекты находятся в 20 административных районах, причём на долю Ординского, Кунгурского, Добрянского, Чусовского, Кишертского, Пермского и Октябрьского районов приходится 227 объектов или 84,4% от общего количества. [1]

Шубинское месторождение строительного гипса расположено на южном окончании Кунгурского района Пермского края, в 7 км южнее г. Кунгура. Участок расположен на левом склоне долины р. Ирени. Река на всем протяжении сильно меандрирует, образуя многочисленные излучины и старицы.



Главной особенностью гипсовых пород является их приуроченность к гидросети. На определённом удалении от нее гипс почти исчезает. Мощность гипсовой толщи зависит от уровня базиса дренирования подземных вод.

По условиям образования выделяются сингенетические и эпигенетические месторождения гипса и ангидрита, которые имеют наибольшее промышленное значение.

Месторождения поделочного гипса Пермского края развивались в две стадии. На первой стадии в кунгурское время отложился гипс, который быстро дегидратировался в ангидрит. Затем в голоценовое время на второй стадии ангидрит при участии различных факторов и, главным образом, при участии подземных вод перешел в гипс. Гипсы месторождений Пермского края являются своеобразной корой выветривания ангидритов.

На Шубинском месторождении выделяется три основных разновидности гипсов: сплошной, сетчатый и тонкослоистый. Основная часть толщи сложена сетчатым гипсом. Как уже отмечалось, эти литологические разновидности гипса не приурочены к определенному горизонту, часто одна разновидность постепенно замещается другой, как в плане, так и по разрезу, поэтому выделить их в пространстве не представляется возможным [1].

Учитывая вышеприведенные факторы (трудоемкость селективной добычи литологических разновидностей и сортов гипса), выделяется один технологический тип сырья: товарный гипсовый камень с содержанием  $\text{CaSO}_4 \times 2\text{H}_2\text{O}$  от 70 до 100%.

Кондиционные разновидности гипса характеризуется средним содержанием  $\text{CaSO}_4 \times 2\text{H}_2\text{O}$ , составляющим 89,6% и по ГОСТ 4013-74 соответствует 3-му сорту.

Сорта гипсов, определенные статистически по месторождению в целом, распределяются следующим образом: I сорт – 1,0%; II сорт – 29,6%; III сорт – 23,2%; IV сорт – 7,4%; некондиционный – 38,9%.

В результате всестороннего изучения химического состава промышленной толщи. Можно сделать вывод, что химические анализы равномерно характеризуют все литологические разновидности гипсов. Кондиционные разновидности гипса характеризуется средним содержанием  $\text{CaSO}_4 \times 2\text{H}_2\text{O}$ , составляющим 89,6% и по ГОСТ 4013-82 соответствует 3-му сорту.

Плотность гипсов месторождения определялась лабораторно и составляет 2,33–2,34 г/см<sup>3</sup>.

Объемная масса гипсов определялась в полевых условиях и составляет 2,2 т/м<sup>3</sup>.

Естественная влажность гипсов оценивается по аналогии с Соколино-Саркаевским месторождением и изменяется от 0,1 до 2,8%, в среднем составила 0,9%. [1]

В результате изучения физико-химических свойств гипса Шубинского месторождения можно сделать вывод, что основная масса толщи представлена гипсом II-го и III-го сортов. Согласно ГОСТ 4013-82 [3] гипсы месторождения идеально подходят для производства гипсового вяжущего. На основании чего можно сказать, что у Пермского края есть все составляющие для создания мощной ресурсной базы, в отрасли строительных материалов.

#### *Литература*

1. Алванян А.К., Панчуков Н.П. Отчет о пересчете запасов строительного гипса на Шубинском месторождении по результатам разработки и эксплуатации разведки 2006-2009, в Кунгурском районе Пермского края, Пермь, 2011.
2. Геология и прогнозирование месторождений поделочного гипса на примере Пермской области – диссертация Даровских Н. А. [Электронный документ]. – <http://www.dissercat.com> (проверено 19.03.2011).
3. ГОСТ 4013-82. Камень гипсовый и гипсоангидритовый для производства вяжущих материалов. Технические условия // Взамен ГОСТ 4013-74. Введ. 01.07.83.-М.: Изд-во стандартов, 1982. – 5 с.

## **ПОПУТНЫЕ АЛМАЗЫ В СТРОИТЕЛЬНЫХ ПЕСКАХ-ОТСЕВАХ АЛЛЮВИЯ ЗАПАДНОГО УРАЛА**

Б.С. Лунев,<sup>1</sup>О.А. Краснянская,<sup>2</sup>А.С. Плиско

*Пермский государственный национальный исследовательский университет, студенты 3 курса, <sup>1</sup>krasnyanskaya@mail.ru, <sup>2</sup>inritukzar@inbox.ru*

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Б.С. Лунев

Пермский край является родиной российского алмаза (1829г.). В Пермском университете в начале Великой Отечественной Войны училась Л. Попугаева - первооткрыватель коренных промышленных алмазов Сибири (трубка «Зарница» 1954г.). На Урале добывают мало алмазов, но они очень качественные. Алмазы ищут в россыпях и особенно надеются на открытие коренных источников. Положительных результатов пока нет. Проблему можно попытаться решить нетрадиционным методом - попутное ПГС. Попутные алмазы частично могут оживить работы по алмазам на Урале. Требуется новая

технология решения задач. Авторами выполнены некоторые простые расчеты. Намечены эксперименты по извлечению алмазов из горных пород, изучению алмазов по более совершенной технологии, попутно из ПГС.

Наши работы нацелены на комплексное изучение ПГС с попутным получением промышленных алмазов, а также золота, платины и других мелких ценных минералов. К комплексному изучению и использованию полезных ископаемых исследователи идут по разному, но оказываются в одной точке. Особенность работ состоит в получении с одного объекта серии полезных компонентов. В Якутии предлагается на уже открытых алмазоносных россыпях попутно извлекать золото и другие ценные минералы. Сырье россыпей оценивать комплексно. Это расширит число перспективных площадей для освоения, обеспечит полноту извлечения полезных ископаемых, повысит экономический потенциал месторождений, переработка сырья станет безотходной, она положительно отразится на экологии [4]. При комплексной оценке с попутным извлечением ценных минералов затраты оцениваются совершенно по-другому. Так, при попутных поисках алмазов могут почти полностью исключаться традиционные затраты на поиски и разведку алмазов (пробы из шахт 30-100м<sup>3</sup>), использование сложной техники (драга) и многое другое. Затраты состоят в предварительном моделировании и последующем извлечении алмазов попутно на работающих объектах ПГС.

В бассейне р. Чусовой преобладают алмазы размером около 3 мм (27%). В бассейне р. Вишеры алмазы крупнее, средний размер их 4,8 мм (28%). Есть ассоциации, близкие по размеру Чусовским (2,5 мм-16%) [1]. В кривых распределения ПГС по этим рекам доминирующая фракция - глинистая занимает около 40%, а интересующая нас фракция 1-4 мм приходится около 10%.

Уже давно отмечено, что некачественные строительные пески, содержащие большое количество пылеватых частиц, значительно удорожают строительные работы. Неудовлетворительный состав нерудных строительных материалов и их высокая стоимость приводят к тому, что 30% затрат в России приходится на сборный железобетон (США-12%). Некондиционность заполнителей (песка, гравия) для бетона приводит к большому расходу цемента на стройках- 250-300 кг/м<sup>3</sup> (за рубежом- 150 кг/м<sup>3</sup>), а на заводах железобетонных изделий- 400-450 кг/м<sup>3</sup> бетона (за рубежом- 300-320 кг/м<sup>3</sup>). В себестоимости монолитного бетона стоимость нерудных строительных материалов составляет 50,2% (в США- 24,2%), а сборного железобетона- 28,7% (в США- 12,6%). К настоящему времени эта

проблема сохраняет актуальность. Если высококачественные строительные пески нельзя найти в природе, то их можно получить в процессе обогащения. За рубежом широко применяют пофракционный рассев и составление песков определенного гранулометрического состава.

Обогащение мелкой фракции с целью получения попутно Au, Pt, Zr, Ti осуществляется с использованием винтовых аппаратов с этажным расположением. По одной схеме аппараты монтируются на барже (на воде), по другой - на суше. Опыт работ на суше позволил получить коллективный концентрат с содержанием условного ильменита  $462 \text{ кг/м}^3$ . Аппаратура для обогатительной фабрики известна. Она применялась на различных объектах для получения сортированных песков (дуговые сита) или концентратов россыпей и дробленных коренных пород (винтовые шлюзы и сепараторы). Для комплексной разработки месторождений можно рекомендовать винтовые аппараты, аналогичные поисковым аппаратам. Предлагаемые обогатительные аппараты имеют большую производительность: дуговое сито с шириной щели  $1 \text{ мм}$  –  $80 \text{ м}^3/\text{ч}$ , винтовые аппараты –  $4\text{-}50 \text{ т/ч}$ . Для работы на обогатительном агрегате с годовой производительностью  $1 \text{ млн. м}^3$  ПГС потребуется  $1\text{-}2$  дуговых сита и не более  $10$  винтовых аппаратов большой производительности.

Авторы располагают необходимой информацией о алмазности Урала [1], строении и составе аллювия [6], возможности обогащения крупных и мелких фракций аллювия [5]. Программа наших экспериментов включает составление необходимых смесей песков, включение в них легко определяемых минералов-имитаторов алмазов по гидравлической крупности, проведение экспериментов на сравнительно небольших пробах, выбор необходимых режимов обогащения, расчет основных экономических показателей попутной добычи алмазов промышленных размеров и мелких ценных минералов (Au, Pt, Zr, Ti и др.), получение элитных строительных песков.

#### *Литература*

1. Лунев Б.С., Наумова О.Б. Геология россыпей. Атлас геологии россыпей. Том 2. Алмазы: учебное пособие. Перм. гос. нац. исслед. ун-т. Пермь, 2011. 380с.
2. Яшин А.В., Аникин М.Ф., Скринко В.А. Сепараторщик винтовых сепараторов. М. «Недра», 1984. 103с.
3. Осовецкий Б.М. Мелкие алмазы и минералы-спутники в юрских отложениях Вятско-Камской впадины. Пермь, 2008. 212с.

4. Михайлов В.А. Комплексное освоение, методика поиска и оценки алмазонасных россыпей Якутии // Россыпи, источники, их генезис и перспективы. Якутск, 2000.
5. Соломин К.В. Винтовые сепараторы. М.: Metallurgizdat, 1956.
6. Лунёв Б.С., Кропачев А.М. Месторождения гравия, песка и глин Пермской области, 1959. 250 с.
7. Лунёв Б.С., Осовецкий Б.М. Мелкие алмазы Урала. Пермь, 1996. 128 с.

## **ЦИРКОНИЙ-ТИТАНОВЫЕ МИНЕРАЛЫ РОССЫПЕЙ И ТЕХНОГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ**

Е.А.Осипова

*Пермский государственный национальный исследовательский  
университет, студент 3 курса, lenochkaripin@mail.ru*

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Б.С. Лунев

Россия титановым сырьем удовлетворяет себя на 2-3%. Импорт из Украины ежегодно обходится России в 80-100 млн. долларов США, циркона – в 7. Прогнозируется рост цен на титановое сырье и циркон, и истощаются запасы россыпей на Украине. В мире на 2010 г прогнозировался дефицит циркона в объеме 200 тыс. т. Вместе с тем в России есть перспективные объекты этого сырья на востоке Европейской России, Западной Сибири, Северном Кавказе, которые могут обеспечить Россию сырьем и даже экспортировать на мировой рынок [4,5].

Условный ильменит по семи объектам России составляет 153-79. В России наиболее ценны месторождения: Тарское, Центральное, Лукояновское, Бешпагирское. Содержание шламового класса (0,044 мм) на трех месторождениях – 0,8-4,1%, на четырех 16-36% [4,5].

Среднее содержание титана ( $TiO_2$ ) в песках циркон-рутил-ильменитовых россыпей (Лукояновское, Туганское, Георгиевское) составляет  $21 \text{ кг/м}^3$ , в ильменитовых россыпях (Ариадненское) –  $50 \text{ кг/м}^3$ , в кварцевых песках попутно ильменит и рутил составляет  $0,81 \text{ кг/м}^3$  [10].

Цирконий-титановые россыпи за рубежом широко распространены по берегам морей и океанов экваториальной полосы земного шара. В Австралии россыпи по берегам океанов прослежены на 2225 км. Запасов этого сырья достаточно для обеспечения всей мировой металлургии титана. Индия в 1969 г. на мировой рынок поставила 25% цирконий-титанового сырья, Австралия в 1965 г. 90%

рутила и 75% циркона[4,5]. Содержание ценных минералов в песках высокое (табл.) [3].

Таблица

Содержание ценных минералов в песках в масс.%

|                  | <b>Индия</b> | <b>Австралия</b> | <b>ЮАР</b> | <b>США</b> |
|------------------|--------------|------------------|------------|------------|
| Тяжелые минералы | 10-18        | 1,5-20           | 5,7        | 4          |
| Циркон           | 0,4-1,1      | 0,4-1,2          | 0,4        | 0,1        |
| Ильменит         | 3,1-12,2     | 0,5-18           | 5          | 0,4        |
| Рутил            | 0,5-1,3      | 0,03-0,6         | 0,3        | -          |

Примечание: 1%= 20 кг/м<sup>3</sup>

В Пермском крае с цирконий-титановые минералы имеются в аллювии[6]. При комплексном использовании (обогащении песчано-гравийных отложений) они могут служить попутным продуктом высококачественных элитных песков для бетона. Наибольшее содержание этих минералов в продуктах отсева мелких фракций (0,5; 0,25; 0,17; 0,1). В условном ильмените (ильменит : рутил : циркон = 1: 2 : 3) в песках отсева содержание переменное: при содержании в аллювии строительного гравия 50-55% - ильменита 405 кг/м<sup>3</sup>, при содержании гравия 30-40% ильменита 315 кг/м<sup>3</sup>, в песках, не содержащих гравий ильменита 62 кг/м<sup>3</sup>. Концентрацию можно увеличить, если дополнительно отсева песка обогатить на установке МЦМ. Попутное извлечение мелких ценных минералов из строительных песков может частично решить проблему дефицита титана в Пермском крае[6].

В зарубежных странах цирконий-титановые россыпи содержат 79-151 кг/м<sup>3</sup> условного ильменита. На объектах в России он составляет 70-110 кг/м<sup>3</sup>[4,5].

Сфера применения титана широкая. Концентраты тяжелых минералов аллювия могут найти применение для порошковой металлургии. В этом случае минуя металлургические процессы должны получать композитные (многокомпонентные) металлические порошки для порошковой металлургии. Технология этих процессов предусматривает плазменный и лазерный процессы производства[8].

Пермский край характеризуется низкими содержаниями цирконий-титановых минералов в современном аллювии. Богатые продукты появляются при отсевах и обогащении. В России есть территории на порядок более богатые этим аллювиальным сырьем. Эти территории относятся к Амуро-Зейской депрессии, Западной Сибири, к Западу России и пограничной территории с Украиной. Цирконий-титановые месторождения в России имеет большую

вскрышу 50-200 метров, и существуют экологические проблемы. Пески-отсевы получаются с минимальными затратами и нет проблем по экологии[6].

#### *Литература*

1. *Айнмер А.И., Кошкин Г.И.* Россыпи шельфовых зон мирового океана. Недра 1982,263 с.
2. *Арманд О.А.* Геоэкологическая оценка комплексных титан-циркониевых россыпных месторождений. Автореферат кандидатская диссертация
3. *Быховский Л.З., Зубков Л.Б., Осокин Е.Т.* Цирконий России: состояние, перспективы, освоение и развитие минерально-сырьевой базы. Минеральное сырье, №2, М.1998,107с.
4. *Левченко Е.Н.* Новые прогрессивные технологии добычи и переработки титан-циркониевых россыпей России. ИМГРМ, М.2004,87с.
5. *Левченко Е.Н.* Особенности вещественного состава титан-циркониевых россыпей-основы прогноза их технологических свойств на ранних стадиях геолого-разведочных работ. Автореферат, кандидатская диссертация, М.2004
6. *Лунев Б.С.* Дифференциация осадков в современном аллювии. Пермский университет, Пермь,1967,333с.
7. *Лунев Б.С.* мелкие ценные минералы горных пород - перспективные направления геологической науки. Вестник пермского научного центра №1,2011,9-19с.
8. *Михайлов Б.А.* Вилуйская металлоносная провинция и некоторые аспекты ее освоения. Россыпи, источники, их генезис и перспективы. Якутск, издательство ЯНЦ СО РАН,2000 173-179с.
9. *Санникова Н.П.* Обогащение циркониевых песков с применением винтовых сепараторов. Научный труд Иргиредмет, вып.8, М: Metallургидрант, 1959.
10. *Тигунов Л.П., Быховский Л.З., Зубков Л.Б.* Титановые руды России: состояние и перспективы освоения. Минеральное сырье, №17, М.2005, 104с.

## **МЕЛКОЕ ЗОЛОТО (СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПОИСКОВ И РАЗРАБОТКИ)**

Б.С. Лунев, А.Ю. Свинцов, <sup>1</sup>В.А. Игинбеков, <sup>2</sup>Д.Г. Муртазин,  
<sup>3</sup>О.В. Наборщикова

*Пермский государственный национальный исследовательский университет, студенты 4 курса, <sup>1</sup>iginbekov@gmail.com, <sup>2</sup>damirmrt@gmail.com, <sup>3</sup>студент 3 курса*

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Б.С. Лунев

В настоящее время оценку содержания золота ведут различными способами: гравитационными, химическими,

спектральными и др. Применяются очень совершенные обогатительные в основном зарубежные аппараты, дорогостоящие и энергозатратные. Для полевых работ они неприменимы, их используют в лабораториях. Разработка месторождений осуществляется по другой технологии. Применяют гравитацию или выщелачивание, позволяющие извлекать самые мелкие частицы драгметалла. Наша технологи адекватна для целей поисков и разработки. Используется установка МЦМ, способная извлекать крупное и мелкое золото (до 30 микрон). С целью создания технологии гравитационного извлечения золото в единицы микрон требуется провести эксперименты. Такая работа начата. Она будет успешной, если ценить характеристики золота на уже известных месторождениях с очень мелким золотом, раскрыть масштаб этих месторождений, способ его извлечения (цианирования) и др. в работе рассматриваются такие геологические объекты.

Гидротермальные метасоматические изменённые породы с золотом встречаются на больших площадях. Они представлены окварцованными, серицитизованными породами (роговики, кварциты, микрокварциты). Содержание золота обычно невысокое (Аляска - 1,25 г/т). Месторождения в США, Канаде, Чили и др.

В настоящее время метасоматические горные породы – самостоятельный тип пород наряду с магматическими и метаморфическими [4]. Контактново-метасоматические породы создаются за счёт флюидов на контакте магматических и вмещающих пород при движении флюидов от остывающего интрузивного тела к вмещающим породам и обратно (встречное движение), а так же к поверхности земли. Формируются метасоматиты: собственно контактно-метасоматические (скарновые), автометасоматические (альбит-грейзеновые), гидротермально-метасоматические.

Новое направление в отечественной технологии обогащения – кучное выщелачивание (КВ) золотосодержащих пород очень бедных золотом месторождений. Такие работы начали в 60-70-е годы в США, Канаде, Австралии, Бразилии, ЮАР. В результате производство золота увеличилось: в Канаде – в 3, в США – в 10, в Австралии – в 15 раз (с 1975 по 1992 год). В США таким способом добывают 60% золота. В СССР первая установка по кучному выщелачиванию золота в 1991 году заработала в Казахстане на Васильевском месторождении, в 1993-1994 годах на Южном Урале, Жанан (Казахстан), Майское (Хакассия).

В ЮАР помимо золотоносных конгломератов есть ассоциирующиеся с ними золотоносные песчаники (PR1) с тончайшими слоями золота. Необычайно высока золотоносность



тонкого слоя углеродистых сланцев примитивных водорослей, лишайников и грибов [5].

В США открыты месторождения тонкодисперсного золота (тип Карлин) в штате Невада. Здесь известны 3 гигантских объекта (Голд Кворри, Бетси и Дип Пост). Это вывело США по добыче золота на 2-е место в мире после ЮАР. Руды этих месторождений – тёмно-серые тонкопиритизованные, известковистые алевролиты, кремнистые и углеродистые. Мощность – первые сотни метров, протяжённость – до 3-х км. Золото находится в тонкокристаллическом пирите, 1-2% на массу руды. Содержание золота в пирите до 200-300 г/т, в рудах – 0,8-3 г/т.

В Польше ураганные концентрации благородных металлов установлены в медистых сланцах Цехштейна, содержание палладия до 1 кг/т в слое мощностью несколько см [5].

Большой Куранах – россыпь на участке развития грабенных среди карстующихся пород (Якутия). Руды включают глины (30-48%), щебень, глыбы минерализованных песчаников, известняков, метасоматитов (28-63%). При разработке мелкое золото не извлечено. Отвалы и продукты обогащения мощностью до 10 м составляют большие объёмы. Разработана технология извлечения золота цианированием из отвалов и месторождения [6]. Предусмотрены операции: измельчение пород с использованием шаровых мельниц, классификацию (пески, илы) сорбционное цианирование (золото на угле), электролиз богатых растворов, плавка катодных шламов на металл Доре. Схема аналогична разработке в США, где измельчают руды до менее 0,1 мм (85%), время цианирования – 18-27 часов, извлечение – 90,9%. Золото представлено разными частицами: плюс 1 мм – 8,3%, от 1 до 0,1 мм – 18%, от 0,1 до 0,001 мм – 82%, менее 0,1 мм – 73,9% [2].

Светлинское месторождение на Южном Урале в 40 км от города Пласт протяжённостью 500-600 м, по падению 900 м мощность 10-50 м, среднее содержание золота 2,3 г/т. Золото в кварце, глинистой массе, пирите (0,7-8 г/т), гидрослюде, монтмориллоните. Первичная руда – аргиллизиты (хлорит, доломит, гидрослюды, монтмориллонит, кварц). Сульфиды: халькопирит, пирротин, пирит, шеелит, свободное золото (сульфидов в сумме 5-10%, реже 50-60%) разработка ведется цианированием с извлечением 91-92% золота. Вкрапленность сульфидов тонкая, субмикроскопическая. Под влиянием метасоматоза сульфиды укрупнены. Золото концентрируют пирит, пирротин, серицит, биотит. В прожилках содержание золота высокое распределено неравномерно, золото крупное (до 1 мм). Золото в

сростках с кварцем, в халькопирите, теллуридах. В корях выветривания вторичное (гипергенное - «горчичное») золото пылевидное и тонкое (30%), более крупное (50%). Золотины не окатанные, но деформированные («горчичное»).

В остаточных корях выветривания Светлинского месторождения содержание золота зависит от литологии пород: щебнистые отложения с кварцем богаче золотом - 6.2% г/т, метасоматиты беднее - 2г/т (зона дезинтеграции). В зоне гидратации наиболее богат золотом лимонитизированный щебень. Среди переотложенных кор выветривания имеем золота: на Куранахском месторождении богаты глины - 4.6г/т (в песках 3.5г/т, в щебне - 1.46г/т); на Егорьевском месторождении в бурых железняках 59,8 г/т, маршаллитах - 37.8 в глинах - 10 г/т [3].

Екатерининский рудно-россыпной узел (Северный Урал) - проявление благородно-метальной минерализации (Au,Pt) нетрадиционного типа. В границах шовной зоны проявился полихромный метасоматизм (пропилиты, березиты, джаспероиды, аргилиты). Они связаны с низкотемпературными процессами аргилитовой формации. В терригенной лангурской свите(J2-3) и в подстилающих карбонатах (здесь меньше) установлено золото - 0,1-4,2 г/т иногда 49,5 г/т, есть отдельные оруденелые интервалы 6.9 м, (1.8 г/т). В перемещенных корях выветривания золота 0.2-7.4 г/т, в континентальных отложениях (J2-3) - 0.5-6.6 г/т среднее- 1.6 г/т (на мощность 9.6м). Золото свободное разной крупности от весьма мелкого (0.25-0.1 мм) до тонкодисперсного (0.01-0.0005 мм). Благородные металлы разной формы: изометричные, уплощенные, вытянутые, рудного облика. Золото встречается в агрегатах породы, при истирании ее появляются десятки - сотни зерен мелкого, - пылевидного золота. В сульфидах (пирит, халькопирит, галенит) тоже встречается золото. Самородный палладий имеет размер зерен 5-8 мкм. Шлиховой метод по сравнению с аналитическими методами (пробирный, спектральный, атомно-абсорбционный и др.) занижает содержание золота на 1-2 порядка. Традиционный способ разработки может создать потери золота в 60%. Извлечение мелких платиноидов традиционными методами проблематично [1].

В России в углеродистых пиритизированных алевритопелитовых сланцах (PR1). Золото Енисейского кряжа установлено Э. Гофманом (1844г). Оно большей частью мелкозернистое, находится в глинистых сланцах выветрелыми кристаллами серного колчедана. Обнаружено пластинчатое золото

около 26г/т. Содержание золота в углеродистых сланцах в 31 раз выше остальных пород [5].

Благодатное оруденение (Красноярский край в 25 км севернее Олимпиадинского месторождения) занимает 7-е место среди крупнейших месторождений России. Красноярский край – лидер Российской золотодобычи (на 2007 год - 43,2 тонны золота, запасы золота – 222,4 тонны, содержание золота – 2,4 г/т). Рудоносны, сульфидизированные гидротермально изменённые кристаллические сланцы. Мощность минерализованной зоны в раздувах 250 м, мощность рудного тела №1 составляет 45 м, протяжённость пласта 900 м. Распределение золота и содержание по породам месторождения в (%): сланцы – 44(0,6 г/т), кварцевые жилы – 19(2,1 г/т), кварц-карбонатные породы – 38(1,4 г/т). Гранулометрия золота в (%): крупное (больше 2 мм) – 4, средние (2-1 мм) – 5, мелкое (1-0,14 мм) – 67, очень мелкое (меньше 0,14 мм) – 25. В породах ореольных участков золота значительно меньше 1-0,1 г/т, присутствует золото только дисперсное (0,025мм – 0,015 мм) и кластерное (0,015-0,003 мм) [7].

В переотложенных корках выветривания Воронцовского месторождения наибольшие концентрация золота 5-13г/т среди отложений охристо-глинистых с оксидами и гидроксидами железа и марганца, а также щелнисто-глинистых с глыбовыми включениями карбонатных пород. На глубинах 10-15(20)м выше и ниже по разрезу золота 0-2г/т [3]. На Куранахском месторождении переотложенные коры выветривания наиболее богаты в глинах (4,6) г/т, в щелнистых отложениях золота меньше (1,46г/т). На Егорьевском месторождении богатые бурые железняками (39,8 г/т) и маршаллиты (37,8 г/т) и бедны глины (1,4 г/т).

В остаточных корках выветривания Светлинского месторождения наиболее богаты золотом отложения со щебнем кварц содержанием (6,2) г/т по отношению к щебню метасоматитов (2,0) в зоне дезинтеграции. В зоне гидратации богаты золотом отложения со щебнем лимонитизированным (7,3), меньше золота в глинах (5,5) и щебне кварц содержанием (4,6) г/т [3].

Отвалы месторождения Мурунтау (Узбекистан) содержат золото - 1.39 г/т, распределение золота (%) свободное золото и в сростках – 30-35; с пленками, разрушаемые щелочью (мышьяковистые минералы) – 20-25; с пленками гидроксидов железа – 5-7; в сульфидах - 15-25; в породообразующих минералах – 10-20 (Наумов и др. 2011). Для извлечения золота рекомендована технология получения концентратов фирмы Нельсона [8].

Рассмотренный обширный материал обобщен [1-8]. Предварительный вывод позволяет считать что сфера применения гравитационного обогащения золота может существенно расширена, а цианирования сокращена. Независимо от размера частиц золота (1-30 мкм) определенного сростки со свободным золотом могут извлекаться, если масса золота в сростке составляет 10% или более.

#### *Литература*

1. *Александров В.В.* Благороднометальное оруднение нетрадиционного типа Екатеринбургский рудно-россыпной (Средний Урал). Автореферат диссертации кандидата геолого-минералогических наук. Екатеринбург, 2012.
2. *Бураков А.М., Ермаков С.А., Блинов А.А.* Формы золотонности и перспективы изучения металла из песков Куранахской погребенной россыпи. Россыпи, источники, их генезис и перспективы. Якутск, 2000. с.196-201.
3. *Голенев В.Б.* Геолого-методические основы разведки месторождений золота в глинистых корах выветривания. Автореферат диссертации доктора геолого-минералогических наук. М., 2007.
4. *Ибламинов Р.Г.* Современная классификация метасоматитов и формирования полезных ископаемых. Проблемы минералогии, петрографии и металлогении. вып.15. Пермь, 2012. с. 212-216.
5. *Коробицын А.В.* Литологические и геохимические аспекты прогноза месторождений золота (на примере Якутии). Автореферат диссертации доктора геолого-минералогических наук. Новосибирск, 1993.
6. *Иванов В.В., Миронова С.И., Шумилов Ю.В.* и другие. Природно-техногенные экосистемы Южной Якутии. М., Недра, 2006. 186 с.
7. *Полева Т.В.* Геология и вещественный состав руд месторождения Благодатное (Енисейский край). Автореферат диссертации кандидата геолого-минералогических наук. Красноярск, 2011.
8. *Руднев С.В., Потапов В.А., Салихова Н.В., Ткаченко Е.С.* Лабораторные и опытно-промышленные испытания и технологии интенсивного гравитационного обогащения золотосодержащих руд// Горный вестник Узбекистана №4, Ташкент, 2008. С.51-54.

## СЕКЦИЯ 2. МИНЕРАЛОГИЯ, ГЕОХИМИЯ И ПЕТРОГРАФИЯ

---

### КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ТЕМПЕРАТУРЫ ПЛАВЛЕНИЯ ДОЛЕРИТОВ ПЕРМСКОГО КРАЯ МЕТОДОМ СИНХРОННОГО ТЕРМИЧЕСКОГО АНАЛИЗА

С.С. Ваганов

*Пермский государственный национальный исследовательский  
университет, студент 4 курса, vaganov\_ss@mail.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Е.А. Меньшикова

Уральский регион располагает большим потенциалом каменно-строительных материалов. Магматические породы основного состава на территории Пермского края представлены дайками преимущественно долеритов, которые широко развиты в его восточной части, тектонически связанной с зоной Центрально-Уральского поднятия. В частности в пределах Горнозаводского района известны месторождения: Ломовское, Ольховское и Бисерское и проявления Мясной Камень, Хмелевское, Рассохинское, Средне-Рассохинское, Вижайское, которые могут использоваться для получения щебня, заполнителя тяжелого бетона, бутового камня [2].

В работе проведено исследование процессов плавления образцов Вижайского и Ломовского месторождений долеритов Пермского края с применением метода синхронного термического анализа (ДСК/ТГ) на приборе STA 409 PC Luxx фирмы Netzsch, который позволяет смоделировать технологические процессы производства каменного волокна.

Анализ термических кривых с применением программного продукта Proteus Software for Thermal Analysis (Version 4.8.3) позволил оценить количественные параметры процесса плавления – температуру начала плавления, температуру пика плавления, энергозатраты, которые приведены в таблице (табл. 1).

Процесс плавления исследованных образцов характеризуется выраженным эндоэффектом в температурном диапазоне – 1142,9-1400°C.

**Вижайское месторождение.** Начало плавления – 1172°C, пик плавления – 1234,5°C, процесс плавления завершен при температуре

1400°С. Энергозатраты, оцененные по площади пика эндоэффекта плавления, составили 1594 Дж/г вещества. Потеря массы при нагревании незначительна и составила 2,54 %. В большей степени она связана с дегидратацией вторичных минералов (хлорита и амфиболов), которая проявляется на кривой ДСК эндоэффектами при 600°С и 950°С, а кривой ТГ – коленообразными изгибами. На кривой охлаждения в интервале нагрева при 1200°С отмечается коленообразный изгиб отвечающий переходу стеклования.

Таблица 1

Количественные параметры процесса плавления исследованных образцов

| № | Образец месторождения                         | Температура начала плавления, °С | Температура пика плавления, °С | Энергозатраты, Дж/г | Характеристика охлаждения   |
|---|---|----------------------------------|--------------------------------|---------------------|-----------------------------|
| 1 | Ломовское месторождение, долериты (Образец 1) | 1167,1                           | 1221,7                         | -1307               | Стеклование при 1185,7°С    |
| 2 | Ломовское месторождение, долериты (Образец 2) | 1142,9                           | 1194,4                         | -3131               | Кристаллизация при 1234,3°С |
| 3 | Вижайская дайка, долериты                     | 1172,0                           | 1234,5                         | -1594               | Стеклование при 1193,0°С    |

**Ломовское месторождение (1 образец).** Начало плавления – 1167,1°С, пик плавления – 1221,7°С, процесс плавления завершен при температуре 1400°С. Энергозатраты, оцененные по площади пика эндоэффекта плавления, составили 1307 Дж/г вещества. Потеря массы при нагревании незначительна и составила 1%. В большей степени она связана дегидратацией вторичных минералов (хлорита и амфиболов), которая проявляется на кривой ДСК эндоэффектами при 550°С и 920°С, а кривой ТГ – коленообразными изгибами. На кривой охлаждения в интервале нагрева при 1200°С отмечается коленообразный изгиб отвечающий переходу стеклования.

**Ломовское месторождение (2 образец).** Начало плавления – 1142,9°С, пик плавления – 1194,4°С, процесс плавления завершен при температуре 1400°С. Энергозатраты, оцененные по площади пика эндоэффекта плавления, составили 3131 Дж/г вещества. Потеря массы при нагревании незначительна и составила 4%. В большей степени она происходит в интервале температур от комнатной до 200°С и обусловлена потерей гигроскопической влаги анализируемого вещества. На кривой охлаждения при температуре 1234,0°С отмечается экзоэффект, обусловленный кристаллизацией.

Метод синхронного термического анализа позволяет количественно охарактеризовать процесс плавления, обеспечивает высокую точность измерений, позволяет оценить исследованные образцы в качестве сырья для производства каменного волокна. Согласно требований производителей температура плавления сырья для производства каменного волокна не должна превышать 1350°С [1]. С учетом этого требования, все исследованные образцы могут быть использованы.

Важнейшими показателями являются также величина энергозатрат на процесс плавления, а также наличие в охлажденном расплаве кристаллических фаз, которые ухудшают качество продукции – создают зоны неоднородности. С учетом этих показателей перспективным является сырье Вижайского месторождения.

Таким образом, согласно проведенным исследованиям, метод синхронного термического анализа обеспечивает необходимую точность измерений в сочетании с их экспрессностью и простотой, может с успехом применяться для оценки качества сырья для производства каменного волокна.

#### *Литература*

1. Базальтовая вата: история и современность (сборник материалов). Пермь, 2003. 124 с.
2. Характеристика запасов, добычи и разработки полезных ископаемых (по материалам Управления по недропользованию по Пермскому краю) // <http://www.permecology.ru>

## **ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ РУДОНОСНЫХ МЕТАСОМАТИТОВ ЗОЛОТОРУДНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПОДГОЛЕЧНОЕ (ЦЕНТРАЛЬНЫЙ АЛДАН)**

В.И. Леонтьев

*Уральский государственный горный университет, студент 5 курса,  
leo\_kot\_v@mail.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент А.А. Малюгин

Рудопроявление самородного золота Подголечное относится к Джекондинскому рудному узлу Центрально-Алданского

золотоносного района. В строении площади работ принимают участие интенсивно гранитизированные плагиогнейсы и амфиболиты. Со стратиграфическим несогласием на докембрийских образованиях залегают доломиты устьюдомской свиты. Мезозойские интрузивные образования представлены дайковыми и пластовыми телами сиенит-порфиров, кварцевых сиенит-порфиров, щелочно-полевошпатовых сиенитов. Наиболее крупным является многофазное штокообразное тело гольца Шаман, представленное щелочноземельными сиенитами лебединского и алданского комплексов. По особенностям минерализации и характеру залегания рудных тел в пределах проявления Подголецкое выделяется три природных типа руд. Первый – представлен телами низкотемпературных окисленных аргиллизитов на контакте пород фундамента и платформенного чехла. Второй – связан с субгоризонтальными флюорит-серицитовыми метасоматитами по кристаллическим породам фундамента (содержание золота 3,5 г/т). Третий тип руд образует крутопадающие минерализованные зоны в катаклазированных гранито-гнейсах [Бирюков, 2006].

Наибольший интерес представляют флюорит-серицитовые метасоматиты. Они формировались в несколько стадий, все стадии сопряжены в пространстве и наложены друг на друга. Отсутствие различимой пространственной зональности и довольно небольшая мощность зон метасоматических изменений объясняется развитием процесса в зоне тектонического нарушения, которое определило близкую к жильной форму метасоматических тел. Формирование метасоматитов сопровождалось неоднократным тектоническим подновлением разрывных структур и, как следствие, образование внутриметасоматических брекчий. Этим обусловлено широкое распространение брекчеевидных текстур.

Основными минералами метасоматитов являются флюорит, серицит, микроклин, карбонат, кварц, сульфиды, в большинстве своём представленные пиритом. В результате исследований мы выделили несколько стадий формирования метасоматитов, представленных грейзеновой и кварц-карбонат-серицитовой формациями. Колонка для грейзеновой формации имеет вид: щелочные граносиениты (К, Пл, Мк, Б) → Мк, Фл, А, М → Мк, Фл, М. Позже по грейзенизированным породам развиваются кварц-карбонат-серицитовые метасоматиты к которым, вероятнее всего, и приурочено золотое оруденение. Они характеризуются широким развитием серицит-пиритового парагенезиса, и переотложением флюорита и пирита на заключительной стадии формирования.



Было изучено 32 образца пород представленных рудными метасоматитами и вмещающими граносиенитами. По результатам приближенно-количественного спектрального анализа рассчитаны кларки концентраций (КК) элементов для метасоматически преобразованных пород. На круговой диаграмме (рис. 1) представлены элементы с повышенными кларками. Красным цветом обозначены элементы имеющие рудную концентрацию (КК>10), зелёным представляющие рудную специализацию (КК=5-10), жёлтым – геохимическую специализацию пород (КК=2-5). В таблице 1 представлены содержания и кларки концентраций для этих элементов.

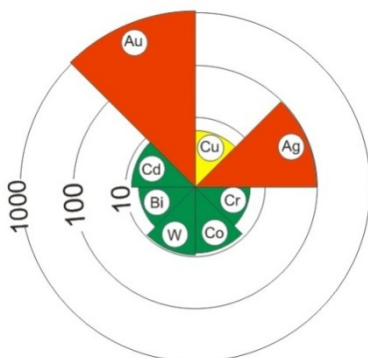


Таблица 1  
Содержания и кларки концентраций элементов

| элементы | $C_3$ | кларк  | КК      |
|----------|-------|--------|---------|
| Cu       | 11.73 | 2.5    | 4.69    |
| Ag       | 0.36  | 0.004  | 89.55   |
| Cr       | 7.40  | 1.4    | 5.29    |
| Co       | 0.87  | 0.1    | 8.71    |
| W        | 1.90  | 0.2    | 9.52    |
| Bi       | 0.36  | 0.066  | 5.41    |
| Cd       | 0.13  | 0.017  | 7.39    |
| Au       | 0.21  | 0.0002 | 1041.71 |

Рис. 1. Круговая диаграмма, отражающая геохимическую специализацию метасоматитов

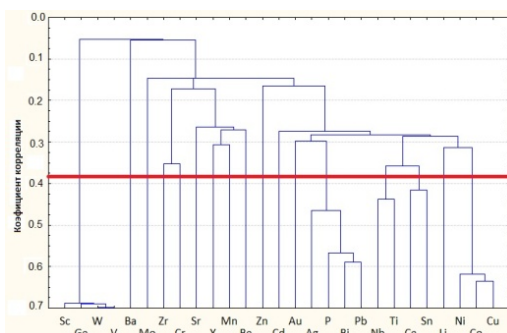


Рис. 2. Дендрограмма корреляционной связи элементов в флюорит-серичитовых метасоматитах месторождения Подголецное (красная линия обозначает критический коэффициент корреляции)

Аналогичные расчёты были проведены и для вмещающих пород. Из сравнения кларков концентраций изменённых и материнских пород видно, что содержания Cr и Sr остаются на одном уровне, но также идёт вынос таких элементов как Co, P, Ni, Sc, Ti. Данные корреляционного анализа представлены на дендрограмме (рис. 2), по которой, по нашему мнению, можно выделить четыре комплекса элементов, соответствующие отдельным этапам развития метасоматического процесса на месторождении.

Первый комплекс – Sc, Ge, W, V, Ba – представляет, вероятнее всего, ассоциацию элементов, унаследованную от материнских пород. Второй комплекс – Mo, Zr, Cr, Sr, Y, Mn, Be – можно отнести к образованиям грейзеновой формации. Третий комплекс – Au, Ag, P, Bi, Pb – отражает стадию рудообразования, приуроченную, по нашему мнению, к кварц-карбонат-серицитовой формации. Четвёртый комплекс – Nb, Ce, Sn, Ni, Co, Cu – отражает заключительную стадию формирования метасоматитов, заключающуюся в образовании прожилков и гнёзд различного минерального состава, несущих сульфидную минерализацию поздних генераций.

## **ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ФОРМИРОВАНИЯ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ОЗЕРА Б. АЛГИНСКОЕ**

Н.А. Пшенникова

*Институт геохимии СО РАН, аспирант 3 года обучения,  
pshennikova@igc.irk.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., с.н.с. В.А. Бычинский

Обобщая накопленный опыт исследования озер Баргузинской впадины, можно прийти к выводу, что формирование озера Большое Алгинское контролируется сочетанием природно-климатических условий и геолого-гидрогеологических процессов. Формирование химического состава вод определяется, как климатическими условиями – интенсивностью испарения и вымораживания, количеством атмосферных осадков, так и гидрогеологическими – интенсивностью разгрузки грунтовых и термальных вод, и их составом. Формирование донных отложений не менее сложное явление. Обычно донные отложения представлены алевритом и пелитом с небольшой примесью песка. Глинистые минералы представлены гидрослюдами и каолинитом, что отражает состав пелитовой фракции почв, повсеместно встречаются плагиоклазы,

моноклинные пироксены. В литологическом строении донных осадков перерыва осадконакопления не обнаружено, следовательно, основным фактором, контролирующим процессы осадконакопления, является климат [1–3].

Поэтому задачей наших исследований стало физико-химическое моделирование процессов формирования донных отложений соленых озер в условиях, когда испарение в зимний период преобладает над поступлением атмосферных (талых) и подземных вод. Расчет равновесного состава вод и донных отложений соленых озер выполнен с помощью программного комплекса «Селектор». Для решения поставленной задачи сформирована динамическая модель, представленная тремя взаимодействующими системами – резервуарами. Первый резервуар – источник подземных вод, питающий второй резервуар – озеро Большое Алгинское. Из второго резервуара, озерные воды, смешавшиеся с подземными, поступают в третий резервуар – донные отложения насыщенные поровыми водами (рис. 1).

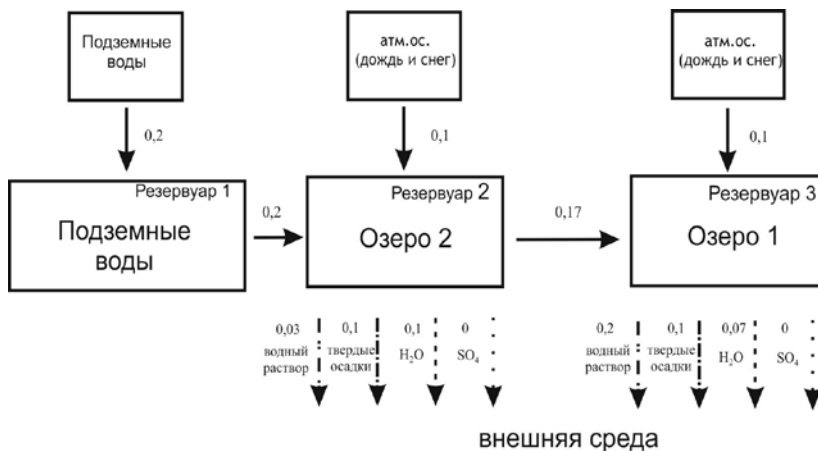


Рис. 1. Блок-схема физико-химической модели «подземные воды – соленые озера»

В каждый из резервуаров дополнительно из внешней среды поступают водные растворы. Первый резервуар на каждом этапе времени (зима – лето) пополняется заданным количеством подземных вод одного и того же гидрохимического состава одновременно из второго и третьего резервуаров во внешнюю среду удаляются водные растворы, твердые фазы, и отдельные компоненты водного раствора.

С помощью этого приема имитируются процессы испарения и вымораживания. Общий химический состав и масса первого резервуара (термального источника и подземных вод) в процессе моделирования не меняется. Изменяется только температура (лето – 20,7°C, зима – 18,5°C). Из первого резервуара во второй в количестве, позволяющем поддерживать заданный объем озера, перетекают в соответствующих количествах подземные воды и воды термального источника. Из второго резервуара во внешнюю среду согласно сезонно-климатическим условиям, выносятся заданные количества растворенного вещества, твердых фаз (осадок), H<sub>2</sub>O в виде пара и сульфаты, преобразующиеся в серосодержащие газы, в третий резервуар перетекает также определенное количество озерных вод и твердые фазы. Температурный режим второго и третьего резервуаров отражает климатические условия региона зима 0°C, лето 12°C.

Общая схема переноса химических веществ между резервуарами представлена на рисунке 1. В модели заданы 4 группы подвижных фаз: 1 группа представлена водным раствором, 2 группа – твердыми фазами, 3 группа – это компонент H<sub>2</sub>O пар, 4 – ион SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>, который в естественных условиях диссоциирует, а образующийся газ выносится из системы. Данная модель максимально приближена к природным условиям, характерным для аридного климата Баргузинской впадины. Химический состав модели ограничен следующими компонентами: Al – Ar – C – Ca – Cl – F – Fe – K – Mg – Mn – N – Na – P – S – Si – H – O. Данные компоненты с необходимой полнотой отражают химический состав озерных и подземных вод Баргузинской впадины. Общее число вероятных компонентов, включенных в модель – 318, из них – 123 водных компонента, 18 газов и 177 твердых фаз. Число сезонов зима-лето, под которыми в модели мы понимаем циклы, определялось по достижению в резервуарах либо полного равновесия, либо стабильного состояния, по которому можно определить направление гидрогеохимической эволюции исследуемого объекта. Например, каким образом будут накапливаться в донных отложениях минеральные фазы, маркирующие зимние и летние периоды.

На данном этапе исследования установлено, что ассоциации аутигенных минералов образующихся в озерах в зимний и летний сезон представлены окислами, гидроокислами, сульфатами, и карбонатами. Их образованию благоприятствуют высокие значения pH, и минерализации.

Таким образом, физико–химическая модель позволяет установить причины возникновения зональности донных осадков

соленых и солоноватых озер. Согласно результатам расчетов зональность связана с сезонными изменениями температуры и динамическим режимом поступлением подземных вод в озеро. Модель дает возможность рассчитать количества минералов, образующиеся в криогенных процессах, и минералов, образующихся в результате смешения подземных и термальных вод с поверхностными водами в летний период. Это дает возможность оценить вероятное направление изменения состава озерных вод в зависимости от режима подземных вод и изменения климатических условий и антропогенного воздействия.

#### *Литература*

1. *Замана Л.В.* Формирование озер и болот Баргузинской впадины. – В кн.: История озер в СССР. Ч. 2 (материалы к 5-му Всесоюзному симпозиуму). Иркутск, 1979. – С. 116-119.
2. *Обожин В.Н., Богданов В.Т., Кликунова О.Ф.* Гидрохимия рек и озер Бурятии. – Новосибирск: Наука, 1984. – С. 81-92.
3. *Склярова О.А.* Геохимия и генезис озер Приольхонья (Западное Прибайкалье) // Дисс. на соиск. уч. ст. канд. геол.-мин. наук. Иркутск, 2004. 121 с.

## **ЛИТОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКАЯ НЕОДНОРОДНОСТЬ ПЕРМСКИХ И ВЕРХНЕКАМЕННОУГОЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА СЕВЕРО-ВОСТОЧНОМ СКЛОНЕ ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА ПО ДАННЫМ МИКРОСКОПИИ И РЕНТГЕНОФЛУОРЕСЦЕНТНОГО АНАЛИЗА КЕРНА**

Э.И. Фахрутдинов, Р.Р. Хазиев

*Казанский (Приволжский) Федеральный Университет, аспиранты  
1 года обучения, MKS-1989eduard@yandex.ru, radmir361@mail.ru*

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Н.Г. Нурғалиева

В настоящей работе представлены результаты детального изучения кернового материала из верхнего карбона – перми скважины группы уникальных биотестировочных скважин, пробуренных на северо-восточном склоне Южно-Татарского свода (ЮТС). Впервые были получены результаты по указанным отложениям рентгенофлуоресцентным методом.

Объектом исследования в данной работе послужил керновый материал, каротажные диаграммы и прилагаемый к ним геологический журнал. Изучаемый интервал охватывает диапазон 30–497 м подповерхностного осадочного разреза. Из него было отобрано 95 образцов со средним шагом 0,7 м. С данными образцами были проведены следующие виды исследований: изготовление и описание шлифов, рентгенофлуоресцентный анализ.

При макроскопическом описании керна и микроскопическом изучении шлифов образцов было установлено, что разрез скважины характеризуется специфическим для касимовского и гжельского ярусов верхнего карбона, а также ассельского, сакмарского и уфимского ярусов пермской системы своеобразием минерального и вещественного состава [1]. В основном, разрез скважины представлен известняками доломитизированными, доломитами, а так же доломитами загипсованными в верхнем карбоне – нижней перми, а в уфимском ярусе наблюдается характерное чередование песчаников и глин.

Рентгенофлуоресцентный анализ был применен для изучения всех отобранных образцов. Исследования проводились на рентгенофлуоресцентном спектрометре BRUKER, используемом для определения химического состава вещества.

Анализ показал, что основными соединениями в породах являются CaO, MgO, в незначительных количествах присутствуют  $Al_2O_3$ ,  $Fe_2O_3$ , MnO,  $P_2O_5$ , S и др.

Данные по содержанию Fe, P, Mn и S были использованы для установления палеогеографической обстановки осадконакопления; путем построения и изучения петрогенетических модулей (рис. 1), известных в геохимии и используемых для палеогеографических и фациальных реконструкций [3].

В общем, известно, что осадконакопление в позднем карбоне происходило в условиях морского бассейна, в котором периодически менялись глубина и режим солености. При этом преобладали морские палеобассейны с нормальной соленостью [2].

На протяжении раннепермского времени усиливаются эвапоритовые тенденции.

В предуфимское время происходил длительный перерыв в осадконакоплении.

В уфимское время континентальный режим сменялся переходным режимом карбонатно-терригенного и терригенного осадконакопления [2].

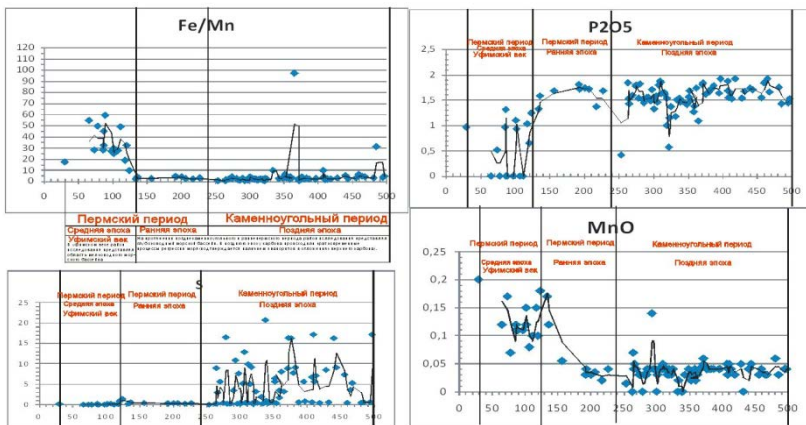


Рис. 1. Вариации значений петрогенетических модулей в исследуемой скважине

Данные тренды в эволюции осадконакопления подтверждаются результатами анализа вариаций значений петрогенетических модулей.

Действительно, модуль Fe/Mn подтверждает, что в касимовском, гжельском, ассельском и сакмарском времени осадконакопление шло в условиях относительно глубоководного морского бассейна (т.к. значения модуля составляют менее 40, что характерно для глубоководных условий [3]). В уфимское время изучаемая территория находилась в зонах взаимодействия суши и моря, в переходных и мелководных морских условиях, что подтверждается характерным увеличением значений модуля Fe/Mn до 40÷60, что указывает на низкий уровень моря [3].

Петрогенетические модули P<sub>2</sub>O<sub>5</sub>, S, MnO уточняют и дополняют информацию об обстановках осадконакопления, выделенных по модулю Fe/Mn. Содержание P<sub>2</sub>O<sub>5</sub> увеличивается при переходе от мелководных к глубоководным условиям. Содержание MnO в глубоководных условиях наблюдается в минимальном значении, при переходе к мелководью содержание MnO увеличивается.

Таким образом, установлено соответствие стратификации и литохимической зональности отложений верхнего карбона – перми, а также выявлен наиболее информативный петрогенетический модуль (Fe/Mn), позволяющий уверенно дифференцировать этапы смены обстановок осадконакопления в конце палеозоя на территории северо-восточного склона ЮТС.

## *Литература*

1. Данилова Т.Е., Козина Е.А., Морозов В.П., Королев Э.А., Пикалев С.А. Краткая характеристика литологического строения и коллекторских свойств основных нефтеносных горизонтов палеозойских отложений Республики Татарстан. – Казань: Изд-во «Плутон». – 2007 – 151 с.
2. Игнатъев В.И. Закономерности фациальных изменений верхнепермских отложений Урало-Поволжья / В. И. Игнатъев // Стратотипы и опорные разрезы верхней перми Поволжья и Прикамья. Казань, 1996. – 207 с.
3. Юдович Я.Э., Кетрис М.П. Геохимические индикаторы литогенеза (литологическая геохимия). – Сыктывкар: Геопринт, 2011. 742 с.

## **ПРОЦЕССЫ ОБРАЗОВАНИЯ ПИРИТОВЫХ КОНКРЕЦИЙ В ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ НА ТЕРРИТОРИИ ТАТАРСТАНА**

Р.И. Хамадиев, В.М. Николаева

*Институт геологии и нефтегазовых технологий, КФУ,  
студенты 5 курса Edik.Korolev@ksu.ru*

Научные руководители: к.г.-м.н., доцент Э.А. Королев;  
к.г.-м.н., ст. преподаватель О.П. Шиловский

Пиритовые конкреции в средне-верхнеюрских отложениях западной части Республики Татарстан были известны с начала XX века. Об их находках постоянно упоминалось при описании разрезов юрского возраста на территории Среднего Поволжья. Проблему происхождения этих конкреций впервые поднял Л.М. Миропольский [1]. Учитывая литологический состав вмещающих пород и внешний облик агрегатов, он высказал предположение о возможной биохомогенной природе их образования. Однако, прямых доказательств этому им так и не были предоставлены в связи с отсутствием необходимой аппаратуры.

В настоящее время появление нового оборудования с высоким разрешением позволяет вновь предпринять попытки установить истинный генезис пиритовых конкреций. Для решения этой задачи наиболее приемлемым методом является растровый электронный микроскоп (EVOGM), совмещенным с энергодисперсионным спектрометром.

С помощью этого прибора были исследованы все собранные в средне-верхнеюрских отложениях конкреции сфероидной формы. Выбор пиритовых агрегатов данного облика был обусловлен тем, что



эта морфология наиболее близка к конфигурации современных колоний микробальных сообществ, обитающих в условиях обводненного, рыхлого илистого осадка.

По внешнему облику агрегаты представляли собой уплощенные сrostки, состоящие из сферолитовых конкреций размером до 1,0 см (рис. 1а). В строение сферолитов хорошо обособляются две зоны, сложенные пиритами двух генераций. Пирит I генерации представлен тонкозернистыми кристалликами, выполняющими центральное ядро конкреций сфероидной или эллипсоидной формы (рис. 1б). Своеобразная морфология, строение и особенности минерального выполнения ядер позволяет считать их остатками колоний цианобионтов, заместившихся раннедиагенетическим пиритом.

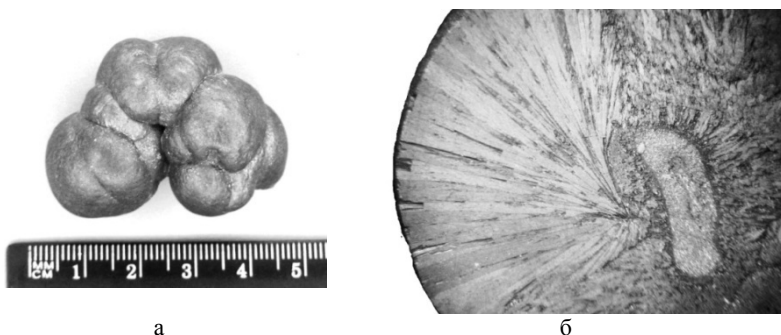


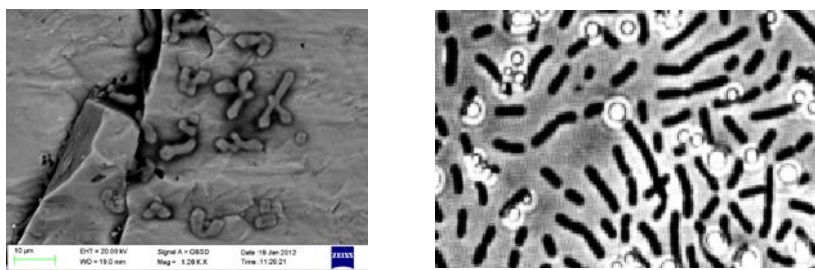
Рис. 1. Фото внешнего облика (а) и внутреннего (б) строения сферолитовых агрегатов пирита

Пирит II генерации выполняет периферию конкреций, образуя их внешнюю оболочку, состоящую из игольчатых и шестоватых кристаллов радиально-расходящихся от центрального ядра. Минеральные индивиды, слагающие радиально-лучистые агрегаты, в большинстве своем характеризуются клиновидным обликом, который обусловлен сужением кристаллов в нижней или верхней части. Часть из них несет следы ростовых деформаций в виде расщепления. Вершины пиритовых кристаллов оканчиваются гранью  $\{100\}$ , которая формирует внешнюю поверхность конкреционных образований.

Электронно-микроскопические исследования внутреннего ядра кокколитов позволили выявить в них включения фоссилизированных реликтов палочковых бактерий (рис. 2). Остатки микроорганизмов, в соответствие с названием, имеют вытянутую или изогнутую форму с хорошо выраженным утолщением на одном из концов. Их размеры не

превышают 10,0 мкм, при толщине 1,0–2,0 мкм. По периферии реликтов отмечается черная углеродистая оторочка, отделяющая их от вмещающих пиритовых зерен. Морфологические особенности фосиллий позволяют предполагать, что одной из доминирующих микробиальных групп в кокколитовых агрегатах являлись серные бактерии (наиболее близки по морфологии *Thiospirillum jenense* или *Chlorobium tepidum*). Они так же на одной из своих сторон продуцируют газовые пузыри, которые минерализуясь, трансформируются в утолщение.

Таким образом, получены прямые доказательства биохомогенного происхождения пиритовых конкреций сфероидной формы, залегающих в глинистых отложениях средне-верхнеюрского возраста.



а

б

Рис. 2. Фото поверхности скола ядра сферолитовой конкреции: а – фоссилизованные реликты серных бактерий; б – современные их аналоги (*Chlorobium tepidum*) [2]

#### Литература

1. Миропольский Л.М., Ковязин Н.М. О пирите в верхнеюрских и нижнемеловых отложениях на юго-западе Татарии и в смежных районах Ульяновской области // Ученые записки КГУ. Сер. Геология. 1951. Т.111. Кн. 6. С. 3-21.
2. <http://kodomofbb.msu.ru/~nrar/Term1/ct.html>.

## ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ КАМЕННОЙ СОЛИ АВАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (АРМЕНИЯ)

А.Т. Айрапетян, Р.Г. Геворкян

*Ереванский государственный университет, Армения,  
магистр 2 года обучения, apnjan@mail.ru*

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Р.Г. Геворкян

Залежь каменной соли на территории Армении приурочена к гипсоносно-соленосной толще неогена, имеющей широкое распространение также в Нахичевани и Турции. В строении Приереванского соленосного района принимают участие долеритовые базальты, андезито-базальты и андезито-дациты, залегающие в виде мощных покровов на осадочной соленосной толще неогена и в свою очередь перекрытые на отдельных участках более молодыми образованиями – лавами, туфами, озерными и аллювиально-делювиальными отложениями небольшой мощности. В основании гипсоносно-соленосной толщи неогена залегают пестроцветная толща раннего миоцена и позднего олигоцена и мощная толща песчано-глинистых пород олигоцена. Основными структурными элементами района являются Шорахбюрская и Разданская антиклинали, разделенные широкой Ереванской синклиальной складкой и осложненные мелкой второстепенной складчатостью. Характерными для района являются второстепенные куполовидные поднятия, вызванные соляной тектоникой. В пределах Приереванского района оконтурено редкой сетью скважин Ереванское месторождение каменной соли, расположенное в северо-восточной части соленосного района на абсолютных отметках 890–1350 м. Месторождение сложено гипсоносно-соленосной толщей средне-миоценового возраста, представленной чередующимися слоями и прослойками глин, гипса, каменной соли, туфо-брекчий, глинистых и горючих сланцев. В разрезе эти породы отчетливо разделяются на две части, фациально переходящие друг в друга: соленосную глинистую толщу мощностью до 500 м и гипсоносную глинистую толщу мощностью до 500 м. Соленосная толща состоит из пластов каменной соли мощностью от 0,1 до 50 м, чередующихся со слоями серых, красновато-серых и зеленовато-серых комковатых глин мощностью от нескольких сантиметров до 20 м и пропластками глинистых сланцев. Суммарная мощность пластов каменной соли по разрезам нескольких скважин глубиной до 600 м колеблется от 20 (по периферии залежи) до 500 м, а

соленосных глин от 40 до 110 м. Ближайшие к поверхности соленосные пласты встречены на глубине 130 м, а нижние – на 1200 м. Каменная соль Ереванского месторождения представлена следующими разновидностями: крупно- и средне-кристаллической, сравнительно чистой солью, мелкокристаллической плотной, слабо загрязненной глиной солью и сыпучей солью со слабо сцементированными, удлиненными кристаллами с примесью глины. Текстура пластов каменной соли слоистая, обусловленная переслаиванием сравнительно чистой и загрязненной каменной соли.

Содержание нерастворимого остатка в сравнительно чистых пластах соли колеблется от 0,07 до 2,0%, а в загрязненных достигает 18–20%. В минеральном составе каменной соли содержится от 35 до 99,5% галита, до 7,95% ангидрита, до 3,56% карналлита, до 2,21% каинита, до 1,15 сильвина. Как показали специальные исследования, калийные соли на месторождении рассеяны в виде неравномерной капленности по всей соляной толще; содержание калия в керновых пробах колеблется от следов до десятых долей процента и лишь в единичных случаях достигает 1,2–1,3%.

На месторождении выделены три основных участка: Аванский, Зейтунский и Абовянский, отстоящие на 1,5–4,5 км друг от друга. Всего на Аванском участке выявлено 80 пластов соли мощностью от 2,0 до 50,0 м с содержанием NaCl от 70 до 99,6%. По 11 из них со средним содержанием NaCl 96,84% и нерастворимого в воде остатка от 0,8 до 1,79% (в среднем 1,47) утверждены запасы пищевой и кормовой соли. Химический состав пищевой соли (в %): NaCl 97,12 (среднее); CaO 0,55–0,66; MgO 0,01–0,02; SO<sub>4</sub> 1,21–1,47; KCl 0,02; нерастворимый остаток 0,81. Химический состав кормовой соли (в %): NaCl 96,81 (среднее); CaO 0,58–1,20; Mg 0,01–0,1; SO<sub>4</sub> 1,20–2,35; KCl 0,02–0,05; нерастворимый остаток 1,54. Содержание Na<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> в каменной соли было установлено в пяти пробах из 99 проанализированных в количестве 0,02–0,18%. Соль без постороннего привкуса и запаха, в основном белого с сероватым оттенком цвета.

Автором проанализирован полный химический состав каменной соли с помощью современного метода индуктивно-связанной плазмы-масс-спектрометрии (ICP-MS). Метод позволил установить в составе галита сравнительно высокие содержания: Na, Cl, N, Ca, Fe, P, Br – от 0,1 до 366 мг/л и несколько уступающие содержания: B, V, Zn, As, Sb, Ba, Pb от 0,1 мг/л и ниже, что весьма типично для геохимического стиля андезито-базальтового магматизма и унаследованных осадочных соленосных комплексов миоцена Армении.

В настоящее время на участке действует Аванский солерудник с подземной разработкой и значительной годовой производительностью, а также фабрика, выпускающая кусковую, молотую, брикетированную и выварочную соль «экстра». Продукция фабрики находит сбыт в основном на Северном Кавказе и в Грузии. Суммарные балансовые запасы каменной соли по Армении составляют 446 287 тыс. т. по категориям А+В+С<sub>1</sub>.

#### *Литература*

1. Геология СССР, т. XVIII Армянская ССр. Недр, Москва, 1970.
2. *Мовсеян М.А.* Палеогеографический очерк времени образования красноцветной и соленосной толщи Приереванского района Армянской ССР. "Ученые записки Ергосуниверситета", вып. 1, т. 84. Изд. ЕГУ, 1963, 136 с.

## **ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ РЕДКИХ ЭЛЕМЕНТОВ В ЧИБУХЛИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ МЕДИ (АРМЕНИЯ)**

Г.Г. Ахвердян, Р.Г. Геворкян

*Ереванский государственный университет, Армения,  
студент 4 курса*

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Р.Г. Геворкян

Чибухлинское месторождение меди находится в Степанаванском рудном районе в северной части Армении, в пределах Севано-Амасийской тектонической зоны. Рудный район сложен вулканогенно-осадочным комплексом палеогена и представлен гидротермально измененными порфиритами и их туфобркчиями, туфами. Рудные тела представлены линзовидными жилами и прожилками выполненными: кварцем, пиритом, халькопиритом, галенитом, сфалеритом, борнитом, гематитом, халькозином, ковеллином, лимонитом, в незначительном количестве встречаются рутил и самородное серебро. Стадии последовательного образования минералов: кварц, пирит, халькопирит, сфалерит (иногда вместе с халькопиритом) и галенит. Рудные тела имеют зачастую близ вертикальное падения при мощности от 0.2–1.9 м и до 12–13 м, при протяженности несколько десятков м. Руды содержат 1–2% меди, а в отдельных случаях до 10%. Из рассеянных элементов в рудах

заслуживают внимания присутствие Se и Te, а также: Bi, Co, V, W, Be, Ga, Ge, In, Cd, Ti, Yb, Y, Ag и Au.

По данным Н.С. Хачатряна и Б.Д. Акопян селен установлен химическими анализами в медных концентратах и пиритах, где содержания селена колеблются от 0.0016 до 0.576%, одновременно установлены в тех же пробах содержания теллура – от 0.0016 до 0.016%. Мономинеральные пробы отбирались из разных генетических типов медно-колчеданных и серно-колчеданных руд. В медном концентрате (халькопирит) по данным 2-х проб с средним содержанием меди 23%, содержатся 0.0175% селена, между тем теллур обнаружен в одной лишь пробе при содержании 0.005%. Содержание селена в руде составляет 15 г/т, при принятом среднем содержании меди – 2г/т. Содержание селена в пиритовом концентрате по данным 8 мономинеральных проб, отобранных из медно-колчеданного типа, составляет: 0.0147%, а теллура 0.0052%.

В пиритном концентрате серно-колчеданного типа оруденения, средние содержания селена 0.0021%, а теллура 0.0072%. В бороздовых пробах из руд серно-колчеданного типа оруденения (штольня No 27, западный фланг Чибухлинского месторождения) содержания селена и теллура колеблются соответственно в пределах: 0.0064–0.0220%, 0.0008–0.0056%, при среднем содержании серы 21%.

Резюмируя приведенные данные, можно наметить закономерность – повышенное содержание селена в халькопирите из медно-колчеданного типа оруденения, по сравнению с теллуrom, который практически отсутствует. Появление теллура в пиритовом концентрате в тысячных долях процента, сопровождается постоянным присутствием селена. В пиритовом концентрате, отобранном из серно-колчеданного типа оруденения, наблюдается относительно низкое содержание селена по сравнению с пиритовым концентратом из медно-колчеданного типа руд. Постоянное присутствие селена в сульфидах, в частности, в пирите и халькопирите в медно-серно-колчеданной формации объясняется изоморфизм S и Se, которые имеют близкие атомные и ионные радиусы. Как известно, при обжиге пирита и халькопирита селен отделяется от серы и накапливается в илах свинцовых камер, где содержание его уже достигает нескольких процентов и становится промышленным. Это обстоятельство безусловно является положительным фактором для переработки руд Чибухлинского месторождения. Убогое содержание теллура в медно-колчеданных рудах объясняется следующим образом: теллур, является химическим аналогом серы и селена, но имеет более значительный радиус и потому менее склонен к изоморфизму с серой, поэтому в

отличие от селена, более всего сконцентрирован в виде самостоятельных минералов в форме теллуридов. Спектральным анализом как в минеральных, так и бороздовых пробах руд установлено наличие также и других редких и рассеянных элементов, например Вi установлен в рудных концентратах от 0.001–0.01%, а Ве установлен в единичных пробах в количестве около 0.001%, обычно Ga большей частью отмечается в сфалеритах, где содержание его доходит до 0.1%. В пиритовом концентрате Ga установлен в единичных пробах с содержанием 0.001%. В медном (халькопирит) концентрате Ga не обнаружен, в то время как Ge встречается исключительно в мономинеральном сфалерите или в полиметаллических концентратах, в количестве 0.001–0.01%. Химическими анализами в этих же пробах установлено содержание Ge от 0.0012–0.002%, а In установлен спектральным анализом в 6 мономинеральных пробах халькопирита в количестве 0.001%, и лишь в одном случае обнаружен в мономинеральном сфалерите, что и является весьма странным, т. к. Известно что In геохимическим тесно связано с Zn и извлекается из цинковых концентратов. Cd установлен спектральным анализом лишь в тех пробах, где встречается повышенное содержание Zn, т. е. в мономинеральном сфалерите, где содержание Cd составляет около 1%. Ag установлен спектральным анализом во всех мономинеральных пробах халькопирита и сфалерита в количестве около 0,001%. В пиритовом концентрате Ag обнаружен в 6 пробах с таким же содержанием. Спектральный анализ бороздовых проб показал содержание Ag 0.001%. А V, W, As, Ni обнаружены в единичных пробах спектральным анализом, но бороздовых пробах спектральным анализом установлено наличие В в пределах 0.01–0.05%.

#### *Литература*

1. Мовсесян С.А. Роль минерально-сырьевой базы в развитии производительных сил Армянской ССР.-Ер.:”Айастан”, 1981, 210с.
2. Хачатрян Н.С., Акопян Б.Д. Редкие и рассеянные элементы в рудах Армении. Геолфонды, 1963, 274с.

## ГРАУВАККИ АТЛЯНСКОГО ПОЛИГОНА

Л.Ф. Бадрутдинов, И.И. Зинатуллина

*Казанский федеральный университет, студент 3 курса*

Научный руководитель: к.г.-м.н. И.П. Зинатуллина

Атлянский полигон находится в пределах Уральского каледонско-герцинского складчатого сооружения в зоне Главного уральского глубинного разлома (ГУГР), который разделяет складчатые комплексы Западной и Восточной мегазон. Первая на Атляском полигоне представлена восточной частью Уралтауского антиклинория, вторая – западной частью Магнитогорского «прогиба». В пределах исследуемой зоны обнажаются мощные флишеидные толщи верхнего девона, карбона и нижней перми.

Для исследования были отобраны 24 образца граувакк: большинство сосредоточены в центральной части Атлянского полигона, но так же встречаются на северо-востоке и юго-востоке.

Породы стратиграфически приурочены к девонской системе, фаменскому ярусу, зилаирской и круглогорской свит; каменноугольной системе.

**Фаменский ярус** развит широко, занимая всю центральную и восточные и восточную части Зилаировского синклинория. Он представлен мощной толщей терригенных флишеидных пород, преимущественно грауваккового состава, известной под названием **зилаировской серии** [1]. Эти отложения залегают на размытой поверхности известняков барминских слоев франского яруса и более древних породах до эйфельского яруса включительно. В других разрезах породы, подстилающие зилаировскую серию, неизвестны, возможно, что на западном склоне хр. Уралтау ими являются силурийские кремнистые сланцы, но эти разрезы относятся к уралтайскому типу.

Зилаирская свита имеет преимущественно терригенный состав и представлена переслаиванием полимиктовых песчаников и алевролитов.

Силурийская и девонская системы. Круглогорская свита. В естественных коренных выходах наблюдается распространение элювиальных и коллювиальных грубо-обломочных отложений

Каменноугольные отложения, прослеживаются полосой меридианального простирания вдоль западного крыла Зилаирского синклинория, подразделяются на ряд свит, хорошо выраженных в пределах исследуемой территории.



Энергичный диастрофизм в Уральской эвгеосинклинали устанавливается в предфранское время. Возникают крупные поднятия, которые стали поставщиками кластического материала при формировании мощных граувакковых толщ фаменского яруса верхнего девона.

Все отобранные и исследуемые под микроскопом образцы принадлежат грауваккам. Цвет пород от светло-серого до темно-серого, встречаются желтоватые пленки окислов по напластованию, большинство образцов плотные с включением черного углистого минерала, структура от тонкопелитовых до среднезернистых.

Детальное исследование под микроскопом позволило среди граувакк выделить четыре группы различающиеся по генезису.

1 группа. Граувакка, имеющая гранитоидный состав. Цвет породы от светло-серого до темно-серого с зеленым оттенком, массивный, рассланцованный, мелкозернистый. Порода состоит из сравнительно мелких (0,1–0,25 мм) ксенобластовых биотита, из разрушенных зерен полевых шпатов и мелких зерен кварца.

2 группа. Сланцевые граувакки. Цвет от светло-серого до грязно-серо-коричневого, с пленками окислов по напластованию, слоистость ярко выражена, среднезернистый. Порода состоит из более или менее изометричных зерен кварца и подчиненного количества пластинок зеленого биотита и мусковита, размеры зерен (0,25–0,5 мм). Структура микролепидогранобластовая, текстура параллельная, микрослоистая.

3 группа. Полевошпатовые граувакки. Цвет от светло-серого с зеленоватым оттенком до темно-серого с коричневатым оттенком, массивный, неясно слоистый, крупнозернистый. Порода состоит преимущественно из разрушенных полевых шпатов (75%), размеры зерен (0,5–1 мм), мелких зерен кварца и вытесненных биотита. Структура порфиробластовая с микролепидогранобластовой.

4 группа. Глинистые граувакки. Цвет породы от светло-серого до темно-серого. Порода состоит из мельчайших обломков, цементирующим веществом является глина. Структура породы тонкопелитовая, текстура сланцеватая.

Все эти группы пород приурочены к определенному участку Атлянского полигона, именно с этим связано их различие по минеральному составу, связь с нижезалегающими породами, а также рельеф и климат.

#### *Литература*

1. Камалетдинов М.А. Покровные структуры Урала. Издательство «Наука», Москва, 1974, стр. 228.

## **АМФИБОЛИТЫ ПОЛЯРНОГО УРАЛА И ИХ ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗНАЧЕНИЕ**

А.И. Громова, В.А. Рыбалко

*Уральский государственный горный университет,  
студент 5 курса, dolphin19790\_2010@mail.ru*

Научный руководитель: руководитель учебной геологической  
практики В.А. Рыбалко

Предметом исследования явились метаморфические породы – амфиболиты ханмейхойской свиты раннепротерозойского возраста Харбейского блока Полярного Урала.

Целевое направление исследовательских работ заключалось в оценке горных пород на предмет нерудного сырья и уточнения генезиса метаморфитов.

Актуальность заданной темы выражается в географическом расположении данных образований в зоне проекта «Урал промышленный – Урал полярный». Несомненно, что с реализацией данного проекта сопряжены проблемы урбанизаций северных территорий, в том числе наличие местных строительных материалов и других полезных ископаемых. Общеизвестно, что к геолого-промышленному типу месторождений петругигического сырья в России и ряде зарубежных стран относятся мощные горизонты метаморфических базитовых пород – амфиболитов. Петругигия – это синоним каменного литья, т.е. получение изделий, в том числе минеральной ваты, из горных пород путем их расплавления и последующей определенной формы. Литой камень обладает высокой кислото-щелочностойкостью, высокой твердостью, огнеупорностью, термо- и морозоустойчивостью, высокими электроизоляционными свойствами, высокой прочностью.

Амфиболиты Харбейского блока сформированы в условиях амфиболитовой фации. Они представлены в регионе двумя минеральными разновидностями – полевошпатовыми и безполевошпатовыми, первые преобладают. Первичные метаморфические минералы немногочисленные – это обыкновенная роговая обманка и плагиоклаз плюс нередко гранат с высоким (около 80%) содержанием алмандинового минала. Акцессорные минералы включают магнетит, апатит, рутил, титанит, ортит. К типоморфным акцессориям относятся апатит и титансодержащие минералы. Обычно в амфиболитах присутствуют в небольшом количестве

вторичные минералы: альбит, эпидот, клиноцоизит, хлорит, кварц – реже биотит, мусковит, кальцит.

Бесполовошпатовые амфиболиты состоят из обыкновенной роговой обманки, граната, цоизита и кварца, иногда присутствуют эпидот и кальцит. Данные породы сформированы в иных термодинамических условиях и представляют собой скорее петрографические аномалии, об этом свидетельствует наличие морфологических признаков в виде граната с ситовой структурой и равновесная ассоциация – роговой обманки и цоизита, что ранее было отмечено Бутиным В.В. [1].

Изучаемые породы характеризуются низкой магнитной восприимчивостью со значением от 3,0 до 7,0 ед. СИ (выборка из 30 образцов). Незначительное количество проб (9%) имеют повышенные значения (120–130 единиц СИ), что очевидно связано с наложенной минерализацией.

Для пород свойственны повышенные концентрации меди {КК=1–2}, цинка {КК=1–4}, свинца {КК=1–33}, бария {КК=1–3}. Данные получены по результатам полуколичественного спектрального анализа.

При сопоставлении химического состава амфиболитов, обладающих наилучшими литейными свойствами [2] и амфиболитов Полярного Урала установлено значительное сходство по содержанию оксидов. Отмечаются незначительные отклонения в нехватке оксида кальция и избытка диоксида железа. Оба компонента имеют положительное значение, так как способствуют понижению вязкости и улучшению кристаллизационной способности расплавов. Таким образом, избыток железа покрывает недостаток кальция.

На диаграмме (рис. 1) ореол фигуративных точек амфиболитов Полярного Урала располагается ниже ореола фигуративных точек пород эксплуатируемых месторождений и приближается к котектической линии 1300°, что является отрицательным фактором, поскольку означает увеличение энергетических затрат. Необходимо отметить, что эти затраты, по-видимому, не очень велики, т.к. 60% эталонных фигуративных точек и все точки изучаемых амфиболитов располагаются в интервале температур 1250–1300°.

Генезис амфиболитов связан с качеством сырья, поскольку практический интерес представляют только метабазиты – так называемые ортоамфиболиты. Свидетельство о первично-магматической природе амфиболитов Полярного Урала установлено Бутиным В.В. На основании имеющихся диаграмм, дискриминантных функций и геологических условий залегания

амфиболитов. В пользу выводов Бутина В.В. свидетельствуют такой минералогический критерий, как наличие или отсутствие циркона. Рядом исследователей установлено, что в ортоамфиболитах циркон присутствует в редких знаках или отсутствует совсем – что и характерно для амфиболитов Полярного Урала [4]. Повышенные содержания циркона {  $KK=1,33$  } в отдельных пробах объясняется по-видимому присутствием его в качестве изоморфной примеси в минералах.

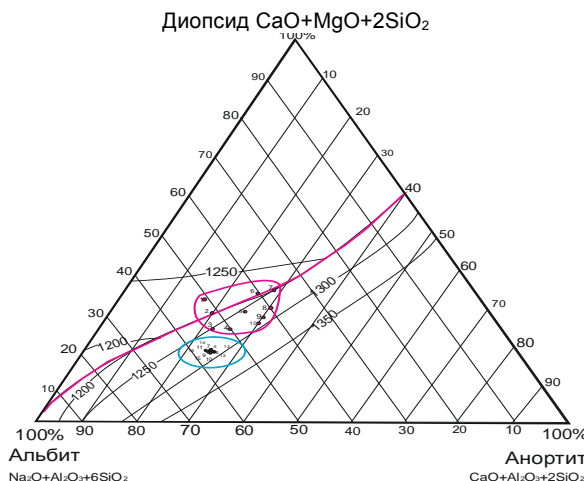


Рис. 1. Парагенетическая диаграмма «альбит-анортит-диопсид»

Предпринятая попытка по разделению пара- и ортоамфиболитов на основе данных спектральных анализов не дала положительных результатов по критериям Сидоренко В.В. [3]. По результатам спектрального анализа выборки вычислены коэффициенты концентраций элементов (региональные средние содержания рекомендованные ИМГРЭ) и сделан корреляционный анализ для большей наглядности закономерностей варьирования признаков.

Выводы. Амфиболиты Ханмейхойской свиты вполне пригодны в качестве петруггического сырья, кроме этого, в районе имеются большие резервы, представленные магматическими породами основного состава. Положительными моментами являются непосредственные выходы коренных пород на дневную поверхность, а также их расположение в непосредственной близости от железной дороги.

Полученная корреляционная диаграмма элементов на основе компьютерной обработки может быть использована при металлогенических исследованиях.

#### *Литература*

1. Бутин В.В. Геология и условия формирования гнейсо-амфиболитового комплекса южной части Харбейского антиклинория (Полярный Урал) // Диссертация на соискание ученой степени кандидата геологоминералогических наук. Св.: 1973 с.64–65.
2. Еремин Н.И. Неметаллические полезные ископаемые // Издательство Московского университета. М. 2007 ИКЦ «Академкнига» с. 435–440.
3. Сидоренко А.В., Теняков В.А., Розен О.М., Жук-Почекутов К.А., Горбачев О.В. Пара- и ортоамфиболиты докембрия // Изд-во «Наука» М.: 1972 с. 198.
4. Хильтова В.Я., Савельев А.А. К методике разделения орто- и параамфиболитов // Л.: Наука, 1970 с. 80–84.

## **ГЕОДИНАМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ОФИОЛИТОВ ГОР СЕВЕРНОЙ, ЗЕЛЕННОЙ И БАРХАТНОЙ (КУЗНЕЦКИЙ АЛАТАУ)**

Н.А. Дугарова

***Национальный исследовательский Томский государственный  
университет, магистр 1 года обучения, nadyadugarova@mail.ru***

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент И.Ф. Гертнер

Кузнецкий Алатау представляет собой северо-западный сегмент Алтае-Саянской складчатой области. По особенностям своего строения он рассматривается в качестве каледонской коллизийной системы, состоящей из трех палеотектонических ансамблей (снизу вверх): а) фрагментов позднепротерозойской субокеанической коры; б) ранне-среднекембрийских островодужных комплексов; в) позднекембрийских – раннеордовикских континентально-окраинных и сопутствующих им раннепалеозойских рифтогенных или внутриплитных формаций [1]. В целом для региона характерен «мозаичный» (или блоковый, в обычном понимании) структурный стиль, обусловленный развитием тектонических нарушений северо-западного и субмеридионального простирания.

Фрагменты субокеанической коры, сложенной типичным для офиолитового разреза набором петрографических разновидностей,

локализованы преимущественно в осевой части Кузнецко-Алатауского хребта, формируя «своеобразный» пояс. Согласно существующим сегодня представлениям, в регионе выделяется два возрастных уровня офиолитогенеза – позднерифейско-ранневендский и поздневендско-раннекембрийский. С последним связано становление наиболее крупных и полных по своему петрографическому составу ультрамафит-мафитовых парагенезов гг. Становой хребет, Чемодан, Бархатной, Заячьей, Северной, Зеленой, которые традиционно выделяются в офиолитовую ассоциацию Кузнецкого Алатау. Именно они предполагаются в качестве наиболее вероятного коренного источника платиноидов из россыпей бассейна р. Кия [2]. Тем не менее, в настоящее время получены новые изотопно-геохимические данные, указывающие на более древнее и, возможно, относительно синхронное формирование продуктов океанической коры в этом регионе [3].

Характерной особенностью габброидов собственно офиолитовой ассоциации предполагается наличие признаков регионального метаморфизма на уровне эпидот-амфиболитовой фации. Петрохимические параметры базитов гг. Северной и Зеленой варьируют в широких пределах (10–20%  $Al_2O_3$ ; 0,5–2,5%  $TiO_2$ ; 3–17%  $MgO$ ), указывая на вероятную их принадлежность к «кумулятивному» или «расслоенному комплексу». По величине отношения  $K_2O/Na_2O$  данные породы относятся к образованиям натриевой и субнатриевой серии. При этом большинство базитов нормальной щелочности отвечают полю ультранатриевых ( $K_2O/Na_2O < 0,1$ ) базальтов COX-типа. Петрохимические особенности базитов горы Бархатной соответствуют умеренно и высокотитанистым низкомагнезиальным разновидностям, наиболее распространенным в верхних частях габброидного разреза и комплекса параллельных даек [1, 2].

Различная степень дифференцированности вещественного состава ультрамафит-мафитовых ассоциаций офиолитовых парагенезов намечается и по спектрам распределения редкоземельных элементов (РЗЭ). В частности, в отдельных разновидностях мафитов, развитых на склонах гг. Бархатной и Северной-Зеленой, наблюдается увеличение уровня накопления РЗЭ в ряду от кумулятивных ультрабазитов к гипабиссальным магматитам (рис. 1). Следует отметить, что с появлением в этих породах плагиоклаза наблюдается европиевый максимум. В целом характер распределения РЗЭ большинства пород соответствуют базальтам MORB.

В то же время для данных пород наблюдается обеднение высокозарядными элементами Th и Nb при незначительном обогащении Pb (рис. 2). В других разновидностях, напротив, следует

обратить внимание на преобладание легких лантаноидов над тяжелыми при слабо выраженном европиевом минимуме. И на мультиэлементных спектрах отмечается Nb-Ta отрицательная аномалия. При этом форма спектров распределения РЗЭ в данных породах приближена к образованиям островодужных систем (рис. 1, 2).

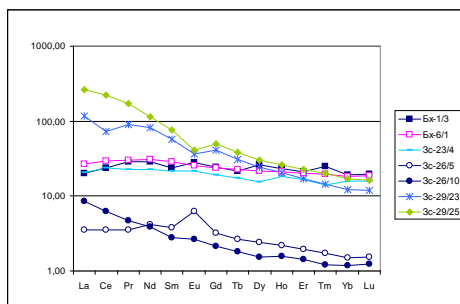


Рис.1. Нормированные по хондриту спектры распределения РЗЭ в базитах гг. Северной, Зеленой и Бархатной

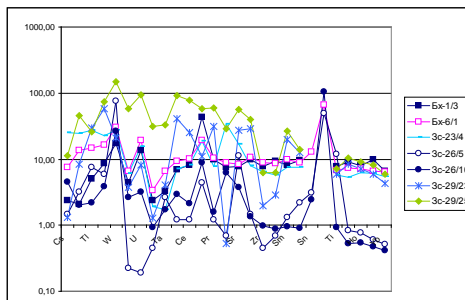


Рис.2. Нормированные по примитивной мантии спектры распределения малых элементов в базитах гг. Северной, Зеленой и Бархатной

На основании всего комплекса петрохимических параметров рассматриваемые породы офиолитовой ассоциации гор Северной, Зеленой и Бархатной могут быть отнесены к продуктам натриевой толеитовой петрохимической серии, типичным для магматизма собственно океанических структур (MORB). Однако на фоне наиболее выраженной толеитовой специализации базитов постоянно наблюдается осложнение признаками развития известково-щелочных производных, которые обнаруживают сходство с образованиями островодужных систем, областей задугового спрединга или

офиолитами надсубдукционных зон. Это позволяет допускать тектоническую сопряженность в структурах складчатых областей разнородных фрагментов океанической коры древних бассейнов.

#### *Литература*

1. *Краснова Т.С.* Петроструктура оливина в хромитоносных ультрамафитах Бархатного массива (Кузнецкий Алатау) / Т.С. Краснова, И.Ф. Гертнер // Динамометаморфизм и петроструктурная эволюция пород мафит-ультрамафитовой ассоциации: Мат.науч.семинара. Томск,1996. С. 68-71.
2. *Краснова Т.С.* Перспективы платиноносности офиолитов Кузнецкого Алатау / Е.С. Краснова, И.Ф. Гертнер, Ю.В. Уткин // Петрология магматических и метаморфических комплексов. Вып.2. Материалы научной конференции. Томск: ЦНТИ, 2001. С. 229-235.
3. *Gertner I.F., Krasnova T.S.* Ophiolites of the Kuznetzky Alatau ridge (SW Siberia) as a possible ancient crust fragments of the Paleasian Ocean // Mineralogical Magazine.2011. V. 75, No. 3. P.909.

## **ПЕРТИТОВЫЕ СТРУКТУРЫ ПОЛЕВЫХ ШПАТОВ РЕДКОМЕТАЛЬНОЙ ПЕГМАТИТОВОЙ ЖИЛЫ (МОНГОЛЬСКИЙ АЛТАЙ)**

К.С. Зенина

*Национальный исследовательский Томский государственный  
университет, студент 4 курса, kseniptybyf@sibmail.com*

Научный руководитель: ассистент А.А. Баева

Калиевые полевые шпаты и плагиоклазы – важнейшие породообразующие минералы пегматитов. Химический состав и структурные особенности этих минералов несут генетическую информацию и могут использоваться как критерий условий образования. Особый интерес вызывают особенности пертитовых структур распада полевого шпата. Они являются одними из важнейших характеристик, отражающих особенности формирования пегматитов. Макро - и микропертиты распада отличаются большим разнообразием структур, которые вероятно, в ряде случаев формируются с участием процессов замещения, что необходимо учитывать при оценке температур и давлений их образования по двуполевошпатовому термометру [2]. Это позволяет нам говорить о структурах распада как о типоморфных признаках полевых шпатов и



рассматривать эти особенности минералов как критерий условий образования.

Исследовались полевые шпаты блоковой зоны хорошо дифференцированного жилеобразного пегматитового тела (рис. 1). Данные пегматиты пространственно и генетически связаны с гранитами Индертинского массива Монгольского Алтая [1]. Пегматитовое тела имеет зональное строение. От периферии к центру наблюдается смена следующих зон: аплитовой, графической, апографической, блоковой и кварцевое ядро. Полевые шпаты слагают как краевые, так и центральные блоковые зоны.

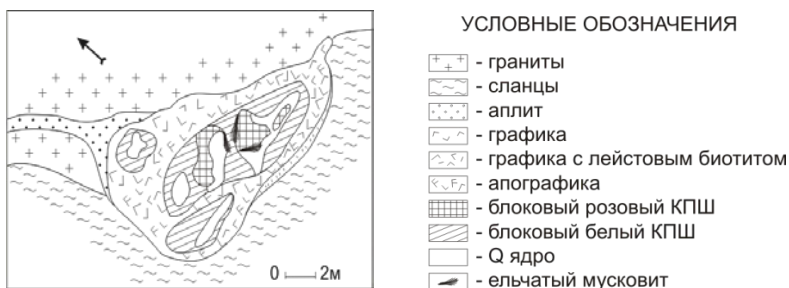


Рис. 1. Строение дифференцированного жилеобразного пегматитового тела

По данным рентгеноструктурного анализа было выявлено, что полевые шпаты апографической и графической зон являются плагиоклазами с индексом структурной упорядоченности от 65 до 90, а полевой шпат блоковой зоны отвечает максимальному микроклину с рентгеновской триклинностью 0,72 и степенью моноклинной упорядоченности 0,6. При микроскопическом исследовании полевого шпата блоковой зоны микроклин четко диагностируется по микроклиновой решетке (рис. 2а).

Микроклин центральных зон образует выделения достигающие в поперечном сечении 3-х метров розовой и молочно-белой окраски.

Структуры распада, определенные микроскопически, характерны только для блоковых полевых шпатов. Они образуют мелкие вростки плагиоклаза. Данные структуры в белом полевым шпате представляют собой пертиты перекристаллизации, которые характеризуются одновременно угасающими реликтами плагиоклаза, заключенными в крупное зерно микроклина (рис. 2б). Плагиоклаз был определен по наличию полисинтетического двойникования. По размерам вростков относятся к средним и крупным микропертитам

(0,07 мм – 0,15 мм). Пертиты имеют линзовидную, шнуровидную форму. Пертитовые вростки блоковой зоны, сложенной розовым полевым шпатом, разрастаются, образуя сегрегационно – метасоматические пертиты [3]. Вростки переходят из одного индивида в другой, пересекают друг друга. Лейсты плагиоклаза удлинённые и разветвлённые. Данные структуры принадлежат к крупным микропертитам, размер вростков которых составляет 0,08–0,20 мм. Отдельные лейсты на концах расщеплены.

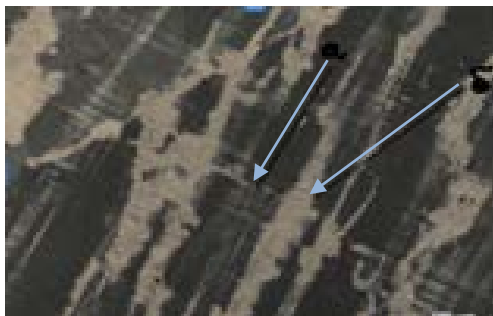


Рис. 2. Микроклиновая решетка и структуры распада белого полевого шпата:  
а) Микроклиновая решетка; б) Структуры распада

В результате рентгеноструктурного анализа было определено, что полевым шпатом блоковой зоны отвечает максимальному микроклину с рентгеновской триклинностью 0,72 и степенью моноклинной упорядоченности 0,6. Для данных образцов на рентгенограмме обнаруживаются пики, соответствующие альбиту, что подтверждает наличие пертитовых структур.

Макро- и микропертиты распада – показатель медленного охлаждения высокотемпературных гомогенных K–Na – полевошпатов. Наличие таких структур в полевых шпатах указывает на то, что образование пегматитов протекало при медленном остывании, а также о наличии более поздних процессов замещения.

#### *Литература*

1. Баева А.А., Баженов Р.С. Разноглубинные гранитные пегматиты Монгольского Алтая/ Рудные месторождения. Минералогия. Геохимия. Томск: Томский государственный университет, - 2000. Вып.2. – С.5–18.
2. Кривокоцева Г.К., Караева З.Г. Полевые шпаты калиевые// Типоморфизм минералов. Справочник. – М.: Недра, 1989. С 377–389
3. Руденко С.А. К вопросу о морфологии пертитовых сростаний полевых шпатов//ЗВМО. – 1949.-№4.-С.266–269.

## ОСОБЕННОСТИ МИНЕРАЛОГИИ РЕДКОМЕТАЛЬНОГО ПРОЯВЛЕНИЯ УЧАСТКА ЦАХИРИН (ЗАПАДНАЯ МОНГОЛИЯ)

К.С. Зенина

*Национальный исследовательский Томский государственный  
университет, студент 4 курса, kseniptybyf@sibmail.com*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент С.И. Коноваленко

Щелочные граниты различных районов земного шара нередко содержат комплексную редкометальную минерализацию промышленного значения и всегда выступают индикаторами определенных геодинамических обстановок. В конце XX в. подобные рудоносные гранитоиды с циркониевой, ниобиевой и редкоземельной минерализацией были обнаружены в западной части Монголии приблизительно в 45 км к северо-востоку от областного центра г. Кобдо. Их отнесли к Халдзан-Бурэгтегскому комплексу (392-395 млн.л.) и связали с мантийным плюмом воздействовавшим когда-то на литосферную мантию региона. Комплекс слагает несколько сложно дифференцированных массивов локализованных в пределах крупного регионального разлома отделяющего каледонские структуры Монгольского Алтая от ранних каледонид Озерной зоны [3]. Интрузии прорывают эффузивы ичитуинской свиты венд-нижнекембрийского возраста. Оруденение наблюдается как в самих щелочных гранитоидах, так и в породах рамы, где широко проявлены различные метасоматические процессы. Развито три основных типа оруденелых пород – пегматоидные щелочные граниты, щелочно-гранитные пегматиты и метасоматиты [1].

Автором изучалась редкометальная минерализация, связанная с метасоматитами по эффузивным породам. В их состав входят кварц, эпидот, альбит с подчиненным количеством хлорита и кальцита. Рудная минерализация представлена цирконом, ортитом и фергюсонитом. Наиболее распространен циркон, количество которого местами достигает до 1–3%. Минерал образует хорошо ограненные кристаллы с комбинацией тетрагональной призмы и дипирамиды размером до 3–4 мм, нередко встречается кроме этого в неправильных зернах и прожилках, заполняя межзерновые пространства в кварце, с которым он тесно ассоциирует. Цвет выделений розовато-коричневый до красно-бурого, блеск приглушенный, несколько тусклый. Следов метамиктового распада минерал не обнаруживает.

Зато ортит всегда представлен метамиктной разностью. Он образует призматические, несколько уплощенные кристаллы размером до 1 см и более характерного бархатно-черного цвета с сильным смолистым блеском. Вокруг его выделений в полевом шпате и кварце наблюдается мелкая трещеноватость и буро-коричневые пятна. Последнее, вероятно, обусловлено разложением минерала с выделением бурых оксидов  $Fe^{3+}$ . Кристаллическая структура восстанавливается при прокаливании до  $900^{\circ}C$ . На дифференциальной кривой нагревания ортита (рис. 1) присутствуют три хорошо выраженных экзотермических пика. Первый эффект при температуре  $273^{\circ}C$  скорее всего связан с окислением  $Fe^{2+}$ , поскольку ортит Цахиринского проявления по данным предыдущих исследователей [1] представлен предельно железистой разновидностью. Два высокотемпературных пика ( $772$  и  $803^{\circ}C$ ) очевидно, связаны с переходом минерала в кристаллическое состояние. При дальнейшем нагреве ортита (выше  $1000^{\circ}C$ ) минерал, судя по дифракционной картине, переходит в смесь оксидов присутствующих в составе химических элементов.

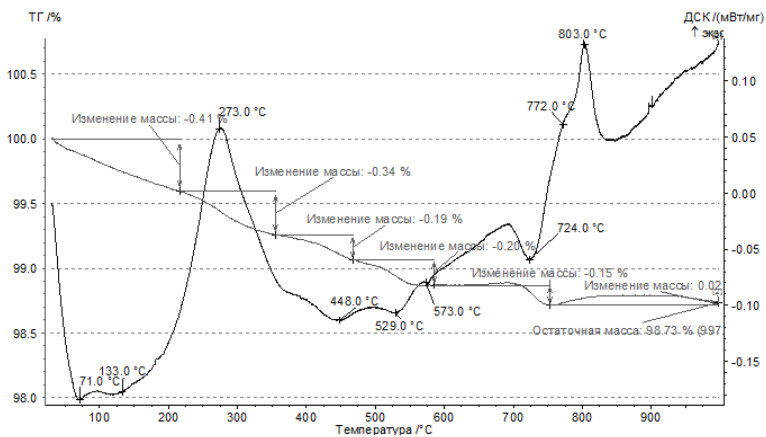


Рис. 1. Дифференциальная кривая нагревания ортита

В шлифах зерна ортита обнаруживают зональное строение. Цвета плеохроизма меняются от темно-бурых в ядерной зоне до зеленовато-коричневых по периферии. С краев они нередко обрастают каемками эпидота (рис. 2). Фергусонит в метасоматитах встречается наиболее редко. Он представлен мелкими (до 5 мм)

единичными зернами бурого и серовато-бурого цвета с жирным блеском и постоянными корочками изменения. Рентгеноаморфен.

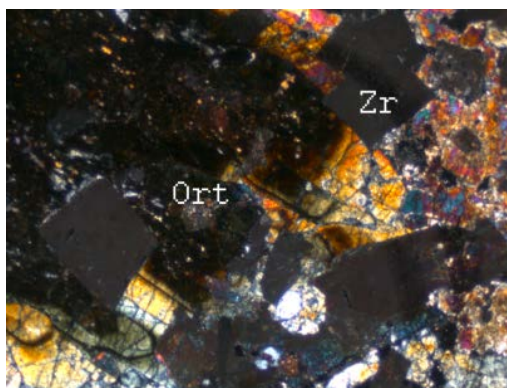


Рис. 2. Шлиф метасоматита 0,25 Ник X  
Примечание: Ort - ортит; Zr - циркон

Согласно [1], рудные метасоматиты формировались в четыре стадии послемагматического метасоматоза: раннюю щелочную, кислотного выщелачивания, осаждения рудного вещества и пострудную. Для эпидот-кварцевых метасоматитов Цахиринского участка наиболее важной была стадия выщелачивания, совмещающаяся с последующим отложением рудного вещества, когда произошел распад комплексных соединений, в виде которых Zr, Nb и TR выносились растворами из остывающего массива интрузивных пород.

#### *Литература*

1. Андреев Г.В., Рипп Г.С., Шаракинов А.О., Минин А.Д. Редкометальная минерализация щелочных гранитоидов Западной Монголии. Улан-Удэ, 1994. – 137 с.
2. Коваленко В.И., Царева Г.М., Горегляд А.В., Ярмолюк В.В., Аракелянц М.М. Геология и петрография щелочных редкометальных гранитоидов халдзан-бурэгтэгского массива (Монгольский Алтай) // Известия Академии наук СССР. Серия геологическая, №9. С. 25-35. 1989. М.: Наука.
3. Коваленко В.И., Ярмолюк В.В., Ковач П.В. Вариации источников магм щелочных гранитоидов и связанных с ними пород халдзан-бурэгтейской группы массивов (Западная Монголия) по изотопным (неодим, стронций и кислород) и геохимическим данным. – Петрология, 2004. – Т.12, №6. – С. 563–585.

# КОМПЛЕКСНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ МИНЕРАЛЬНОГО СОСТАВА ГЛИНИСТО-КАРБОНАТНЫХ ПОРОД СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ НА ПРИМЕРЕ ОСАДКОВ ВАНАВАРСКОЙ СВИТЫ

А.В. Павловская, Е.В. Корбовяк

*Национальный исследовательский Томский государственный университет, магистры 1 года обучения, [alischka@sibmail.com](mailto:alischka@sibmail.com), [evgen271@sibmail.com](mailto:evgen271@sibmail.com)*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент П.А. Тишин

Изучение минерального состава осадков имеет важное значение для понимания процессов седиментации, постседиментационных преобразований, технологических свойств породы и её генезиса. Как правило, глинистые образования представляют собой минеральную смесь с размером частиц менее 2 $\mu$  [1], состоящую с одной стороны из собственно глинистых образований (минералы групп каолинита, монтмориллонита, хлорита, гидрослюд и т.д.), а с другой – из тонкодисперсных фаз обломочного и аутигенного материала (кварц, полевые шпаты, слюды, карбонаты, сульфаты, галлоиды и др.).

Особенное значение приобретают исследования количественного соотношения глинистых минералов в терригенных породах и аутигенных минералов в карбонатных породах. Существует множество методик позволяющих оценить количественное содержание компонентов в системе (профильный анализ по внешним стандартам, метод внутреннего стандарта, метод известных добавок и метод Ритвельда) [1].

Но все эти методы достоверно работают при равной степени окристаллизованности минеральных фаз. Карбонатные минералы, в отличие от глинистых, хорошо раскристаллизованы, и на рентгенограммах базальные отражения карбонатов зачастую перекрывают глинистые фазы (рис. 1). Так как порог чувствительности рентгеноструктурного метода мал, то в связи с этим стоит задача комплексного изучения.

Для более точной качественной диагностики применяются методы растровой электронной микроскопии (РЭМ). Изучение скола породы проводится в режиме вторичных электронов совместно с детектором обратно рассеянных (отраженных) электронов в диапазоне увеличений 100х-1000х. Увеличение 100х дает представление об общем строении породы, если она содержит большое число элементов. При больших увеличениях исследуется морфология выделений, их

размеры и расположение, контакты, степень изменения, раскалывание кристаллов под влиянием больших давлений [2].

При РЭМ исследовании установлены следующие минеральные фазы (рис. 2): в микрозернистой массе доломитового состава (1) выделяются зерна хорошо раскристаллизованного ангидрита (2), зерна терригенного кварца (3), кристаллы иллита чешуйчатой формы и тонкодисперсного галита (4). Эта информация значительно дополняет данные рентгеноструктурного анализа, где по линиям базальных отражений четко диагностированы следующие фазы (рис. 1): кварц (4.26, 3.36, 2.46, 2.13, 1.82), каолинит (7.17, 2.49), иллит (9.98, 3.20, 2.31), хлорит (2.27, 2.01, 1.76), ангидрит (3.50, 2.85, 2.22) и доломит (2.89).

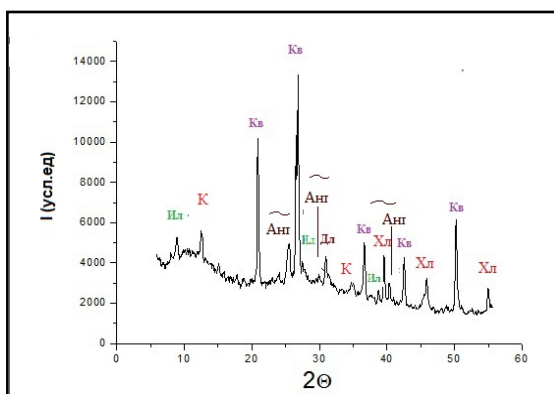



Рис. 1. Рентгенограмма образца №1244

Кв – кварц, Ил – иллит, Хл – хлорит, Дл – доломит, К – каолинит, Анг – ангидрит,  – наложение пиков глинистых и аутигенных минералов

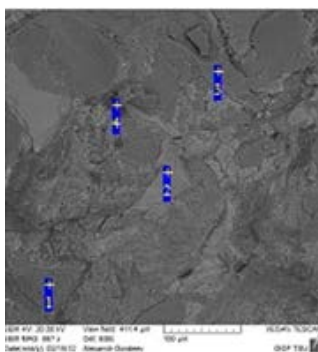


Рис. 2. Снимок РЭМ обр.№1244

Для количественной оценки минерального состава породы предполагается применение термического анализа. При этом количественная доля минералов определяется по термическим пикам и связанной с ними потерями массы. В то же время наложение областей дегидратации и декарбонатизации разных минералов ограничивают применение данного метода четырьмя основными фазами. Данные термического анализа (рис. 3) указывают на присутствие в системе гидрослюда (эндотермические эффекты 71°, 541°, 704°, 1088°), хлорита (экзо- эффекты 415°, 476°, и эндотермический 541°), кварца (эндо- эффект 573°) и ангидрита ( эндотермический эффект 1172°).

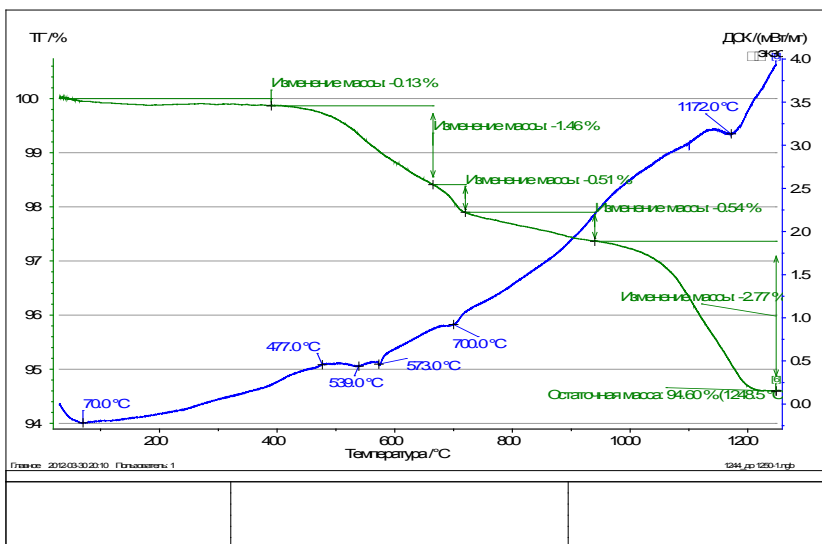


Рис. 3. Термограмма образца №1244

Для более точного количественного минерального анализа предполагается предварительное физико-механическое разделение осадка и глинистых фракций. В этом случае применима методика удаления карбонатов из системы. Использование HCl для удаления карбонатов считается оправданным лишь в случае, если известно что система не содержит что-либо, кроме обломочных диоктаэдрических слюд и каолинита. В ином случае предпочтительна уксусная кислота (8–10%), или если есть доломит – муравьиная кислота [3].



## Литература

1. Браун Г. Рентгеновские методы изучения и структура глинистых минералов. М.: Мир, 1965.–454 с.
2. Рид С., Дж. Б. Электронно-зондовый микроанализ и растровая электронная микроскопия в геологии. М.: Техносфера, 2008. - 232с.
3. Под ред. Франк-Каменецкого В.А. Рентгенография основных типов породообразующих минералов (слоистые и каркасные силикаты). Л.: Недра, 1983.–359 с.

## СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ЗОЛОТА СЕВЕРНЫХ И ЮЖНЫХ РАЙОНОВ ВЯТСКО-КАМСКОЙ ВПАДИНЫ

Е.Н. Пастухова

*Пермский государственный национальный исследовательский университет, студент 4 курса, evgeniya-pastuhova@mail.ru*

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Б.М. Осовецкий

Золото Вятско-Камской впадины давно привлекает внимание исследователей. Его основные особенности описаны в многочисленных работах [1–3]. Среди них выделяются малые размеры зерен (преобладание весьма мелкого и тонкого металла), высокая степень уплощенности, обилие тороидальных форм и др. В последние годы установлено присутствие на территории впадины ртутистого золота и амальгам, «нового» золота, нанозолота, интерметаллидов и т. д.

*Объектом данного исследования* является золото современного аллювия рек Весляны и Чуса. Выбор этих объектов обусловлен их приуроченностью соответственно к северной и южной частям Вятско-Камской впадины. Сравнительная характеристика золота этих объектов может дать дополнительную информацию для установления источников питания и направлений переноса.

*Методика исследований.* В полевой период 2010 г. в долине р. Весляны из грубообломочных русловых отложений отбирались шлиховые пробы объемом 20 л, которые отмывались до «серого» шлиха. Работы выполнялись юными геологами, работавшими под кураторством геологов ООО «Геолайн». Всего было обработано 20 проб. В долине р. Чус из грубообломочных отложений русла сотрудниками кафедры минералогии и петрографии ПГНИУ была отобрана проба объемом 100 л, которая обогащалась на винтовом сепараторе. В лаборатории «серые» шлихи и концентрат были разделены в бромформе на легкую и тяжелую фракцию. Тяжелая фракция затем была домыта в

чашке с бромформом до небольшого ультраконцентрата. Из последнего под бинокляром мною отбирались знаки золота. При диагностике золота использовались физические и морфологические его характеристики: окраска, ковкость, уплощенность и др.

*Содержание золота.* Содержание золота в современном аллювии бассейнов р. Весляны и р. Чуса ранее было оценено сотрудниками Пермского университета [2]. Спектр распределения содержаний золота в современном аллювии бассейна р. Весляны – от 0 до 44 мг/м<sup>3</sup> (среднее значение 16,1 мг/м<sup>3</sup>). В изученных мною пробах максимальное содержание золота установлено в аллювии северных притоков – р. Гаревке и р. Дозовке (25–28 мг/м<sup>3</sup>), что заметно выше приведенного среднего значения и содержаний в аллювии р. Весляны и правых притоков, увязанных в таблице 1 (среднее 5 мг/м<sup>3</sup>).

Таблица 1

Количество знаков золота в шлихах

| № п/п | Географическая привязка                      | Кол-во знаков золота | Масса золота, мг | Содержание золота, мг/м <sup>3</sup> |
|-------|--|----------------------|------------------|--------------------------------------|
| 1     | р. Гаревка, 1 км выше устья                  | 76                   | 0,24             | 28                                   |
| 2     | прав. пр. р. Весляны, 2 км ниже Пельмин-Бора | 2                    | <0,05            | <1                                   |
| 3     | русло р. Весляны                             | 17                   | 0,10             | 8                                    |
| 4     | русло р. Весляны                             | 8                    | 0,08             | 5                                    |
| 5     | русло р. Поваренки                           | 8                    | 0,08             | 5                                    |
| 6     | р. Дозовка, верх. теч.                       | 70                   | 0,22             | 25                                   |
| 7     | р. Дозовка, сред. теч.                       | 20                   | 0,16             | 10                                   |
| 8     | р. Оныл                                      | 7                    | 0,07             | 4                                    |

Содержания золота в современном аллювии бассейна р. Чуса варьируют в пределах от 0 до 100 мг/м<sup>3</sup> (среднее значение 32,6 мг/м<sup>3</sup>). В изученной 100-литровой пробе установлено 100 знаков золота, содержание 20 мг/м<sup>3</sup>. Сравнение уровня золотонности аллювия бассейнов рек Весляны и Чуса показывает, что в южных районах Вятско-Камской впадины концентрация золота в среднем выше, чем в северных.

*Морфология золота.* По облику среди основной массы зерен золота Вятско-Камской впадины можно выделить четыре группы: 1) уплощенные, 2) дощатые, 3) изометрические, 4) удлинённые. Золото современного аллювия р. Весляны и р. Чус имеет преимущественно уплощенный облик (более 90%). Отличие состоит в том, что помимо

уплощенных частиц присутствуют золотины изометрического и удлиненного облика, характерные соответственно для р. Чуса и р. Весляны.

*Гранулометрия золота.* Изучение гранулометрического состава золота современного руслового аллювия р. Весляны, проведенное по технологическим пробам объемом от 50 до 500 л, а также шлиховым пробам объемом 20 л показало преобладание весьма мелкого (0,25–0,1 мм) и тонкого золота (0,1–0,05 мм). Аллювий бассейна р. Чуса характеризуется более высокой долей собственно мелкого золота (1–0,25 мм). Анализ изменения крупности золота показал, что золото в аллювии северных районов характеризуется меньшей крупностью, золото в аллювии южных районов – большей крупностью.

*Химический состав золота.* Ранее химический состав был изучен сотрудниками кафедры минералогии и петрографии ПГУ [1]. Установлено шесть разновидностей самородного золота: 1) высокопробное особо «чистое», почти не содержащее примесей (Au более 99%); 2) серебристое, содержащее серебро в количестве от 1 до 15 мас. %; данная группа может быть подразделена на три подгруппы: с низким содержанием Ag (от 1 до 5%), – со средним содержанием Ag (от 5 до 10%), с высоким содержанием Ag (от 10 до 15%); 3) медистое (Cu более 0,5%); 4) ртутистое (Hg более 0,5%); 5) палладистое (Pd более 0,5%); 6) цинкосодержащее (Zn более 1%). Изученное мною золото современного аллювия р. Весляны и р. Чус имеет аналогичный химический состав. В современном аллювии р. Весляны преобладает высокопробное, серебристое и ртутистое золото, р. Чуса – высокопробное, медистое и палладистое золото.

*Выводы:* Установление основных направлений миграции золота на территории Вятско-Камской впадины является наиболее важным. Многие аргументы свидетельствуют в пользу гипотезы о поступлении золота с юго-востока, со стороны разрушавшегося уральского горного сооружения, основная его часть отлагалась в южных районах впадины. Важным фактом является существование на Урале большого количества промышленных россыпей, многие из которых отличаются заметным присутствием весьма мелкого золота. Накопление в россыпепроявлениях Вятско-Камской впадины преимущественно весьма мелкого и тонкого золота высокой степени уплощенности вполне согласуется с теоретическими данными о его миграционной способности. Обнаружение палладистого золота и золота с примесью меди может служить индикатором размыва на Урале специфических рудных формаций. В северные районы впадины золото могло быть принесено водотоками, истоки которых находились на Тимане. В

пользу этого предположения свидетельствуют данные о повышенных содержаниях золота в северных притоках р. Весляны.

#### *Литература*

1. *Илалтдинов И.Я., Осовецкий Б.М.* Золото юрских отложений Вятско-Камской впадины. Пермь / Перм. ун-т, 2009. 230 с.
2. *Наумов В.А., Илалтдинов И.Я., Осовецкий Б.М. и др.* Золото Верхнекамской впадины. Кудымкар; Пермь: Коми-Пермяц. кн. изд-во, 2003. 218 с.
3. *Осовецкий Б.М.* Россыпеобразующие минералы Вятско-Камской впадины. Пермь / Перм. ун-т, 2011. 250 с.

## **ЗАВИСИМОСТЬ ОКРАСКИ КАЛИЕВЫХ ПОЛЕВЫХ ШПАТОВ ОТ СОДЕРЖАЩИХСЯ В НИХ ПРИМЕСЕЙ**

Д.Д. Тарев

*Российский Государственный Геологоразведочный Университет  
имени Серго Орджоникидзе, студент 2 курса, lesorub.n4k@mail.ru*  
Научный руководитель: к.г.-м.н, доцент И.В. Максимова

Калиевые полевые шпаты – главные породообразующие минералы магматических пород кислого и среднего состава (граниты, сиениты, гранодиориты и др.), а также некоторых широко распространённых метаморфических пород (гнейсы). Относятся они к силикатам с кристаллической структурой каркасного типа, в которых кремний иногда замещён алюминием. Они образуют довольно однообразные кристаллы моноклинной или триклинной сингонии, в виде немногочисленных комбинаций ромбических призм и пинакоидов. Спайность совершенная в двух направлениях, по (001) и (010). Плотность 2,54—2,75 г/см<sup>3</sup>. Твёрдость 6 (один из эталонных минералов шкалы Мооса). Цвет калиевых полевых шпатов весьма разнообразен – в основном белый, однако встречаются минералы розовые, красные, серые, голубые, зеленые, желтоватые. Кристаллы без примесей белые или бесцветные, от просвечивающих до полупрозрачных и прозрачных. Но чаще содержат много примесей и включений, придающих им любые окраски.

Влияние примесей на окраску рассматривается в данной работе на примере трех образцов калиевого полевого шпата белого, красного и зеленого цвета, взятых из разных месторождений России. Все они имеют пегматитовое происхождение. Белый полевой шпат отобран на месторождении Мурзинка, Средний Урал; зеленый – с Ильменских

гор, Южный Урал; красный – с. Кольского полуострова. Наличие и процентное содержание примесей было выявлено при помощи рентгенофлуоресцентного спектрометра ReSpect XRay, позволяющего определить химический состав твердых веществ, жидкостей и порошков. Полученные результаты, отражающие содержание примесей во всех трех образцах в весовых процентах, приведены в таблице 1.

Таблица 1

|             | K     | Fe     | Rb     | Sr     | Pb     | Ga     |
|-------------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Белый КПШ   | 8,79  | 0,0189 | 0,0500 | 0,0005 | 0,0260 | 0,0023 |
| Красный КПШ | 13,19 | 0,0181 | 0,0337 | 0,0203 | 0,0498 | 0,0007 |
| Зеленый КПШ | 13,69 | 0,0072 | 0,7323 | 0,0213 | 0,1086 | 0,0038 |

Для того чтобы наглядно показать состав каждого из образцов, а также для выявления связи между минералами определенного цвета и содержащимися в них примесями построен график распределения элементов по образцам, представленный на рисунке 1.

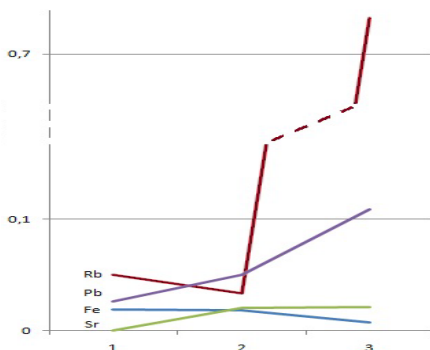


Рис. 1. Распределение примесей в образцах (1 – белый КПШ, 2 – красный КПШ, 3 – зеленый КПШ)

Наблюдается незначительное снижение содержания железа в образце зеленого цвета по сравнению с двумя другими образцами и содержания стронция в образце белого цвета, в окрашенных образцах примесь стронция одинакова. Также видно увеличение содержания свинца в образцах красного и зеленого цвета по сравнению с неокрашенным – в первом случае в два раза, во втором в четыре.

Содержание рубидия минимально в красном образце, чуть больше рубидия находится в белом калиевом полево шпате, и максимальная примесь рубидия (на порядок выше, чем в других образцах) отмечается в образце зеленого цвета.

Предполагалось, что красный калиевый полево шпат имеет такой цвет за счет содержащегося в нем в виде примеси трехвалентного железа, однако экспериментально это предположение для данных образцов не подтверждено. Скорее всего, красный цвет этот образец приобрел вследствие радиоактивности – либо из-за наличия на месторождении радиоактивных минералов, либо из-за вхождения в состав полевого шпата радиоактивного изотопа калия.

Относительно зеленой окраски калиевых полево шпатов у ученых нет единого мнения, высказывались гипотезы о влиянии на окраску двухвалентного железа; некоторые ученые считают, что зеленый цвет минерал приобретает из-за наличия свинца, входящего примесно в структуру минерала; другие указывают на повышенное содержание в зеленых калиевых полево шпатах рубидия.

Противоречивость мнений позволяет предположить, что зеленый цвет калиевого полево шпата обусловлен не одной определенной примесью. Рисунок 2 отражает суммарное содержание свинца и рубидия в образцах. Железо и стронций в расчет не брались из-за низкого содержания во всех образцах.

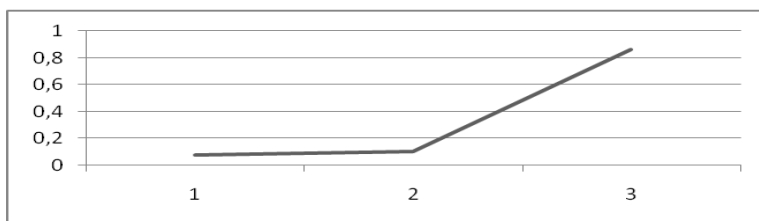


Рис. 2. Распределение суммарного содержания свинца и рубидия в образцах (1 – белый КПШ, 2 – красный КПШ, 3- зеленый КПШ)

График наглядно показывает, что при разнице в количестве отдельных элементов, суммарная примесь свинца и рубидия для образцов белого и красного цвета примерно одинакова, в то время как для зеленого калиевого полево шпата эта величина значительно выше. Возможно, зеленую окраску придает именно комплекс примесей, в котором выделяются свинец и рубидий, являясь основными. Для выявления каких-то других элементов в этом комплексе необходимо проводить более тщательные исследования.

## Литература

1. Бокий Г.Б., Боруцкий Б.Е. Минералы: Справ. – М. : Наука, т.5: Каркасные силикаты, вып. 1: Силикаты с разорванными каркасами, полевые шпаты. – 2003.–583 с.

## ТИПОМОРФИЗМ КВАРЦА ИЛЬМЕНСКИХ ГОР (Ю.УРАЛ) ПО ДАННЫМ ЭПР

Л.Р. Хайрtdинова

*ИГиНГТ КФУ, студент 3 курса*

Научный руководитель: д.ф.-м.н., профессор Н.М. Низамутдинов

В настоящей работе нами изучались спектры ЭПР природных кристаллов кварца при комнатной температуре. В природных кристаллах кварца имеются радиационные парамагнитные центры электронного и дырочного типа, соответственно связанных с вакансией кислорода и кремния, являющиеся собственными дефектами структуры.

Основная часть электронного дефекта, объясняющая парамагнитную форму центра, представлена трехвалентным ионом кремния. Эти центры в зависимости от условий их образования и внешней среды могут находиться в парамагнитном или диамагнитном состояниях. Они имеют обозначения: E – непарамагнитный центр, E<sup>·</sup> – центр с одним захваченным электроном, E<sup>••</sup> – центр с двумя захваченными электронами. К центрам электронного типа относится множество дефектов E<sup>·</sup> (рис. 1, обр. 317).

К центрам дырочного типа относится сложный дефект O<sub>2</sub><sup>-</sup> - Al -  $\boxed{\text{Si}}$  (обр. 321). Спектр ЭПР этого центра в поликристаллическом образце кварца при 77К проявляет сверхтонкую структуру, ответственную за взаимодействие парамагнитного центра с ядром Al (рис. 1-4). Как видно, интенсивность этого спектра меняется от образца к образцу.

Имеется два типа дефекта O<sub>2</sub><sup>-</sup> - Al -  $\boxed{\text{Si}}$ , обозначаемые буквами А и В. Спектры этих центров практически накладываются друг на друга (обр. 325, 352, 351). Их объединяют как Al<sub>A+B</sub>-центры.

Дефекты в кварце классифицируются на генетические, радиационные и разрушения. К дефектам генетического происхождения относятся дефекты, связанные с изоморфными ионами алюминия, титана и германия. Генетические дефекты представлены

центрами типа  $O_2^- - Al - \boxed{Si}$ ,  $Ge (Li^+, H^+, Na^+)$ ,  $Ti(Li^+, H^+, Na^+)$ ,  $Ge(III), Al_{A+B}$ .

Радиационные дефекты представлены центрами типа  $E'$ . Они слабо связаны с структурными особенностями кварца. Для получения фиксируемых концентраций методом ЭПР парамагнитных радиационных дефектов необходимо облучение кварца  $\gamma$ -квантами или высокоэнергетическими частицами. Исходным состоянием радиационных дефектов являются чаще всего состояние парамагнитного центра. В естественных условиях радиационные дефекты в минералах образуются под действием продуктов распада природных радионуклидов. Концентрация этих дефектов определяется интенсивностью и длительностью естественного облучения и поэтому особенности радиационных дефектов используются в палеодозиметрических изучениях месторождений радиоактивных элементов и геологического датирования.

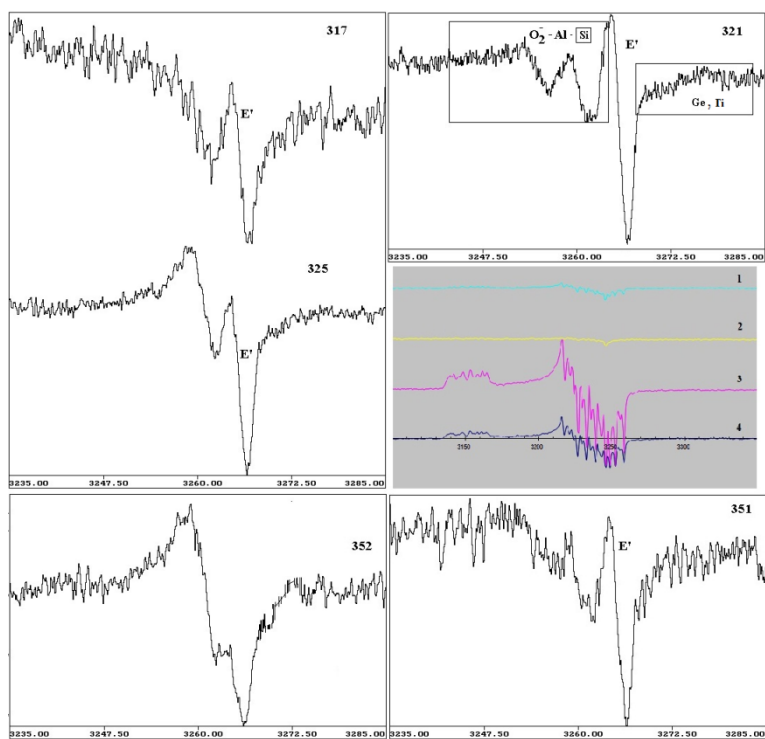


Рис. 1-4



# МИНЕРАЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ КАЛИЙНОЙ РУДЫ ВЕРХНЕКАМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (НА ПРИМЕРЕ СКВАЖИН №1, №9 ПЛАСТА КР-2)

К.Н. Лимонова

*Пермский государственный национальный исследовательский  
университет, магистр 1 года обучения, lim-89@mail.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Н.Е. Молоштанова

Как правило, на обогащение флотационным способом поступают сильвиниты из разных продуктивных пластов.

Пласт КрII разделен П.С. Гольдберг-Захаровой на семь слоев (нумерация сверху вниз), из которых нечетные сложены богатым красным сильвинитом, а четные – бедным. Мощность пласта изменяется от 0,8 до 11,9 м и в среднем составляет 4,1 м [1].

Слой 7 распространён повсеместно. Мощность изменяется в пределах от 59,2 до 160 см, составляя в среднем 105,8 см. Общее содержание сильвинитов в среднем составляет 42,9% от мощности слоя. Слой 6 прослеживается на всей исследуемой площади. Средняя мощность его составляет 28,1 см. В слое преобладают галититы. На долю сильвинитов приходится в среднем 23,3% от мощности слоя. Слой 5 мощностью от 46,4 см до 145 см в среднем – 89,5 см распространён на всей исследуемой площади. Общее содержание сильвинитов в слое в среднем составляет 42,9% от мощности слоя. Слой 4 распространён повсеместно. Мощность его в среднем равна 35,1 см. Количество сильвинитов составляет 19,9% от мощности слоя. Слой 3 прослеживается на всей территории исследуемого района. Мощность его колеблется в пределах от 60,1 см до 140 см, составляя в среднем – 82 см. Количество сильвинитов составляет в среднем 49% от мощности слоя. Слой 2 средней мощностью 27,8 см распространён на всей исследуемой площади и представлен в основном галититами. На долю сильвинитов в нем приходится 16,3%. Слой 1 является заключительным в накоплении пласта КрII, распространён повсеместно и характеризуется наибольшими мощностями, которые колеблются в пределах от 72,6 до 200 см, среднее – 129,6 см. Сильвиниты составляют 47,6 от мощности слоя [3].

В составе сильвинитовой руды в разных соотношениях установлены красные, розовые, молочно-белые, пестро-окрашенные и сургучно-красные сильвиновые зерна. Каждая из этих разновидностей характеризуется определенными свойствами: формой и размером

зерен (определяется при исследовании в шлифах), характером сростков с галитом и галопелитами (после дробления при подготовке к флотации) и, как следствие, степенью раскрытия, степенью концентрации в готовом продукте, которые определяют обогатительные свойства сильвинитов.

Изучение формы и размеров сильвиновых зерен в шлифах необходимо для прогнозирования крупности помола калийной руды при ее подготовке к флотации. Предположим, что руда, поступающая на флотацию, состоит из зерен сильвина и галита с размером зерен от 1,0 до 5,0 мм, при этом зерна галита мельче, чем зерна сильвина. В этом случае, при дроблении до 2,5 мм образуются сростки с сильвина с галитом, которые, попадая в готовый продукт, разубоживают его, снижая содержание хлорида калия. В этом случае продукт становится не кондиционным. А сростки, состоящие из сильвина с преобладающим содержанием галита или галопелитов, поступают в отходы, что приводит к значительным потерям хлорида калия [2].

Для того чтобы выявить возможность обогащения флотационным способом сильвинитов продуктивного пласта необходимо измельчить руду до определенного размера. При этом исследуется каждая фракция на предмет выхода количества свободных сильвиновых зерен и содержания сильвина в сростках – по этим данным вычисляется степень раскрытия полезного компонента в каждой фракции. Кроме того определяется содержание галопелитов и галита, которые могут оказывать существенное влияние на флотацию. Все результаты сводятся в таблицу. И рассчитываются средневзвешенные выход всех компонентов и степень раскрытия сильвиновых зерен.

Для определения степени раскрытия используется методика, предложенная А.В. Шушкановым. Под степенью раскрытия полезного компонента понимают процентное отношение числа частиц свободных зерен сильвина к его суммарному количеству в пробе (в сростках и в свободном виде). Например, если в пробе 30% сильвина представлены свободными зернами, а 4% его связаны с галитом в сростках, то степень раскрытия в данной пробе составит:  $30/(30+4)*100=98,7\%$ . Оптимальная степень раскрытия для сильвинитовой руды составляет 95,0% [2].

В течение двух с половиной лет я занималась исследованием минералогических и технологических свойств сильвинитов. На последнем этапе своих исследований я изучала сильвинитовую руду из скважин №1 и №9 пласта КрII шахтного поля СКРУ-3.

Данная проба была рассеяна на фракции 3–2 мм, 2–1 мм, 1–0,5 мм, 0,5–0,25 мм, <0,25 мм. Каждая фракция была взвешена, и по весу был вычислен ее процентный выход, затем с помощью микроскопа МБС-10 я определила содержание сильвина, галита, галопелитов и сростков сильвина с галитом и галопелитом. При этом в сростках определялось количество сильвина относительно объема сростка. После чего было рассчитано содержание всех компонентов в руде и определена степень раскрытия сильвиновых зерен при дроблении до 3 мм в каждой фракции. Затем была рассчитана средневзвешенная степень раскрытия калийной руды.

В соответствии с проведенными исследованиями технологических свойств сильвинитовой руды пласта КрII, можно сделать следующие выводы: руда исследованного пласта не является оптимальной по степени раскрытия полезного компонента при дроблении до 3 мм; и не пригодна для обогащения флотационным способом.

Если же рассчитать средневзвешенную степень раскрытия калийной руды при дроблении до 2 мм, то она будет близка к оптимальной, таким образом, при подготовке руды следует производить измельчение до 1,5–2 мм для получения оптимальной степени раскрытия полезного компонента.

Изучая технологические свойства по отдельным продуктивным пластам, можно прогнозировать качество руды, поступающей на обогащение, и подбирать оптимальную компоновку на каждом участке шахтного поля Верхнекамского месторождения калийных солей.

#### *Литература:*

1. Кудряшов А.И. Верхнекамское месторождение солей. // Пермь, 2001.
2. Молоштанова Н.Е., Корочкина Е.О. Особенности разновидностей сильвинитов Верхнекамского месторождения. // Сборник научных статей. Пермь, 2002. Вып. 12. С. 263 – 267.
3. Молоштанова Н.Е. Геологические условия осадконакопления сильвинитов Верхнекамского месторождения // Диссертация на соискание ученой степени к.г.-м.н. Пермь, 1988.

# ОСОБЕННОСТИ МИНЕРАЛЬНОГО СОСТАВА ЖЕЛЕЗИСТЫХ ПЛОТИН НА УЧАСТКЕ САМОИЗЛИВА ВОД ШАХТЫ «БЕЛЫЙ СПОЙ» ПО ДАННЫМ ТЕРМИЧЕСКОГО (ДСК/ТГ) АНАЛИЗА

Д.П. Мелентьева

*Пермский государственный национальный исследовательский  
университет, студент 3 курса, infernal08@yandex.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н. Е.А. Меньшикова

Месторождение угля Белый Спой, расположенное в северо-восточной части Кизеловского угольного бассейна, разрабатывалось с 1950-х годов. В 1980 г. разработка месторождения прекращена, а в 1983 г. шахта была ликвидирована. После отключения водооткачивающих насосов в шахтном пространстве в течение 3 лет наблюдался подъем уровня воды. В 1986 г. шахтные воды стали самопроизвольно изливаться на поверхность из шурфа № 63 с абсолютной отметкой +437 м, что и явилось причиной образования уникальных форм – железистых плотин, которые представляют собой поверхностные формы морфологически близкие к травертиновым постройкам, которые наблюдаются в местах выхода известковых подземных вод. Предварительными исследованиями [1] рентгеноструктурным анализом в составе вещества плотин были определены рентгеноаморфные гидроксиды железа  $\text{FeO}(\text{OH})$  и ярозит  $(\text{KFe}_3(\text{SO}_4)_2(\text{OH})_6)$ .

С целью уточнения особенностей минерального состава железистых плотин в рамках исследований был использован термический анализ, который заключается в изучении свойств веществ и процессов, происходящих в них при нагревании (или охлаждении). Исследования проведены на термоанализаторе STA 409 PC Luxx. Прибор сочетает в себе одновременное использование при анализе двух методов – термогравиметрического (ТГ) (потеря массы при нагревании) и дифференциальной сканирующей калориметрии (ДСК) (оценка тепловых эффектов в образце).

Воздушносухие образцы после измельчения помещались в корундовый тигель и нагревались до температуры 900 °С со скоростью 10 °С в минуту. Эксперименты, проведенные на более высокой скорости нагрева показали низкую информативность получаемой термической кривой. Исследования образцов проводилось в динамической газовой атмосфере с применением Ar (скорость подачи газа – 10 мл/мин. для весовой системы, 20 мл/мин. для измерительной

камеры). В результате экспериментов получены кривые ТГ и ДСК исследованных образцов. Термические кривые обработаны программой Proteus Software for Thermal Analysis (Version 4.8.3). Основные эффекты на термических кривых отдельных образцов приведены в таблице 1.

Таблица 1  
Основные эффекты на термических кривых вещества железистых плотин в местах самоизлива вод шахты Белый Спой

| Код образца, место отбора   | Преобразование вещества   | Температура, потеря массы        |
|---|---|----------------------------------|
| БС-1, пористые железистые образования сухой ванны в центральной части плотины | Эндоэффект, удаление воды, занимающей промежуточное положение между адсорбционной и химически связанной из гидроксидов железа | 50–250 <sup>0</sup> С,<br>18,84% |
|   | Эндоэффект, удаление гидроксильной воды из ярозита  | 440 <sup>0</sup> С,<br><1%       |
|   | Эндоэффект, диссоциация Fe <sub>2</sub> (SO <sub>4</sub> ) <sub>3</sub> на Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> и SO <sub>3</sub>   | 540–680 <sup>0</sup> С,<br>9,81% |
|   | Эндоэффект, частичное восстановление Fe   | 814,8 <sup>0</sup> С,<br>-       |
| БС-1-1, стяжение в массе образца БС1  | Эндоэффект, удаление воды, занимающей промежуточное положение между адсорбционной и химически связанной из гидроксидов железа | 50–300 <sup>0</sup> С,<br>9,39%  |
|   | Эндоэффект, удаление гидроксильной воды из ярозита  | 394,1 <sup>0</sup> С,<br>9,75 %  |
|   | Эндоэффект, диссоциация Fe <sub>2</sub> (SO <sub>4</sub> ) <sub>3</sub> на Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> и SO <sub>3</sub>   | 590–760 <sup>0</sup> С,<br>9,89% |
|   | Эндоэффект, частичное восстановление Fe   | 816,8 <sup>0</sup> С,<br>-       |

Природа эффектов установлена с использованием опубликованных данных [2, 3]. Для образцов характерен эндоэффект, обусловленный удалением воды, занимающей промежуточное положение между адсорбционной и химически связанной, что характерно для гидроксидов железа. Отмечен эндоэффект, связанный с удалением гидроксильной воды из ярозита, который для группы исследованных образцов характеризуется несколько пониженной (1,00–9,75%) потерей массы в сравнении с опубликованными данными. На всех кривых отмечен эндоэффект, обусловленный

диссоциацией сульфата железа –  $\text{Fe}_2(\text{SO}_4)_3$ , образуемого после дегидратации ярозита, на  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  и  $\text{SO}_3$ . Кроме того, в высокотемпературном интервале (805–825<sup>0</sup>С) на всех кривых отмечен эндозффект, обусловленный частичным восстановлением железа, что подтверждается визуальным присутствием этого металла в тигле после процедуры прокаливания.

Таким образом, в ходе исследований был подтвержден минеральный состав железистых построек, а именно присутствие гидрогетита и ярозита. Исследованные образцы характеризуются высокой степенью гидратированности. Основная масса воды, с учетом температурного интервала удаления при нагревании, занимает промежуточное положение между адсорбционной и химически связанной. Кроме того, установлен методический подход в проведении термического анализа неустойчивых аутигенных железистых образований, а именно необходимость проведения исследований на низких скоростях нагрева, что повышает информативность термических кривых.

#### *Литература*

1. *Блинов С.М. и др.* Режим самоизлива шахтных вод поля «Белый Спой» Кизеловского угольного бассейна // Геология и полезные ископаемые Западного Урала: материалы региональной научно-практической конференции. Пермь, 2005. С. 321–324.
2. *Иванова В.П., Касатов Б.К.* Термический анализ минералов и горных пород. Л., Недра, 1974. 399 с.
3. *Пашкевич Л.А., Броневой В.А., Краус И.П.* Термография продуктов глиноземного производства. М. Недра, 1983. 129 с.

## **ЛИТОЛОГО-МИНЕРАЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПЛАСТОВ 2-6 НИЖНЕКАЗАНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ПИОНЕРСКОГО УЧАСТКА ВОСТОЧНОГО БОРТА МЕЛЕКЕССКОЙ ВПАДИНЫ**

Р.Н. Насибуллин, Р.Г. Курбанова

*Казанский (Приволжский) Федеральный Университет, студенты  
3 курса, amurogerk@gmail.com*

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Н.Г. Нурғалиева

Рентгенографические исследования. Минералогический состав всех исследовавшихся фракций оказался довольно однотипным.

Помимо изменения количественных соотношений глинистых минералов, все отличия сводились к отсутствию или наличию в отдельных образцах гипса и пирита. Первый устанавливался по интенсивному рефлексу 020 в области 6,07 Å, второй – по отражениям 200 и 210 в области 2,71 и 2,42 Å соответственно. Между концентрациями пирита и псаммитовой и глинистой фракции нет четкой корреляции. Очевидно мы имеем здесь дело с различными генерациями этого минерала. Аналогичная, до некоторой степени, ситуация имеет место и для гипса. При просмотре петрографических шлифов для некоторых песчаников и алевролитов наблюдается гипсовый или гипсово-карбонатный цемент базального типа. При выделении глинистой фракции из таких объектов часть гипса переходит в нее и фиксируется рентгенографически. Однако, встречены в значительных количествах и такие объекты, где присутствует только тонкодисперсный гипс, который дает свои отражения на дифрактограммах, но визуально или под микроскопом не наблюдается.

Само присутствие гипса и, в особенности, пирита как минералов-индикаторов разрушения залежей жидких углеводородов является вполне естественным и могло предполагаться заранее. Важен характер их распределения по разрезу залежи. Как видно из данных, приведенных в таблицах, распределение по разрезу залежей пирита как в псаммитовой, так и в пелитовой фракции, не подчиняется каким – либо правилам зональности. Более того, тонкодисперсный пирит часто встречается именно на тех интервалах разреза, которые характеризуются в настоящее время наибольшей битумонасыщенностью и наименьшим содержанием остаточной воды. Аналогичное до некоторой степени явление прослеживается в распределении гипса, значительную часть которого в пелитовой фракции также можно рассматривать как новообразованный минерал. Присутствие ярозита, который требует для своего образования дефицита влаги, резко восстановительной обстановки и повышенных концентраций железа, в битумных месторождениях Татарстана не было установлено. Вместе с тем при петрографическом изучении пород в прозрачных шлифах часто наблюдается появление вторичного кальцита, который локализуется главным образом в нижних частях залежи, заполняя поровое пространство коллектора.

Вышеизложенные факты позволяют сформулировать ряд генетических выводов. Образование скоплений углеводородов в верхнепермских отложениях Татарстана имеет значительно более сложную геологическую историю. Залежи здесь не имеют четко

оконтуринных зонами вторичной минерализации геологических границ. Очевидно, миграция углеводов, их окисления и потери летучих компонентов протекала до некоторой степени одновременно с заводнением залежей, которая, в свою очередь, контролировалась многими факторами и было разнонаправленным. Границы раздела вода-нефть, вода-битум возникали на разных уровнях и с течением времени изменялись в пространстве в зависимости от процессов формирования и разгрузки поверхностных и пластовых вод. Большую роль при этом играло и литологическая неоднородность самого разреза. Очевидно, вышеуказанные процессы, также как и новообразование вторичных минералов продолжают до настоящего времени, что необходимо будет учитывать при организации разработки залежей.

Современный водо-битумный контакт, хотя он и выделяется не только по ёмкостным параметрам, но и по процессам вторичного минералообразования (прежде всего по появлению вторичного кальцита) не имеет чётко выраженной пространственной локализации. Содержание остаточной воды в продуктивной части залежи сравнительно велико и может меняться в широких пределах.

Состав собственно глинистых минералов в пелитовой фракции довольно однообразен и типичен для отложений Казанского и Уфимского ярусов Татарии. Он включает в себя железисто-магнезиальный триоктаэдрический хлорит, диагностирующийся по целочисленной серии базальных отражений от межплоскостного расстояния  $14,1 \text{ \AA}$ ; диоктаэдрический иллит, дающий три порядка целочисленных базальных отражений от межплоскостного расстояния  $9,9 \text{ \AA}$ ; диоктаэдрический монтмориллонит, устанавливаемый по базальному рефлексу  $16,8 \text{ \AA}$  на дифрактограммах от препаратов, насыщенных этиленгликолем; неупорядоченно смешаннослойная монтмориллонит-гидрослюдистая фаза, регистрируемая по нецелочисленной серии базальных отражений, меняющих свою конфигурацию при насыщении препарата этиленгликолем. Каолинит либо галлуазит, которая обычно образуется в области длительно существующего водо-нефтяного контакта при интенсивном водообмене, ни в одном из исследованных образцов обнаружен не был.

Так как объём и последовательность «минералогических ритмов» задаётся тектоническими колебательными движениями земной коры и практически не зависит от конкретной фациальной обстановки и литологического облика пород, выделение указанных ритмов может быть целесообразным в том случае, когда литологическое и фациальное непостоянство отложений осложняет



проведение надёжной детальной корреляции иными методами, путём сопоставления пластов с близкими литологическими характеристиками, например, указанная ситуация является весьма характерной для верхнепермских отложений Урало-Поволжья.

Петрографическое изучение в прозрачных шлифах показало, что все песчаники и алевролиты в пределах битумных залежей являются полиминеральными и могут быть отнесены к грауваккам либо кварцевым грауваккам. Терригенный материал представлен, в основном, обломками эффузивных и кремнистых пород, а также полевыми шпатами, в меньшей степени-кварцевым. Тёмноцветные минералы в значительной степени изменены, хлоритизированы.

#### *Литература*

1. «Изучение Пермских отложений Татарстана» издана под руководством научных работников К(П)ФУ, ИГиНГТ.
2. «Учение о Фациях», Москва, изд. «Высшая школа» 1971 г.

## **СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО УГЛЕРОДА В ПРИРОДНЫХ ВОДАХ**

А.А. Скороходова

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, аспирант 3 года обучения, aas@mail2000.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Ю.Г. Копылова

Данные о содержании органического вещества (ОВ) в природных водах необходимы для изучения формирования их состава и биологической продуктивности, исследований качества вод и прогнозных оценок.

Существует ряд широко известных параметров содержания органики в водоеме. Это, прежде всего, химическое потребление кислорода (окисляемость воды), выражаемое в количестве сильного окислителя (пересчитываемого на кислород), затрачиваемого на окисление органических веществ в определенном объеме воды. В зависимости от применяемого окислителя различают перманганатную (ПО) и бихроматную (ХПК) окисляемость. Величины ПО и ХПК выражают качественно различные фракции ОВ воды.

Для определения ХПК используются титриметрический и фотометрический методы анализа. Определение ХПК основано на окислении органических веществ избытком бихромата калия с последующим измерением количества израсходованного окислителя титриметрический метод, либо регистрацией фотометрическим методом уменьшения концентрации бихромат-ионов, произошедшего в результате реакции этих ионов с органическими веществами пробы в кислой среде [2, 3].

К сожалению ни один из методов определения вышеперечисленных параметров не дает гарантии 100%-ного извлечения определяемого элемента. Метод высокотемпературного окисления (ВТКО) пробы в современном приборном исполнении позволяет без потерь определить весь углерод (общий углерод, общий органический углерод, общий неорганический углерод) одной пробы за одно определение [1].

Целью нашей работы является сравнение методов определения органического углерода в природных водах титриметрическим, фотометрическим (с использованием анализатора жидкости "Флюорат-02") методами и методом высокотемпературного каталитического окисления (с использованием анализатора углерода Vario TOC cube).

Работа проводилась в ПНИЛ гидрогеохимии НОЦ «Вода» ИПР ТПУ при участии автора.

В ходе эксперимента проанализировано порядка 50 проб реальных объектов, отобранных на территории правобережья р.Томь севернее г.Томска в 2011 г. сотрудниками кафедры гидрогеологии, инженерной геологии и гидрогеоэкологии Института природных ресурсов ТПУ и Томского филиала Института нефтегазовой геологии и геофизики имени А.А. Трофимука СО РАН, выборка из них представлена в таблице 1.

Результаты исследований химического состава вод, приведенные в таблице 1, показали, что исследуемые воды являются гидрокарбонатными кальциевыми. По показателю рН состав вод изменяется от 5,1 до 7,8, общая минерализация колеблется от 28,4 до 52,5 мг/дм<sup>3</sup> в болотных водах, в речных водах – от 213,6 до 295,7 мг/дм<sup>3</sup>, в подземных водах (глубина скв. 5 м) – от 43,2 до 368,2 мг/дм<sup>3</sup>. Из основных биогенных элементов и их соединений присутствуют  $\text{NH}_4^+$ ,  $\text{NO}_2^-$ ,  $\text{NO}_3^-$ ,  $\text{PO}_4^{3-}$ .

Таблица 1

Химический состав природных вод на территории правобережья р.Томь

| №  | Привязка          | pH        | M     | CO <sub>2</sub> | HCO <sub>3</sub> | SO <sub>4</sub> | PO <sub>4</sub> | Cl   | NH <sub>4</sub> | NO <sub>2</sub> | NO <sub>3</sub> | Ca   | Mg   | Na  | K   |
|----|-------------------|-----------|-------|-----------------|------------------|-----------------|-----------------|------|-----------------|-----------------|-----------------|------|------|-----|-----|
|    |                   | ед.<br>рН | мг/л  |                 |                  |                 |                 |      |                 |                 |                 |      |      |     |     |
| 1  | болотная          | 5,1       | 28,4  | 48,4            | 18,3             | <2,0            | <0,01           | 2,99 | 1,16            | 0,04            | 0,9             | 3,2  | 1,9  | 0,8 | 1,3 |
| 2  | вода              | 5,44      | 52,5  | 56,3            | 34,0             | <2,0            | <0,01           | 4,84 | 2,04            | <0,01           | 1,1             | 7,2  | 2,9  | 0,9 | 2,6 |
| 3  | подземная<br>вода | 5,54      | 43,2  | 52,8            | 23,2             | <2,0            | <0,01           | 2,68 | 2,72            | <0,01           | 0,6             | 12,0 | 1,8  | 0,5 | 3,0 |
| 4  |                   | 6,94      | 127,5 | 8,8             | 85,4             | 3,78            | 0,03            | 8,25 | 1,35            | 0,03            | <0,5            | 20,0 | 3,7  | 5,7 | 0,7 |
| 5  |                   | 6,15      | 80,3  | 61,6            | 60,0             | <2,0            | 1,68            | 2,00 | 4,16            | <0,01           | 1,1             | 12,0 | 4,9  | 1,1 | 0,4 |
| 6  |                   | 7,27      | 368,2 | 16,7            | 281,0            | <2,0            | 0,02            | 0,67 | 0,99            | 0,01            | <0,5            | 68,0 | 11,0 | 5,1 | 2,4 |
| 7  |                   | 7,48      | 282   | 12,8            | 207,0            | 4,25            | 0,07            | 0,87 | 0,67            | 0,02            | <0,5            | 56,0 | 6,1  | 6,0 | 1,8 |
| 8  |                   | 7,71      | 295,7 | 7,0             | 201,0            | 7,36            | 0,30            | 7,98 | 0,58            | 0,04            | 1,5             | 58,0 | 2,4  | 17  | 2,1 |
| 9  |                   | 7,5       | 291,4 | 5,3             | 201,0            | 6,99            | 1,10            | 7,73 | 0,64            | 0,04            | 15,6            | 50,0 | 7,3  | 16  | 2,1 |
| 10 | речная            | 7,84      | 287,8 | 5,3             | 215,0            | <2,0            | 0,04            | 1,44 | 0,58            | 0,03            | <0,5            | 60,0 | 6,1  | 5,0 | 0,3 |
| 11 | вода              | 7,78      | 213,6 | 1,8             | 160,0            | <2,0            | 0,17            | 1,85 | 0,3             | <0,01           | <0,5            | 40,0 | 6,1  | 5,0 | 0,6 |

По общему содержанию органических веществ, характеризующему величиной бихроматной окисляемости (ХПК) (табл. 2), выделяются болотные воды с рН<6. Низкие величины бихроматной окисляемости характерны для речных и подземных вод.

Таблица 2

Сравнение результатов измерения значения ХПК в природных водах, полученных титриметрическим и фотометрическим методами

| № пр. | pH     | ХПК, мгО <sub>2</sub> /дм <sup>3</sup> |            | Расхождение |             |
|-------|--------|--|------------|-------------|-------------|
|       | ед. рН | Т                                      | Ф          | Допустимое  | Фактическое |
| 1     | 5,1    | 161,0±32,2                             | 147,0±29,4 | 14,0        | 36,6        |
| 2     | 5,44   | 148,0±29,6                             | 131,0±31,0 | 17,0        | 33,2        |
| 3     | 5,54   | 165,0±33,0                             | 155,0±31,0 | 10,0        | 38,0        |
| 4     | 6,94   | 17,5±5,3                               | 15,0±4,5   | 2,5         | 5,8         |
| 5     | 6,15   | 59,8±11,9                              | 55,2±11,0  | 4,6         | 13,7        |
| 6     | 7,27   | 28,9±8,7                               | 25,2±7,6   | 3,7         | 9,7         |
| 7     | 7,48   | 61,8±12,4                              | 55,9±11,2  | 5,9         | 14,0        |
| 8     | 7,71   | 27,8±8,3                               | 23,7±7,1   | 4,1         | 9,2         |
| 9     | 7,5    | 21,3±6,4                               | 29,4±8,8   | 8,1         | 9,1         |
| 10    | 7,84   | 15,1±4,5                               | 12,8±3,8   | 2,3         | 5,0         |
| 11    | 7,78   | 17,2±5,2                               | 14,6±4,4   | 2,6         | 5,7         |

Примечание: Т-титриметрический метод анализа, Ф-фотометрический метод анализа

Как следует из анализа данных таблицы 2, результаты аналитической информации, полученные методами титриметрии и

фотометрии сопоставимы друг с другом. Для оценки правильности результатов для ХПК проведен контроль приемлемости полученных данных [4].

Общее содержание органического углерода (табл. 3), определенное методом ВТКО, согласуется с данными по Сорг., полученными расчетным способом из результатов ХПК; при этом содержание Сорг. в болотных водах находится в диапазоне от 50,0 до 60 мг/дм<sup>3</sup>, в подземных водах – от 3,0 до 66,0 мг/дм<sup>3</sup>, в речных вод – от 6,7 до 18,4 мг/дм<sup>3</sup>.

Таблица 3

Сравнение результатов измерения значения органического углерода в природных водах, полученных титриметрическим, фотометрическим методом и методом ВТКО

| № пробы | Сорг., мг/дм <sup>3</sup> |      |           |
|---------|---------------------------|------|-----------|
|         | Т                         | Ф    | ВТКО      |
| 1       | 60,4                      | 55,1 | 59,0±11,8 |
| 2       | 55,5                      | 49,1 | 55,2±11,0 |
| 3       | 61,9                      | 58,1 | 59,1±11,8 |
| 4       | 6,6                       | 5,6  | 7,8±1,1   |
| 5       | 22,4                      | 20,7 | 28,9±4,1  |
| 6       | 10,8                      | 9,5  | 14,0±1,9  |
| 7       | 23,2                      | 21,0 | 21,7±3,0  |
| 8       | 10,4                      | 8,9  | 17,9±2,5  |
| 9       | 8,0                       | 11,0 | 18,4±2,6  |
| 10      | 5,7                       | 4,8  | 6,7±0,9   |
| 11      | 6,5                       | 5,5  | 6,8±0,9   |

Примечание: Сорг.(Т,Ф)=ХПК(Т,Ф)\*12/32; Т-титриметрический метод анализа, Ф-фотометрический метод анализа; ВТКО-метод высокотемпературного каталитического окисления

### Выводы

1. Для определения органического углерода в природных водах рационально использовать метод ВТКО, обладающий высокой селективностью и чувствительностью определения. Преимущества данного метода перед методами определения ХПК: экспрессность (на определения ХПК уходит минимум 2 часа, без учета времени на титрование; на анализаторе углерода анализ занимает всего несколько минут), безопасность (для работы с ХПК используется смесь ртути, серной кислоты и бихромата калия; для анализатора необходима только чистая вода и 0.8% раствор соляной кислоты), полная автоматизация, достоверность результатов (на результаты, полученные методом ХПК, влияет присутствие в пробе железа, сульфидов, нитритов, йода и др. веществ, которые тоже подвержены окислению).

2. Исследования показали, что содержание органического углерода в природных водах на территории правобережья р.Томь находится в диапазоне: в болотных водах - от 50,0 до 60 мг/дм<sup>3</sup>, в

подземных водах – от 3,0 до 66,0 мг/дм<sup>3</sup>, в речных вод – от 6,7 до 18,4 мг/дм<sup>3</sup>.

3. При определении ХПК методами титриметрии и фотометрии получены сопоставимые результаты. Метод фотометрии обладает высокой производительностью (одновременно анализируются 25 проб) и значительно снижает трудоёмкость по сравнению с классической методикой, основанной на титровании пробы после минерализации.

#### *Литература*

1. Анализатор ТОС/TNb vario TOC cube/vario TRACE. Руководство пользователя. – М. 2010.
2. ПНД Ф 14.1:2.100-97. Методика выполнения измерений химического потребления кислорода в пробах природных и очищенных сточных вод титриметрическим методом.
3. ПНД Ф 14.1:2.4.190-03. Методика определения бихроматной окисляемости (химического потребления кислорода) в пробах природных, питьевых и сточных вод фотометрическим методом с применением *анализатора жидкости «Флюорат-02»*.
4. РМГ 76-2004. Внутренний контроль качества результатов количественного химического анализа.

## **ТЕКТИТЫ КРАТЕРА ЖАМАНШИН**

А.А. Тахауов, Д.В. Аношин

*Казанский (Приволжский) Федеральный университет,  
студенты 3 курса, takhaiov@gmail.com*

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор И.Н. Плотникова

Тектиты известны людям уже с древних времен.

Тектит (рис. 1) – кусок тёмно-зелёного, иногда чёрного стекла самой разнообразной формы, имеющий метеоритное происхождение. Тектиты по внешнему виду и свойствам немного напоминают обсидиан, однако отличаются от него по химическому составу. Тектиты состоят в основном из двуокиси кремния (68–82%). Наиболее отличительной их чертой является чрезвычайно низкое содержание воды – 0,0005–0,001%.

Тем не менее, не смотря на то, что тектиты известны довольно давно, они всё ещё слабо изучены и их происхождение точно не известно. Например, А. Лакруа считал, что тектиты – продукт окисления космических тел, сложенных свободными легкими

металлами; Л. Спенсер в 1933 г. предположил возможность формирования тектитов в результате переплавления земного материала; П.В. Флоренский считал, что тектиты образуются в результате конденсации силикатного пара, образованного при мощном ударе метеорита; А. Довилье выдвинул гипотезу, что тектиты могут быть непосредственными компонентами кометных ядер, а Э.П. Изох добавил, что такое кометное вещество должно возникать на телах планетного типа.



Рис. 1. Тектит

Чтобы приблизиться к вопросу о разгадке возникновения тектитов, были проведены исследования на тектитах кратера Жаманшин, Актюбинская область, Казахстан.

Всего было взято около 50 образцов. Для удобства исследований, была составлена их морфологическая классификация:

1. Пористые, черные, изометричной формы
2. Пористые, желтовато-бурые, изометричной формы
3. Вытянутые, пупырчатые
4. Вытянутые, со стеклянным блеском
5. Вытянутые, скрученные
6. Червевидные
7. Стекловидные
8. Нарушенной формы.

Все тектиты, за исключением второй группы, имеют черный цвет.

Результаты проведенного анализа на химический состав тектитов следующие (табл. 1):

Таблица 1

| Оксиды элементов               | Содержание, % | Погрешность, % |
|--------------------------------|---------------|----------------|
| SiO <sub>2</sub>               | 63,80         | 0,58           |
| Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> | 11,11         | 0,55           |
| Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> | 6,42          | 0,01           |
| MgO                            | 6,05          | 3,55           |
| CaO                            | 3,29          | 0,02           |
| K <sub>2</sub> O               | 1,74          | 0,02           |
| TiO <sub>2</sub>               | 0,68          | 0,01           |
| MnO                            | 0,20          | 0,003          |
| Cr <sub>2</sub> O <sub>3</sub> | 0,16          | 0,003          |
| V <sub>2</sub> O <sub>5</sub>  | 0,013         | 0,007          |

При исследовании образцов на электронном микроскопе, были найдены непроплавленные участки породы в образцах 2 и 7 групп. При детальном исследовании непроплавленных участков был обнаружен равномерно распространенный углерод в больших количествах (от 1 до 70%) (рис. 2).

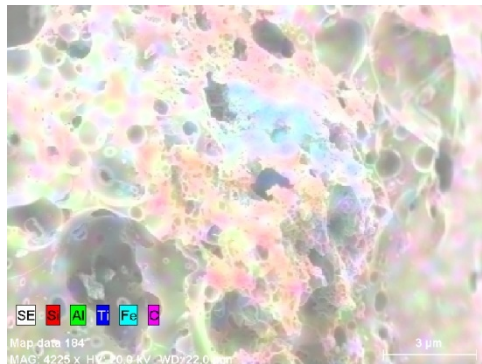


Рис. 2.

В хорошо проплавленных образцах углерод не обнаружен. Вполне вероятно, что углерод сгорает при плавлении.

Так, основываясь на проведенных исследованиях о генезисе тектитов можно сделать следующие выводы: во-первых, тектиты – продукт плавления неизвестной горной породы преимущественно силикатного состава, с последующим быстрым застыванием (рентген-

анализ показал практически полное отсутствие микрокристаллитов); во-вторых, углерод, содержащийся в первоначальной породе при плавлении породы сгорал, возможно улетучивались какие-то другие элементы, флюиды (отсюда такое малое содержание воды).

Учитывая строение тектитовых полей рассеяния (например, Австрало-Азиатский тектитовый пояс), предположение о том, что тектиты образуются в результате импактного метаморфизма с последующим выбросом их из кратера взрывной волной, кажется маловероятным. Установленное в тектитах присутствие короткоживущих космогенных изотопов  $^{26}\text{Al}$  и  $^{10}\text{Be}$ , ещё раз доказывает их внеземное происхождение.

Вполне вероятно, что тектиты были образованы в результате сгорания каменных или железо-каменных метеоритов в атмосфере Земли, с изменением химического состава вещества от высоких температур ( $\sim 1700^\circ\text{C}$ ). Эта теория наиболее хорошо согласуется со всеми известными ныне фактами о генезисе тектитов.

#### *Литература*

1. *Изох Э.П., Ле Дык Ан // Актуальные вопросы метеоритики в Сибири. - Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1988. С. 205–230.*
2. *Дмитриев Е.В. Появление тектитов на Земле.// Природа. 1998. N4.*

## **АНАЛИЗ ПРОЦЕССА ОБРАЗОВАНИЯ СТОЛБЧАТОЙ ОТДЕЛЬНОСТИ В БАЗАЛЬТАХ**

Д.Е. Трапезников

***Пермский государственный национальный исследовательский  
университет, студент 3 курса, Daniil3Geo@yandex.ru***

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент А.С. Сунцев

Столбчатая отдельность – свойство горных пород в процессе затвердевания раскалываться по естественной системе пересекающихся трещин на призматические многогранные столбы. Такая отдельность может быть проявлена в различных типах пород, но наиболее характерна для базальтов.

Сечения столбов, как правило, имеют гексагональную форму, но из-за влияния различных факторов внешней среды количество сторон в многогранниках может колебаться от 3 до 9. Высота столбов равна мощности материнского лавового покрова, обычно составляет



несколько метров. Считается, что оси столбов ориентированы перпендикулярно поверхности охлаждения, поэтому в силах столбы расположены вертикально, а в дайках более или менее горизонтально. Общеизвестны классические места столбчатой отдельности базальтовых потоков: Дорога Гигантов в Ирландии, остров Стаффа у побережья Шотландии, Мыс Столбчатый на Камчатке и др.

Существует ряд гипотез образования столбчатой отдельности, в числе которых общепринятой считается контракционная теория, объясняющая образование столбчатой отдельности уменьшением объема лавы в процессе ее остывания [1]. По мнению ряда ученых (В.В. Белоусов, 1986; Х. Раст, 1982; А.Н. Сирин, 1962; Е.Ш. Хилс, 1967; В.Г. Корниевский, 1987; и др.) при застывании лавы на поверхности суши охлаждение происходит медленнее, чем в воде, и распространяется постепенно с поверхности вглубь. В этом случае образуются вертикальные оси застывания, расположенные на расстоянии десятков сантиметров или 1–2 м друг от друга. Около каждой такой оси происходит стяжение лавы, поскольку при остывании объем ее уменьшается. Стяжения эти принимают форму призм преимущественно шестигранного горизонтального сечения. Между столбами возникают трещины растяжения.

Тем не менее, еще в 1916 году Сосманом [5] предложена модель, связывающая происхождение столбчатой отдельности с протекающим в еще жидкой лаве явлением конвекции. В пользу чего свидетельствует факт наличия в пределах каждого столба признаков дифференциации вещества [2]. К сожалению, данная теория не получила признания в силу ряда причин, и была надолго забыта. Но, в конце XX начале XXI века, ряд исследователей продолжили исследования в этом направлении (Groisman и Kaplan, 1994; Muller, 1998; Shorlin и др. 2000; и Pauchard, 2003) [4].

Конвекция – явление переноса тепла в жидкостях или газах путем перемешивания самого вещества. Конвективные движения в слое жидкости или газа возникают при наличии неустойчивого состояния. При случайных нарушениях равновесия системы более лёгкая жидкость, находящаяся внизу, стремится подняться вверх в виде отдельных струй, а более тяжёлая жидкость стремится опуститься с верхних уровней вниз. Если аномальное распределение плотности поддерживается в течение достаточного времени, то постепенно в жидкости создается упорядоченное конвективное движение. Жидкость приобретает ячеистую структуру. В каждой из ячеек имеется замкнутая циркуляция жидкости. Такие ячейки были названы

ячейками Бенара, по имени французского учёного, зафиксировавшего их в 1900 г. в лабораторных условиях.

Изложенный выше материал позволил автору предложить новую, основанную на предыдущих исследованиях, модель образования столбчатой отдельности, в процессе формирования которой предлагает выделить на пять стадий.

*Стадия 1* – излияние. На данной стадии происходит извержение вулкана и образование неподвижного лавового озера (покрова), поверхность которого мгновенно покрывается тонкой коркой застывшей лавы.

*Стадия 2* – флуктуации. В лавовом покрове начинается медленное охлаждение. Разность температур на верхней и нижней границах приводит к разности плотностей лавы в покрове. Более теплые нижние слои становятся легче и всплывают, а верхние слои, наоборот, остывают, становятся тяжелее и опускаются вниз. В результате перемешивания вещества возникает структура отдельных вихрей – флуктуаций.

*Стадия 3* – заложение конвекции. В лавовом веществе возникают конвективные течения. Эти течения пока разрознены, на поверхности покрова образуются крупные (4–5 м) полигоны почти правильной формы с сечением в несколько метров. Очертания полигонов обнаруживаются по трещинам в образовавшейся корке застывшей лавы [3].

*Стадия 4* – ячейки Бенара. На этой стадии конвективные течения образуют ячейки Бенара, преимущественно гексагональной формы, с сечением в десятки сантиметров, редко – до метра и больше. На поверхности лавового покрова закладываются более мелкие полигоны.

*Стадия 5* – контракционная. Вступают в действие контракционные силы. При постепенном охлаждении условия всё приближаются к прекращению текучести. На участках понижений микрорельефа создаются благоприятные условия для возникновения трещин. Это места лобового столкновения горизонтальных конвекционных потоков, которые являются наиболее остывшими, и как следствие, имеют наименьший объем. Именно здесь закладываются микротрещины, которые при последующем остывании лавового вещества, его сжатии и растрескивании (контракции), будут разрастаться на глубину, тем самым повторяя очертания ячеек Бенара и придавая горной породе столь необычную форму столбов. При полном остывании горная порода заметно сжимается, в результате чего расстояния между соседними столбами, достигают нескольких сантиметров.

Для формирования столбчатой отдельности необходимы определенные условия. Во-первых, обогащение лавы преимущественно водным флюидом, способствующим понижению точки кристаллизации (по мнению Т.М. Рыбальченко). Во-вторых, лава с низкой вязкостью и, следовательно, обладающая высокой подвижностью (по единогласному мнению всех исследователей). В-третьих, излияние лавы в аэральных условиях, способствующих относительно медленному остыванию (по мнению Д.Е. Трапезникова и др.).

Таким образом, в процессе образования столбчатой отдельности выявлено участие двух основных явлений: на начальном этапе – конвекции, на заключительном – контракции. Исходя из этого, новая модель формирования столбчатой отдельности в вулканических породах названа «конвективно-контракционной».

#### *Литература*

1. *Сирин А.Н.* Разновидности столбчатой отдельности в лавовом потоке и условия ее образования. Тр. Лаб. вулканологии АН СССР. М., 1962. Вып. 21. С. 50–56.
2. *Хилс Е.Ш.* Элементы структурной геологии. М.: Изд-во Недра, 1967. 433 с.
3. *Peck D.L., Minakami J.* The formation of columnar Joints in the upper of Kilauean lava lakes, Hawaii // Bull/ Geol. Soc. Amer. 1968. V. 79, N 9. P. 1151.
4. *Singh O.P., Ranjan D., Srinivasan J., Sreenivas K.R.* A Study of Basalt Fingers Using Experiments and Numerical Simulations in Double-diffusive Systems. Journal of Geography and Geology Vol. 3, No. 1; September 2011. P. 42–50.
5. *Sosman R.B.* Types of prismatic structures in igneous rocks. J. Geology, 1916, 24, P. 215–234.

## **ХАРАКТЕРИСТИКА ГИПСА СОКОЛИНО-САРКАЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПО ДАННЫМ ТЕРМИЧЕСКОГО (ДСК/ТГ) АНАЛИЗА**

С.П. Лукина

*Пермский государственный национальный исследовательский университет, студент 3 курса, [Lukina\\_Sv@inbox.ru](mailto:Lukina_Sv@inbox.ru)*

Научный руководитель: к.г.-м.н., Е.А. Меньшикова

Гипс представляет собой водную сернокислую соль кальция и является самым распространенным минералом в природе из группы сульфатов. Гипс широко применяется в строительной (гипсовый цемент), сельскохозяйственной (азотные удобрения), химической (серная кислота), лакокрасочной, фарфорофаянсовой и бумажной

отраслях. Гипсовое сырье имеет несколько модификаций – устойчивый, встречающийся в природе дигидрат  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ , полугидрат –  $\text{CaSO}_4 \cdot \frac{1}{2}\text{H}_2\text{O}$  и безводный ангидрит –  $\text{CaSO}_4$ . Большая часть добываемого гипса уходит на изготовление гипсовых вяжущих материалов путем обжига его до полугидрата, который после взаимодействия с водой способен схватываться, твердеть и превращаться в камень на воздухе [1].

Авторами в рамках предварительных исследований по оценке качества гипсового сырья проведено изучение образцов Соколино-Саркаевского месторождения гипса. Месторождение расположено в Кунгурском районе Пермского края, в 1–2,5 км к северу-северо-востоку от железнодорожной станции Ергач. В тектоническом отношении месторождение расположено на восточном крыле Бымско-Кунгурской впадины в пределах Русской плиты. Сложено сульфатными отложениями лунежской пачки иренского горизонта нижней перми, представляет собой трехслойную продуктивную залежь: внизу залегает толща ангидрита, в средней части – переходный слой, сверху – толща гипса. Средняя мощность продуктивной залежи составляет 28,4 м (гипс – 14,6 м, ангидрит – 13,8 м) [2].

Исследования гипсового сырья проведены с применением термического анализа, который входит в группу физико-химических методов исследования и основан на изучении изменения свойств веществ при нагревании (охлаждении). Исследования проведены на синхронном термоанализаторе STA 409 PC Luxx (Netzsch), который сочетает в себе одновременное использование при анализе двух методов – термогравиметрического (ТГ – потеря массы при нагревании) и дифференциальной сканирующей калориметрии (ДСК – метод детально фиксирующий тепловые эффекты в образце). Основным результатом термического анализа являются термические кривые – термограммы, которые дают несколько физических характеристик образца, изменяющихся при температурном воздействии. Совокупность всех термических эффектов при соответствующих температурах является индивидуальной характеристикой данного минерала и отражает особенности всех происходящих в нем превращений. Термические кривые, полученные в рамках экспериментов, обработаны программой Proteus Software for Thermal Analysis (Version 4.8.3). Природа эффектов установлена с использованием опубликованных данных [3, 4].

Исследуемые образцы были предоставлены технологической службой месторождения в виде двух комплексных проб, состоящих из гипсового щебня, подготовленного к отжигу. Образцы в комплексных

пробах по структурно-текстурным особенностям представлены преимущественно породами светло-серой, голубовато-серой, белой окраски, мелко- и среднезернистой структуры, плотной, слоисто-полосчатой или брекчиевидной текстуры. В отдельных образцах присутствуют небольшие (не более 1 мм) прослои селенита и отдельные зерна марьиного стекла. Среди образцов в составе комплексных проб были обнаружены и карбонатные породы с выраженными кавернами выщелачивания.

Поведение гипса при нагревании изучалось многими исследователями, начиная с Ле Шателье, который привел его кривые нагревания и установил наличие двух эндотермических эффектов. Кривые нагревания гипса чрезвычайно характерны. Первый наибольший эндотермических эффект отвечает потере 1,5 молекулы воды, второй – отвечает удалению еще 0,5 молекулы воды. При 220–380 °С происходит небольшой, но совершенно отчетливо отражающийся на кривой экзотермический эффект, вызванный перестройкой решетки гипса и образованием ангидрита, после чего гипс теряет способность связываться с водой [1]. Описанные термические эффекты четко прослеживаются для изученных образцов. Температурный диапазон дегидратации 110–220 °С, переход в ангидрит происходит при температуре 377–380 °С. Процесс дегидратации исследованных образцов сопровождается закономерной потерей массы. Для отдельных образцов ее величина составила – 20,19–20,93%, что соответствует практически химически чистому гипсу. На термических кривых образцов темно-серого цвета с присутствием прослоек селенита отмечен эндоэффект при температуре 747–784 °С, обусловленный диссоциацией магнезита. С учетом потери массы содержание этого минерала в отдельных образцах может достигать 3–21%. Согласно результатам анализа образцы с выраженными кавернами выщелачивания представлены кальцитом (до 82%) с незначительным содержанием гипса.

Таким образом, согласно проведенным исследованиям снижение качества гипсового сырья в исследованных комплексных пробах обусловлено присутствием карбонатных минералов. Метод синхронного термического анализа обеспечивает необходимую точность измерений в сочетании с их экспрессностью и простотой и может применяться для оценки качества гипсового сырья.

#### *Литература*

1. Будников П.П. Гипс и его исследование. Л.: АН СССР, 1933. 266с.

2. Даровских Н.А. Минерально-строительные ресурсы // Минеральные ресурсы Пермского края. П.: ГИ УрО РАН, 2006. С. 206.
3. Иванова В.П., Касатов Б.К. Термический анализ минералов и горных пород. Л., Недра, 1974. 399 с.
4. Пашкевич Л.А., Броневой В.А., Краус И.П. Термография продуктов глиноземного производства. М.: Недра, 1983. 129 с.

## **ХАРАКТЕРИСТИКА СИЛЬВИНИТОВ ИЗ СКВ. №194 ЧАШКИНСКОЙ ПЛОЩАДИ**

Г.А. Исаева

*Пермский государственный национальный исследовательский  
университет, магистр 2 года обучения, galina-pgu@yandex.ru*

Научные руководители: д.г.-м.н., профессор Р.Г. Ибламинов,  
к.г.-м.н., доцент Н.Е. Молоштанова

Чашкинское месторождение нефти, расположенное в пределах Дуринской площади Верхнекамского месторождения солей, было открыто в 1970 г. На данный момент месторождение разрабатывается. Нефтяные залежи расположены в нижне-среднекамменноугольных отложениях и фаменских известняках верхнего девона [1]. Месторождение расположено под некондиционными калийными залежами (глубина – 630–650 м), однако при добыче нефти в зоне ВКМКС необходимо изучение соляных пород. В данной статье приведена характеристика соляных пород из скв. № 194, извлеченных при бурении на территории Чашкинской площади, и переданных для исследования на кафедру минералогии и петрографии ПГНИУ.

Отложения калийно-магниевых солей приурочены к березниковской свите кунгурского яруса нижнего отдела пермской системы. Соляная толща подразделяется на подстилающую каменную соль (ПдКС –  $P_1br_2$ ), калийную залежь ( $P_1br_3$ ), состоящую из сильвинитовой (СЗ) и карналлитовой (КЗ) зон, и покровную каменную соль (ПКС –  $P_1br_4$ ). По данным 44 проб керна из скв. № 194 подстилающая каменная соль залегает на глубинах 662,9–650 м, где сменяется на сильвинитовую зону (634,3–650 м), включающую пласты КрШ, КрП, КрІ, сложенные красным сильвинитом, и пласт А, сложенный полосчатым сильвинитом. Выше залегают породы карналлитовой зоны (602,9–634,3 м)(пласты Б,В,Г,Д,Е).

Красные сильвиниты слагают слои в пластах КрШб, КрШа разделенных слоев каменной соли, в нечетных слоях пласта Кр П (1, 3,

5, 7) и пласте Кр I. Характеризуются мелко-среднезернистой структурой с размерами зерен 1–3,5 до 5 мм по классификации Т.М. Жарковой. Между слоями красных сильвинитов залегают слои серой каменной соли с тонкими прослоями, линзами и гнездами темно-серых галопелитов, толщиной от 5 до 10 мм.

Неравномерная окраска полосчатых сильвинитов обусловлена чередованием красных и розовых сильвинитов с каменной солью белого, серого, голубого цвета и темно-серых галопелитов.

Полосчатые сильвиниты составляют пласт А в сильвинитовой зоне толщиной 2,90 м. Структура полосчатых сильвинитов среднезернистая (2,5 – 5,0 мм), местами слоистость нарушена, текстура перемятая, галопелиты образуют неправильные гнезда в межзерновом пространстве от 20 до 30 мм по длинной оси.

Пестрые (пестроокрашенные) сильвиниты встречаются в пластах карналлитовой зоны, переслаиваются с каменной солью, а в пласте Е – с карналлитовой породой. Данная разновидность сильвинита сложна пестроокрашенными зернами сильвина, которые характеризуются зональной окраской: молочно-белой в центре с вишнево-красной оторочкой толщиной 0,5-1,5 мм по контуру. В породе присутствуют гигантские (от 10 до 30-40 мм) кристаллы молочно-белого сильвина, который образовался, вероятно, в результате собирательной кристаллизации. В межзерновом пространстве наблюдается темно-серое галопелитовое вещество.

В лаборатории гидрохимического анализа при кафедре динамической геологии и гидрогеологии ПГНИУ был проведен химический анализ проб керна из скв. № 194. На графиках распределения ионных (рис.1) и солевых (рис.2) форм наблюдается увеличение  $K^+$  и  $KCl$  в пластах, состоящих преимущественно из сильвинитов, причем для проб с пестроокрашенной разновидностью породы содержание  $KCl$  выше (48 – 60%), чем у красных сильвинитов (28-53%, в среднем 35-40%). Для полосчатого сильвинита, содержащегося в двух пробах пласта А, доля  $KCl$  составляет 31 и 46%.

Содержания хлорида калия в пестроокрашенном сильвините выше по сравнению с остальными разновидностями, так как в его составе преобладают крупные и гигантские кристаллообласты молочно-белого сильвина, который имеет наиболее высокое содержание  $KCl$  по сравнению с сургучно-красным, красным и розовым сильвином [2].

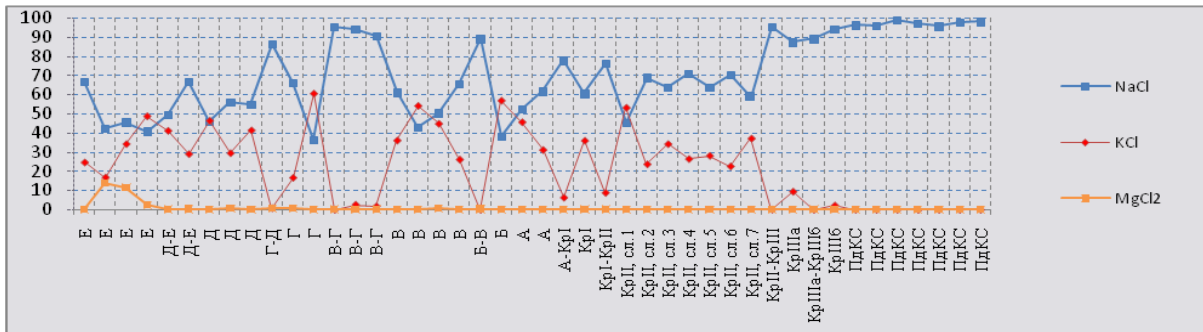


Рис. 1. Распределение ионных форм  $\text{Na}^+$ ,  $\text{K}^+$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{Cl}^-$  в скв. №194 (по результатам химического анализа)

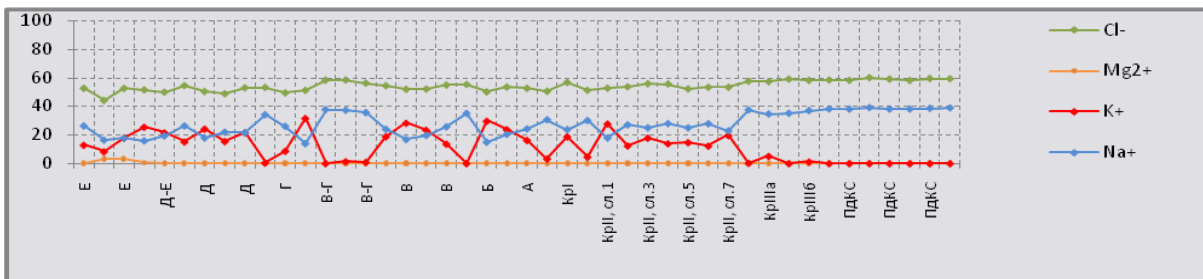


Рис. 2. Распределение солевых форм  $\text{NaCl}$ ,  $\text{KCl}$ ,  $\text{MgCl}_2$  в скв. №194 (по результатам химического анализа)



## Литература

1. Белкин В.В. Мониторинг геологической среды Верхнекамского соленосного бассейна. Перм. гос. техн. ун-т., ОАО «Уралкалий», Пермь-Березники, 2004. 252 с.
2. Копнин В.И., Молоштанова Н.Е. К вопросу о минеральном составе сильвинитовых руд Верхнекамского месторождения // «Особенности строения залежей бишофита и калийных солей» отв. ред. М.А. Жарков, Новосибирск, изд-во «Наука», 1980. С. 44–47.

## СТРУКТУРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ МУСКОВИТА ИЗ РЕДКОМЕТАЛЬНЫХ ПЕГМАТИТОВ МОНГОЛЬСКОГО АЛТАЯ

П.И. Юрова

*Национальный исследовательский Томский государственный  
университет, студент 4 курса, polin\_ka\_91@mail.ru*

Научный руководитель: ассистент А.А. Баева

Слюды являются в отдельных типах гранитных пегматитов породообразующим минералом, не смотря на это они распространены ограничено. Слюды наиболее характерны для слюдоносной и редкометальной формации. По сравнению с другими породообразующими минералами они образуются в узком временном диапазоне и характерны для сравнительно поздних минеральных парагенезисов. К числу наиболее важных типоморфных особенностей слюд относятся соотношения Si/Al в тетраэдрах, содержание элементов примесей, а также политипия. По данным показателям можно оценивать физико-химические условия минералообразования, выделять температурные стадии, судить о миграции растворов, о способе образования и т.д. [1-3]. Структурные особенности слюд определяет слоистая постройка, состоящая из многих бесконечных трехслойных пакетов, связанных между собой межпакетными катионами. Для обозначения политипов слоистых силикатов чаще всего используют обозначения Л.С. Рамселла, в которых цифра обозначает число слоев, содержащихся в элементарной ячейке, а следующая за ней буква – тип ячейки [4].

В природе чаще всего встречаются политипы 1М характерные для триоктаэдрических слюд, для диоктаэдрических – 2М<sub>1</sub>, значительно меньше 1М. Слюды, относящиеся ко всем другим политипам, встречаются значительно реже. Наличие необычных

политипов может говорить или о быстрой кристаллизации, или о их некоторой неравновесности [1].

Нами было проанализировано 17 проб мусковита на предмет определения политипа из пегматитовых жил редкометальной формации Монгольского Алтая. Пегматиты генетически связаны с гранитами Индертинского массива, где они образуют хорошо дифференцированные жилы и штокообразные тела.

Мусковит образует несколько генераций. Первая генерация образуется в аплитовой и графической зонах в виде отдельных листиков, пластинок и гнездообразных скоплений. Размер выделений мусковита в зоне аплита не превышает 1–2 мм. Содержание в породе 1–3 %. В графическом пегматите он достигает более крупных размеров 2–3 см, его содержание достигает 5–8%. Вторая генерация – это крупнолистовый мусковит. Он встречается в виде гнездообразных скоплений приуроченных к приконтактовым частям кварцевых ядер и блокового полевого шпата. Крупные листы и пластины мусковита достигают 15–20 см в поперечнике, а по удлинению до 1 метра, а гнездообразные скопления до 0,7 м в поперечнике. Для мусковита характерна клиновидная форма, со своеобразной гофрировкой плоскостей спайности («ельчатость»). Цвет слюды зеленоватый, зеленовато-серый. Наиболее широкое распространение в пегматитовых телах имеет третья генерация мусковита из позднего замещающего кварц-мусковитового комплекса, который наблюдается в виде гнездообразных выделений неправильной формы, развивающихся по зоне графического и апографического пегматита. Содержания мусковита в данных гнездах достигает 30%. Мусковит имеет светло-зеленую окраску. Размер чешуек не превышает 3 мм. В телах отмечается развитие мусковита по ранее образованному лейстовому биотиту, что связано с повышением кислотности среды.

Определение политипов слюд проводилось рентгеноструктурным (порошковым) методом. Съёмка образцов проводилась на дифрактометре ДРОН-3, Си-излучение. Анализы выполнены в «Аналитическом центре геохимии природных систем» Томского государственного университета (аналитик Т.С. Небера). В таблице частично приведены результаты рентгеноструктурного анализа (по 1 пробе из генерации) (табл.).

Полученные данные были сравнены с эталонными рентгенограммами [4]. В результате сравнения было определено, что все мусковиты из редкометальных пегматитов относятся к одному политипу  $2M_1$ , который является самым распространенным и

энергетически устойчивым политипом, характерным для относительно высокотемпературных условиях образования.

Таблица

Порошковые рентгеновские данные мусковита редкометалльных пегматитов

| Политип 2M <sub>1</sub><br>(Франк-Каменецкий, 1983) |                  |      | I генерация |      | II генерация |      | III генерация |      |
|---|------------------|------|-------------|------|--------------|------|---------------|------|
|   |                  |      | M-00-355    |      | M-01-100     |      | M-00-347      |      |
| hkl   | I/I <sub>0</sub> | d/n  | I           | d    | I            | d    | I             | d    |
| 111   | 53               | 4,45 | 34          | 4,48 | 33           | 4,47 | 28            | 4,46 |
| 113   | 38               | 3,86 | 14          | 3,86 | 12           | 3,87 | 25            | 3,86 |
| 023   | 39               | 3,73 | 20          | 3,73 | 12           | 3,72 | 20            | 3,73 |
| 114   | 51               | 3,48 | 33          | 3,49 | 30           | 3,49 | 28            | 3,48 |
| 024   | 100              | 3,34 | 100         | 3,33 | 100          | 3,32 | 100           | 3,33 |
| 114   | 50               | 3,22 | 33          | 3,20 | 30           | 3,20 | 30            | 3,20 |
| 025   | 55               | 2,99 | 34          | 2,98 | 37           | 2,99 | 44            | 2,98 |
| 115   | 38               | 2,88 | 28          | 2,88 | 31           | 2,86 | 27            | 2,86 |
| 116   | 30               | 2,78 | 16          | 2,76 | 17           | 2,78 | 18            | 2,78 |

#### Литература

1. Белянкина Е.Д., Петров В.П. Геохимическая роль слюд в минеральных ассоциациях, классификация, химизм и генезис слюд // Доклады АН СССР. – 1982. – №11. – С 76–88.
2. Коваль П.В., Базарова С.Б., Камаев А.А. Зависимость политипии мусковитов, биотитов и литиевых слюд от состава и условий образования // Доклады АН СССР. – 1975. - № 4. – С. 914–918.
3. Павлишин В.И. Типоморфизм кварца, слюд и полевых шпатов в эндогенных образованиях // – Киев, Наукова думка, 1983. – 232 с.
4. Франк-Каменецкий В.А. Рентгенография основных породообразующих минералов (слоистые и каркасные силикаты) // – Л.: Недра, 1983. – 359 с.
5. Шмакин Б.М. Мусковитовые и редкометалльно-мусковитовые пегматиты. Новосибирск. «Наука», 1976. – 368 с.

### СЕКЦИЯ 3. ПАЛЕОНТОЛОГИЯ, СТРАТИГРАФИЯ И РЕГИОНАЛЬНАЯ ГЕОЛОГИЯ

---

#### ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ВОЗРАСТ ХАРТМАНЮШОРСКОГО ГЛУБИННОГО РАЗЛОМА НА ПОЛЯРНОМ УРАЛЕ

Л.А. Дёмина

*Уральский государственный горный университет, студент 4 года обучения, libusia2208@mail.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., с.н.с. И.А. Никулина

Хартманюшорский разлом проходит вдоль долины одноименного ручья и относится к серии северо-восточных разрывных нарушений, образующих структурный рисунок крупного Яршор-Лаптаюганского тектонического блока. Блок выделяется специфической металлогенией. В его пределах установлен ряд проявлений золоторудной, молибденовой и редкометальной минерализации.

В зоне разлома были выполнены детальные геологические исследования: картирование старого щебёночного карьера в левом борту, документация опорного разреза, обнаженного в среднем течении ручья в склоне левого берега, а также анализ массовых замеров мелкой трещиноватости, развитой в гипербазитах и вмещающих их породах.

Разлом проходит в породах лаптаюганской свиты раннего протерозоя, сложенной гнейсами и амфиболитами, в значительной степени мигматитизированными. Метаморфическую полосчатость пород он пересекает под острым углом.

Ориентировка полосчатости в мигматитах в целом субмеридиональная. Толща смята в мелкие островершинные складки с крутым падением крыльев и с северо-восточной ориентировкой осей.

Хартманюшорский разлом является магмовыводящим и долгоживущим, о чем свидетельствует разный возраст сопряженных с ним магматических комплексов. Среди них выделяются гранитоиды позднедевонско-раннекаменноугольного полярноуральского комплекса и гипербазиты хартманюшорского комплекса, возраст которых на сегодняшний день остается дискуссионным.

Ориентировка трещин кливажа, интенсивно развитых в разрезе ручья, показывает, что разлом имеет крутое восточное падение под углом 60–70°. Выход тел гранитоидов древнего евьюганского комплекса в правом берегу ручья и их отсутствие в левом берегу позволяет предположить, что правый борт долины является относительно приподнятым, а левый, соответственно, опущенным. Этот факт говорит о том, что вертикальная составляющая смещений по разлому носит сбросовый характер (висячий правый борт опущен).

О направлении горизонтальных смещений также можно судить по расположению магматических тел в зоне разлома. Выходы гипербазитов в долине ручья образуют две компактные группы, обнажающиеся по разным берегам. При этом правобережная группа располагается севернее левобережной. С учетом вскрытых разрезом мелких тел в левом борту, смещение составляет порядка 5 км.

Дайка гранитов полярноуральского комплекса, разорванная разломом, картируется на правом берегу ручья на расстоянии 4,5 км от своей левобережной части.

Эти явления указывают на смещение по типу правого сдвига с амплитудой 4,5–5 км.

Таким образом, по кинематическому типу основных направлений движения Хартманюшорский разлом является правым сдвиго-сбросом.

Однако известно, что долгоживущие и неоднократно активизировавшиеся нарушения испытывают в своей геологической истории разнонаправленные смещения. Как правило, при ослаблении напряжений начинают действовать силы упругости, и в породах наблюдается явление релаксации – возникают движения, по направлению обратные первоначальным. Детали геологической истории разрывных структур позволяет реставрировать анализ мелкой трещиноватости горных пород.

Замеры трещин выполнялись на трех станциях. Одна из них располагалась в крупном коренном скальном выходе апоперидотитовых серпентинитов в правом берегу ручья, две другие – во вмещающих их биотитовых гнейсах на разных берегах.

Замеры анализировались с помощью круговых диаграмм по методике А.В. Королева и П.А. Шехтмана.

Вначале на диаграммах были околтурены полюса плотности трещиноватости. Расположение полюсов позволяет определить основные плоскости смещения и направление осей тектонических деформаций.

Реставрация плана тектонических деформаций показала по всем трем станциям запад-северо-западную ориентировку оси сжатия и, соответственно, север-северо-восточную – оси растяжения. Такой характер силового поля отражает уральское (субмеридиональное) структурное направление и говорит об ордовикском возрасте хартманюшорского комплекса гипербазитов.

Для определения кинематики разлома на круговых диаграммах были отстроены полюса мощности трещин. Смещение на диаграммах полюсов мощности относительно полюсов плотности трещиноватости по азимуту падения отражает направление движений по трещинам в плане, а по углу падения – в разрезе. Анализ этих перемещений позволяет судить о кинематике разлома.

На левом берегу ручья, в гнейсах, удаленных от гипербазитовых тел, расположение полюсов основных систем трещин полностью соответствует установленному по геологии района кинематическому типу – правый сдвиг-сброс. На правом берегу ручья, как в серпентинитах, так и во вмещающих их гнейсах, преобладают обратные направления – левый сдвиг-взброс.

Отсюда следует вывод о том, что внедрение ультраосновных пластин происходит на позднем этапе становления разлома. Действительно, в момент максимального сжатия проникновение магмы затруднено, но при ослаблении напряжений, при релаксации, разлом становится магмовыводящим.

Таким образом, проведенные исследования показали, что Хартманюшорский разлом – глубинная долгоживущая магмовыводящая структура уральского заложения.

Простираение разлома субмеридиональное (аз.  $30^\circ$ ), падение восточное под углом  $60\text{--}70^\circ$ . По преобладающему направлению смещений он относится к правому сдвигу-сбросу с горизонтальной амплитудой  $4,5\text{--}5$  км.

Формирование разлома сопровождалось внедрением пластин альпинотипных гипербазитов разных размеров (от первых десятков метров до 1 км). Пластины имеют зональное строение и выполнены базит-гипербазитовой ассоциацией пород.

В конце палеозоя в связи с коллизионными процессами произошла активизация разлома, о чем говорит внедрение молодых гранитов позднедевонско-раннекаменноугольного полярноуральского комплекса.

Заложение Хартманюшорской ветви и серии субпараллельных ей нарушений привело к образованию золото-молибден-редкометального Яршор-Лаптаюганского блока.

## ФЛОРА КОНТИНЕНТАЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ СРЕДНЕГО ТРИАСА ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

А.В. Есенина, А.И. Киричкова

*Всероссийский нефтяной геолого-разведочный институт, молодой специалист, annaesenina@mail.ru*

Научный руководитель: д.г.-м.н., главный сотрудник А.И. Киричкова

Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция расположена на северо-востоке Европейской части России и охватывает бассейн реки Печоры. На востоке и северо-востоке она ограничена Уралом, на западе и северо-западе – Тиманским кряжем. На севере омывается Баренцевом морем. Территория в структурно-тектоническом плане представляет собой серию чередующихся валов и впадин. Отложения триаса в Тимано-Печорской провинции относятся к одному из продуктивных на нефть и газ мегакомплексов, поэтому возникает необходимость разработки стратиграфических схем с детальным обоснованием палеофлористических данных.

К 1957–58 гг. относится начало планомерного изучения триасовых отложений Тимано-Печорской провинции. Огромную роль для решения вопросов стратиграфии континентальных отложений играют остатки ископаемых растений. Впервые выделены триасовые отложения Л.Л. Хайцером на р. Адзьве (г. Тальбей), а В.И. Чалышевым, В.П. Горским и Ф.И. Енцовой триасовая толща была впервые расчленена на крупные литостратоны (красноцветную и сероцветную толщи). На основании определений флоры, впервые проведенных М.Ф. Нейбург, были выделены толщи, которым был дан триасовый возраст [2].

М.Ф. Нейбург дала палеофлористическую характеристику этим отложениям. Ею опубликована только одна небольшая статья в 1959 году, а также сохранились заключения по предварительному определению флоры, частично вошедшие в статьи геологов. Все изученные местонахождения М.Ф. Нейбург относила к верхнему триасу, допуская нижнетриасовый возраст только для обнажения по Адзьве. Она датировала печорскую флору поздним триасом, считая ее аналогом нижне-среднекейперских флор, широко распространенных в Евразии. Она определила: *Scytophyllum neruiconfluens* (Brick) Dobg., *Scytophyllum* sp., *Lepidopteris ottonis* (Goep.), Schimp., *Lepidopteris* (?) sp., *Bernoullia aktubensis* Brick, *Gallipteris obzvensis* Zal., *Equisetites arenaceus* (Jaeg.) Schenk, *Equisetites* sp., *Peltaspermum rotula* Harris,

*Sphenobaiera cf. spectabilis* (Nat h.) Fl., *Spenobaiera* sp., *Glossophyllum* (?) sp., *Glossophyllum* sp., *Carpolithes sphaeroides* Neub., *C. ellipsoideus* Neub. По мнению М. Ф. Нейбург возраст этих растений был не древнее позднего триаса.

С 1959 г. началось изучение триасовых отложений Тимано-Уральского региона, в которых принимали участия геологи ВНИГРИ: В.С. Кравец, А.К. Дертев, В.А. Сорокин, Е.Д. Мораховская, С.Н. Храмова. В течение 20 лет исследований была собрана огромная коллекция из большого количества скважин и естественных обнажений, обработкой которых занималась С.Н. Храмова и И.А. Добрускина. С.Н. Храмовой были определены группы семенных папоротников, хвойных, кейтониевых и цикадовых, а так же были добавлены новые рода к группам хвощовых, параротников и гинкговых: *Equisetites* sp., *Neocalamites* sp., *Cladophlebis cf. yanschinii* Rgn. и *Schizoneura* sp., *Glossophyllum* sp., *Danaeopsis* sp., *Carpolithes* sp., а И.А. Добрускиной были добавлены виды к группе семенных папоротников *Scytophyllum abramovi* Dobr. и *Scytophyllum papillosum* Dobr., так же описаны *Glossophyllum synense* Neub., *Glassophyllum* sp., *Ctenopteris* sp., *Lepidopteris* sp., *Sphenobaiera furcata* (Heer) Florin, *Equisetites arenaceus* (Jaeger) Schenk, *Neocalamites meriana* (Heer) Halle, *Danaeopsis cf. marantacea* (Presl.) Heer, *Cladophlebis shensiensis* Pan, *Lepidopteris ottonis* (Goepf.) Schimp., *Sphenobaiera exgr. spectabilis* (Nath.) Florin.

Эти исследования показывают, что триасовые отложения характеризуются обильными остатками ископаемых растений, находки которых приурочены, в основном, к сероцветным отложениям среднего и верхнего триаса. Лишь единичные плауновые *Tomiostrobus gorskyii*, обнаруженные в отложениях устьберезовской и бызовской свит, нижней подсвиты лестаншорской свиты (р. Адзъва) и чаркабожской свиты, что свидетельствуют о нижнетриасовом возрасте этих отложений. Остатки ископаемых растений, распространение которых ограничивается средне-верхней частью триасового разреза, представляют единый флористический комплекс [1, 5].

Подобный комплекс растений встречен в нядейтинской, керьямаельской, ангуранской свитах, а также в коротаихинской, сынинской, нарьянмарской и варадейской свитах. Анализ и сравнение ископаемых растений из нядейтинской, керьямаельской и ангуранской свит с одной стороны, и из перекрывающих названные свиты – с другой, показывает, что нижние свиты охарактеризованы более бедным составом флоры. Все установленные в нижних отложениях виды переходят в верхние свиты, в которых при этом



наблюдается значительное обогащение новыми родами и видами. Было выявлено, что, несмотря на выделение единого комплекса, вверх по разрезу намечаются значительные количественные изменения [1, 5, 6].

В первой половине среднего триаса на территории провинции была распространена ксерофитная флора еврамерийского типа. Она была представлена теми группами палеофитной флоры, которые сумели приспособиться к условиям сухого климата. К ним относится лепидофит *Pleuromeia*, большая часть местонахождений которого связана с тропической Еврамерийской областью. На бедность раннетриасовой флоры не только в видовом, но и родовом отношении указывает тот факт, что во всех печорских местонахождениях нижней части среднего триаса присутствуют остатки плауновых: *Tomiostrabus* или *Pleuromeia* в виде спорофилов, стволов и корней. Очень редко им сопутствуют остатки стеблей хвощовых, еще реже папоротников и семян древних хвойных.

Второй этап перестройки триасовой флоры, наиболее ярко выраженный на палеофлоре начался с середины среднего триаса Печорского бассейна. Создавались благоприятные условия не только для миграции с юга на север отдельных таксонов (многих хвощовых, папоротников – представителей мараттиевых, диптериевых и других тропических форм). Развернулись интенсивные процессы видообразования, в результате которых формировались новые растительные сообщества, уже мезофитного типа [3].

К концу среднего и началу позднего триаса сформировалась одна из наиболее разнообразных в систематическом отношении палеофлора птеридоспермового типа, равной которой нет среди одновозрастных флор Евразии. Она насчитывала значительное количество таксонов, среди которых доминирующими были разнообразные в видовом отношении птеридоспермовые из родов *Scytophyllum* (более 10 видов), *Lepidopteris* (5 видов), *Maria*, вместе с папоротниками *Danaeopsis*, *Bernoullia*, *Asterotheca*, *Todites*, *Polypodites*, цикадовыми из родов *Doratophyllum*, *Ptilozamites*, кейтониевыми – *Sagenopteris* [3, 4]. В то же время в северной половине Евро-Синийской области существовала менее разнообразная флора, выделенная в этап развития *Pterophyllo-Equisetitetum* с многочисленными хвощовыми, редкими цикадофитами (*Pterophyllum*, *Taeniopteris*), еще более редкими папоротниками (*Danaeopsis*, *Cladophlebis*, *Dictyophyllum*) и хвойными типа *Voltzia*, *Swedenborgia* [2].

Предполагая синхронность этапов развития предуральской и западно-европейской флор, выделенных в свое время в

сцитофилловый [4], а позднее в птеридоспермовый, становится очевидным, что птеридоспермовый этап в развитии триасовых флор Евразии наибольшее развитие получил во флорах Предуралья [3].

#### *Литература*

1. Добрускина И.А. Род *Scytophyllum* (морфология, эпидермальное строение и систематическое положение) // Птеридоспермы верхнего палеозоя и мезозоя, М: «Недра», 1969. С 35-58.
2. Киричкова А.И., Куликова Н.К. Проблема корреляции континентальных отложений триаса Южной Германии, Тимано-Печорского региона и Восточного Урала // Стратиграфия. Геол. Корреляция Т. 13. № 4, 2005. С. 80– 100.
3. Киричкова А.И. и др. Средний триас ТиманоПечорской провинции: литофациальные особенности ангуранской свиты и ее аналогов // Разведка и охрана недр № 4, 2010. С. 33-38.
4. Мейен С.В. Пермские флоры // Тр. ГИН АН СССР. – Л:«Наука», Вып 208, 1970. С. 111-157.
5. Нейбург М.Ф. Палеоботаническое обоснование триасовых угленосных отложений Печорского бассейна // Докл. АН СССР № 3, 1959. С. 681-684.
6. Храмова С.Н. Триасовая флора бассейна Печоры и ее значение для стратиграфии, Л: «Недра», 1977. 100 с.

## **ЛИТОЛОГО-СТРУКТУРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ЖЕЛЕЗОНОСНОГО КОМПЛЕКСА БАКЧАРСКО- КОЛПАШЕВСКОГО РУДНОГО РАЙОНА (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)**

О.М. Гринев, А.Д. Коршунова

*Национальный исследовательский Томский государственный  
университет, магистр 2 года обучения,  
korshunova\_alena@sibmail.com*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент О.М. Гринев

До недавнего времени знания о геологии, генезисе оолитовых железных руд крупнейшего в мире Бакчарско-Колпашевского рудного района соответствовали уровню 60х годов XX века, когда были опубликованы результаты работ по Западно-Сибирскому железорудному бассейну (1964), Бакчарскому месторождению (Николаева, 1967) и др. В работах предшественников отмечалось важное значение в формировании железоносных толщ и железорудных

горизонтов тектоники дна самого бассейна и его горно-складчатого обрамления, синхронизированных с трансгрессивно-регрессивными циклами. Тем не менее именно тектоника и характер смены фаций не получили в трудах предшественников заслуженного освещения.

Изучение керна новых скважин, пройденных в 2009–2010 гг. в значительной степени подтвердило результаты предшественников, но так же принесло много новых данных, проливающих свет на специфику геологии, тектоники и формирования оолитовых руд. Новые данные показали в частности, что в разрезе железоносных толщ чередуются два контрастных по своим характеристикам железоносных пород и руд: 1)зеленовато-серые, микрооолитовые гидрохлорит-глауконитовые (глинистые) железные руды с содержанием микрооолитов от 20–40 до 70–80% объема пород и до их незначительной примеси. С ними тесно ассоциируют хлидолиты, микститы, хлидолит-микститы, редкие маломощные прослои гравелито-песчаников, а так же фрагменты разрушенных аргиллитов; 2)бурые плотноцементированные оолитовые гетит-гидрогетитовые руды, а так же их гипергенно измененные до рыхлого состояния разновидности и продукты их гидродинамического перемива – сыпучие оолитовые руды (темно-бурые до почти черных), а так же редкие и маломощные линзовидные пропластки и присыпки гравелито-песчаников [2].

В ходе проведенных исследований в качестве реперов фаций мы выбрали два типа выше названных железных руд и ассоциирующих с ними железосодержащих пород, которые по совокупности своих характеристик соответствуют мелководно-морскому (серо-зеленый тип) и азрально-субазральному (лагунному) условиям образования [3]. Для обоих этих типов характерно почти полное отсутствие выраженной слоистости, отсутствие нормально отсортированных пород – алевролитов, песчаников, гравелитов и в целом незначительная примесь терригенного материала (в основном 5–10%). И наоборот, резкая доминанта в преобладающих по мощности разрезах зеленовато-серых железоносных толщ хлидолитов, микститов, хлидолито-микститов с комковато-сгустковой, сгустковой, брекчиевой текстурами. Среди обломочного материала, кроме обломков ранее образованных литификатов железоносного комплекса, присутствуют чужеродные и зачастую интенсивно деформированные обломки более глубоких уровней осадочного чехла, которые отличаются большей степенью литификации и составом [3].

Важнейшее значение имеют так же обнаруженные в разрезах как первого, так и второго типа отложений, следы их гипергенно-

поверхностного изменения, превратившего их в рыхлое состояние с приобретением зеленовато-бурых и бурых цветов окраски.

Эти факты говорят о том, что в ходе формирования железоносного комплекса отложений многократно происходила деформация структуры осадочного чехла плиты и обмеление бассейна с выведением толщ мелководно-морского происхождения в зону аэральности обстановки, гипергенного изменения их и волновой эрозии. Реперами наступления таких условий являются породы и руды бурого цвета. В изученных нами разрезах такие условия наступали четырежды, что говорит о четырех трансгрессивно-регрессивных циклах (рис. 1).

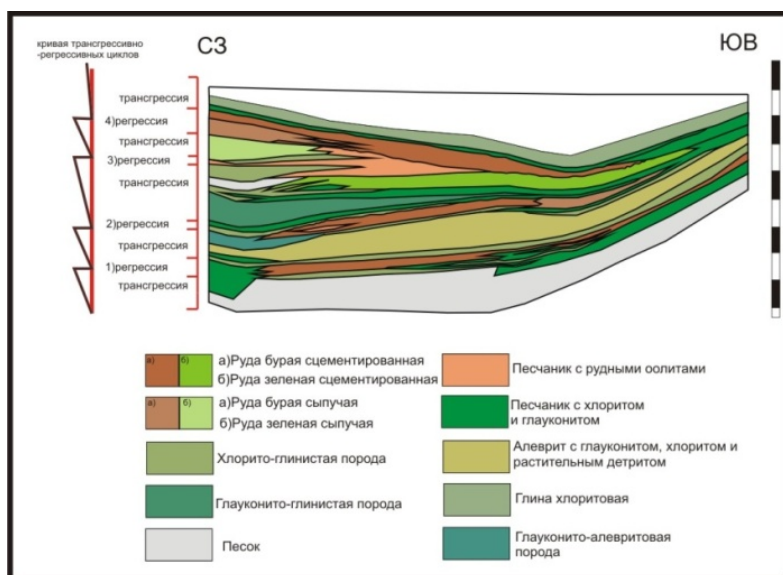


Рис. 1. Геологический разрез по линии СЗ-ЮВ (Бакcharское месторождение) с выделением трансгрессивно-регрессивных циклов

Проблема активной тектоники дна бассейна, связанные с ней расчленение его рельефа и формирование хлорито-микститовых накоплений наиболее убедительно может быть решена с учетом опыта изучения строения надрифтового плитно-синеклизного чехла структур типа Западно-Сибирской мегасинеклизы [1]. Например, в осадочном чехле Северного моря установлены структуры горст-грабен, полуграбены, сопровождаемые системами разрывов домино (рис. 2 а, б).

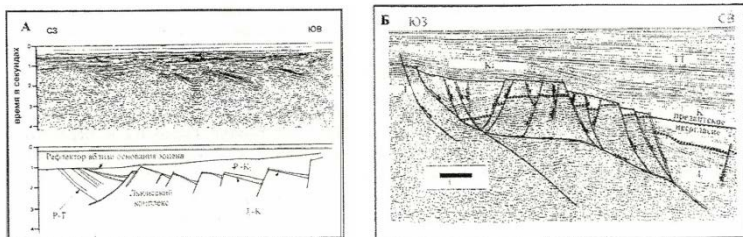


Рис. 2. а) Листрический взброс и связанный с ним полуграбен и система разрывов домино; б) Сейсмический разрез в районе Большой Банки Ньюфаундлен

Подобные морфоструктуры, по мнению авторов, убедительно объясняют формирование как обломочных микститовых, так и хлидолит-микститовых терригенно-осадочных образований, а так же формирование оолитоносных сгустково-комковатых текстур.

Описанные зеленовато-серые толщи, сложенные преимущественно оолитосодержащими хлидолитами, микститами и хлидолит-микститами формировались в условиях пульсационно нарастающей трансгрессии, на пике которой происходила деформация нижележащих толщ, их приразломное дробление, оползание блоков по системе листрических разрывов и разломов, что приводило к разрушению ранее сформировавшихся осадков, взламыванию нижележащих в той или иной степени литифицированных отложений, и созданию расчлененного рельефа с амплитудой до 50–150 м. Взмучивание осадков и дробление пород сопровождалось вспрыском ранее захороненных метаморфогенных рудоносных растворов и седиментогенных вод. В совокупности эти условия приводили к формированию хлидолито-микститов и сгустково-комковатых оолитоносных отложений, а специфика состава поступавших растворов способствовала массовому формированию оолитов в гелеподобных осадках, скапливавшихся и созревших в западинах рельефа.

Проявление подобного тектоно-седиментационного процесса происходило именно на пике трансгрессии, что доказывается присутствием существенного содержания глауконита в исследуемых разновидностях пород, за которым следовало резкое обмеление бассейна. Отложение бурых оолитовых руд и сопровождающих их образований происходило в контрастно отличной среде – субазральной и азральной обстановке в условиях мелководных лагун, отмелей, слабо сообщающихся с открытым морем, с проявлением, посредством интенсивного испарения, ожелезнения остаточных вод,

перемывом ранее сформированных отложений, сглаживанием расчлененного рельефа.

#### *Литература*

1. *Гринев О.М.* Структурно-тектоническая позиция Западно-Сибирского железорудного бассейна относительно морфоструктур фундамента и чехла плит. // Современные проблемы геологии и разведки полезных ископаемых. Мат-лы межд. конф-ии/ Томск. политех. ун-т – Томск, 2010. – с. 180–190.
2. *Гринев О.М., Григорьева Е.А., Булаева Е.А., Тюменцева Е.П.* Литогеохимическая характеристика основных типов железных руд Бакcharского месторождения. // Современные проблемы геологии и разведки полезных ископаемых. Мат-лы межд. конф-ии/ Томск. политех. ун-т – Томск, 2010. – с. 190–196.
3. *Гринев О.М., Коршунова А.Д.* К проблеме происхождения микститовых толщ железорудного комплекса уникального Бакcharского месторождения (Томская область) // Геология в развивающемся мире: мат-лы межд. конф. студ., асп. и мол. уч./ Перм. гос. ун-т – Пермь, 2011. – с. 75–77.

## **ЗОНАЛЬНАЯ ДИАТОМОВАЯ ШКАЛА КАК ОТРАЖЕНИЕ КОЭВОЛЮЦИИ БИОЛОГИЧЕСКИХ И ГЕОЛОГИЧЕСКИХ СОБЫТИЙ НЕОГЕНА ПРИМОРЬЯ (ЮГ ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА РОССИИ)**

О.Ю. Лихачева

*Дальневосточный геологический институт ДВО РАН,  
г. Владивосток, младший научный сотрудник, olesyalikh@gmail.com*  
Научный руководитель: д.г.н., профессор В.С. Пушкарь

Проблема зональной стратиграфии континентальных толщ не раз обсуждалась и ставилась в ряд первоочередных задач для развития теории стратиграфии [1]. Впервые попытка выделения диатомовых биозон в ранге локальных зон (лон), была предпринята при изучении неогеновых толщ Приморья и стратиграфического распространения в них диатомей [2, 4]. Однако, практика геологического картирования и дальнейшие диатомовые исследования выявили ряд замечаний в области разработки зональной схемы и в действующей парадигме Унифицированной региональной схемы кайнозойских отложений Приморья [5].

Анализ стратиграфического распределения диатомей дает основание выделить семь диатомовых зон в интервале нижний

миоцен-плиоцен, которые отражают конкретные эволюционные этапы развития диатомовой флоры. Они обусловлены глобальными климатическими изменениями и региональным Восточно-Азиатский муссоном, связанным с гималайским тектогенезом. Это наложило отпечаток на весь облик приморской неогеновой флоры диатомей, отличающейся высоким эндемизмом.

**Зона *Miosira bifaria*** (голостратотип синеутесовской свиты, нижняя часть нижнего миоцена). Верхняя граница определяется по вымиранию вида-индекса и первому появлению вида *Actinocyclus krasskei* var. *krasskei* Bradbury et Krebs. Хорошим признаком этой зоны является высокая частота встречаемости *Actinella brasiliensis* Grun. и кольцевых колоний *Aulacoseira*. Комплекс диатомей свидетельствует об относительно теплом климате и активизации Восточно-Азиатского муссона – палеоклиматическое событие Early Miocene carbon excursion. Нижняя часть зоны датирована в  $25.3 \pm 1.6$ , верхняя – 20.9 млн. лет.

**Зона *Actinocyclus lobatus*** (нежинская свита, верхняя часть нижнего миоцена). Верхняя граница проводится по вымиранию вида-индекса и появлению видов *Miosira tscheremissinovae* (Khurs.) Khurs. и *Actinocyclus tunkaensis* Khurs. Отмечается тенденция к потеплению. С этого времени начинается и синергетическое влияние окраинных морей Северо-Западной Пацифики и муссонной активности на региональный климат, что привело к формированию достаточно широкой системы озерных водоемов и образованию диатомитовых толщ. Зона датирована 20.2 (основание), 20.1, 19.7, 18.8, 18.1 (кровля) млн. лет.

**Зона *Miosira jouseana*** (нижняя часть голостратотипа новокачалинской свиты, самая верхняя часть нижнего миоцена – нижняя часть среднего миоцена). Верхняя граница определяется по вымиранию вида-индекса и появлению вида *Actinocyclus gorbunovii* Bradbury et Krebs. Нижняя граница связана с исчезновением *A. lobatus* (Rub.) Rub. et Khurs. и ряда овальных *Aulacoseira*. Для комплекса получена серия датировок в интервале 18,1–14.9 млн.лет.

**Зона *Miosira areolata*** (верхняя часть голостратотипа новокачалинской свиты, верхняя часть среднего миоцена). Верхняя граница зоны определяется по вымиранию вида-индекса. Комплекс диатомей насчитывает 68 видов (34 рода), и характеризуется сменой сублиторальной структуры на пелагическую – роль планктонных видов возрастает, в основном за счет *Aulacoseira praegranulata* (Jousé) Moiss. (до 58,5%, но при полном отсутствии форм *curvata*). Возраст зоны 14,9–11,8 млн.лет.

**Зона *Ellerbeckia kochii*** (гипостратотип усть-суйфунской свиты, верхний миоцен). Возраст 11,8–5,3 млн.лет. На верхней границе исчезает вид-индекс. Датирован комплекс в 8,6, 8,8, 10,7, 10,8, 11,8 млн. лет.

**Зона *Miosira tscheremissinovae*** (нижний плиоцен, шуфанский горизонт). Верхняя граница зоны проводится по вымиранию вида-индекса. Возраст 5,3–3,6 млн. лет. Наблюдается более высокое видовое разнообразие, по сравнению с предыдущим комплексом, а также незначительное участие теплолюбивых видов, что соответствует небольшому потеплению климата начала плиоцена.

**Зона *Aulacoseira praegrnulata var. praeislandica f. praeislandica*** (шуфанский горизонт, верхний плиоцен). Верхняя граница соответствует уровню вымирания вида-индекса. Возраст 3,6–1,92 млн.лет. Комплекс отражает новую волну похолодания и стабилизацию холодных условий. С этого момента начинается сосуществование и экспансия полярных ледниковых шапок, определивших формирование современной климатической системы Земли.

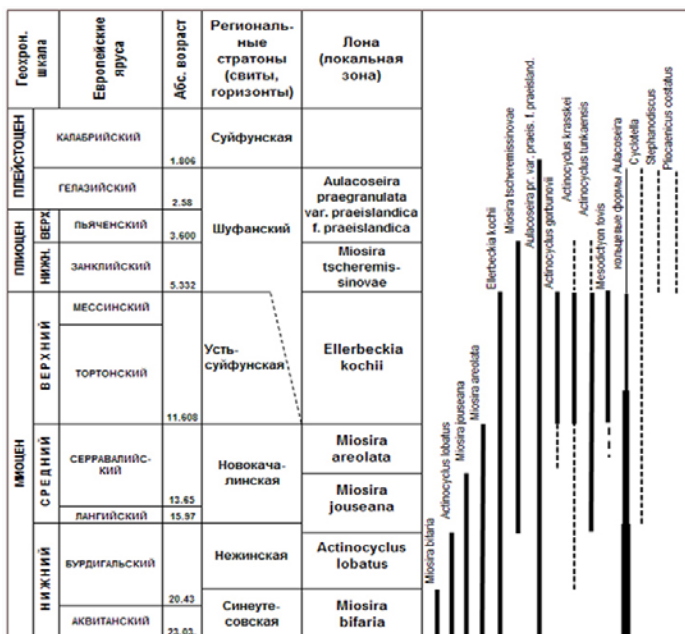


Рис. Стратиграфическое распространение диатомей и зональная диатомовая шкала неогеновых отложений Приморья. Региональные стратиграфические подразделения указаны в соответствии с Унифицированной региональной шкалой неогена [5] с изменениями и дополнениями по Павлюткину Б.И. [3]



## *Литература*

1. *Гладенков Ю.Б.* Современные проблемы зональной стратиграфии // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1991. № 10. С. 3–8.
2. *Моисеева А.И.* Расчленение континентальных отложений неогена Дальнего Востока по диатомеям // Стратиграфия. Геол. коррел. 1995. Т. 3. № 5. С. 92–103.
3. *Павлюткин Б.И.* Геология и условия формирования кайнозойских отложений континентального юга Дальнего Востока. Автореф. док. дис. Владивосток: 2008. 48 с.
4. *Пушкарь В.С., Короткий А.М.* Зональная стратиграфия континентального верхнего кайнозоя Сихотэ-Алиня // Тез. научно-практич. конференции РМСК Востока СССР «Стратиграфия Кайнозоя Дальнего Востока. Владивосток». Владивосток, 1985. С. 22–23.
5. Решения 4-го Межведомственного стратиграфического совещания по докембрию и фанерозою юга Дальнего Востока и Восточного Забайкалья (Хабаровск, 1990 г.). Хабаровск: ХГГГП, 1994. 124 с.

## **ИЗМЕНЧИВОСТЬ ПАЛЕОСООБЩЕСТВ ПЛАНКТОННЫХ ФОРАМИНИФЕР ОХОТСКОГО МОРЯ В ГОЛОЦЕНЕ-ПОЗДНЕМ ПЛЕЙСТОЦЕНЕ**

А.В. Романова

*Дальневосточный геологический институт ДВО РАН,  
г. Владивосток, [sandra\\_ru@bk.ru](mailto:sandra_ru@bk.ru)*

Научный руководитель: д.г.н, профессор В.С. Пушкарь

Охотское море, как окраинное море представляет особый интерес, т.к. в плейстоцене испытывало сильное влияние со стороны Северо-Восточной Азии и океанологических условий Северо-Западной Пацифики. Как глобальные, так и региональные климатические изменения приводили к резким изменениям в структуре экосистем, что в свою очередь открывает возможность для детальных палеоэкологических реконструкций.

Цель данной работы заключается в изучении изменчивости комплексов фораминифер в глубоководных отложениях Охотского моря с целью реконструкции условий их формирования.

Материалом для исследования послужили 65 поверхностных проб и колонка донных осадков (45 проб), отобранные сотрудниками ТОИ и ДВГИ ДВО РАН во время экспедиций на НИС «Академик

А. Лаврентьев». Образцы проб для фораминиферового анализа были обработаны по стандартной методике.

Планктонные фораминиферы Охотского моря, найденные в образцах, представлены следующими видами: *Neogloboquadrina pachyderma*, *Globigerina bulloides*, *Globorotalia scitula*, *Globigerina quinqueloba*, *Globigerinita glutinata*, *Globigerinita uvula*. Насыщенность образцов раковинами возрастает от севера к центральной части и постепенно снижается по направлению к Курильским островам. Планктонные фораминиферы практически отсутствуют на дне северной материковой отмели и на склоне севернее 55° с.ш. (до 54 пробы).

Доминирующим видом в структуре сообщества планктонных фораминифер Охотского моря является *N. pachyderma* sin. Доля этого вида в северной части профиля составляет в большинстве случаев 100%, попадают в небольшом количестве раковины *G. bulloides*. Холодные распресненные низкосолёные воды шельфовой зоны определяют малочисленность данной группы организмов. Значения численности *N. pachyderma* sin по профилю колеблется от 0 до 4872 экземпляров. В центральной части Охотского моря концентрация раковин наивысшая (проба 124). Правозавитые формы данного вида начинают встречаться с 55° с.ш., как и другие более теплолюбивые виды. Концентрация данной формы сохраняется невысокой по всему профилю. Максимальные значения в 17% так же характерны для центрального района. Среднее значение доли *G. bulloides* в сообществе составляет 10,5%. Данный вид в основном приурочен к зонам апвеллинга и является основным индикатором (при условии высокой концентрации) высокопродуктивных зон. Раковины *G. bulloides* варьируют по размеру. Наиболее крупные экземпляры, которые развиваются при хорошем весеннем прогреве поверхностных вод, характерны для центральной части. Доля вида *G. quinqueloba* незначительна, максимальное ее значение 10% характерно для 48° с.ш. Данный вид предпочитает хорошо перемешанные, холодные воды с высоким содержанием фитопланктона.

Присутствие *G. glutinata* в Охотском море скорее является ни столько показателем повышенных температур, сколько условий с высоким содержанием питательных веществ зон апвеллинга. Доля этого вида так же незначительна (max 7%). Вид *G. uvula* представлен единичными раковинами и встречается с 51° с.ш. Как и *G. glutinata* данный вид не устойчив к растворению. *G. scitula* начинает встречаться с 54° с.ш. В изученных нами пробах максимальная

концентрация данного вида приходится на центральную часть (до 12 экземпляров, пробы №73–96).

Такое распределение планктонных фораминифер позволяет выделить зоны или районы с различным сообществом. Ранее Беляевой Н.В. и Бурмистровой И.И. уже были выделены такие районы [1]. Но с учетом полученных нами данных мы можем внести некоторые коррективы. Центральный район, мы считаем нужно сместить к северу до 55° с.ш. и вдоль Курильских островов выделить еще один район юго-восточный, который отличается от северного меньшим разнообразием, плохой сохранностью раковин и признаками растворения, что вероятно связано с активной деятельностью течений.

В результате комплексно-сопряженного анализа по колонке 40–06, включающего литолого-вещественный анализ и радиоуглеродное датирование, а так же с учетом проведенного биогеографического районирования, были выделены климатостратиграфические горизонты, отражающие ледниковые и межледниковые эпохи для плейстоцен-голоценового развития Охотского моря. Биопродуктивность планктонных фораминифер, как правило, в теплые эпохи была выше, чем в холодные. Увеличение содержания *G. bulloides* и *N. pachyderma* sin, а так же присутствие в осадке относительно тепловодных видов фиксируют данные изменения, при этом хотя продукция фораминифер в голоцене была выше, чем в ледниковье, она не достигала того уровня, который существовал в период дегляциации.

Быстрые изменения условий среды и климата Охотского моря с разрешением 0.5–1 тысячи лет за последние 100 тыс. лет были изучены ранее на примере осадков колонки 936 из центральной части моря посредством комплексных изотопно-геохимических, палеонтологических и литологических методов [2]. В результате этой работы была построена эталонная комплексная кривая климатической ритмики. Полученный нами материал и был сопоставлен с этой эталонной кривой. Такая корреляция была очень важна для установления точного возрастного положения выделенных фораминиферных комплексов.

Тщательное изучение структуры комплексов микрофауны на определенных рубежах в сопоставлении с другими палеонтологическими данными является надежной основой для палеоэкологических реконструкций. Такие данные крайне необходимы сейчас, когда во многих регионах земного шара ведутся комплексные исследования для выяснения палеогеографических обстановок

ближайшего к нашему времени геологического прошлого, для целей прогноза географической среды в будущем.

#### *Литература*

1. Беляева Н.В., Бурмистрова И.И. Планктонные фораминиферы в современных осадках Охотского моря. // Океанология.- 2003.- Т 43, №2.- С. 219–227.
2. Gorbarenko S.A., Southon J.R., Keigwin L.D., Cherepanova M.V., Gvozdeva I.G. Late Pleistocene-Holocene oceanographic variability in the Okhotsk Sea: geochemical, lithological and peletontological evidence // Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology.- 2004.- V. 209.- P. 281–301.

## **СРЕДНЕЮРСКИЕ И НИЖНЕМЕЛОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ КМА ПО ОПОРНОМУ РАЗРЕЗУ СКВ. 7 (ПО ПАЛИНОЛОГИЧЕСКИМ ДАННЫМ)**

А.А. Щемелинина

***ФГБОУ ВПО "Воронежский государственный университет",  
аспирант 1 года обучения, shemelini@yandex.ru***

Научный руководитель: д.г.-м.н, профессор А.Д. Савко

В начале XXI века НИИ Геологии ВГУ, в соответствии с заданием Департамента природных ресурсов, проводились работы по ГДП – 200 в пределах листа (М-37-II, Кшень), на территории восточной части Курской области. Скважина № 7, расположена на дне большого карьера у южной окраины с. Васильевка 2-я. Абсолютная отметка устья 178,0 м, глубина скважины 36,33 м.

При геолого-съёмочных работах, геологами в обнажениях были выделены предположительно среднеюрские отложения верхнего бата – нижнего келловея и готерив – барремский ярусы неокома. В разрезе скважины 7 в интервале глубин 142,0–163,0 м снизу вверх вскрываются: верхний бат – нижний келловей, представленный глиной с прослоями алеврита. Мощность 5,7 м. Выше по разрезу отложения готерив – баррема в нижней части разреза сложены зеленовато-серым песчаником с черными м/з песками. Выше залегает черный алеврит. Мощность 15,3 м.

В отложениях верхнего бата – нижнего келловея выделен один спорово-пыльцевой комплекс (СПК). Количество споровых достигает 60%, пыльцы голосеменных растений не превышает 40%. Характерной

особенностью СПК в споровой части является разнообразие видового состава семейств плауновых (*Lycopodiumsporites subrotundus* K. - M., *L. perplicatum* Bolch., *L. marginatus* Singh., *Selaginella rotundiformis* K. - M., *S. untriculosa* Krasn., *S. scabrana* Shramkova), осмундовых (*Osmundacidites longirimosus* Klimko., *O. jurassicus* K. - M., *O. welmanii* Couper.), диксониевых (*Coniopteris* sp., *Cibotium junctum* K. - M.) и глейхениевых с *Gleicheniidites angulatus* Bolch., *G. laetus* Bolch., *G. senonicus* Ross., *Ornamentifera tuberculata* (Grig.) Bolch. Остальные споры представлены *Leiotriletes* sp., *Cyathidites australis* Couper., *C. minor* Couper., *Hymenophyllum* sp., *Matonisporites phlebopteroides* Couper.. Пыльцевую часть комплекса составляют безмешковая пыльца *Cllassopollis* sp., *Ginkgocycadophytus* sp., *Bennetites* sp., *Araucariacites* sp. и семейства Podosamitaceae и Caytoniaceae. Хвойные представлены сем. Pinaceae, Podocarpaceae: *Pinuspollenites divulgatus* Bolch., *P. pinaster* Sol., *Protopinus* sp., *Piceapollenites variabiliformis* (Mal.) Bolch., *Pseudopicea magnifica* Bolch., *Piceapollenites exilioides* Bolch., *Podocarpidites paula* Bolch., *P. multesimus* Bolch. [1-4] (рис. 1).

Готерив – барремские отложения характеризуются близкими количественными параметрами и качественным составом. Это позволило установить один СПК, с преобладанием споровых (70%) над пыльцой голосеменных растений (30%). В споровой части отмечается разнообразие видового состава папоротников сем. Gleicheniaceae (43%): *Gleicheniidites senonicus* Ross., *G. laetus* Bolch., *G. umbonatus* Bolch., *G. angulatus* Bolch., *G. stellata* Bolch., *G. rasilis* Bolch., *G. triplex* Bolch., *G. conflexa* Hlon., *G. nigra* Bolch., *G. carinata* Bolch., *G. cf. circinnata* Sw., *Plicifera delicate* Bolch., *Ornamentifera granulata* Bolch. и др. Чуть меньше спор сем. Schizaeaceae (12 %): *Lygodiumsporites asper* Bolch., *L. gibberulum* K. - M., *L. glabellum* Bolch., *L. subsimplex* Bolch., *L. mirabile* Bolch., *L. spinosulum* E.Z., *L. grossetuberculatum* Bolch. *L. multituberculatum* Bolch., *Pelletieria tersa* Bolch., *P. minor* Bolch., *Anemia exilioides* Bolch., *A. perforata* N.et K., *A. macrorhyza* (Mal.) Bolch., *A. cooksonii* (Balme) Bolch. Остальные споры представлены следующими семействами и видами: сем. Sphagnaceae - *Sphagnumsporites glabellum* Verb., *S. spilotum* Verb., *S. europaeum* Bolch.; сем. Selaginellaceae - *Sellaginella aculeata* Verb., *S. orbiculata* Krasn., *S. granata* Bolch., *S.gladellum* Verb.; сем. Lycopodiaceae - *Lycopodiumsporites marginatum* K.-M., *L. cerniidites* Ross., *L. angulosum* Verb., *L. baculatus* Покоч.; сем. Dicksoniaceae - *Coniopteris* sp., *Cibotium junctum* K.-M.; сем. Osmundaceae - *Osmundacidites echinata* Klimko., *O. welmanii* Couper., *O. magna* Verb., *O. elegans* Verb., *O. jurassicus* K. - M.; сем. Cyathiditeaceae - *Cyathidites australis* Couper., *C.*

*minor* Couper.; сем. Matoniaceae - *Matonisporites phleboteroides* Couper.; споры неизвестной систематической принадлежности - *Aequitriradites verrucosus* Cook. et Dett. и др. Пыльцевая часть комплекса представлена хвойными сем. Pinaceae: *Pinuspollenites divulgatus* Bolch., *P. stinctus* Bolch., *P. pinaster* Sol., *P. pernobilis* Bolch., *P. concessa* (Naum.) Bolch., *P. minimus* M. Pet., сем. Podocarpaceae: *Podocarpides major* Bolch., *P. paula* Bolch., *P. crista* Hlon., *P. patula* Bolch., *P. paris* Hlon., *P. multesimus* Bolch., *P. lunata* Bolch.. Для описываемого СПК характерно большое количество безмешковой пыльцы (до 16 %) *Classopollis* sp., *Ginkgocycadophytus* sp., *Bennetites* sp., также встречаются таксоны сем. Cupressaceae и Caytoniaceae. В виде единичных зерен отмечены древние покрытосеменные *Eucommiidites troedsonnii* Erd. [1-4] (рис. 1).

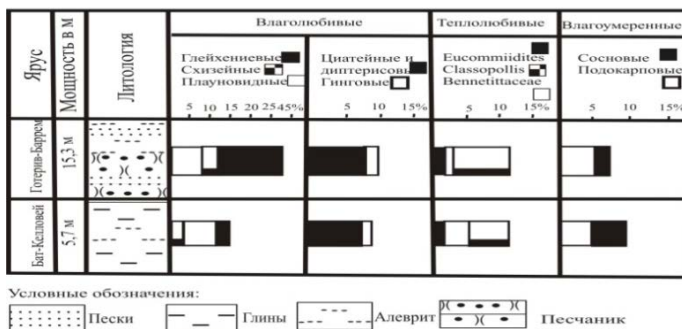


Рис. 1. Спорово-пыльцевая диаграмма основных семейств двух спорово-пыльцевых комплексов разреза скв. 7

Полученные данные позволили выявить некоторые особенности формирования палинофлоры в течение юрско-нижнемелового времени на территории ВА. Изменение состава споров-пыльцевых комплексов отражает этапность в смене физико-географических и особенно климатических условий. Состав спор и пыльцы, отражающий сообщества растений, указывает на теплый и влажный климат, господствующий на рассматриваемой территории в средней юре и нижнем мелу. Развитие флоры на территории ВА шло по пути постепенного исчезновения юрских флор и становления более молодой вельдской влаголюбивой флоры, представителями которой являются мховые, плауновидные и особенно глейхениевые и схизейные, которые достигли расцвета в нижнемеловую эпоху.

## Литература

1. Панова Л.А., Ошуркова М.В., Романова Г.М. Практическая палиностратиграфия. // - Л.: Недра, 1990. - С. 103 - 134.
2. Преображенская В.Н. Юра и низы нижнего мела территории ЦЧО.// – Воронеж, 1966. - С. 281.
3. Шрамкова Г.В. Спорово-пыльцевые комплексы юры и нижнего мела Воронежской антиклизы и их стратиграфическое значение.// – Воронеж, 1970. - С. 103.
4. Yaroshenko O.P. Spores and pollen complexes of Jurassic and Lower Cretaceous deposits of northern Caucasus and their stratigraphic importance.// М.: НАУКА, 1965. – С. 107.

## ВЕЛИКИЕ ВЫМИРАНИЯ В ИСТОРИИ ЗЕМЛИ: ПЕРВОЕ ВЕЛИКОЕ ВЫМИРАНИЕ В ИСТОРИИ ЗЕМЛИ

Е.И. Худорожкова

*Пермский государственный национальный исследовательский университет, студент 2 курса, lindorie.redfox@gmail.com*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент В.П. Ожгибесов

На границе палеозойской и мезозойской эр произошло одно из важнейших событий в истории жизни на Земле, массовое вымирание многих групп растений, беспозвоночных и позвоночных животных. Это вымирание стало самым катастрофическим в истории жизни на Земле, гораздо масштабнее иных биотических кризисов.

В конце перми исчезли не только отдельные виды и роды, но так же многие группы высокого таксономического ранга (семейства, отряды). В морских группах вымерло 50% семейств, 70% родов и 90% видов (для сравнения: при мел-кайнозойском вымирании исчезла приблизительно четверть семейств). Кроме того, радикально изменилась структура морских экосистем (роль рифостроителей от мшанок перешла к кораллам, донных фильтраторов – от брахиопод к двусторчатым моллюсками и т.д.).

Значительно изменился характер растительности. На место древесно-кустарниковых зарослей папоротников и древних голосеменных пришла почти исключительно болотная растительность плауновидных. Голосеменные, по всей видимости, в малых количествах сумели пережить кризис и вновь появляются уже только в конце раннего триаса, но представлены совершенно иными группами.

Изменения произошли в систематическом составе насекомых. Большинство палеозойских форм вымерло уже в середине поздней перми, а на рубеже с триасом происходит обвальное вымирание большинства остальных. Лишь две группы насекомых изменились относительно мало – стрекозы и тараканы. [4]

Рассматривая причины данного кризиса, нельзя однозначно сказать, что привело к вымиранию. Гипотезы: недостаток кислорода в воде, резкие колебания уровня моря, изменения подводных течений, трапповый магматизм (как следствие – вулканическая зима и парниковый эффект (рис. 1), импактная гипотеза, подтверждённая наличием многочисленных кратеров (рис. 2).

По-видимому, не следует говорить о каком-то единственном событии, правильнее рассматривать комплекс различных событий, одно из которых являлось бы «пусковым механизмом».



Рис. 1. Схема пермско-триасового кризиса (по Наугольных С.В., 2006)



Рис. 2. Карта кратеров метеоритов



Наиболее вероятной причиной кризиса, ставшего причиной массового вымирания, можно считать импактную теорию.

Одно из явных подтверждений данной теории – так называемые пограничные глины. Обычно это резко выделяющиеся в карбонатных толщах прослойки пелитов с микросферическими конкрециями, обогащёнными иридием.

Вблизи пермско-триасовой границы имеется характерный прослой «пограничных глин» с микросферами, обогащенными халькофильными и сидерофильными элементами. По данным китайских геологов, этот слой представляет собой бентонит – гидролизованый туф. Он прослеживается на большой площади в пределах нескольких китайских провинций и его стратиграфические аналоги найдены в опорных разрезах Эльбруса, Кавказа, Канадского архипелага и др. [2]

В рамках импактного сценария рассматривается ряд непосредственных причин: длительная непрозрачность атмосферы для солнечных лучей из-за высокого содержания в ней материала кратерных выбросов; глобальное понижение температуры; штормовые пожары; кислотные дожди (результат образования во время взрыва астероида колоссальных количеств оксида азота) и т.д. [1]

Так же, можно рассмотреть схему кризиса, связанную с трапповым магматизмом. Автор попытался связать воедино эндогенные и экзогенные факторы, имевшие место в пермско-триасовом кризисе. Наиболее масштабные эффекты (эффекты первого порядка) обозначены в схеме красным; эффекты второго порядка, являвшиеся их прямым или косвенным следствием, обозначены чёрным; фиолетовым отмечен локальный парниковый эффект, возникавший периодически [3].

#### *Литература*

1. Алексеев А.С. Массовые вымирания в фанерозое. С. 55–56.
2. Красилов В.А. Модель биосферных кризисов. Экосистемные перестройки и эволюция биосферы // Вып. 4. М.: Издание Палеонтологического института, 2001. С. 9–16
3. Ожигибесов В.П., Терещенко И.И., Наугольных С.В. ПЕРМСКИЙ ПЕРИОД: жизнь на закате палеозоя. Пермь: НП «ПЕРМСКИЙ ПЕРИОД», 2009. 104 с., библиограф. список 115 назв., ил., С. 92–93.
4. Сенников А.Г. Глобальный биотический кризис на границе перми и триаса: его характер и последствия // Доклады Всероссийского совещания «Структура и статус Восточно-Европейской стратиграфической шкалы пермской системы». Казань: Казанский государственный университет, 2004. С. 60–63.

# ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ИЗУЧЕНИЯ ЧЕТВЕРТИЧНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ТОБОЛЬСКОГО МАТЕРИКА У ПОСЕЛКА БОБРОВСКИЙ (Р. ИРТЫШ, ХМАО)

А.В. Ахтерьякова<sup>1</sup>, А.С. Резвый<sup>2</sup>

<sup>1</sup>*Национальный исследовательский Томский государственный университет, аспирант 2 года обучения, ava\_tomsk@mail.ru*

<sup>2</sup>*ГУ “Музей Природы и Человека”, г. Ханты-Мансийск, arezviy@ugra-museum.ru*

Площадь района исследований расположена на правобережье Иртыша, в области так называемого Тобольского “материка” и представляет собой возвышенную (абс. отметки 80–100 м) плоскую равнину, расчлененную речными долинами [3].

Отложения Тобольского “материка” в низовье Иртыша изучались неоднократно [1-4 и др.]. Благодаря прогрессирующей боковой эрозии правого берега реки в настоящее время обнажились отложения, ранее не вскрытые [1]. Яркий пример таких отложений – торфяные образования у поселка Бобровский (рис. 1). В научной литературе яр известен под названием – Горный Денщик (по названию бывшего поселка).

Горный Денщик (N: 59°56'12,4"; E: 069°56'35,4") имеет протяженность около 3-х км. Зачистка проводилась стандартным методом и была поставлена в середине яра, где торфяник имеет максимальную мощность. Наверху обнажения – современное сфагновое болото с соснами, березой, кедром, багульником, черникой, брусникой и т.д.

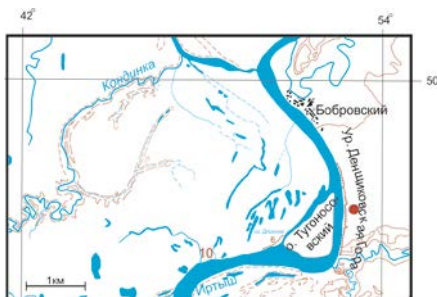


Рис. 1. Карта схема исследуемого района: ● - местоположение разреза “Горный Денщик”

Описание разреза ввелось сверху вниз.

*Слой 1.* Торф светло-коричневый травяно-моховой с ветками, тонкослойчатый (с чередующимися торфяными и гумусированными слойками от первых долей мм до 2 см), обводненный. М. ~ 3,4 м. В подошве – золистый прослой (М. ~ 0,3), выше которого встречаются единичные стволы деревьев (максимальный диаметр 0,25 м). Подошва слоя ровная, четкая.

*Слой 2.* Лессовидный суглинок светло-серый, палевый. В сухом состоянии растрескивается, с характерной столбчатой отдельностью. В кровле слоя - маломощный (М. 0,1 м) слойчатый прослой лессов с торфом. М. ~ 2,1 м. Подошва слоя неровная, волнистая.

*Слой 3.* Синевато-серый тонкослойчатый (~ 0,01 м) суглинок (в верхней части слоя) с ожелезнением по слойкам (М. 5 м), вниз по разрезу плавно переходящий в супесь (М. 1,1 м). Мощность всего слоя 6,1 м. Подошва не ровная, четкая с западинами в нижележащий слой.

*Слой 4.* Мелко-тонкозернистый светло-серый до белесого песок.

Слойчатость отложений вниз по разрезу динамично изменяется: от субгоризонтальной до косой и диагональной, перемежающейся с небольшими участками со слойчатостью ряби волнения [5].

В слое наблюдаются участки с включениями не окатанных обломков серых алевритов (0,45×0,08 м; 0,1×0,05 м; 0,3×0,2 м).

Подошва слоя неровная, с западинами, четкая, резкая. Возможен перерыв в осадконакопление. Мощность всего слоя 4,5 м.

*Слой 5.* Тонкослойчатые отложения алевритов, суглинков зеленовато-серого и палевого цвета с характерной ленточной слойчатостью. Вниз по разрезу отложения приобретают голубой оттенок (до сизого). В толще встречаются линзовидные прослои песка и алеврита с текстурой волновой ряби. Видимая мощность слоя более 8 м.

Видимая мощность разреза более 24,1 м (до уреза воды не пройдено ~ 2 м).

Предварительный анализ разреза позволяет сделать следующее заключение: слой 1 соответствует болотным образованиям голоцена, слой 2 – субаэральным осадкам верхнего звена [3], слой 3 – субаквальным отложениям верхнего звена (?), слой 4 – отложениям Чембакчинской свиты, слой 5 – осадкам Семейкинской свиты [1, 3, 4].

**Благодарности:** Авторы выражают благодарность Горелику В.И. за помощь проведения полевых работ.

Исследования поддержаны грантом РФФИ (№ 09-04-00663-а) и ГУ “Музей Природы и Человека” (г. Ханты-Мансийск).

## Литература

1. Волкова В.С. Четвертичные отложения низовьев Иртыша и их биостратиграфическая характеристика. – Новосибирск: Наука, 1966.–175 с.
2. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:200 000. Серия Западно-Сибирская. Листы О-42-III (Солянка), О-42-IV (Демьянское), О-42-V (Ували), О-42-X. Объяснительная записка. М., 1998.–197 с.
3. Каплянская Ф.А., Тарноградский В.Д. Средний и нижний плейстоцен низовьев Иртыша. Л.: Недра, 1974.–160 с.
4. Кривоногов С.К. Стратиграфия и палеогеография Нижнего Прииртышья в эпоху последнего оледенения (по карпологическим данным). Новосибирск: Наука, 1988.–232 с.
5. Рейнек Г.Э., Сингх И.Б. Обстановки терригенного осадконакопления (с рассмотрением терригенных кластических осадков) – Пер. с англ. – М.: Недра, 1981.–439 с.

## ЭОЛОВЫЙ МОРФОЛИТОГЕНЕЗ МЕЖДУРЕЧЬЯ СЕЛЕНГИ И ЧИКОЯ (ЗАПАДНОЕ ЗАБАЙКАЛЬЕ)

А.В. Бамбуев<sup>1</sup>, Р.Ц. Будаев<sup>2</sup>, В.Л. Коломиец<sup>2</sup>

<sup>1</sup>*Бурятский государственный университет, г. Улан-Удэ, студент  
4 курса, kolom@gin.bsnet.ru*

<sup>2</sup>*Геологический институт СО РАН, г. Улан-Удэ, Россия*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Р.Ц. Будаев

По данным предшественников, на междуречье Селенги и Чикоя в середине прошлого столетия были распространены обширные массивы песков, подвергшихся ветровой эрозии. Наблюдалось увеличение площадей эродированных земель под воздействием антропогенной нагрузки (распашка целинных земель, перевыпас скота, пожары и др.). Работами Д.Б. Базарова, А.Д. Иванова [1] и других исследователей были выявлены площади подверженные ветровой эрозии, занятые подвижными и полужаросшими песками, а также древнеэоловыми отложениями.

Нашими исследованиями установлено, что за последние десятилетия произошли некоторые изменения в природно-климатической обстановке. Глобальное потепление климата и связанное с этим увеличение влагосодержания в воздушных массах, а также изменение общей структуры сельскохозяйственного

производства отразились на интенсивности и направленности экзогенных процессов, в частности, ветровой эрозии.

В долине Селенги эоловые процессы развиты на правобережье, они охватывают террасовый комплекс и низкогорный массив на междуречье рр. Селенги и Чикоя. Отмечаются два разновозрастных комплекса эоловых мезоформ рельефа: современный и древний.

Современный эоловый комплекс представлен дефляционными котловинами и буграми навевания, вытянутыми в юго-восточных румбах, вдоль простираения падей Барун- и Зун-Хундуй. В результате совокупного воздействия эрозионных и эоловых процессов произошла моделировка склона 20–22-метровой террасы: русло временного водотока, врезанное в днище пади, было преобразовано в узкую котловину выдувания длиной до 300 м и глубиной – до 8–10 м. Параллельно описанной отмечается несколько других дефляционных котловин длиной от 50 до 200 м, шириной – от 20 до 80–100 м и глубиной – до 5–6 м. Эоловые аккумулятивные формы рельефа имеют здесь форму валов длиной от 50 до 300 м и высотой – от 3–4 м до 10 м.

Древний эоловый комплекс распространен по днищу и склонам падей Барун- и Зун-Хундуй. Эоловые отложения залегают в виде «плаща» до абсолютной высоты 700–720 м, т.е. на 150–170 м выше уреза воды р. Селенга. На склонах пади встречаются многочисленные дефляционные котловины и бугры навевания, сформировавшиеся, вероятно, в периоды более поздней активизации эоловых процессов. Они также имеют вытянутую вдоль пади форму, длина их колеблется от 50 до 175 м. В прибровочной части 20–22-метровой террасы было вскрыто 5 горизонтов погребенных почв, что свидетельствует о неоднократной смене климатических условий после завершения формирования террасы.

Водораздельные поверхности низкогорного массива на междуречье рр. Селенги и Чикоя залесены. Площадь, занятая незакрепленными песками, имеет вытянутую в плане форму, а развитые на ней бугры навевания имеют валообразную форму и вытянуты в юго-восточных румбах по направлению господствующих ветров. Это дает нам возможность предположить, что эоловые пески являются переметенными из долины Селенги.

На правобережье р. Чикой распространена надпойменная терраса высотой 35–40 м, моделированная эоловыми процессами. В 5–7 км выше по течению от устья река подмывает террасу. На поверхности террасы вблизи ее бровки залегают накидные дюны, сформированные в процессе раздува склона террасы. Дюны обрамляют крутой берег размываемой террасы в полосе шириной до

60–80 м, высота их достигает 8–10 м. На поверхности террасы развиты и более древние эоловые отложения, плащеобразно перекрывающие речные осадки. Мощность их достигает первые метры.

Генезис эоловых песков. Эоловые пески имеют площадное распространение, охватывая днища речных долин, склоны низкогорья и седловины. Юго-восточная ориентировка падей на наветренном склоне низкогорного массива создает благоприятные условия для перемещения эоловых песков, т.к. в долинах происходит усиление ветров. А на подветренном склоне горного массива скорость воздушных масс уменьшается, что приводит к осаждению эолового материала в виде покрова. Источником эоловых песков являются пойменные и надпойменные террасы рр. Селенги и Темника, особенно, обширная «сухая» дельта р. Темник площадью более 200 км.

#### *Литература*

1. Базаров Д.Б., Иванов А.Д. Сыпучие пески Бурят-Монгольской АССР и меры борьбы с ними. Улан-Удэ, Бурят. книжное изд-во, 1957. 86 с.

## **ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И НАДПОЙМЕННОЙ ТЕРРАСЫ ДОЛИНЫ СРЕДНЕЙ АНГАРЫ (ЗОНА ЗАТОПЛЕНИЯ БОГУЧАНСКОЙ ГЭС)**

А.А. Горбатов<sup>1</sup>, Д.Е. Лунёва<sup>2</sup>, А.Ю. Полухина<sup>3</sup>

*Национальный исследовательский Томский государственный  
университет,*

<sup>1</sup>*магистр 2 года обучения, gorbатов\_aa@sibmail.com,*

<sup>2</sup>*аспирант 3 года обучения, dina\_lunyova@mail.ru,*

<sup>3</sup>*студент 4 курса, poluhina\_arina@sibmail.com*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент С.В. Лещинский

**Введение.** Изучение четвертичных отложений долины средней Ангары является актуальным из-за затопления этой территории водохранилищем Богучанской ГЭС. Возможность детального исследования возникла благодаря широкомасштабным работам Богучанской археологической экспедиции. За время полевого периода на 6 археологических объектах были проведены комплексные работы. Основная цель работ заключалась в определении стратиграфического и геоморфологического положения культурных горизонтов археологических местонахождений.

**Методика работ.** Наличие достаточно большого количества объектов предусматривало прохождение рекогносцировочных маршрутов, во время которых кратко характеризовались геологические, геоморфологические особенности территории, а также производилась выборка наиболее удобных точек, где в дальнейшем были поставлены зачистки и заложены шурфы. Во время описания разрезов проводился отбор образцов. Определялся предварительный генезис отложений, для определения обстановки осадконакопления.

**Фактический материал.** За время работ было описано 26 разрезов. Ниже приводится детальное описание отложений II надпойменной террасы. Выбор этого геологического тела не случаен, по причине максимального распространения и выдержанности вдоль всей долины Ангары [1]. Так же с данными отложениями связаны находки артефактов эпохи палеолита, одни из самых древних находок на Ангаре. К данным отложениям приурочен ключевой разрез на местонахождении Колпаков ручей, находящийся на II н.т. в раскопе 2011 г., левый берег Ангары, описание которого производилось сверху вниз.

Слой 1. Желто-коричневая лессовидная супесь субаэрального генезиса. В кровле (0,1 м) порода имеет серый оттенок, перекрываемая тонкой дерновиной. С этими отложениями связывают археологические находки (мезолит). Истинная мощность (и.м) слоя варьирует от 0,6 до 0,8 м (за счет неровной - бугристой поверхности напластования). Поверхность напластования указывает на преобладание эоловой деятельности (дефляция, переувлажнение и т.д.).

Слой 2. Делювиальный мелкозернистый песок от темно-серого во влажном состоянии до светло-серого в сухом. Состав зерен: кварц, ПШ. Верхняя часть слоя денудирована ветровой деятельностью (развеяна, перемещена). В самой кровле встречается реликт гумусированного горизонта в виде линз (и.м. 5–10 см). Кроме того, отмечаются морозобойные трещины, внутренняя часть которых заполнена супесью и палеопочвой. Длина трещин в среднем 0,3 м, при ширине в устье ~ 2–4 см и более. И. м. значительно меняется из-за неровной кровли и подошвы. В пределах раскопа она варьирует от 0,35 до 0,85 м. По всем признакам отложения относятся к делювию. Подошва слоя близка к горизонтальной, четкая и ясная.

Слой 3. Делювиальные песчано-дресвяные тонко-слоистые отложения разделенные между собой слоями (5 см.) красно-коричневой супеси и желто-коричневого песка, алевролита. По всей видимости это продукты разрушения коренных пород, коллювиальный

шлейф, попавший в прирусловую часть водоема. Подошва неровная, возможно слой залегает с размывом на нижележащих отложениях.

Слой 4. Аллювиальные субгоризонтальные, волнисто-слоистые, тонко-, среднезернистые пески коричневого и серо-коричневого цветов (в сухом состоянии становятся светло-серыми и светло-коричневыми). Средняя мощность слоев (2 см). И.м. слоя меняется от 0,3 до 0,6 и больше. Подошва субгоризонтальная. По-видимому, отложения с незначительным перерывом перекрывают нижележащие.

Слой 5. Грубообломочные отложения, представленные гравийно-древянным, галечно-щебнистым, валунным и глыбовым материалом, заполнитель между обломками представлен алевролитом и песком. Глыбы представлены долеритами размеров от 0,5 м до 1 м и более, они слабоокатаны либо выветрены. Валуны от 0,2 м и до 0,5 м. Сортировка материала отсутствует. Весь обломочный материал с внешней стороны покрыт карбонатной коркой, что говорит о выветривании в субаэральных условиях [2]. В слое наблюдается прослой супеси толщиной 5–8 см, в котором обнаружены артефакты, относящиеся к эпохе палеолита. Данный прослой свидетельствует о перерыве в осадконакоплении.

Слой 6. Мелкозернистые красно-коричневые с глинистой примесью пески предположительно аллювиального генезиса. Кровля слоя подвержена сильной солифлюкции. Видимая мощность 0,25–0,5 м. В нескольких точках наблюдения в слой затягиваются и вышележащие слои дресвы и гальки.

Высота террасы 13–16,5 м (в пределе раскопа).

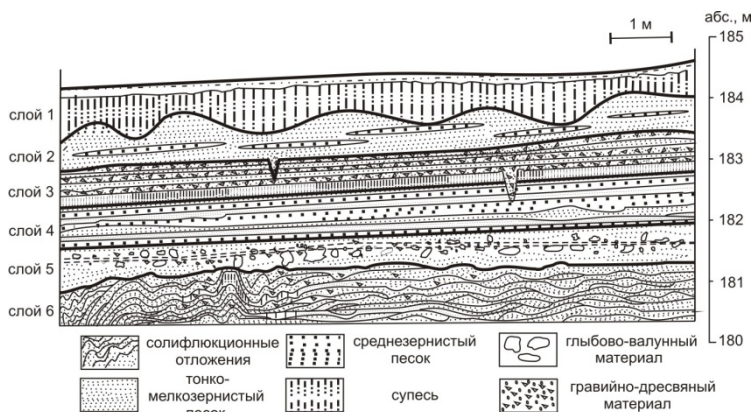


Рис. 1. Поперечный профиль II надпойменной террасы Ангары



**Результаты исследований.** Полученные результаты показали, что изученный разрез, представлен сложным комплексом аллювиальных и субазральных отложений гравитационными образованиями – солифлюкционными, делювиальными, осыпными.

За всестороннюю помощь авторы глубоко признательны Д.Г. Коровушкину, С.В. Меркулову, С.В. Лещинскому, С.В. Колонцову, Е.П. Рыбину, А.Е. Гришину, Ж.В. Марченко и П.В. Мандрыке.

Отдельное спасибо научному руководителю С.В. Лещинскому.

Исследования проведены за счет средств Богучанской археологической экспедиции Института археологии и этнографии СО РАН при поддержке РФФИ (грант № 12-04-00377).

#### *Литература*

1. Глухов Ю.С., Котков В.Н. Геологическая карта СССР масштаба 1:200 000. Серия Ангаро-Ленская. Лист 0-47 XII//Объяснительная записка. М.: Государственное Центральное специализированное производственное предприятие объединения «Союзгеолфонд», 1973.–67 с.
2. Равский Э.И. К стратиграфии четвертичных (антропогенных) отложений юга и востока Сибирской платформы // Труды Геологического института АН СССР, 1960. – Вып. 26. – М.: Изд-во Академии наук, 1960. – С. 2–95.

## **ПЕТРОГЕОХИМИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ И ГЕОДИНАМИЧЕСКАЯ ПОЗИЦИЯ БАЗИТОВ ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ НИЖНЕДЕВОНСКОЙ БЫСКАРСКОЙ СЕРИИ СЕВЕРНОЙ ХАКАСИИ**

Е.В. Емельянова, Н.А. Макаренко, А.Л. Архипов

*Томский государственный университет, магистр 2 года обучения,  
Emelianova\_elenasib@mail.com*

Научные руководители: к.г.-м.н., доцент Н.А. Макаренко,  
ассистент А.Л. Архипов

Базиты верхней части Быскарской серии изучены на примере марченгашской толщи нижнего девона в контурах учебного полигона Томского университета, геология которого описана в [1].

Несмотря на довольно простое геологическое строение марченгашской толщи, существуют разные точки зрения о количественных соотношениях вулканических и субвулканических

фаций и об их генетических взаимосвязях, что и определило выбор толщи в качестве объекта исследования.

В таблице 1 и на рисунках 1–3 сконцентрированы результаты обработки геохимической информации на базе анализов, выполненных в лаборатории Томского университета в Томском региональном центре коллективного пользования методом ICP-MS. Учитывая ранее опубликованные материалы [2, 3], отметим следующее:

1. Марченгашская толща на 80–85 % состоит из потоков и покровов базальт-трахибазальтового состава. Долериты отчетливо различимы по комплексу простых признаков.

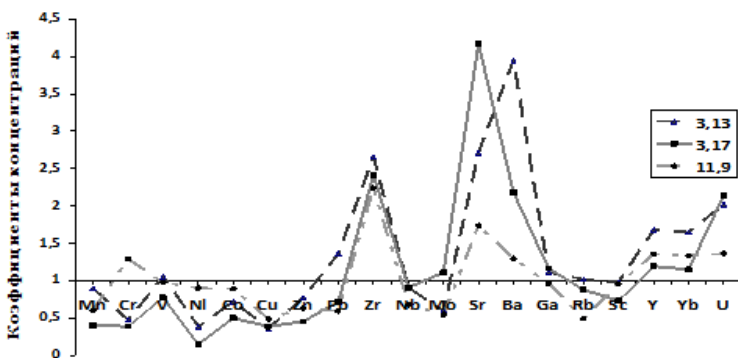


Рис. 1. Коэффициенты концентраций по отношению к кларкам А.П. Виноградова малых и редких элементов в базитах марченгашской толщи (3,13 – базальт; 3,17 – трахибазальт; 11,9 – долерит)

2. Базиты относятся к субщелочной калиево-натриевой серии с незначительным содержанием  $TiO_2$  (1,24–2,29 %).

3. Коэффициенты концентраций для большинства малых и редких элементов имеют околочларковые значения (рис. 1) за исключением Zr, Ba, Sr (максимумы) и Nb, Co, Ni, Cu (минимумы).

4. Содержания большинства элементов в ряду базальт-трахибазальт-долерит примерно одинаковые (табл. 1), характер поведения вариационных кривых однотипен (рис. 1, 2), что свидетельствует в пользу генетического единства данной триады.

5. В эффузивах и долеритах наблюдается разный уровень накопления Sr и Ba – повышенный в первых и низкий – во вторых (рис. 3). Суммарное содержание этих элементов в долеритах в два раза ниже, чем в эффузивах (табл. 1). Если эта тенденция подтвердится на более представительном материале, то ее можно будет использовать для диагностики вулканитов разных фаций глубинности.

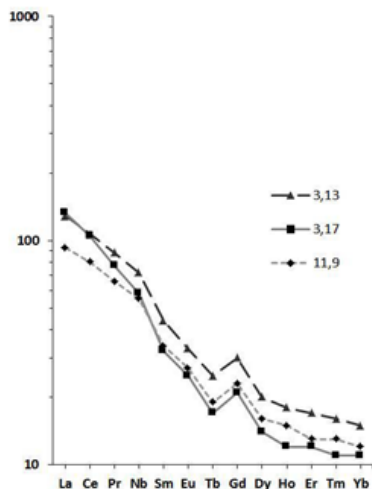


Рис. 2. Нормированное по хондриту содержание РЗЭ в породах марченгашской толщи

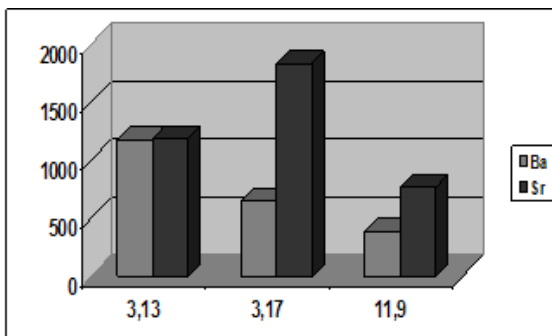


Рис. 3. Гистограмма распределения Ba и Sr в базальтах (3,13), трахибазальтах (3,17) и долеритах (11,9) марченгашской толщи Ширино-Марченгашского участка

6. Геодинамическая природа Быскарской серии рассматривается большинством исследователей как рифтогенная в тылу активной континентальной окраины. Вместе с тем, повышенные концентрации Zr, Ba, Sr при пониженном содержании Nb могут указывать на возможное смешивание на глубине внутриплитных и коровых (надсубдукционных) магм.

Таблица 1

Содержание редких и редкоземельных (г/т) элементов в базитах марченгашской толщи

| Эл-т      | 3,13    | 3,17    | 11,9    | Эл-т      | 3,13  | 3,17  | 11,9  |
|-----------|---------|---------|---------|-----------|-------|-------|-------|
| <b>Mn</b> | 1794,43 | 804,63  | 1216,03 | <b>Yb</b> | 3,30  | 2,30  | 2,68  |
| <b>Cr</b> | 95,34   | 78,00   | 258,92  | <b>U</b>  | 1,01  | 1,07  | 0,68  |
| <b>V</b>  | 211,38  | 155,02  | 195,45  | <b>Th</b> | 2,35  | 3,56  | 1,74  |
| <b>Ni</b> | 62,19   | 24,33   | 144,35  | <b>La</b> | 40,17 | 41,36 | 28,85 |
| <b>Co</b> | 32,56   | 22,54   | 40,24   | <b>Ce</b> | 87,07 | 85,34 | 65,14 |
| <b>Cu</b> | 36,20   | 38,80   | 48,92   | <b>Pr</b> | 10,85 | 9,44  | 8,11  |
| <b>Zn</b> | 100,81  | 59,44   | 82,03   | <b>Nb</b> | 43,60 | 35,38 | 33,23 |
| <b>Pb</b> | 10,90   | 5,76    | 4,75    | <b>Sm</b> | 8,58  | 6,38  | 6,68  |
| <b>Zr</b> | 265,60  | 241,27  | 224,01  | <b>Eu</b> | 2,46  | 1,90  | 2,06  |
| <b>Nb</b> | 18,18   | 18,23   | 13,64   | <b>Tb</b> | 1,18  | 0,83  | 0,92  |
| <b>Mo</b> | 0,84    | 1,56    | 0,77    | <b>Gd</b> | 7,79  | 5,54  | 6,09  |
| <b>Sr</b> | 1194,16 | 1836,11 | 764,71  | <b>Dy</b> | 6,72  | 4,53  | 5,43  |
| <b>Ba</b> | 1184,85 | 654,19  | 389,87  | <b>Ho</b> | 1,35  | 0,93  | 1,10  |
| <b>Ga</b> | 20,06   | 20,99   | 17,33   | <b>Er</b> | 3,64  | 2,54  | 2,93  |
| <b>Rb</b> | 45,88   | 39,61   | 22,18   | <b>Tm</b> | 0,53  | 0,37  | 0,43  |
| <b>Sc</b> | 23,56   | 17,63   | 22,91   | <b>Yb</b> | 3,30  | 2,30  | 2,68  |
| <b>Y</b>  | 33,62   | 23,90   | 27,19   |           |       |       |       |

Примечание: 3,13 – базальт; 3,17 – трахибазальт; 11,9 – долерит

### Литература

1. Макаренко Н.А., Родыгин С.А., Елистратов Ю.М., Номоконов В.Е. Новые данные по геологии учебного полигона Томского университета в Хакасии // Вопросы геологии Сибири. Томск, ТГУ, 1982. С. 123-132.
2. Емельянова Е.В. Предживетские вулканиты основного состава учебного полигона ТГУ (Северная Хакасия) // Геология в развивающемся мире: сборник науч. тр. (по материалам Междунар. Конф. Студ., асп. и молодых ученых) / отв. ред. Е.Н. Батурин. Пермь, Перм. гос. ун-т, 2011. С.66–68.
3. Емельянова Е.В. О некоторых петрографических и геохимических особенностях базитов марченгашской толщи нижнего девона (Северная Хакасия) // Современные проблемы географии и геологии / Труды Томского государственного университета, Т. 280. Томск, Изд-во Том. ун-та, 2011. С. 210–213.

## О ПРИРОДЕ ФОРМИРОВАНИЯ ЧИКОЙСКОЙ ТЕРРАСЫ (ЗАПАДНОЕ ЗАБАЙКАЛЬЕ)

В.С. Изыхеев, В.Л. Коломиец, Р.Ц. Будаев

*Геологический институт СО РАН, г. Улан-Удэ, аспирант 2 года  
обучения, kolom@gin.bscnet.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Р.Ц. Будаев

На правобережье р. Чикой (левый крупный приток р. Селенги – главной водной артерии Западного Забайкалья) в 7 км выше устья в береговом уступе до глубины 30 м исследована песчаная толща 35-метровой надпойменной террасы, которая по структурно-текстурным особенностям подразделяется на 11 литологических горизонтов.

Первый горизонт (интервал 1,1–2,8 м) состоит из мелкозернистых песков. Стандартное отклонение ( $\sigma=0,15-0,16$ ) характеризует данные осадки как очень хорошо сортированные. Статистический коэффициент асимметрии  $\alpha=1,53-2,86$  оценивает энергетические уровни сил среды седиментации, как небольшие. Эксцесс  $\tau$  положителен и свидетельствует о стабильной динамике вещества на протяжении всего периода осадконакопления. Значения коэффициента вариации  $v=0,53-0,59$  устанавливают аквальный генезис осадков и принадлежат полю совмещения лимнического и аллювиального происхождения. Пески накапливались в неглубоком (до 1,5–1,8 м) озеровидном проточном водоеме. Палеопоток, транспортировавший в этот водоем рыхлые наносы, характеризовался равнинным типом естественных русел (число Фруда  $Fr < 0,1$ ). Диапазон зерен и высокое содержание псаммитов (85-90%) указывает на их отложение в прибрежной полосе акватории озеровидных водоемов.

Средне-мелкозернистые пески формируют 2-й горизонт (инт. 1,8–8,45 м). По стандартному отклонению ( $\sigma=0,17-0,26$ ) осадки очень хорошо и хорошо сортированы, асимметричны ( $\alpha=2,52-6,70$ ) со смещением моды в сторону крупных частиц (относительно высокая динамика среды аккумуляции), эксцесс положителен ( $\tau=11,96-76,71$ ; стабильные тектонические условия осадконакопления). Коэффициент вариации песков ( $v=0,59-0,79$ ) свидетельствует об аквальном характере бассейна седиментации. По палеопотамологическим данным глубины таких палеобассейнов не превышали 1,9–2,3 м. По числу Фруда водоток характеризовался равнинным ( $Fr=0,06-0,08$ ) типом постоянных, хорошо разработанных русел со свободным течением воды. В фациальном отношении осадки с субгоризонтальной

слоистостью отлагались в прибрежной полосе акватории мелководных проточных озеровидных водоемов, а пачки со средне-мелкозернистыми песками наклонной и крутонаклонной текстуры – блуждающими речными потоками с замедленными скоростями движения воды.

Третий горизонт (инт. 8,45–10,5 м) выполнен слабонаклонными и линзовидными средне-мелкозернистыми песками с примесью (до 5%) гравийно-мелкогалечных частиц. Песчаные разности имеют умеренную и умеренно-плохую сортировку ( $\sigma=0,68-2,01$ ). Наблюдается асимметрия распределений, эксцесс положителен ( $\tau=34,32-72,78$ ). Значения коэффициента вариации ( $0,8 < v < 2,0$ ) устанавливают аллювиальное происхождение данного горизонта. Водоток р. Пра-Чикой имел полугорный тип ( $Fr=0.10-0.18$ ) русла. Осадки этого слоя по фациально-генетической природе относятся к аллювиальным русловым грядовым пескам речной макрофазии.

Осадкам 4-го горизонта (инт. 10,5–11,8 м) свойственен более пестрый литологический состав – от алевритисто-мелкозернистых до средне-мелкозернистых песков. Отложения характеризуются хорошей и умеренной сортировкой ( $\sigma=0,18-0,57$ ). Динамика седиментации при их накоплении была невысокой, тектонические условия осадконакопления стабильными ( $\tau \gg 0$ ). Коэффициент вариации определяет генезис данных осадков ( $v=0,9-1,58$ ), как флювиальный. В палеогидрологическом режиме не наблюдается каких-либо резких отличий от сходных ситуаций осадконакопления, свойственных вышележающим горизонтам.

Пятый горизонт (инт. 11,8–19,0 м) представлен псаммитовыми отложениями. Коэффициент сортировки песков  $\sigma$  находится в пределах 0,10–0,22 и определяет осадки как хорошо и умеренно сортированные. Коэффициент асимметрии ( $\alpha > 1$ ) со сдвинутой модой в сторону крупных частиц характеризует динамику седиментации как невысокую. Показатели коэффициента вариации  $v$  по всей толще относятся к диапазону от 0,47 до 0,72 и указывают на аквальное происхождение осадков (поле смешанного аллювиально-озерного генезиса). Палеопотамологические параметры определяют накопление осадков в условиях слабопроточных неглубоких (до 2 м) озеровидных водоемов с умеренным гидрологическим режимом водотоков. Палеореки характеризуются равнинным ( $Fr < 0,1$ ) типом естественных блуждающих русел. По фациальной природе осадки имеют двойственный характер: субгоризонтально-слоистые алевритово-мелкозернистые пески накапливались в прибрежной зоне акватории неглубоких стационарных проточных лимнических водоемов. Мелко-среднезернистые разновидности с наклонной слоистостью

аккумулировались меандрирующими водотоками с замедленным однонаправленным поступлением воды.

Средне-мелкозернистые пески с включениями (1–3%) гравийно-мелкогалечных обломков участвуют в строении 6-го (инт. 19,0–23,0 м) и 8-го (инт. 26,0–26,3 м) литологических горизонтов. Свойственна хорошая, а также умеренная сортировка ( $\sigma=0,3-0,7$ ), мода смещена в сторону крупных частиц ( $\alpha=6,77-15,50$ ). Осадки имеют плюсовой в эксцесс и значения коэффициента вариации ( $v=1,10-1,34$ ) определяющие аллювиальный генезис. Палеопотоки принадлежат к равнинному ( $Fr<0,1$ ), реже полугорному с развитыми аккумулятивными формами типам ( $Fr>0,1$ ) постоянных русел.

Седьмой горизонт (инт. 23,0–26,0 м) образован алевритисто-мелкозернистыми песками. Отсортированность материала хорошая ( $\sigma=0,14-0,16$ ), модальность распределений сдвинута в сторону крупных частиц ( $\alpha>1$ ), эксцесс положителен ( $\tau>0$ ). Величины коэффициента вариации находятся в поле от 0,6 до 0,66, что сопоставимо с областью смешанного лимно-аллювиального происхождения ( $v<0,8$ ). Накопление осадков происходило в режиме стационарного проточного озеровидного водоема с блуждающими притоками равнинного типа ( $Fr=0,04-0,05$ ).

Девятый горизонт (инт. 26,3–29,55 м), состоящий из алевритисто-мелкозернистых и мелкозернистых песков, имеет цикличное происхождение, проявившиеся в смене лимнических обстановок седиментации ( $v=0,35-0,38$ ; слои 1, 3) комплексными озерно-речными ( $v=0,42-0,79$ ; слои 2 и 4). Средой образования смешанных горизонтов являлся неглубокий озеровидный водоем (1,1–1,5 м) с естественным притоком равнинного ( $Fr=0,03-0,05$ ) типа.

Мелко-среднезернисто-алевритовые пески слагают 10-й горизонт на инт. 29,55–29,85 м. Сортировка – хорошая ( $\sigma=0,22-0,26$ ), асимметрия положительна ( $\alpha>1$ ), эксцесс плюсовой ( $\tau=4,15-5,71$ ), коэффициент вариации находится в рамках от 0,8 до 0,92. Аккумуляция осуществлялась постоянными слабомобильными извилистыми потоками равнинного типа.

Подстилающий разрез 11 горизонт (инт. 29,85–30,0 м) состоит из мелко-среднезернистого песка озерно-речного генезиса ( $v=0,66$ ).

Таким образом, по своему происхождению пески, слагающие 35-метровую террасу р. Чикой имеют водный генезис и накапливались как в речных обстановках седиментации (нестрежневые русловые фации), так и в комплексных озерно-речных условиях, ввиду развития тектонических подпоров в antecedentных сужениях долины р. Селенги ниже устья р. Чикой.





передвигался по мягкой почве, питаясь преимущественно листьями и молодыми побегами. Животное достигало в холке 45-ти сантиметров. Эогиппус обитал в тропических лесах и был всеяден [2].

В середине миоцена на нашей планете началось похолодание. Условия, в которых предок лошади развивался миллионы лет, изменились. Климат стал суше, растительность – грубее. Коренным переломом в развитии этой ветви животного мира стало появление участков суши свободных от лесов. Влажные почвы лесов сменились покрытыми травой и кустарником территориями. Тропические леса уступили место бескрайним равнинам.

Следующие звенья эволюции, мезогиппус (*Meshippus*) и мерикгиппус (*Merychippus*), жившие около 30 миллионов лет назад, имели по 3 пальца на значительно удлинившихся ногах. Предки лошади стали жить на открытых пространствах. Новые условия прожизвания привели к выработыванию новых инстинктов и изменениям в строении тела; повысилась прочность зубов, челюсти стали более массивными. В результате вытянулась лицевая часть черепа, а глазницы и черепная коробка отодвинулись назад. Шея удлинилась, чтобы легче было доставать до земли, стопа приспособилась к передвижению по более твёрдому грунту. Средние пальцы увеличились и ороговели, превратившись в копыта.

Около 15 миллионов лет назад появилась первая однопалая лошадь, известным примером которой является гиппарион (*Hipparion*). Их ископаемые остатки так многочисленны, что палеонтологи назвали «фауной гиппариона» весь комплекс живых существ, обитавших в тех же степях в одно время с этими лошадьми. Прошло несколько миллионов лет, и все гиппарионы вымерли.

Плиогиппус (*Pliohippus*) (10–5 миллионов лет назад) был уже травоядным непарнокопытным животным. Миллион лет назад ему на смену пришел Экуус (*Equus*), прародитель современной лошади [1].

Развитие человеческого общества сопровождалось одомашниванием самых разных животных, и одним из первых таких животных была лошадь. Самые ранние изображения и деревянные фигурки лошадей были сделаны европейскими пещерными людьми около 15 000 лет назад. Древние охотники начали укрощать лошадей с целью получения мяса и молока. Вероятнее всего, первыми лошадь приручили кочевники степей Центральной Азии около 5 тыс. лет назад. Они ловили диких лошадей и разводили их в неволе и уже оттуда лошади попали в страны Малой Азии и Европы. Известно, что в Вавилоне они появились около 3 тыс. лет до нашей эры [3].

Качества лошади, сложившиеся на протяжении длительной эволюции, – сила, скорость, выносливость, хорошая обучаемость, способность переносить разнообразные климатические условия и питаться скудным грубым кормом прекрасно приспособили лошадь к изменяющимся потребностям человека. А путем искусственного отбора человек еще больше развил у нее желаемые качества, что привело к появлению лошадей, способных выполнять самые различные задания: выпас скота, пахоту, охоту, состязания на скорость и всевозможные трюки (поклоны, танцы прыжки и т.п.).

С развитием техники роль лошади в жизни человека стала гораздо меньше. Машины сменили коней за плугом, в упряжке и на поле боя. Но совсем без лошади человек не может обойтись. Используются лошади в спорте, огромной популярностью во многих странах мира пользуется конный цирк. Лошади доставляют людям необычайное удовольствие своим грациозным видом, стремительной скачкой, головокружительными цирковыми трюками. Так же немаловажное значение лошадь имеет в медицине [5].

Результатом человеческого вмешательства стал тот факт, что в данный момент в мире насчитывается около двухсот пород лошадей.

#### *Литература*

1. *Давиташвили Л.Ш.* Краткий курс палеонтологии. - М.: ГОСГЕОЛТЕХИЗДАТ, 1958.-543 с.
2. *Михайлова И.А.* Общая палеонтология.-М: Изд-во МГУ, 1989.-383с.
3. *Обручева О.П.* Палеонтология позвоночных.-М.: Изд-во МГУ, 1987.–95с.
4. Стратиграфический кодекс России. Изд. 3-е. СПб.: ВСЕГЕИ, 2006. 96 с.
5. *Щепкин М.* Из наблюдений и дум заводчика.-М.: СЕЛЬХОЗГИЗ, 1947.–61с.
6. A Geologic Time Scale 2004 by F.M. Gradstein, J.G. Ogg, A.G. Smith et. al., Cambridge University Press, 2004.

# ИСТОРИЯ ОДОМАШНИВАНИЯ ПРЕДСТАВИТЕЛЕЙ РОДА EQUUS

Д.А. Субботин

*Пермская государственная сельскохозяйственная академия  
им. академика Д.Н. Прянишникова, аспирант 2 года обучения,  
Denisca59@mail.ru*

Научные руководители: к.с.-х.н, доцент В.И. Полковникова,  
к.г.-м.н., доцент В.П. Ожгибесов

По времени начало одомашнения лошадей относят к середине голоценовой эпохи четвертичного периода приблизительно 5,5 тысяч лет назад [2].

Превратив лошадь в домашнее животное, человек в дальнейшем содержал и использовал ее по-разному, в зависимости, прежде всего от условий, в которых он находился и вел свое хозяйство.

Период от 500 лет до нашей эры и первые два столетия нашей эры характеризуются развитием коневодства и племенного дела в коневодстве (Мидия и Персия). В Древней Греции и Риме селекционно-племенная работа привела к образованию различных типов и пород лошадей. Начиная с XI–XII вв. нашей эры происходит процесс проникновения лошади в сельское хозяйство Северной Франции, Нидерландов, Англии. В Северо-Западной Руси, как свидетельствуют летописи, лошади уже в XV в. использовались на пахоте, иногда в одной упряжке с волом. В XVIII–XIX вв. Наряду тяжеловозными породами появляются породы рысистых лошадей, способных бежать с исключительной быстротой. Самой выдающейся породой рысистых лошадей является Орловская рысистая [3].

Орловский рысак получил своё название по фамилии своего создателя — графа Алексея Орлова-Чесменского (1737-1808). История создания орловского рысака началась в 1776 году, когда граф Орлов ввёз в Россию ценнейшего и очень красивого внешне арабского жеребца Сметанку. Он был приобретён за огромную сумму – 60 тысяч серебром у турецкого султана. Свою кличку получил за светло-серую масть, практически белую, как сметана. Превосходно двигался на всех аллюрах, в том числе и на рыси. Однако в России прожил недолго, меньше года. В 1777 году Сметанка пал, оставив четырёх сыновей и одну дочь, все 1778 года рождения. Лишь дети Сметанки, рождённые после его смерти, а именно его лучший сын, жеребец серой масти Полкан от датской кобылы, оказался подходящего экстерьера. Полкан был крупный, величавый на ходу, но несколько грубоватых форм

жеребец, к тому же не обладавший устойчивым рысистым ходом. Кобыл из Фрисландии скрестили с арабскими и арабо-датскими жеребцами, в том числе и с Полканом. Первые жеребята от этих скрещиваний родились в 1784 году. Среди них был и серый в яблоках жеребец Барс I. Современники отмечали его большой рост, гармоничность сложения, лёгкость движения, большую силу, правильный ход и резвую рысь. Барс I, названный так за крупные светлые яблоки на серой шерсти подобно шкуре барса, был очень близок к задуманному графом образцу. Впоследствии его начали называть родоначальником породы. Несколько лет граф сам разъезжал на Барсе по Москве, испытывая его беговые качества.

После смерти Орлова в 1808 году Хреновской завод, где стояли ценнейшие потомки Сметанки и Барса I, был передан в управление крепостному графа В. И. Шишкину. Благодаря таланту Шишкина как селекционера лошади приобрели прекрасные формы, иногда при этом теряя массивность и способность к резвой рыси.

Орловская рысиситая порода лошадей была зарегистрирована в Министерстве сельского хозяйства Российской Федерации в 2007 году в качестве породы российской селекции.

Ведущими конными заводами по работе с орловской породой являются в России Хреновской конный завод, Чесменский конный завод, Московский конный завод, Пермский конный завод и Алтайский конный завод [1].

ФГУП Пермский племенной конный завод №9 Ордена «Знак Почета» образован 24 ноября 1922 году. Расположен он в живописных местах Приуралья, сразу за городской чертой Перми. Благодаря самоотверженному труду работников, стал ведущим в странах СНГ. Основное направление производственной деятельности 9-го конезавода – племенное животноводство. Хозяйство занимается разведением лошадей орловской рысистой и русской тяжеловозной пород. Перед зданием администрации завода стоит памятник (единственный в России, поставленный при жизни, в натуральную величину) жеребцу Кипру.

Стоит отметить жеребцов Кипра и Ковбоя. Будучи родными братьями по матери и двоюродными по отцу, эти два жеребца снова напомнили о том огромном потенциале, который содержится в орловской породе и до сих пор полностью не раскрыт. За свою беговую карьеру Кипр установил 14 рекордов различного ранга, главным из которых был рекорд для четырёхлетних орловских рысаков – 2 мин 03,4 сек. С этой резвостью Кипр победил всех лучших русских рысаков во «Всесоюзном Дерби» 1986 года. Некоторые

рекорды Кипра были позднее побиты, некоторые сохранились. Брат Кипра, рыжий Ковбой, установил 11 рекордов, главный среди которых – абсолютный рекорд для рысаков всех пород, рождённых в России. В августе 1991 года на Раменском республиканском ипподроме восьмилетний Ковбой финишировал первым, показав время 1 минуту 57,2 секунды. Этот результат стал новым абсолютным рекордом, который держится до сих пор. В настоящее время стоит отметить жеребца Политика (Паника-Колорит) 2005 г.р., показавшего лучший результат на ипподромах в Перми и Уфе – 2 мин 01,6 сек.

Развал Советского союза сильно отразился и на конном заводе. Просуществовав 88 лет, предприятие было обанкрочено, практически разрушено и распродано по частям. Отрасль коневодства в составе маточного поголовья и ремонтного молодняка в количестве 120 голов была выкуплена неравнодушным частным предпринимателем в полном составе. На базе этого поголовья, 24 ноября 2010 года, был создан новый конный завод с известным названием ООО «Пермский племенной конный завод №9».

Автор благодарит главного зоотехника ООО «Пермский племенной конный завод №9» О. Г. Ведалеву за предоставленную информацию.

#### *Литература*

1. *Гриц В.С.* Родина Орловского рысака. -М.: СЕЛЬХОЗГИЗ, 1952. -190с.
2. Стратиграфический кодекс России. Изд. 3-е. СПб.: ВСЕГЕИ, 2006. 96 с.
3. *Щепкин М.* Из наблюдений и дум заводчика.-М.: СЕЛЬХОЗГИЗ, 1947. 61с.

## **РИТМИКА КОЛЕБАНИЙ УРОВНЯ ЯПОНСКОГО МОРЯ В РИСС-ВЮРМСКОЕ ВРЕМЯ**

Е.А. Элбакидзе

*Дальневосточный геологический институт ДВО РАН,*

*г. Владивосток, специалист, Ekato21@mail.ru*

Научный руководитель: д.г.н. В.С. Пушкарь

На побережье Японского моря установлено существование четвертичных морских террас, отложения которых фиксируют более высокий уровень моря, чем в атлантический оптимум голоцена [1]. Степень же их геологической изученности ещё недостаточна. Это касается выявления ритмики колебаний уровня Японского моря в рисс-вюрме (находкинское время), которому соответствует

максимальная в плейстоцене гляциоэвстатическая трансгрессия Мирового океана [3]. К числу таких отложений относятся разрезы на правобережье р. Зеркальная. Здесь в рельефе сочетаются помимо голоценовых террас (3–5 м) и более древние «песчаная» (8–12 м) и «галечная» (6 м) террасы.

В отложениях высокой «песчаной» террасы детально изучен разрез 4268 (рис. 1), в котором выделено четыре разновозрастные пачки осадков характеризующиеся лагунно-морскими комплексами диатомей (рис. 2).

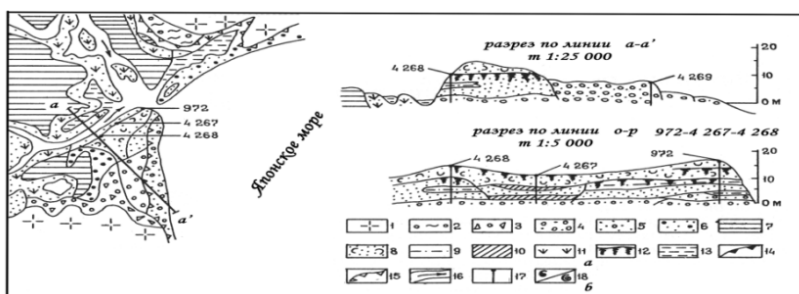


Рис. 1. Геоморфологическое строение и геологические разрезы четвертичных отложений в устье р. Зеркальная

1 – денудационный уровень с корами выветривания, 2 – плиоценовая терраса, 3 – пролювиально-склоновый шельф, 4 – валуны с песком (валунная терраса), 5 – песок с валунами, 6 – гравий с песком (голоценовая морская терраса с пляжем), 7 – алеврит (среднеголоценовая лагунная терраса), 8 – эоловый песок, 9 – алеврит с песком, 10 – торф, 11 – песок с органикой (верхнеголоценовая терраса), 12 – почвы, 13 – лагуны, 14 – активный клиф, 15 – отмерший клиф, 16 – русло реки, 17 – разрезы, 18 – фауна (а – фораминиферы, б – моллюски)

Первая пачка (инт. 8–10 м) представлена слоистыми пляжевыми песками с комплексом морских диатомей, в котором преобладают *Campylodiscus echeneis* Ehr. ex Kütz. (30%), *Campylodiscus daemelianus* Grun. (10%), *Actinocyclus ehrenbergii* Ralfs in Pritchard (36%), *Thalassiosira hyperborea* (Grun.) Hasle (5%).

Вторая пачка (инт. 3,0–4,4 м.), сложена песками с прослоями алевритов, сформировавшихся в периодически меняющихся условиях мелководной лагуны. Диатомеи малочисленны и представлены пресноводными видами родов *Pinnularia*, *Eunotia* и *Cymbella*.

В третьей пачке (инт. 0,8–2,6 м) встречен богатый комплекс диатомей, близкий по составу к комплексу диатомей первой пачки, но с большим содержанием пресноводных форм аркто-бореальной бореальной природы.

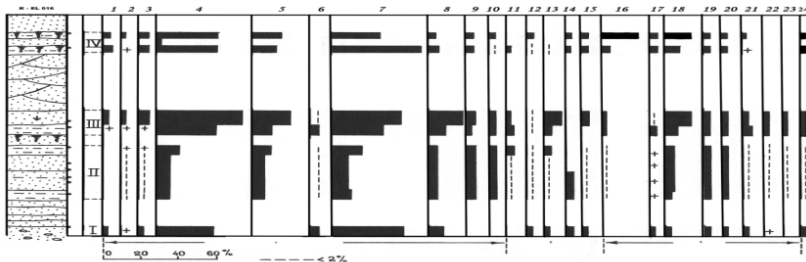


Рис. 2. Диатомовая диаграмма отложений р. Зеркальная

Группы диатомей: лагунно-морские (1 – 11), лагунно-солончатководные (12 – 15), пресноводные (16 – 24). Виды диатомей: 1 – *Navicula palpebralis* Bréb., 2 – *N. yarrensii* Grun., 3 – *Petroneis marina* Crawford et Mann, 4 – *Campylodiscus echeneis* Ehr., 5 – *Campylodiscus daemelianus* Grun., 6 – *Arachnoidiscus ehrenbergii* Bailey et Ehr., 7 – *Actinocyclus ehrenbergii* Ralfs, 8 – *Thalassiosira hyperborea* (Grun.) Hasle, 9 – *Diploneis smithii* (Bréb.) Cl., 10 – *Diploneis interrupta* (Kütz.) Cl., 11 – *Caloneis formosa* (Greg.) Cl., 12 – *Rhopalodia gibba* (Ehr.) Müll., 13 – *Epithemia zebra* (Ehr.) Kütz., 14 – *Tryblionella plana* (Smith) Pelletan, 15 – *Surirella arcta* Schmidt, 16 – *Pinnularia borealis* Ehr., 17 – *P. leptosome* (Grun.) Cl., 18 – *P. viridis* (Nitzsch.) Ehr., 19 – *P. brevicostata* Cl., 20 – *P. streptorapha* Cl., 21 – *Eunotia praerupta* Ehr., 22 – *Cymbella turgida* (Ehr.) Hassall, 23 – *C. tumida* (Bréb.) Heurck, 24 – *Hantzschia amphioxys* (Ehr.) Cl. et Grun

Четвёртая пачка осадков (инт. 0,8–0,0 м) соответствует морским отложениям с обилием обилие лагунно-морских *Campylodiscus echeneis* Ehr., *C. daemelianus* Grun., *Actinocyclus ehrenbergii* Ralfs и пресноводных *Pinnularia borealis* Ehr., *P. viridis* (Nitz.) Ehr. видов.

Осадки этой террасы формировались в условиях более тёплого климата, чем современный, о чем свидетельствует преобладание в них умеренно тепловодных форм диатомей (до 70%). Можно предположить, что в данных отложениях зафиксированы колебания уровня моря во время подстадии 5е рисс-вюрмской трансгрессии (рис. 2, 3), когда уровень моря превышал современный не менее чем на +10 м).

Разрез 6 м террасы 4267 (рис. 1) представлен двумя пачками морских осадков, разделённых толщей торфа. Отложения 1 и 3 пачек накапливались в условиях лагуны. Об этом свидетельствует обилие морских видов *Campylodiscus echeneis* Ehr. (30%), *C. daemelianus* Grun. (10%), *Actinocyclus ehrenbergii* Ralfs (30%). Торфянистая толща характеризуется пресноводными *Pinnularia lata* (Bréb.) Raben., *P. major* (Kütz.) Raben., *P. brevicostata* Cl. (20%).

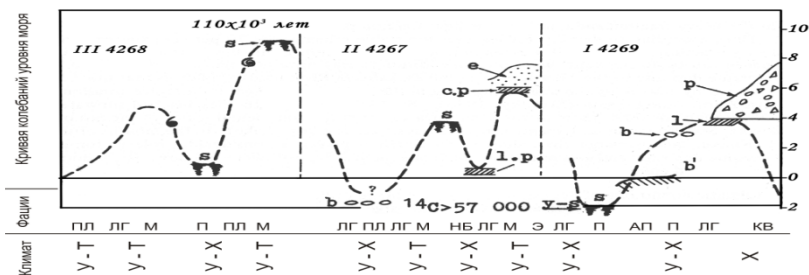


Рис. 3. Кривая колебания уровня Японского моря в ресс-вюрме

(усл. обозн. см. рис. 1):

Климат: У-Т – умеренно тёплый; У-Х – умеренно холодный; Х – холодный; фации: пл – пляжевая, лг – лагунная, м – маршевая, нб – низинное болото, э – золотые накопления, кв – конусы выноса, пр – пролювий; прочие обозначения: п – почва, вт – водорослевый торф, нт – низинный торф, лт – лагунные торфяники, ап – абразионная платформа; I-III – террасы, 4267-4269-точки наблюдения

Установленные в устье р. Зеркальная колебания уровня Японского моря (рис. 3) могут быть сопоставлены с трансгрессиями Мирового океана [3, 4], что позволяет сделать следующие выводы:

1) «Песчаная терраса» (+12 м.) соответствует подстадии 5е, максимальному потеплению климата и наиболее высокому уровню Японского моря (не менее + 10 м выше современного).

2) Формирование двух лагунно-морских пачек осадков 6 м террасы (4267), по-видимому, шло в условиях более прохладного климата по сравнению с подстадией 5е. Скорее всего, они отражают климатические условия подстадий 5а и 5с, которым отвечает и более низкий уровень моря (1–5м).

3) «Валунная» терраса (высота 4–6 м.), в отложениях которой отмечен комплекс морских и лагунных диатомей, фиксирует трансгрессию подстадии 5а.

#### Литература

1. Алексеев М.Н. Антропоген Восточной Азии: Стратиграфия и корреляция // М.: Наука, 1978. 207с.
2. Боуэн Д. Четвертичная геология // М.: Мир, 1981. 272 с.
3. Lambeck K. Links between climate and sea levels for the past three million years V 419. // Nature Publishing Group 2002/ P/199.
4. Mesolella K.J. The astronomical theory of climatic changes: Barbados data // J. Geol. 1969. V. 77. P. 257–274.



## ВЕЩЕСТВЕННЫЙ СОСТАВ СРЕДНЕЮРСКИХ АЛЛЮВИАЛЬНЫХ ПАЛЕОПОЧВ КОНЯШИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ВОСТОЧНОЕ ПОДМОСКОВЬЕ)

А.В. Почикалов

*ЦЭПЛ РАН, аспирант 2 года обучения, alexglg@bk.ru*

Научный руководитель: старший преподаватель А.В. Арешин

В настоящее время для корректного понимания закономерностей функционирования биосферы возникает необходимость обращения к ее прошлому, что, в свою очередь, бывает трудно осуществить без использования реконструкций палеоландшафтов. Значение палеопочвенных исследований для проведения подобных работ огромно, так как палеопочвы выступают в роли своеобразных идентификаторов периодов стабильности в палеоландшафтной динамике.

Исследования проводились на основе литературных данных и лабораторном анализе образцов, отобранных в карьере Гжельского кирпичного завода, находящегося в Московской области (известен как карьер «Коняшино») в 1,5–2 км севернее ст. Гжель Казанской ж/д. Анализ образцов на содержание общего проводился в лаборатории имени Отто Шмидта при АНИИ (Санкт-Петербург) на приборе VARIO EL III Elementar.

Коняшинский карьер вскрывает юрские отложения [2], которые залегают на неровной размытой поверхности кровли каменноугольных отложений, которая сохранила следы континентального длительного размыва и выветривания (в карстовых полостях иногда встречаются бокситы). В этих отложениях нами были обнаружены и описаны несколько профилей среднеюрских (байос-раннекеellowейские) палеопочв, приуроченных к границе гжельско-кудиновской и москворецкой свит [1, 2] и принадлежащих к гидроморфному ряду (аналоги современных пойменных, мангровых и маршевых почв). Предположительно их можно классифицировать как *Vertisols* по классификации *Mack G.H. et al.* [5], так как верхние горизонты содержат отчетливые зеркала скольжения, а нижележащие горизонты характеризуются комковато-пылевой структурой. Палеопочвы Коняшинского месторождения по внешним морфологическим признакам близки к аналогичным юрским палеопочвам, описанным в формации Моррисон (США)[4, 8] и меловым палеопочвам в бассейне Хацег (Румыния) [6, 7]. Следует отметить слабую

дифференцированность почвенного профиля и малую его мощность (в среднем около 0,5 м).

В таблице 1 приведены данные о содержании общего углерода и соотношения C/N в верхних, предположительно аккумулятивных горизонтах палеопочв.

Таблица 1  
Содержание общего углерода и C/N отношение в верхних горизонтах палеопочв  
Коняшинского месторождения

| <i>Месторасположение и номер образца</i>  | <i>Собщ,%</i> | <i>C/N</i> |
|---|---------------|------------|
| северо-западная стенка Коняшинского карьера, примерно 350–400 м восточнее северо-западного угла карьера; верхний горизонт палеопочвенного профиля №1                                    | <b>6,33</b>   | 36,51      |
| там же; верхний горизонт палеопочвенного профиля №3   | 0,43          | 12,36      |
| там же, примерно 30 м западнее; верхний горизонт палеопочвенного профиля №2   | <b>5,61</b>   | 45,83      |
| северо-западная стенка Коняшинского карьера, примерно 30–40 м восточнее северо-западного угла карьера, около 6 м над урезом воды в карьере; верхний горизонт палеопочвенного профиля №4 | <b>8,06</b>   | 42,22      |

Наблюдаемые отличия мезозойских палеопочв от их современных аналогов связаны с отличиями физико-географических обстановок и процессов почвообразования, а так же с наложенными диагенетическими и постдиагенетическими явлениями (минерализацией и рассеиванием органического вещества, интенсивной пиритизацией, многократным оглеением и промерзанием). Диагенетические и постдиагенетические изменения палеопочв также выражены в проявлении пиритизации и лимонитизации, неоднократным (минимум двукратным) оглеением, вымывом глины из более молодых (четвертичных) отложений [1].

Из таблицы 1 видно, что среднеюрские палеопочвы района пос. Гжель характеризуются очень высоким (6,33; 5,61 и 8,06%) для палеопочв (среднее содержание углерода по литературным данным, в частности [1, 4] составляет около 1–2% и ниже) содержанием *общего углерода*. По мнению авторов, это связано либо со значительными ошибками в определении возраста почвообразующих и перекрывающих палеопочвы горных пород, либо с привнесом терригенных карбонатов со склонов палеодолины, или же с миграцией подземных вод гидрокарбонатного состава, после ее захоронения. В случае неправильной возрастной датировки, исследуемые палеопочвы имеют не среднеюрский, а доднепровский (кайнозойский) возраст, что

в свою очередь коренным образом расходится с опубликованными данными П.А. Герасимова [2]. В случае миграции карбонатов в почвенный профиль в процессе захоронения палеодолины, в которой развивались исследуемые палеопочвы, требуется проведение дополнительных исследований и лабораторных анализов для построения модели палеореконструкции местной ландшафтной динамики в среднерорское время и сравнения полученных данных с результатами исследований, проводившихся в юго-восточной Европе [3] и Румынии (бассейн Хацег) [6, 7].

**Благодарности.** Автор выражает особую благодарность лаборатории имени Отто Шмидта при ААНИИ (Санкт-Петербург) за предоставленную возможность проведения лабораторных исследований с отобранными образцами.

#### *Литература*

1. *Арешин А.В.* Палеопочвы и опыт реконструкции палеоландшафтов мезозоя Московского региона // автореф. на соискание уч.степ. к.б.н. Москва. Изд-во РГАУ-МСХА, 2011.
2. Геология СССР. Том IV. Геологическое описание. /ред. И.Н. Леоненко, соед. С.М. Шик). М., "Недра", 1971.–742с.
3. *Bourquin S.et al.* The Permian–Triassic transition and the onset of Mesozoic sedimentation at the northwestern peri-Tethyan domain scale: Palaeogeographic maps and geodynamic implications / Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology 299 (2011) 265–280.
4. *Demko T.M.et al.* Regional paleoclimatic and stratigraphic implications of paleosols and fluvial/overbank architecture in the Morrison Formation (Upper Jurassic), Western Interior, USA / Sedimentary Geology 167 (2004) 115–135.
5. *Mack G.H. et al.* Classification of paleosols / Geological Society of American Bulletin, v. 105 (1993), p. 129 – 136.
6. *Therrien F.* Palaeoenvironments of the latest Cretaceous (Maastrichtian) dinosaurs of Romania: insights from fluvial deposits and paleosols of the Transylvanian and Hateg basins / Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology 218(2005) с.15–56.
7. *Therrien F.et al.* Palaeoenvironmental reconstruction of the Late Cretaceous 7. Sânpetru Formation (Hațeg Basin, Romania) using paleosols and implications for the “disappearance” of dinosaurs / Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology 272 (2009) с.37–52.
8. *Turner C.E., Peterson F.* Reconstruction of the Upper Jurassic Morrison Formation extinct ecosystem—a synthesis/Sedimentary Geology 167 (2004) 309–355.

# ГЕОЛОГИЯ И ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ СРЕДНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ТЕВЛИНСКО-РУССКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ХМАО)

В.А. Стаценко

*Томский государственный национальный исследовательский университет, магистр 2 года обучения, Vera.tushkova@mail.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Н.А. Макаренко

Тевлинско-Русскинское месторождение находится в центральной части Западно-Сибирской низменности в пределах Сургутской низины, включает в себя водораздел рек Аган и Ватьеган и согласно физико-географическому районированию, относится к Приобской провинции подзоны среднетаежных лесов лесной зоны.

Тевлинско-Русскинское месторождение расположено в пределах Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО) Тюменской области, в 88 км к северо-востоку от города Сургута и 115 км на юго-запад от города Ноябрьска [1].

В геологическом строении Тевлинско-Русскинского месторождения принимают участие песчано-глинистые отложения мезозойско-кайнозойского осадочного чехла и консолидированные породы доюрского фундамента.

Отложения юрского возраста представлены тремя отделами. В их составе выделяются горелая, тюменская, васюганская, георгиевская и баженовская свиты.

Наиболее подробно автором рассмотрена тюменская свита среднего отдела юры. Отложения свиты вскрыты на глубинах 3564–3680 метров. Литологически они представлены неравномерным чередованием и переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников. Песчаники серые, светло-серые, мелко- и среднезернистые, алевролиты, плотные, крепкие, с тонкими пропластками углистого материала, что обуславливает в породе горизонтально-волнистую слоистость. Алевролиты от светло-серых до темно-серых, кварцево-полевошпатовые, известковистые, с глинистым и карбонатно-глинистым цементом. Аргиллиты темно-серые с коричневым оттенком и черные, плотные, крепкие, с полураковистым неровным изломом, с включениями конкреций, рассеянным пиритом.

Текстурными особенностями свиты являются развитие различных типов волнистости, косой, перекрестной слоистости, наличие в некоторых случаях прослоев углей. Описываемые

отложения характеризуются богатым спорово-пыльцевым комплексом. К кровле свиты приурочен сейсмический горизонт «Т».

На основе изучения 116 метров керна и 23 шлифов были сделаны выводы об условиях образования отложений тюменской свиты.

Выделены три группы фациальных обстановок осадконакопления: группа фаций заливно-лагунного побережья, группа дельтовых фаций и группа фаций отложений мелководья [2].

В группе фаций заливно-лагунного побережья выделяют несколько фаций: фация аргиллит-алевролит-песчаных опресненных лагун, приморская болотная фация [3]. Отложения этой группы фаций встречаются по всему разрезу тюменской свиты.

К группе дельтовых фаций отнесены: фация отложений русла дельтовых рукавов подводной части дельты; фация отложений субаквальных прирусловых валов; фация песчаных осадков малоподвижного мелководья; фация алерито-глинистых осадков малоподвижного мелководья [3]. Отложения данной группы фация также встречаются по всему разрезу тюменской свиты.

Группа фаций отложений мелководья подразделяется на фацию трансгрессивных баров и фацию глинисто-алевролит-песчаных осадков малоподвижного моря [3].

В результате проведенных исследований получены новые данные по фациальным обстановкам осадконакопления. Строению и вещественному составу среднеюрских отложений Тевлинско-Русскинского месторождения.

По данным литолого-фациального анализа установлено, что терригенные породы, слагающие разрезы скважин отличаются незначительными колебаниями в составе песчаников (полевошпато-кварцевые граувакки, граувакковые аркозы) и алевролитов (аркозовые и мезомиктовые).

Формирование среднеюрских отложений происходило в основном в прибрежно-морских условиях с колебаниями степени удаленности от береговой линии от относительно морских условий до приближенных к берегу.

Оценка гранулометрических показателей песчаных пород свидетельствует о ведущей роли в накоплении песчаных пород потоковых явлений.

Тевлинско-Русскинское месторождение до сих пор остается слабо изученным из-за сложности строения и распространения песчаных пластов, степени постседиментационных изменений. Это обуславливает сложность его разработки.

## *Литература*

1. Атлас Тюменской области. Ч.1.-М.-Тюмень, ГУГК, 1971 г.
2. *Вылцан И.А.* Фации и формации осадочных пород: Учебное пособие. Изд. 2-е, перераб. и доп.- Томск: Томский государственный университет, 2002.- 484 с.
3. *Ежова А.В.* Литология: учебник / А.В. Ежова; Томский политехнический университет. - 2-е изд.- Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009.– 336 с.

## **ТИПЫ И ОСОБЕННОСТИ СОВРЕМЕННОГО РАСПРОСТРАНЕНИЯ МЕЗОЗОЙСКИХ ПАЛЕОПОЧВ**

Т.В. Чехлова<sup>1</sup>, А.В. Почикалов<sup>2</sup>

<sup>1</sup>*ФГОУ ВПО РГАУ-МСХА имени К.А. Тимирязева, студент 1 курса,  
altertus@gmail.com*

<sup>2</sup>*ЦЭПЛ РАН, alexglg@bk.ru, аспирант 2 года обучения*

Научный руководитель: старший преподаватель А.В. Арешин

Одной из главных тем научных исследований в современном мире выступают общепланетарные изменения Земли. Для понимания закономерностей современного функционирования биосферы возникает необходимость обращения к ее прошлому, что трудно без реконструкций палеоландшафтов. Палеопочвы идентифицируют периоды относительной стабильности в истории ландшафтов, во время которых они «записывают», а затем «хранят» информацию об прошедших условиях природной среды. В течение мезозойской эры происходило возникновение, развитие и широкое расселение цветковых растений, что привело к коренному изменению сухопутных ландшафтов и масштабов процессов почвообразования [1].

Анализ литературы [1, 4–21] показал, что палеопочвы мезозойского возраста сохранились только в районах, тяготеющих к тыловой части установленных или предполагаемых зон рифтогенеза, близких по возрасту описываемым палеопочвам. Считается, что горизонты палеопочв фиксируют условия, во время которых затихают процессы денудации, а движения земной коры замедляются. Кроме этого, климатическая зональность пермо-триасовой и, частично, юрской эпох резко отличалась от современной. Существование в мезозое сильно приподнятого суперконтинента Пангеи, расположенного преимущественно в средних и низких широтах, предполагало наличие циркумконтинентальной климатической зональности. При этом разница в степени увлажнения прибрежных и

внутриконтинентальных районов была весьма значительной. Суровость климата континента практически не смягчалась внутриконтинентальными водоемами из-за их размеров и их эфемерности. Картина осложнялась наличием герцинид.

Исследуемые палеопочвы относятся, как правило, к почвам гидроморфного ряда и, залегают на дне захороненных палеодолин. Это может объясняться тем, что рост предрифтового поднятия сопровождается изменением местных базисов эрозии, нарушению выработанных профилей равновесия, что приводит к активизации эрозионных процессов на одних участках и интенсивному осадконакоплению на других. Эти же процессы способствуют деградации почвенного покрова на водоразделах. В частности, сами процессы рифтогенеза сопровождаются не только тектоно-магматической активизацией недр, но и возрастанием их флюидной активности, в том числе и выделением углеводородов эндогенного происхождения. Последнее, благоприятствует образованию пышной растительности, усваивающей углерод и резкому возрастанию биопродуктивности ландшафта в целом.

Возможно также, что горизонты палеопочв являются характерной особенностью именно зарифтовых осадочных бассейнов, соседствующих со сводовыми рифтовыми поднятиями Кенийского типа [2, 3], выполненных континентальными и лагунно-континентальными отложениями.

В заключение отметим, что мезозойский палеопочвенный покров носил в начале своего формирования островной характер, а в ходе эволюции Земли неоднократно подвергался коренным преобразованиям, главным образом, под влиянием эндогенных и экзогенных геологических процессов, приводивших, как правило, к полному его уничтожению. Поэтому мезозойские палеопочвы в настоящее время носят *реликтовый характер* и нуждаются не только в дополнительном изучении, но, возможно, и в выделении их в отдельный вид палеогеографических интернациональных памятников природы.

#### *Литература*

1. Арешин А.В. Палеопочвы и опыт реконструкции палеоландшафтов мезозоя Московского региона//автореф. на соискание уч.степ. к.б.н. Москва. Изд-во РГАУ-МСХА, 2011.
2. Милановский Е.Е. Рифтогенез и его роль в развитии Земли. Соросовский образовательный журнал. 1999. - <http://www.pereplet.ru/obrazovanie/stsoros/825.html>

3. Милановский Е.Е. Рифтогенез и его роль в тектоническом строении Земли и ее мезокайнозойской геодинамике // Геотектоника. 1991. № 1. С. 3-20.
4. Наугольных С.В. На поиски меловых палеопочв, или по следам игуанодона / Природа, №4,(2010),43-48.
5. Bourquin S. et al. The Permian–Triassic transition and the onset of Mesozoic sedimentation at the northwestern peri-Tethyan domain scale: Palaeogeographic maps and geodynamic implications / Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology 299 (2011) 265–280.
6. Cleveland D.M. et al. Paleosols, trace fossils, and precipitation estimates of the uppermost Triassic strata in northern New Mexico / Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology 257 (2008) 421–444.
7. Demko T.M. et al. Regional paleoclimatic and stratigraphic implications of paleosols and fluvial/overbank architecture in the Morrison Formation (Upper Jurassic), Western Interior, USA / Sedimentary Geology 167 (2004) 115–135.
8. Engelmann G.F. et al. The implications of a dry climate for the paleoecology of the fauna of the Upper Jurassic Morrison Formation/Sedimentary Geology 167(2004) 297–308.
9. Huang C.M. et al. Early Cretaceous atmospheric pCO<sub>2</sub> levels recorded from pedogenic carbonates in China / Cretaceous Research 33 (2012) 42–49.
10. Leckie D. et al. Multiple paleosols of the late Albian Boulder Creek Formation, British Columbia, Canada / Sedimentology (1989) 36, 307–323.
11. Lee Y.I. Stable isotopic composition of calcic paleosols of the Early Cretaceous Hasandong Formation, southeastern Korea / Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology 150 (1999) 123–133.
12. Liu S. et al. Mesozoic sedimentary basin development and tectonic implication, northern Yangtze Block, eastern China: record of continent–continent collision / Journal of Asian Earth Sciences 25 (2005) 9–27.
13. Tabor N.J. et al.  $\delta^{13}\text{C}$  values of carbonate nodules across the Permian–Triassic boundary in the Karoo Supergroup (South Africa) reflect a stinking sulfurous swamp, not atmospheric CO<sub>2</sub> / Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology 252 (2007) 370–381.
14. Tanner L.H., Spencer G.L. Calcareous paleosols of the Upper Triassic Chine Group, Four Corners region, southwestern United States: Climatic implications. / Geological Society of America Special (2006) 53-74.
15. Therrien F. Palaeoenvironments of the latest Cretaceous (Maastrichtian) dinosaurs of Romania: insights from fluvial deposits and paleosols of the Transylvanian and Hateg basins / Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology 218(2005)15–56.
16. Therrien F. et al. Palaeoenvironmental reconstruction of the Late Cretaceous Sânpetru Formation (Hațeg Basin, Romania) using paleosols and implications for the “disappearance” of dinosaurs / Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology 272 (2009) 37–52.
17. Tim D.C. et al. Detrital record of Mesozoic shortening in the Yanshan belt, NEChina: testing structural interpretations with basin analysis/Basin Research (2007)19, 253–272.



18. Turner C.E., Peterson F. Reconstruction of the Upper Jurassic Morrison Formation extinct ecosystem—a synthesis/Sedimentary Geology 167 (2004) 309–355.
19. Ufnar D.F. et al. Stratigraphic implications of meteoric sphaerosiderite d18O values in paleosols of the Cretaceous (Albian) boulder Creek Formation, NE British Columbia foothills, Canada / Journal of sedimentary research, Vol.71, No.6, November, (2001) P. 1017–1028.
20. Wanas H.A., Abu El-Hassan M.M. Paleosols of the Upper Cretaceous–Lower Tertiary Maghra El-Bahari Formation in the northeastern portion of the Eastern Desert, Egypt: Their recognition and geological significance/Sedimentary Geology 183 (2006) 243–259.
21. Xianghui L. et al. Paleosols of the Mid-Cretaceous: A Report from Zhejiang and Fujian, SE China / Earth Science Frontiers, 2009, 16(5): 063–070

## **ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И ПАЛЕОГИДРОЛОГИЧЕСКИЕ РЕКОНСТРУКЦИИ АККУМУЛЯЦИИ 65-МЕТРОВОЙ ТЕРРАСЫ Р. СЕЛЕНГИ (ЗАПАДНОЕ ЗАБАЙКАЛЬЕ)**

Г.Д. Санжиханов<sup>1</sup>, В.Л. Коломиец<sup>2</sup>, Р.Ц. Будаев<sup>2</sup>

<sup>1</sup>*Бурятский государственный университет, г. Улан-Удэ, студент  
4 курса, kolom@gin.bsnet.ru*

<sup>2</sup>*Геологический институт СО РАН, г. Улан-Удэ, Россия*

Научный руководитель: к.г.-м.н. В.Л. Коломиец

В 1 км юго-западнее с. Ёнхор до глубины 36,5 м изучена толща 65-метровой надпойменной террасы р. Селенги. На основании гранулометрического анализа осадки подразделяются на 11 литологических слоев.

Первый слой (глубина 0,1-2,35 м) представлен алевритисто-средне-мелкозернистыми и средне-мелкозернистыми песками. По стандартному отклонению ( $\sigma=0,19-0,43$ ) осадки характеризуются как хорошо и умеренно сортированные. Коэффициент асимметрии  $\alpha > 0$  оценивает режим седиментации в условиях повышенной динамической активности потока. Значения эксцесса положительны ( $\tau=17,27-70,95$ ) и определяют спокойный тектонический режим. Показатели коэффициента вариации  $v$  принадлежат диапазону от 0,74 до 1,18, что аргументирует водное происхождение песчаных осадков. Слабоподвижному водотоку по числу Фруда был присущ равнинный ( $Fr=0,05-0,08$ ) тип постоянных русел. В фациальном отношении осадки принадлежат русловой группе фаций.

Алевритово- и алевритисто-мелкозернистые пески (2-й слой – 2,35-5,4 м) имеют хорошую сортировку материала ( $\sigma=0,21-0,38$ ), модальность распределений сдвинута в сторону крупных частиц ( $\alpha=3,58-10,86$ ), эксцесс резко положителен до первых сотен единиц. Такое соотношение основных статистических характеристик свидетельствует о стабильной динамике внедрения вещества в седиментационный бассейн и относительно спокойном тектоническом режиме. Параметры коэффициента изменчивости ( $v=0,91-1,24$ ) принадлежат сектору стационарных водотоков с сезонными вариациями водности. Осадки аккумуляровались слабомобильным потоком равнинного типа ( $Fr=0,04-0,07$ ). В фациальном плане подобные условия характерны для русловых фаций.

Третий слой (гл. 5,4-11,0 м) накоплен широким набором псаммитовых разностей. Порода имеет умеренную, недостаточную, а то и плохую сортировку ( $\sigma=0,39-1,52$ ), левостороннюю скошенность, эксцесс со знаком «+» и значения коэффициента вариации ( $v=1,13-2,38$ ), соответствующие области турбулентных водотоков речного облика. Потокам был свойствен полугорный с развитыми грядовыми подвижными формами донного рельефа ( $Fr=0,14-0,21$ ), реже равнинный ( $Fr=0,07-0,10$ ) типы русла средних рек (аллювиальные русловые грядовые пески речной макрофаций).

Четвертый слой, залегающий на гл. 11,0-15,0 м, образован алевритово-мелкозернистыми и алевро-мелкозернистыми песками, добавлением гравийных включений (0,5-1,5%) с хорошей, умеренной и плохой сортировкой ( $\sigma=0,20-1,13$ ). Эксцесс положителен и колеблется в весьма широких пределах ( $\tau=12,83-269,97$ ). Значения коэффициента вариации находятся в интервале от 0,84 до 2,42 и соответствуют преобладающим условиям аккумуляции в стационарных водотоках с переменной водности по сезонам года.

Хорошо сортированные ( $\sigma=0,12$ ), асимметричные с доминантным модальным сдвигом в сторону крупных частиц ( $\alpha>1$ ) алевритово-мелкозернистые пески формируют 5-й слой на гл. разреза 15,0-17,2 м. Осадки имеют низкий плюсовой эксцесс ( $\tau=4,85-8,51$ ) и значения коэффициента вариации ( $v=0,57-0,60$ ), совпадающие с сектором совокупного лимно-аллювиального генезиса. Псаммиты аккумуляровались в озеровидном проточном водоеме с глубинами в 1,3-1,4 м и равнинным типом палеоводотоков ( $Fr=0,03-0,07$ ).

Шестой слой (гл. 17,2-18,6 м) состоит из песчаного алеврита с единичными гравийными зернами. Сортировка материала – от хорошей до умеренной ( $\sigma=0,15-0,39$ ). Мода осадка имеет

правостороннюю асимметрию ( $\alpha=1,4-1,9$ ) и оценивает динамику среды седиментации как невысокую. Экссесс характеризуется знаком «+», что является показателем спокойного тектонического режима среды. Коэффициент вариации  $v=1,17-1,87$  указывает на аллювиальное происхождение осадков (поле однонаправленных постоянных слабоподвижных водотоков с сезонным колебанием водности).

Алевро-мелкозернистые пески слагают 7-й слой (19,15-20,2 м), который характеризуется хорошей и умеренной сортировкой ( $\sigma=0,28-0,36$ ), отражающей удлинение пути перемещения наносов в слаботурбулентной среде с образованием транзитных фракций. Имеет место скошенность в левую сторону ( $\alpha>1$ ) при очень большом положительном эксцессе (равновесность тектонического режима среды). Значения коэффициента вариации, принадлежащие интервалу 1,65-1,86, свидетельствуют о речном характере бассейна осадконакопления. Естественные, слабодинамичные русла имели равнинный тип ( $Fg=0,03$ ). По фациальной природе осадки принадлежат русловым и пойменным фациям.

В строении 8-го слоя (гл. 24,0-24,5 м) принимают участие крупно-средне-мелкозернистые пески. Осадок характеризуется плохой ( $\sigma=1,33$ ) сортировкой, имеет положительную асимметрию ( $\alpha>0$ ). Экссесс положителен, что указывает на тектоническую стабильность. Коэффициент вариации принадлежит области устойчивых турбулентных водотоков с сезонными изменениями водности ( $v=1,96$ ). Привнос материала происходил за счет естественного блуждающего потока полугорного типа ( $Fg=0,14$ ). По фациально-генетическому типу пески относятся к русловой нестрежневой фации.

Девятый слой (гл. 30,45-33,2 м) кумулирован алевритово-мелкозернистыми песками. Динамические показатели описывают отложения как хорошо и умеренно сортированные ( $\sigma=0,22-0,43$ ). Одновершинная мода ( $\alpha>0$ ) сдвинута в сторону мелких частиц. Экссесс положителен, что свидетельствует о стабильности протекания неотектонических явлений на данной территории. Коэффициент изменчивости ( $v=0,88-1,97$ ) указывает на возможность накопления таких осадков в подвижной среде, так как соотносится с полем однонаправленных поступательных стационарных потоков.

В строении 10-го слоя (гл. 33,7-35,1 м) принимают участие алевро-мелкозернистые пески и песчаные алевриты хорошей сортировки ( $\sigma=0,19-0,27$ ), асимметричные с правосторонним модальным смещением. Тектоническая составляющая процесса аккумуляции характеризуется определенным постоянством. Значения коэффициента вариации подобны флювиальным условиям

образования наносов ( $v=0,98-1,83$ ) стационарными сезонно-колебательными водотоками. Формирование осадков осуществлялось блуждающим, средним водотоком равнинного ( $Fr < 0,1$ ) типа. По фациальной природе они принадлежат пойменной группе фаций.

Одиннадцатый слой (гл. 36,0-36,5 м) представлен мелкозернистым песком. Это наиболее сортированные отложения ( $\sigma=0,08$ ) с относительно подвижной средой осадконакопления ( $\alpha > 0$ ). Небольшие показатели эксцесса определяют равновесную эволюцию тектонических событий. Значения коэффициента вариации ( $v=0,38$ ) соответствуют лимническому генотипу (стационарные проточные озероидные водоемы с волновыми колебаниями водной среды).

Таким образом, аккумуляция высокой 65-метровой террасы р. Селенги (южная часть Гусиноозерской впадины) осуществлялась главным образом в речных обстановках седиментации с формированием русловых нестрежневых и пойменных фаций.

## **ПОНЯТИЕ «ФАЦИЯ» В СОВРЕМЕННОЙ СИСТЕМЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ НАУК**

Р.Р. Салимов

*Пермский государственный национальный исследовательский университет, студент 3 курса, rishat199210@mail.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент В.П. Ожгибесов

Основоположником современного понимания термина «фация» является швейцарский геолог А. Грессли, который в первой половине XIX века, изучая Юрские горы, обозначил этим термином «участки, сложенные отложениями одного возраста, но разного петрографического состава и с разными органическими остатками» [1]. С тех пор появилось более 300 различных определений понятия «фация». Однако даже сейчас в среде исследователей нет единства в понимании этого «универсального», по мнению Н.А. Головкинского, и «безразмерного», по мнению В.М. Цейслера, термина.

Для конструирования приемлемого и достаточного для решения геологических задач определения понятия «фация» было выбрано и проанализировано 35 наиболее встречающихся в литературе научных определений термина «фация». Исходя из анализа выбранных определений, была произведена классификация понятий «фация», как объекта исследований в геологии.



Во второй (правая) ветви главным признаком выделения фации является *среда накопления осадков*, которая характеризуется различными физико-географическими условиями.

Центральная (объединяющая) ветвь: в конкретных обстановках существовали организмы, остатки которых (скелет, раковины и т.д.) попадали в отложения, там они и захоронились.

В более чем половине определений говорится об *одновозрастности* отложений, которая по этим окаменелостям и доказывается.

В приведённой схеме отчётливо прослеживается упомянутый выше принцип комплементарности: все приведённые элементы, из которых складывается понятие «фация», взаимосвязаны, соответствуют друг другу (пример: фацию показывают только те организмы, среда обитания которых совпадает со средой захоронения).

Следует отметить, что из 35 отобранных определений 10 не в достаточной мере отражают сущность понятия «фация». Некоторые ученые термин «фация» отождествляют с обстановками осадконакопления – ландшафтами (В.И. Попов, Н.М. Страхов, Н.В. Логвиненко), другие – с породами, в которых запечатлены обстановки осадконакопления, – генетическими комплексами (В.Е. Хаин: фация – это определённый тип осадочной породы, возникшей в определённых физико-географических условиях), третьи полагают, что это только первичные признаки осадконакопления (И. Вальтер). «...Все это создает неопределенность в понимании термина среди геологов, в то время когда для характеристики обстановки осадконакопления есть свой термин – «ландшафт», «ландшафтная зона», а для набора пород с признаками их генезиса – «генетический тип» [2]». Здесь термин «фация» можно применить лишь в том случае, когда ландшафт и генетический тип сосуществуют в строго определённых стратиграфических рамках.

На основе разработанной классификации можно сформулировать определение понятия «фация» в современной системе геологических наук. Фация – это часть стратиграфического горизонта или осадочная горная порода, отличающаяся от соседних одновозрастных отложений вещественным составом и комплексом органических остатков, обусловленных физико-географической обстановкой осадконакопления. Определение включает в себя все признаки, по которым в настоящее время происходит выделение той или иной фации: вещественный признак, стратиграфическое положение и генетический, палеогеографический.

Изложенный автором метод конструирования содержания научного понятия «фация»:

- *анализ* различных определений,
- *выбор* наиболее встречаемых признаков фации,
- *интерпретация* полученных данных,

позволяет из множества частных, неполных определений понятия «фация» построить универсальное определение, отвечающее целям и задачам конкретного исследования, например, построению фациальных и палеогеографических карт осадочных бассейнов и стратифицированных толщ горных пород осадочного происхождения.

#### *Литература*

1. Крашенинников Г.Ф. Учение о фациях. Учеб. пособие.– М., “Высшая школа”, 1971. – 368 с.
2. Цейслер В.М. Основы фациального анализа. Учеб. пособие. – М., “Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе”, 2008. – 94 с.

## **ЛАБОРАТОРНО-МИКРОСКОПИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД НИЖНЕГО КАРБОНА ЗАПАДНОГО УРАЛА**

М.С. Иванова

*Пермский государственный национальный исследовательский университет, студент 3 курса, marisha-ivanovaa@yandex.ru*

Научный руководитель: старший преподаватель Г.Ю. Пономарева

Актуальность данной работы продиктована необходимостью подробного изучения опорных разрезов визейского и серпуховского ярусов западного склона Северного и Среднего Урала. Необходимость изучения определяется в первую очередь созданием нового варианта региональной стратиграфической схемы Урала. Кроме этого отечественный опыт геологоразведочных работ свидетельствует о том, что передовые складки Урала являются перспективными в нефтегазоносном отношении. Главным аргументом перспективности является наличие карбонатных коллекторов разной емкости в продуктивном верхневизейско-башкирском комплексе.

Каждый класс осадочных горных пород требует особой методики исследований. Для карбонатных пород, помимо приемов

стандартного полевого исследования, исключительное значение имеет изучение прозрачных шлифов. Карбонатные породы по своим литологическим особенностям и заключённым в них органическим остаткам служат надёжными индикаторами как установления геологического возраста, так и выявления физико-географических условий осадконакопления. В настоящее время отсутствует общепринятая классификация карбонатных пород, которая должна обеспечивать получение информации о структуре частиц, размере обломочного материала, его соотношении с цементирующей массой, типе цемента. Информация о перечисленных составляющих позволяет воссоздавать условия седиментогенеза породы, такие как: гидродинамика, глубина образования осадка. Системы классификаций карбонатных пород должны особое внимание уделять составу органических остатков породы, поскольку, органические остатки дают дополнительную информацию относительно глубин, солёности и динамики среды осадконакопления. Вторичные изменения карбонатных пород также должны учитываться классификацией, так как являются отражением постседиментационных процессов [2].

Самой удобной и потому наиболее используемой отечественной классификацией, является классификация И. В. Хворовой (1953г.). Эта классификация основана на выделении различных типов пород в зависимости от происхождения осадочного материала, т.е. является генетической [1]. В описании породы используется такой план:

- 1) определение породы, с указанием основной составляющей;
- 2) структурные признаки;
- 3) текстурные признаки;
- 4) неорганические включения, вторичные изменения [4].

Самой известной зарубежной классификацией является классификация Данхэма (1962г.). Эта система является одной из лучших классификаций западной геологии и широко применяется иностранными специалистами. В ее основу положен литолого-морфологический принцип:

- 1) производилась сортировка по количеству зёрен в породе (менее 10–20%, более 10–20%);
- 2) сортировка по размерам зёрен (более или менее 2 мм);
- 3) сортировка по типу цемента, его объёму и по соотношению в породе между различными типами цемента (спарит, микрит);
- 4) отбор по органическим остаткам в зависимости от морфологии организмов и их твёрдых скелетов, а также механизма связывания осадка [1].



Цель данной работы – углубление своих знаний по вопросам литологических исследований карбонатных пород. Фактический материал представляет собой коллекцию неориентированных шлифов из нескольких обнажений и шурфов верхневизейско-серпуховского интервала разреза нижнего карбона Вайского участка. Описание пород в шлифах выполнено с использованием классификаций карбонатных пород Хворовой и Данхэма.

Вайский участок находится на крутом склоне правого берега р. Вишеры ниже устья р. Грязная Вая и дер. Вая Красновишерского района Пермского края (рис.). Здесь обнажаются породы от тульского горизонта визейского яруса до косогорского горизонта серпуховского яруса нижнего карбона [3], возраст уточнен Г.Ю. Пономаревой. Район исследования относится к Вишерско-Чусовской подзоне Западно-Уральской структурно-фациальной зоны. Он изучался коллективом геологов-стратиграфов кафедры региональной геологии Пермского государственного университета в 1975–1976 гг.

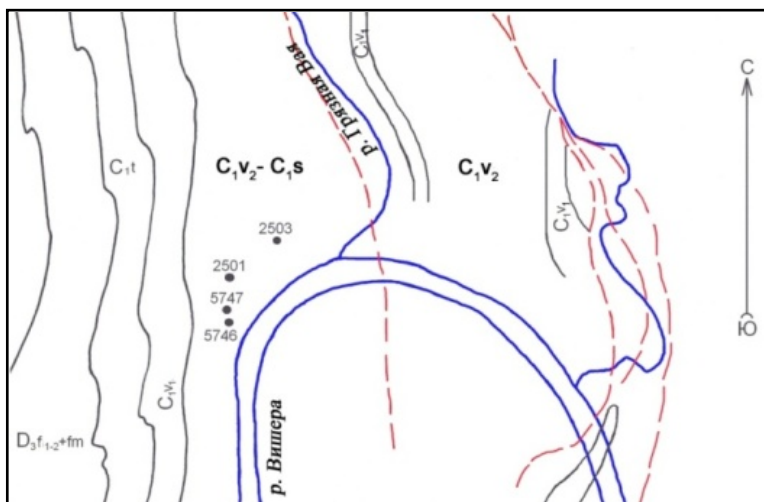


Рис. Геологическое строение Вайского участка в бассейне р. Вишеры (по материалам Вайского ГСО, 1976; пунктиром показаны надвиги)

Описание части шлифов:

2503/1. По Хворовой: известняк темно-серый детрито-шламовый с микрозернистым и пелитоморфным базальным цементом, доломитизированный, слоеватый, с фораминиферами, водорослями,

остракодами. *По Данхэму*: вакстоун мелкобиокластовый с фораминиферами, водорослями, остракодами.

2503/2. *По Хворовой*: известняк темно-серый, микрозернистый, битуминозный, со сгустками пелитоморфного кальцита и редкими желвачками цианей. *По Данхэму*: мадстоун пелоидный, с редкими желвачками цианей.

2501. *По Хворовой*: известняк коричнево-серый, органогенно-детритовый с тонко- и микрозернистым цементом, с водорослями, фораминиферами, криноидеями, иглами брахиопод. *По Данхэму*: пакстоун мелко- и среднебиокластовый, с водорослями, фораминиферами, криноидеями, иглами брахиопод.

5747. *По Хворовой*: известняк темно-серый, детритово-шламовый, с тонко- и микрозернистым базальным цементом, трещиноватый, с водорослями, фораминиферами, криноидеями, брахиоподами. *По Данхэму*: пакстоун мелкобиокластовый, с водорослями, фораминиферами, криноидеями, брахиоподами.

5746. *По Хворовой*: известняк серый, органогенно-сгустковый, с тонко- и мелкозернистым базальным цементом, пористый, кальцитизированный, преимущественно фораминиферовый, с водорослями, остракодами и брахиоподами. *По Данхэму*: пакстоун биокластово-пелоидный, преимущественно фораминиферовый, с водорослями, остракодами и брахиоподами.

Всего изучено более 40 шлифов из 7 точек наблюдения (обнажения и шурфы).

Классификация Хворовой охватывает как известняки, так и доломиты, разделяет породы по генетическим, структурным, текстурным и вторичным признакам, включает в себя определение типа цемента и органических остатков. Это позволяет комплексно и целостно описывать карбонатные породы. Кроме этого она привычна и известна всем российским геологам. В классификации Данхэма такие показатели как содержание цемента, размер и количество зерен, состав органического остатка рассматривается как совокупность. Всё это позволяет дифференцировать карбонатные породы по условиям образования. Классификация универсальна: характеристики накопления древних бассейнов устанавливаются правильно, вне зависимости от типа карбонатных пород. К тому же она является более удобной и легко запоминающейся, имеет интернациональное значение, так как терминология доступна и понятна иностранным геологам.

### *Литература*

1. *Погромская О.Э.* Литобиомикрофации карбонатных пород верхнего девона Среднего и Южного Урала. – Екатеринбург: Изд. УрО РАН, 2000. С. 12–14.
2. *Погромская О.Э.* Литобиомикрофации карбонатных пород верхнего девона Среднего и Южного Урала. – Екатеринбург: Изд. УрО РАН, 2002. С. 32–60.
3. *Хворова И.В.* Атлас карбонатных пород среднего и верхнего карбона русской платформы. – М: Изд. академии наук СССР, 1958. 171 с.
4. Стратиграфические схемы Урала (докембрий, палеозой). Екатеринбург, 1993. 151 л. схем.

## СЕКЦИЯ 4. ГЕОФИЗИКА. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

---

### РЕНТГЕНОФЛУОРЕСЦЕНТНЫЙ АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБ НА РЕНИЙ И ГЕРМАНИЙ

Е.Н. Диханов, О.С. Ефименко, С.А. Ефименко  
*ТОО «Корпорация Казахмыс», [serg\\_yef@mail.ru](mailto:serg_yef@mail.ru)*  
Научный руководитель: д.т.н., профессор В.С. Портнов

Задача получения при минимальных затратах максимально полной информации об элементном и валовом составе руд месторождений на стадии разведки и эксплуатации в ТОО «Корпорация Казахмыс» на сегодня является более, чем актуальной.

При таких ограничениях единственным аналитическим инструментом, который в состоянии обеспечить решение задачи, является лабораторный энергодисперсионный рентгенофлуоресцентный спектрометр (EDXRF).

Прямой (без предварительного химического разложения проб и концентрирования элементов твердым органическим экстрагентом ТВЭК) рентгенофлуоресцентный метод анализа (РФА) низких концентраций рения, германия и селена на фоне на 2–3 порядка более высоких концентраций мешающих элементов – это чрезвычайно сложная комплексная (научная, методическая, аппаратурная, математическая) аналитическая задача.

Исследования были выполнены на EDXRF спектрометр РЛП-21Т. РЛП-21Т – это: дрейфовый полупроводниковый детектор (SDD) площадью около 25 мм<sup>2</sup> и толщиной 300–500 микрон (охлаждение – термохолодильник Пельтье); рентгеновская трубка VF-50J Rh (50 Вт) фирмы Varian Medical Systems (США); экспозиция измерений 150 сек; облучение кюветы с пробой – сверху; турель на 9 кювет. Детектор обеспечивает разрешение 150 эВ по линии 5,9 кэВ при загрузке 100 кГц. Мишень из теллура. Время формирования импульса 1,6 мкс. Сигнал полностью оцифровывается. Важной отличительной особенностью спектрометра является режим поддержания на постоянном и высоком (90000 имп/с) уровне загрузки спектрометрического тракта.

В обычном режиме РЛП-21Т обеспечивает РФА проб руд на 31 элемент: Cu, Pb, Zn, Ag, Cd, Mo, Fe, Se, As, Ba, W, Bi, Ti, Cr, Mn, V, Ni, Al, Si, S, Ca, Ga, Br, Sr, Zr, Rb, Y, Nb, Pd, U, Th в одном режиме без применения вакуумного насоса и инертного газа для РФА на легкие элементы. Такую возможность обеспечивает специальная конструкция зондового устройства датчика спектрометра.

Для реализации РФА на рений в спектрометр РЛП-21Т был введен режим измерений «РФА на рений». Данная опция позволяет определять 19 элементов: Re, Ge, Cu, Zn, Pb, K, Ca, Ti, Cr, V, Mn, Fe, Co, Ni, As, Se, Ba (оценка), S (оценка), W при экспозиции измерений 500с. Для оптимизации условий возбуждения линий  $ReL\beta_1$  и GeKa и повышения чувствительности РФА на эти элементы в конструкцию РЛП-21Т введена дополнительная промежуточная мишень из рубидия.

Предварительное изучение вопроса показало, что на линию  $ReLa_1$  (8,651 кэВ) накладывается линия  $ZnKa_1$  (8,637 кэВ); на линию  $ReL\beta_1$  (10,008 кэВ) накладываются линии  $WL\beta_2$  (9,961кэВ),  $HgLa_1$  (9,989 кэВ),  $PbLs$  (9,667 кэВ) и GeKa (9,886 кэВ); на линию  $ReL\gamma_1$  (11,683 кэВ) накладываются линии  $AsK\beta_1$  (11,724 кэВ),  $SeKa_1$  (11,376 кэВ),  $HgL\beta_1$  (11,821 кэВ) и  $HgL\beta_4$  (11,651 кэВ). Так как концентрации цинка и мышьяка в рудах месторождения Жезказган на 2–3 порядка превышают концентрации рения, то было принято решение выполнять РФА на рений по линии  $ReL\beta_1$ .

Программное обеспечение спектрометра РЛП-21Т располагает математическим инструментом, описывающим с точностью до 97-98% спектр всех 19 линий, из которых состоит L-серия мешающего (например, свинец) элемента и всех 5 линий, из которых состоит K-серия мешающего (например, молибден) элемента. Аналогично производится учет линий всех других мешающих элементов. В результате, в энергетических интервалах, в которых измеряются интенсивности аналитических линий рения и германия, остаются только «чистые» линии ( $ReL\beta_1$  и GeKa) этих элементов.

В процессе исследований использовались государственные стандартные образцы (ГСО) руд и концентратов.

Результаты исследований по направлению «РФА на рений» (20 циклов измерений):

1. Средние содержания рения в ГСО составили (ppm): 2888 (песчаник медистый) – 1,84 (аттестованное значение 1,65), 2889 (полиметаллическая руда) – 5,02 (4,70), 2891 (концентрат медный) – 29,03 (28,2) при третьей категории точности анализа по ОСТ 41-08-205-04.

2. ГСО 2887 (песчаник медистый, аттестованное содержание 0,61 ppm) оказался вне нижнего предела обнаружения рения на спектрометре РЛП-21Т.

3. Точность РФА у ГСО 2888, 2889 и 2891 – третья категория по ОСТ 42-08-205-04, у ГСО 2887 – пятая.

Результаты исследований по направлению «РФА на германий» (15 циклов измерений):

1. Средние содержания германия в ГСО составили (ppm): 1712 (руда вольфрамовая) – 3,81 (аттестованное значение 3,9), 1713 (руда вольфрамовая) – 3,05 (2,9), 1715 (руда вольфрамовая) – 3,00 (3,1), 5405 (руда окисленная марганцевая) – 3,51 (3,4), 5405 (руда гематитовая) – 4,90 (5,1), 5406 (руда окисленная марганцевая) – 5,84 (4,9), 5407 (руда железо-марганцевая) – 22,2 (21,9), 5408 (руда окисленная марганцевая) – 5,44 (5,6), 6588 (руда полиметаллическая) – 4,52 (4,4), 4322 ДВГ (дальневосточные магматические породы) – 6,82 (7,0).

2. Во всех ГСО точность РФА – третья категория по ОСТ 42-08-205-04.

Попутно было доказано, что РЛП-21Т обеспечивает РФА ГСО на селен по третьей категории, начиная с концентраций 4,2 ppm (ГСО-3032).

В литературе утверждается, что германием обогащены сфалериты ряда полиметаллических месторождений Рудного Алтая (Казахстан). На спектрометре РЛП-21Т был выполнен РРА трёх проб руды с шахты «Анненская», содержания цинка в которых составили ряд: 2,25; 9,86 и 10,18%. Содержания германия в пробах составили ряд 1,5; 2,6 и 2,5 ppm. Следовательно, сфалериты Жезказгана германием не обогащены

Выводы:

1. В результате совокупности научных, методических, математических и аппаратурных исследований разработана методика прямого определения содержаний рения, германия, полиметаллов и легких элементов, реализованная на самом современном лабораторном EDXRF спектрометре РЛП-21Т.

2. Установлено, что чувствительность РФА на рений ограничена и при  $t=500$ с составляет 1,12 ppm (критерий  $3\sigma$ ). Для определения более низких концентраций РФА должна предварять, например, методика предварительного концентрирования рения на активированном угле марки БАУ из раствора, полученного после химического разложения пробы.

3. Установлено, что сфалериты месторождения Жезказган не обогащены германием.

4. С появлением методики РФА на германий реальной стала возможность проведения масштабных исследований по уточнению валовых содержаний германия в рудах месторождений ТОО «Корпорация Казахмыс», углях и отвалах Угольного департамента «Борлы», а также в золоотвалах районных котельных и ТЭЦ.

5. Поставленная задача решена в рамках республиканской программы по импортозамещению.

## **ЛАБОРАТОРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЗОНДА ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО КАРОТАЖА С ТОРОИДАЛЬНЫМИ АНТЕННАМИ С ЦЕЛЬЮ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЙ ПРОВЕРКИ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТАКИХ ЗОНДОВ ПРИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ СКВАЖИН**

М.Д. Кауркин

*Российский государственный геологоразведочный университет,  
аспирант 2 года обучения, Kaurkin\_m@mail.ru*

Научный руководитель: д.ф.-м.н., профессор А.Д. Каринский

В последние годы, связанные с геофизическими исследованиями скважин научные организации и сервисные геофизические компании проявляют интерес к применению при электромагнитном каротаже в процессе бурения (logging while drilling - LWD) зондов с тороидальными антеннами, то есть генераторными и приёмными антеннами в виде замкнутых соленоидов. Но зонды такого типа могут применяться и при «обычном» каротаже, проводимом по окончании бурения поисковых, разведочных или эксплуатационных скважин.

Теоретические исследования профессора А.Д. Каринского показали, что применяя тороидальные антенны в скважине окружающая скважину среда оказывает на электромагнитное поле такое же влияние, как и на поле расположенного в скважине переменного электрического диполя. Зонды в которых применяются тороидальные антенны имеют одно важное преимущество, размеры таких зондов могут быть намного меньше, чем длины генераторного электрического диполя АВ или измерительного диполя MN. Исходя из выше сказанного зонды с тороидальными антеннами могут обеспечить более высокую вертикальную разрешающую способность, а также возможность создания зондов с разной ориентированностью приемных

и генерирующих антенн. Хотелось бы отметить, что применения зондов с разной ориентировкой антенн может быть перспективным для определения параметров анизотропии пластов.

Для экспериментальной проверки возможности применения зондов с тороидальными антеннами при электромагнитном каротаже скважин были созданы лабораторные модели зондов с тороидальными антеннами и модель среды.



Рис. 1. Модель осевого зонда

Модель осевого зонда состоит из двух соосных тороидальных антенн, прикрепленные к не металлическому стержню. Генераторная антенна при помощи коаксиального провода подключается к генератору, а измерительная - к осциллографу (рис. 1).

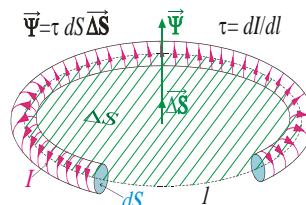


Рис. 2. Модель генераторной тороидальной антенны

Схематично показанная на рисунке 2 генераторная тороидальная антенна (Т) – замкнутый соленоид со сторонним током  $I$ . Для лабораторного моделирования применялся зонд со следующими характеристиками: генераторная и измерительная антенна выполнены на ферритовом сердечнике в форме тора внешний радиус 7 мм, внутренний радиус 4 мм, на каждый тор было намотано 50 витков провода сечением 0,5 мм, расстоянием между антеннами 3 см. Приведенные ниже данные математического моделирования получены для «элементарных» антенн, у которых площади витков  $dS$  соленоидов и площади  $\Delta S$ , ограниченные линиями  $l$ , проходящими через центры витков, стремятся к нулю (рис. 2).



Лабораторная модель среды представляет собой заполненный водой цилиндр из оргстекла, в средней части которого находятся диски, моделирующие пласт. В центре дисков расположено отверстие для прохождения макета зонда. Можно полагать, что такая модель среды соответствует модели пройденного скважиной пласта при одинаковых удельных электрических сопротивлениях скважины и вмещающих пласт пород. В процессе лабораторных экспериментов было установлено, что для уменьшения влияния помех на результаты измерений целесообразно окружить лабораторную модель слоем фольги и заземлить такой экран.

Ниже приведен пример физического и математического моделирования для случая, когда в качестве модели скважины и вмещающих пород использована пресная вода с удельным электрическим сопротивлением около 30 Ом·м. Роль модели пласта выполняет диск из оргстекла с высоким удельным электрическим сопротивлением. Мощность модели пласта  $H_{\text{п}}=0,5$  см. Измерения были проведены на частоте 150 кГц.

Сравнение результатов математического (рис. 3а) и физического (рис. 3б) моделирования показывает, что влияние пласта на расчетную и экспериментальную кривые проявляется сходным образом. При этом надо иметь в виду, что расчётная кривая получена для элементарных тороидальных антенн (рис. 2), а экспериментальная при определенных размерах антенн, которые были указаны выше. Вместе с тем, результаты физического моделирования показали, что пока ещё не удалось решить все проблемы, связанные с влиянием помех на результаты измерений. Это видно в верхней и нижней частях экспериментальной кривой. Для решения этих проблем предполагается применение фильтрации и усиления измеряемого сигнала.

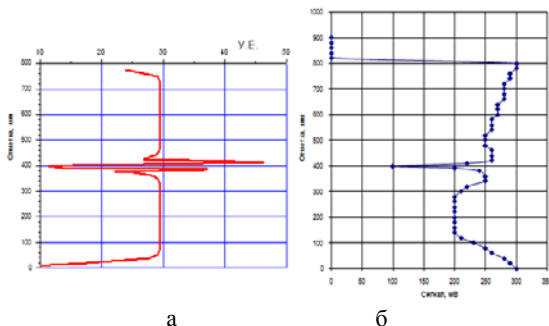


Рис. 3. Результаты математического (а) и физического (б) моделирования

Дальнейшее изучение применения зондов с тороидальными антеннами предполагает под собой применение других моделей пластов и макетов зондов. Планируется создание габаритного макета зонда с тороидальными антеннами и проведение измерений в скважинах.

#### *Литература*

1. *Karinski A., Mousatov A.* Vertical resistivity estimation with toroidal antennas in transversely isotropic media. SPWLA, 42<sup>th</sup> Annual Logging Symposium, paper BB, 14 p. June 2001, Houston, USA.
2. *Каринский А.Д.* Решения прямых задач о поле тороидальной антенны в анизотропной среде. «Физика Земли», 2003, № 1, с. 9–20.

## **ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ДАННЫМ СПЕКТРОМЕТРИЧЕСКИХ РАДИОАКТИВНЫХ МЕТОДОВ В ОТКРЫТОМ СТВОЛЕ**

Е.С. Антипина

*Пермский государственный национальный исследовательский университет, аспирант 1 года обучения, ant\_elena@bk.ru*

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор А.И. Губина

Оценка текущей насыщенности пласта в условиях низкой и переменной минерализации пластовых и нагнетаемых вод, что является типичной картиной для нефтяных месторождений в Пермском Прикамье, по данным электрических методов ГИС является трудной задачей при исследовании открытого ствола пробуренных скважин. Это объясняется низким содержанием в воде солей, необходимых для определения коэффициентов нефтенасыщенности (Кн) по удельному электрическому сопротивлению.

При этом радиоактивные спектрометрические методы, типа углеродно-кислородного каротажа, активно используются для решения данной задачи в обсаженной скважине. Принято считать, что такие методы имеют небольшой радиус исследования и неспособны работать в открытом стволе из-за зоны проникновения бурового фильтрата в породу.

В 2011 году исследования в бурящихся скважинах такими методами в России проводились впервые. Отсутствие четких методик

и наличие бурового раствора в прискважинной зоне усложняли результаты интерпретации. Для проведения малоглубинных ядерных методов рекомендуется использование безглинистого бурового раствора (ББР-СКП) для меньшего проникновения в прискважинную зону.

#### С/О - каротаж (углеродно-кислородный каротаж)

Импульсный нейтронный каротаж в модификации углеродно-кислородного каротажа (С/О - каротажа) основан на информации о массовой доле содержания углерода и кислорода, однозначно связанных с содержанием нефти и воды в исследуемых коллекторах.

Ввиду аппаратурных ограничений прибор С/О - каротажа не может иметь диаметр менее 90 мм. В связи с этим в открытом стволе, существует опасность прихвата прибора с радиоактивным источником. Особенно это касается боковых стволов скважин с малым диаметром. В качестве эксперимента исследования методом С/О - каротажа были проведены в одной скважине открытого ствола с диаметром 0,216м (рис. 1). С/О - каротаж отражает содержание только жидкой фазы углеводородов в коллекторе.

Несмотря на этот факт и наличие зоны проникновения в интервале исследования необсаженного ствола скважины наблюдается сходимость результатов метода С/О с результатами стандартного комплекса методов ГИС (рис. 1). Количественные значения  $K_n$  по С/О - каротажу искажены (занижены) за счет влияния зоны проникновения и не соответствуют выработанным критериям для оценки характера насыщения пластов-коллекторов.

Основным ограничением в использовании аппаратуры С/О-каротажа с диаметром 90 мм является диаметр скважины, что не позволяет рекомендовать его для боковых стволов.

#### ЗИНГКС (трехзондовый импульсный гамма-каротаж спектрометрический)

Аппаратура СИНГК-С1-ЦСП-СИНГК-С1-76 (цифровой скважинный прибор спектрометрического импульсного нейтронного гамма - каротажа по хлору) реализует стандартную технологию ЗИНГК ( $Jn\gamma(m)$  и  $Jn\gamma(b)$ ), спектрометрию гамма-излучения радиационного захвата тепловых нейтронов (ГИРЗ). В связке с прибором ЦСП-ЗИНГКС-76 используется прибор ЦСП-ГК-С-76, измеряющий спектрометрию естественного гамма-излучения (ГК-С) с регистрацией активности естественных радиоактивных элементов U, Th, K.

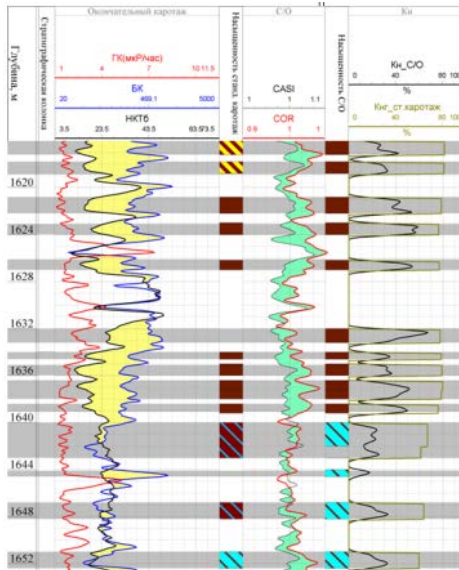


Рис. 1. Определение начальной насыщенности методом С/О – каротажа

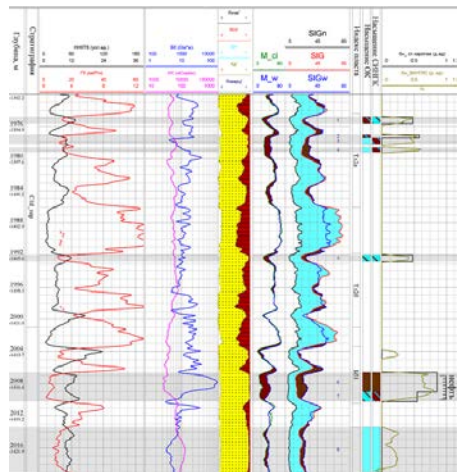


Рис. 2. Определение начальной насыщенности методом ЗИНГКС

Несомненным достоинством аппаратуры метода СИНГК является ее малый диаметр по сравнению с аппаратурой С/О-каротажа,

что позволяет рекомендовать метод к использованию в скважинах малого диаметра и боковых стволах.

В 2011 году были проведены исследования в восьми бурящихся скважинах Пермского Прикамья. При этом подсчитанный коэффициент эффективности метода ЗИНГКС практически совпадает с коэффициентом эффективности по стандартному каротажу. Необходимо принять во внимание, что такие работы проводятся впервые в качестве эксперимента, в будущем аппаратура будет совершенствоваться.

Интерпретационный параметр минерализации, извлекаемый из спектров ГИРЗ тепловых нейтронов, обозначен как  $M_{cl}$ . Методика заключается в сопоставлении этого параметра с теоретически рассчитанным параметром  $M_w$  для водонасыщенной пористости.

Степень расхождения показаний  $M_w$  и  $M_{cl}$ , отражает степень нефтенасыщенности пласта и позволяет рассчитывать коэффициент нефтенасыщенности.

Для примера приведена одна из исследованных скважин с результатами освоения, где был подтвержден характер насыщения, выданный по методу ЗИНГКС. Несмотря на понижение сопротивления в подошве пласта, при освоении была получена безводная нефть. Через четыре месяца после бурения скважина работает с обводненностью всего 6%.

Как показал анализ результатов выполненных исследований, методика оценки нефтенасыщенности по спектральным радиоактивным методам в открытом стволе является работоспособной, полученные результаты хорошо согласуются с данными стандартного комплекса и подтверждены освоением скважин.

Преимуществом электрических методов является их большая глубинность исследования по сравнению с методами ядерной геофизики, поэтому радиоактивные методы все же рекомендуются использовать как дополнительные к стандартному каротажу.

Предоставление базы для проведения экспериментальных работ по внедрению новых для Пермского Прикамья методов С/О, ЗИНГКС способствует развитию и совершенствованию геофизических технологий. Сопровождением работ по опробованию и внедрению новых радиоактивных методов и технологий ООО «ПИТЦ Геофизика» добивается повышения достоверности выдаваемой информации о характере насыщения. Такая информация будет являться следствием более точного построения модели и эффективной стратегии эксплуатации залежей нефти и газа.

## **ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КЛАСТЕРНОГО АНАЛИЗА В ЗАДАЧЕ ИДЕНТИФИКАЦИИ СЕЙСМИЧЕСКИХ СОБЫТИЙ**

Е.В. Иванова

*Сектор сейсмического мониторинга севера Русской плиты  
Геофизической Службы РАН, г. Архангельск,  
инженер-исследователь;*

*Институт экологических проблем Севера УрО РАН, г. Архангельск,  
м.н.с., kredalamber@yandex.ru*

По мере развития научного сейсмологического знания, а также технологий ядерного вооружения [3], значительное внимание стало уделяться мониторингу сейсмической обстановки на платформенных территориях, со слабой естественной сейсмичностью. Проведение его характеризуется особенностью, связанной с регистрацией большого количества событий, схожих по внешнему виду, но принципиально различных по своей природе (слабые землетрясения, взрывы, транспортные шумы и т.д.). Поэтому задача идентификации регистрируемых сейсмических событий по природе источника имеет первоочередное значение для проведения качественного мониторинга сейсмических процессов.

В сейсмологии подобные задачи решают с использованием разнообразных методов математической статистики. Так, в работе [7] было предложено для разделения событий по природе источника использовать процедуру классификации с использованием правила Байеса; позднее данный способ неоднократно использовался для разделения подземных ядерных взрывов и землетрясений [4, 5]. Методы, получившие название «распознавание образов», основаны на выявлении характерных признаков объектов, которые необходимо распознать, обучении программы этим признакам по представительной выборке данных и затем, с использованием приобретенного опыта, распознавании новых объектов [3]; пример использования метода – т. н. нейронные сети, моделирующие возможности человеческого мозга в анализе визуальных объектов [11]. Для идентификации событий по форме огибающей в различных частотных полосах получило большое распространение использование кластерного анализа – в частности, в работах [8, 9] подобный анализ авторы успешно применяют для идентификации записей на Северном Кавказе. Обширен ряд работ, где успешно применяется иерархический

кластерный анализ в целях классификации различного рода сейсмических событий, среди них [10, 12].

Кластерный анализ — задача разбиения определенного множества объектов на группы, называемые кластерами, так, чтобы каждый кластер состоял из схожих объектов, а объекты разных кластеров существенно отличались [6]. Этот вид анализа предполагает такие цели, как понимание данных путем выявления кластерной структуры, и обнаружение новизны, т. е. выделение нетипичных объектов, которые не удаётся присоединить ни к одному из кластеров. В том и другом случаях может применяться иерархическая кластеризация, когда крупные кластеры дробятся на более мелкие, те в свою очередь дробятся ещё мельче, и т. д. Такие задачи называются задачами таксономии, результатом которой является древообразная иерархическая структура - дендрограмма. При интерпретации дендрограммы исследователи сталкиваются с проблемой отсутствия однозначных критериев выделения кластеров. В качестве главных рекомендуются два способа — визуальный анализ дендрограммы и сравнение результатов кластеризации, выполненной различными методами. Проверка устойчивости кластеризации сводится к проверке её достоверности. Здесь существует эмпирическое правило — устойчивая типология сохраняется при изменении методов кластеризации. Результаты иерархического кластерного анализа можно проверять итеративным кластерным анализом по методу k-средних. Если сравниваемые классификации групп респондентов имеют долю совпадений более 70 % (более 2/3 совпадений), то кластерное решение принимается.

Для сейсмических записей Архангельской сети станций было предложено использование кластерного анализа в качестве инструмента для классификации наблюдаемых локальных сейсмических событий, с целью идентификации их по природе источника [1, 2]. Было проведено исследование о возможности применения различных типов кластерного анализа, реализованных в пакете STATISTICA 6.0. Было получено, что совокупное применение методов иерархической кластеризации и метода k-средних позволяет достичь определенных результатов при рассмотрении вопроса об отнесении локального события на сейсмозаписи к той или иной группе событий, и, соответственно, идентификации его источника. При этом результаты обоих методов при независимом применении хорошо согласовывались друг с другом. Двухходовая кластеризация оказалась малопригодной для поставленной задачи: ее применение в

условиях сформулированной задачи оказалось излишним в силу того, что исходный набор критериев являлся независимой величиной.

В настоящее время, для записей станций Архангельской сейсмической сети, на основе кластерного анализа разрабатываются методы идентификации региональных событий, для которых входными данными выступает сочетание определенных кинематических и динамических параметров. Ожидается, что результаты позволят быстро, просто и достаточно точно получать заключение о типе и локализации источника анализируемого события.

Работа выполнена при финансовой поддержке проекта молодых ученых и аспирантов Учреждения Российской академии наук Уральского отделения РАН за 2012 год.

#### *Литература*

1. *Иванова Е.В., Конечная Я.В.* Разработка классификации локальных сейсмических событий по данным станций Архангельской сейсмической сети // X уральская молодежная научная школа по геофизике: сборник науч. материалов. Пермь, 2009. С.99–104.
2. *Иванова Е.В., Конечная Я.В.* О возможности применения кластерного анализа для классификации локальных сейсмических событий по данным сейсмических станций // XI уральская молодежная научная школа по геофизике: сборник научных докладов. Екатеринбург, 2010. С.107–109.
3. *Кедров О.К.* Сейсмические методы контроля ядерных испытаний. М.; Саранск, 2005.
4. *Кедров О.К., Ан В.А., Лаушкин В.А., Люкэ Е.И., Овчинников В.М., Поликарпова Л.Д.* Методы контроля подземных ядерных взрывов по сейсмическим данным на эпицентральных расстояниях свыше 500 км // Изв. АН СССР. Физика Земли. 1990. № 12. С.31–46.
5. *Кедров О.К., Люкэ Е.И.* Распознавание ядерных взрывов и землетрясений в Евразии по сейсмическим данным на региональных расстояниях // Изв. РАН. Физика Земли. 1999. № 9. С.52–75.
6. Кластерный анализ. Материал из Википедии - свободной энциклопедии [Электронный ресурс] – Режим доступа [http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%F1%D0%F2%D0%F0%D0%FB%E9\\_%E0%ED%E0%EB%E8%E7](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%F1%D0%F2%D0%F0%D0%FB%E9_%E0%ED%E0%EB%E8%E7).
7. *Писаренко В.Ф., Раутман Т.Г.* Статистическая классификация по нескольким признакам // Вычислительная сейсмология. Вып.2. М.: Наука, 1966. С.150–182.
8. *Chernobay I.P., Gabsatarova I.P.* Discrimination between chemical explosions and earthquakes in Northern Caucasus // XXIX General Assembly of the International Association of Seismology and Physics of the Earth's Interior. IASPEI 1997. Book of abstracts. Greece, 1997. P. 231–231.



9. Chernobay I.P., Gabsatarova I.P. Source classification in the Northern Caucasus // Physics of the Earth and Planetary Interiors. 1999. V. 133. P. 183–201.
10. Riviere-Barbier F., Grant L.T. Identification and location of closely spaced mining events // Bull. Seismol. Soc. Amer. 1993. Vol. 83. № 5. P. 1527–1546.
11. Romeo G. Seismic signal detection and classification using artificial neural networks // Special issue on the workshop “Planning and procedures for GSETT-3”, Erice, November 10 -14, 1993 / Annali di Geophysica. Vol. XXXVII, N.3. 1994. P 343–353.
12. Schulte-Theis H. Cluster analysis of European seismicity. Luxemburg, 1996. N 12.P. 201–224.

## **КОМПЛЕКСНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ГИС И РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КУМКОЛЬ (КАЗАХСТАН)**

В.Г. Кубарев

*Пермский государственный национальный исследовательский университет, аспирант 2 года обучения, kubarev\_vova@inbox.ru*

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор А.И. Губина

Одним из самых сложных и ответственных вопросов при обработке данных ГИС открытого ствола является определение характера насыщения ( $K_n$ ) пластов-коллекторов их пористости ( $K_p$ ) и глинистости ( $K_{гл}$ ). Наиболее достоверно данный вопрос решается при комплексном анализе геофизических данных.

Стандартный комплекс ГИС открытого ствола включает в себя: радиоактивный каротаж (РК) (РК включает в себя гамма каротаж (ГК) и нейтронный каротаж (НГК)), боковой каротаж (БК), микрокаротаж (МБК), индукционный каротаж (ИК), акустический каротаж (АК), плотностной каротаж (ГГКп), кавернометрия (КВ).

Цель данной работы – это показать принцип комплексной обработки данных месторождения Кумколь (Казахстан), имеющего свои особые петрофизические связи, и следовательно, требующего особого подхода к интерпретации материала.

Месторождение Кумколь находится на юго-востоке Карагандинской области на территории Улутауского района республики Казахстан. В результате поискового и разведочного бурения, проведённого на месторождении Кумколь вскрыт разрез мезо-кайнозойских отложений толщиной до 1647 м, залегающих на

выветрелой поверхности фундамента нижнепалеозойско-протерозойского возраста.

Обработка данных с месторождения Кумколь ведется по следующей схеме. На первом этапе обработки выделяются пласты-коллектора. Выделение коллекторов на качественном уровне происходит согласно утвержденной методике по характерным показаниям кривых РК, НГК, ГГКп, АК, БК, МБК КВ. К таким качественным характеристикам можно отнести: 1) сужение диаметра скважины по сравнению с номинальным; 2) низкие и средние показания относительно вмещающих пород на кривых РК; 3) повышение значений интервального времени и коэффициента затухания акустических волн относительно вмещающих пород по данным АК; 4) радиальный градиент УЭС, определённый по диаграммам электрических методов с различным радиусом исследования; 5) неравенством показаний потенциал- и градиент-зондов на кривых микрокаротажа (МКЗ) [1].

Основной задачей при выполнении количественной интерпретации является определение  $K_n$ .  $K_n$  высчитывается по формуле:

$$K_n = 1 - K_v, \quad (1)$$

где:  $K_v$  – коэффициент водонасыщенности коллектора,  $K_n$  – коэффициент нефтенасыщенности коллектора.

Для решения поставленной задачи необходимо рассчитать общую пористость ( $K_{n_{об}}$ ).

Общая пористость будет рассчитываться как среднеарифметическое из пористостей по данным АК, ННК и ГГКп:

$$K_{n_{эф}} = (K_{n_{АК}} + K_{n_{ННК}} + K_{n_{ГГКп}}) / 3, \quad (1.1)$$

После проведенных расчетов переходим непосредственно к определению коэффициента нефтенасыщенности через коэффициент водонасыщенности. Нефтенасыщенность ( $K_n$ ) определяется по методу, основанному на удельном электрическом сопротивлении (УЭС), с использованием связей, полученных для месторождения Кумколь:

$$P_n = K_n^{-1.68}, P_H = K_v^{-1.7},$$

где:  $P_n$  – параметр пористости;  $P_H$  – параметр насыщения;  
 $K_n$  – коэффициент пористости;  $K_v$  – коэффициент водонасыщенности.

Параметр пористости определяется как отношение сопротивления этого пласта при 100% водонасыщении ( $\rho_{en}$ ) и УЭС пластовой воды ( $\rho_в$ ).

$$P_n = \rho_{en} / \rho_в \quad (1.2)$$

Параметр насыщения определяется как отношение сопротивления интерпретируемого пласта ( $\rho_n$ ) к сопротивлению этого пласта при 100% водонасыщении ( $\rho_{en}$ ).

$$P_H = \rho_n / \rho_{en} \quad (1.3)$$

УЭС коллекторов ( $\rho_n$ ) определяется по данным индукционного каротажа (ИК). УЭС пластовой воды ( $\rho_в$ ) принято равным для продуктивных залежей мела - 0.076 Омм, для юры – 0.055 Омм.

Из вышесказанного вытекает формула для расчета  $K_v$ :

$$K_v = (\rho_{en} / \rho_n * K_n^{-1.68})^{-0.558} \quad (1.4)$$

Рассчитав  $K_v$ , искомое  $K_n$  мы найдем по формуле (1).

Окончательное заключение по выделению пластов-коллекторов производится на основе как характерных показаний кривых РК, НГК, АК, ГГКп, ИК, БК, так и граничных значений  $K_n$ ,  $K_p$  (рис. 1).

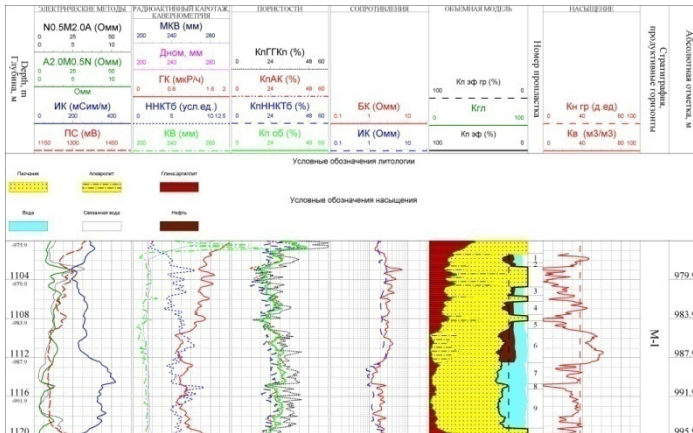


Рис. 1. Пласты-коллектора на месторождении Кумколь (скважина №100) для стратиграфического горизонта М-I с рассчитанными для них количественными характеристиками

В работе были показаны этапы комплексной интерпретации данных ГИС открытого ствола для месторождения Кумколь (Казахстан), применяемые в «ПИТЦ «Геофизика», включающие в себя расчет таких количественных петрофизических характеристик пласта как коэффициент нефтенасыщенности и коэффициент пористости.

#### *Литература*

1. Косков В.Н. Геофизические исследования скважин: Учеб. Пособие/Перм. Ун-т – Пермь, 2006.
2. Пересчет запасов нефти, газа, конденсата и попутных компонентов месторождения Кумколь, по состоянию на 01.01.2008 г. (Кызылординская область Республики Казахстан), выполненный АО «НИПИнефтегаз» в 2008 г.

## **О ПУТЯХ ПОВЫШЕНИЯ КРАТНОСТИ СУММИРОВАНИЯ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ**

И.А. Курашов

*Уральский государственный горный университет, аспирант 2 года  
обучения, [ivan.kurashov@m.ursmu.ru](mailto:ivan.kurashov@m.ursmu.ru)*

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор В.И. Бондарев

В последнее время большую актуальность приобретает возможность повышения информативности и достоверности данных сейсморазведочных работ на этапе обработки. Одним из инструментов становится повышение кратности суммирования данных. Нередки случаи, когда наблюдения на площади выполняются, по тем или иным причинам, по редкой сети наблюдения, но даже в этих случаях существуют потенциальные возможности не ограничивать суммирование одной лишь кратностью съемки, как практикуется в стандартной обработке по методу общей средней точки (ОСТ). Достигается повышение плотности данных в первую очередь за счет вовлечения в процесс построения изображений для каждой точки большего количества сейсмических трасс, чем в традиционном суммировании по ОСТ.

Одним из впечатляющих примеров такого подхода к обработке данных может служить технология Multifocusing [2], в рамках данной технологии при построении изображения используется расширенный набор сейсмических трасс. В конечном счете, для формирования изображения может быть использовано значительное число сейсмических трасс образованных парами источников и приемников лежащих в пределах определенной апертуры в окрестности

центральной расчетной точки (схема сборки изображений для данных 2D приведена на рисунке 1). При этом, конечно, потребуется вносить изменения в процедуры ввода кинематических поправок, разрабатывать новые и модернизированные формулы учета удалений, коррекции амплитуд и пр. Но в результате могут быть получены изображения со значительно большей кратностью суммирования, а значит может быть достигнуто снижение зашумленности записи. Построенные по такой технологии изображения и правда кажутся более интересными и зачастую на них могут быть выделены объекты ранее не изображаемые на типичных разрезах ОСТ. В целом, данная технология может служить ярким подтверждением того, что идея вовлечения в преобразования широкого набора *разных* сейсмических трасс является одним из путей развития техник обработки данных и способна давать новые и интересные результаты.

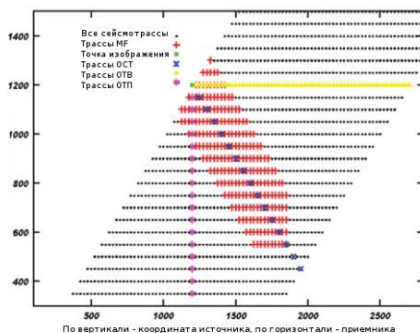


Рис. 1. Схема суммирования и сборки изображений (MF – набор трасс используемый для изображения в фиксированной точке в Multifocusing)

На основе описываемых выше идей и подходов на кафедре геофизики нефти и газа Уральского государственного горного университета по руководством проф. В.И. Бондарева разработан способ построения сейсмических изображений [1] основанный на множественном пересчете широкого набора наблюдаемых сейсмических трасс на точку изображения. При этом, каждая наблюдаемая трасса пересчитывается на определенном образом подобранную область пространства получившую название «большой бин», в результате кратность суммирования по сравнению с кратностью съемки может быть увеличена на порядок для профильных данных и на два порядка — для площадных наблюдений. Для осуществления такого преобразования был разработан специальный

амплитудно-временной оператор и модернизированная технология построения вертикальных спектров для проведения скоростного анализа непосредственно по обрабатываемым материалам. Важно также отметить, что указанный способ построения изображений одновременно позволяет проводить миграционные преобразования до суммирования, при этом размер большого бина играет роль своего рода апертуры размер и положение которой определяют преимущественно выделяемые элементы сейсмогеологического разреза (горизонтальные, вертикальные элементы, дифракторы и пр.)

На рисунке 2 приведен пример распределения кратности суммирования для модельного профиля длиной 5 км., в ходе применения процедуры осуществлялся пересчет трасс попавших в интервал размером 600 м. с центром совмещенным со средней точкой. В результате для профиля, где кратность суммирования при стандартной обработке составила бы 6 в его центральной части, были получены высокие ее значения позволяющие, например, эффективно производить снижение уровня шума на записи.

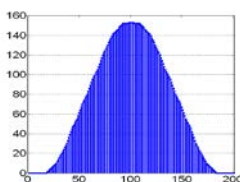


Рис. 2. Распределение кратности по профилю (по вертикали — кратность суммирования, по горизонтали — номер бина)

Полученная технология обладает целым рядом потенциальных возможностей и может быть эффективно использована при обработке данных полученных с малой кратностью съемки, сильно зашумленных записей, а также данных полученных по нерегулярной сети наблюдений, что особенно актуально в свете грядущего перехода наземной сейсморазведки к бескабельной технологии работ.

#### *Литература*

1. Курашов И.А. Возможности повышения кратности сейсмических изображений при обработке данных // Научные исследования и инновации, Т.5, №4. Пермь: Изд-во ПГТУ, 2011. С. 6-8.
2. Berkovitch A., Belfer I. and Landa E. Multifocusing as a method of improving subsurface imaging // The Leading Edge, 2. Tulsa: SEG, 2008. С. 250-256.

# ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ НИЗКОЧАСТОТНОГО СЕЙСМИЧЕСКОГО ЗОНДИРОВАНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВЕЙВЛЕТ АНАЛИЗА НА БАЛАЕВСКОЙ СТРУКТУРЕ ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА

Н.А. Матвеева, Э.В. Утёмов

*Казанский (Приволжский) федеральный университет, аспирант  
2 года обучения, limonich@mail.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Э.В. Утёмов

В настоящее время наблюдается возрастающий интерес к анализу микросейсмических аномалий в различных частотных интервалах, позволяющий, во многих случаях, осуществлять научно обоснованный прогноз нефтегазоносности изучаемых площадей [1, 2, 3].

В июле 2011 года на площади исследований были проведены комплексные мониторинговые наблюдения, включавшие измерения НСЗ. Целью измерений методом НСЗ являлось опробование приборов в полевых условиях, выявление известных низкочастотных аномалий (3-12Гц) и анализ и сопоставление записей вертикальной и горизонтальной компонент датчика.

Основным методом исследований являлся анализ вейвлет и Фурье спектров. На рисунке 1 представлен пример записи вертикальной компоненты сейсмодатчика и соответствующий вейвлет спектр.

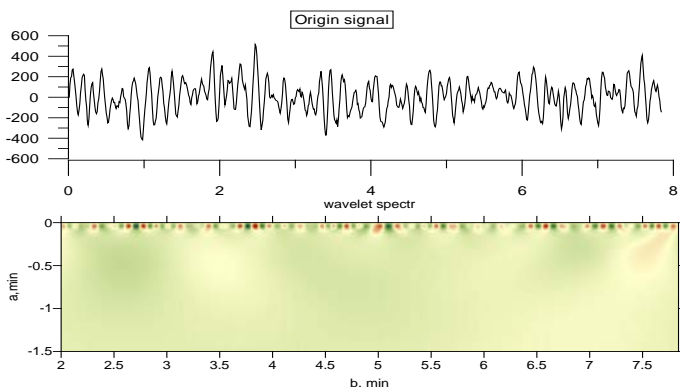


Рис. 1. Пример 8-минутной записи вертикальной компоненты сейсмического сигнала и его спектр

По данным вейвлет – преобразования были построены скалограммы. Скалограмма в отличие от амплитудных Фурье спектров представляются более сглаженными и менее подверженными влиянию случайных помех, это позволяет строить более устойчивые частотные срезы. Как видно из рисунка 2, кривая имеет достаточно широкую аномалию на частотах примерно 2–15 Гц, при этом на данной аномалии наблюдаются максимумы на значениях частот 3–4 и 7–10 Гц.

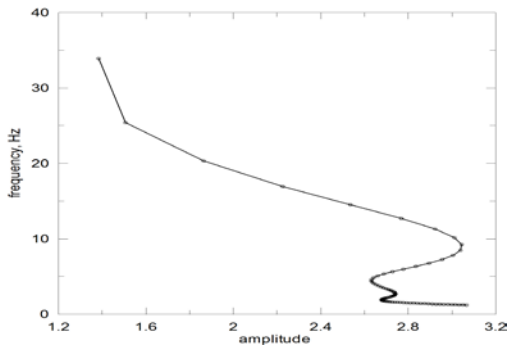


Рис. 2. Скалограмма сигнала

При обработке полевых данных была выявлена разница амплитуд спектров Фурье ночного и дневного сигнала. Отличие амплитуды спектра дневного сигнала составило 1.5–2 раза (рис. 3).

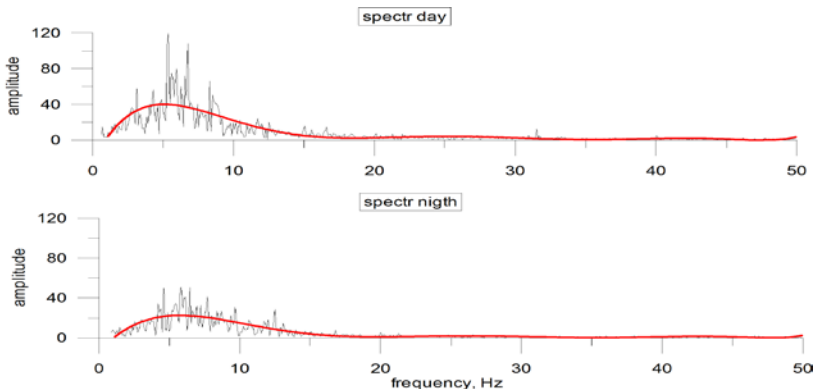


Рис. 3. Разница амплитуд спектра Фурье в дневное и ночное время



Была построена карта логарифмов отношения дисперсий вертикальной и горизонтальных компонент регистрируемых микросейсм (рис. 4).

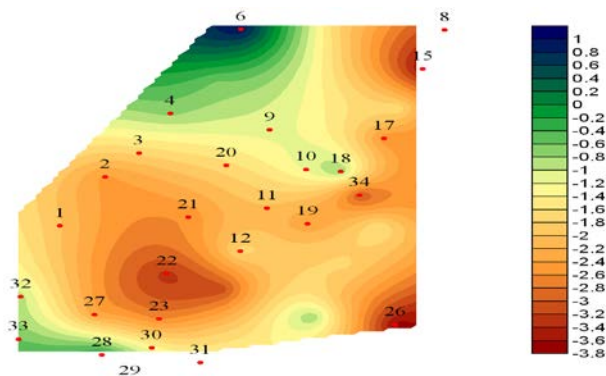


Рис. 4. Карта логарифмов отношения дисперсий вертикальной и горизонтальных компонент регистрируемых микросейсм

Данный параметр позволяет оценить относительный вклад поверхностных и объемных волн в сейсмическое поле. Расчеты свидетельствуют о том, что горизонтальная компонента на порядок больше вертикальной компоненты, что может свидетельствовать о сильном влиянии на показания прибора поверхностных волн.

Низкочастотные аномалии 3–12 Гц, известные из многочисленных публикаций, подтверждаются нашими исследованиями и хорошо выражены как на амплитудных Фурье-спектрах, так и на скалограммах вейвлет-преобразований.

#### *Литература*

1. Купоть В.Л., Тумаков Д.Н. Частотно-избирательные свойства стратифицированной геологической среды // Георесурсы. 2008. – №2. – С. 18-28.
2. Надежда Л.И. и др. О связи параметров сейсмодинамического шума с геологическими и геодинамическими особенностями Воронежского кристаллического массива. Геофизика, 2003, №3, С. 179–185.
3. Ali M.Y., Berteussen K.A., Small J., Barkat B. Low-frequency passive seismic experiments in Abu Dhabi, United Arab Emirates: implications for hydrocarbon detection. Geophysical Prospecting, 2010, 58, P. 875–899.

# ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ЯДЕРНО-МАГНИТНОЙ РЕЛАКСОМЕТРИИ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД

Л.А. Муравьев<sup>1</sup>, Н.В. Фадеева<sup>1</sup>, Д.Д. Бызов<sup>1</sup>, М.И. Шумская<sup>2</sup>

<sup>1</sup>*Институт геофизики УрО РАН, м.н.с., [mlev@mail.ru](mailto:mlev@mail.ru)*

<sup>2</sup>*УрФУ имени первого Президента России Б.Н. Ельцина, студент*

Научный руководитель: к.ф.-м.н., с.н.с. Ю.К. Долманский

Импульсная ядерно-магнитная релаксометрия [3] является одним из перспективных методов исследования петрофизических свойств горных пород-коллекторов. В результате измерения сигнала ядерно-магнитного резонанса (ЯМР) методом спинного эха получается релаксационная кривая  $R(t)$ , представляющая собой сумму затухающих по экспоненте сигналов. Данное затухание является результатом нескольких разнохарактерных релаксационных процессов в измеряемом образце, каждый из которых характеризуется своим временем релаксации  $T_2$ .

Для поровой среды, заполненной жидкостью, это время определяется взаимодействием на границе раздела твердой и жидкой фаз и, следовательно, размером пор: чем мельче пора, тем меньше время релаксации флюида в ней [3]. Кроме того, на этот процесс влияет магнитная восприимчивость поровой матрицы, наличие магнитных включений в ней, а также коэффициент диффузии жидкости, заполняющей поровую среду. Решение задачи разложения наблюдаемой кривой релаксации на составляющие позволит получить информацию об указанных параметрах образца.

Если распределение размеров пор может быть получено из разложения одной кривой, то коэффициенты диффузии и параметры взаимодействия на границе флюид-матрица могут быть получены в результате анализа нескольких кривых релаксации, полученных при разных параметрах эксперимента (градиент магнитного поля, температура образца и насыщение его разными флюидами).

В общем случае, для флюида в поровой среде существует непрерывное распределение времен релаксации  $f(T_2)$ , определяющее вид наблюдаемой в ЯМР эксперименте релаксационной кривой:

$$R(t) = \int f(T_2) e^{-\frac{t}{T_2}} dT_2 \quad (1)$$

Неизвестная функция  $f(T_2)$  содержит интересующую нас информацию о поровой среде: распределение пор по размерам в образце, содержание свободного и связанного флюида.

При исследовании смеси жидкостей или жидкости сложного состава в разложении будет присутствовать набор из нескольких времен релаксации, а релаксационная кривая будет представлять собой сумму дискретных компонент:

$$R(t) = \sum_{i=1}^N A_i e^{-\frac{t}{T_{2i}}} \quad (2)$$

В этом случае, коэффициенты  $A_i$  определяют долю жидкости, имеющей время релаксации  $T_{2i}$ , в исследуемом объеме. Например, для воды в свободном объеме существует только одно время  $T_2 \approx 2$  сек, а в нефти, из-за ее сложного состава, имеется набор значений  $T_2$ . Каждое из времен релаксации подвержено влиянию параметров эксперимента: градиента магнитного поля, времени следования радиочастотных импульсов, температуры образца. Проведение нескольких ЯМР измерений при разных значениях указанных параметров и соответствующая процедура интерпретации релаксационной кривой позволят получить дополнительную информацию о свойствах флюида, недоступную для единичного ЯМР эксперимента.

Итак, математическая задача состоит в следующем: из экспериментально наблюдаемой релаксационной кривой  $R(t)$  определить: для непрерывного варианта – функцию в параметрической форме  $f(T_2)$  при заданных ограничениях; для дискретного – набор амплитуд  $A_i$  и времена релаксации  $T_{2i}$

Возможными методами решения задачи в такой постановке являются решение интегрального уравнения методом регуляризации Тихонова, обратное преобразование Лапласа. Спектр может задаваться как набор пробных функций, моделирующих типы флюида в поровой среде: глинисто-связанный, капиллярно-связанный, свободный.

В основном, на практике используются алгоритмы, основанные на разложении кривой в виде набора экспонент, заданных на регулярной сетке времен  $T_2$ . Оптимальный набор амплитудных коэффициентов перед экспонентами может определяться одним из методов минимизации. Для реализации возможностей разработанного в России портативного ЯМР-релаксометра [1] необходимо провести анализ существующих способов интерпретации измеренных данных.

Рассматривается следующая постановка задачи: найти минимум квадрата разности измеренного и полученного из модельного приближения сигналов:

$$\left(R(t_j) - \sum_{i=1}^n A_i \cdot e^{-t_j/T_{2i}}\right)^2 \rightarrow \min \quad (3)$$

Амплитудные коэффициенты  $A_j=A(T_{2j})$ , как правило, задаются на логарифмической равномерной сетке времен  $T_2$ . Возможно задание и на произвольной сетке: например, сгущающейся в необходимых интервалах. Используются разные варианты регуляризации для подавления влияния шума в исходном сигнале и получения физически обоснованного решения.

В настоящее время за рубежом реализованы некоторые алгоритмы в виде программных продуктов: Метод Стенли Провенчера [4], используемый компанией Брюкер, метод UPEN [2], разрабатываемый в университете г. Болонья.

Для опробования различных алгоритмов, анализа их устойчивости и сходимости создана база модельных и практических примеров ЯМР – сигналов. Для формирования модельных примеров используется программа-симулятор ЯМР - эксперимента, позволяющая задавать набор амплитуд и времен релаксации и вычислять релаксационную кривую. Практические примеры представляют собой архивные данные ЯМР исследований образцов керна различных пластов и месторождений Западной Сибири. В тестовый набор включены результаты ЯМР-исследований образцов, подвергнутых центрифугированию, а также при различных температурах.

Применение достоверного метода разложения релаксационных кривых позволит уточнить эмпирические зависимости между распределением по временам релаксации и характеристиками порового пространства образца. Работа поддержана на Конкурсе научных проектов молодых ученых УрО РАН в 2012 году.

#### *Литература*

1. Долманский Ю.К., Муравьев Л.А. Программное обеспечение ЯМР-релаксометра. Уральский геофизический вестник, №1(16). Екатеринбург: УрО РАН, 2010. СС. 33–39
2. Borgia G.C., Brown R.J.S., Fantazzini P. Uniform-Penalty Inversion of Multiexponential Decay Data. Journal of magnetic resonance 132, 65–77 (1998)
3. Coates G.R., Xiao Lizhi, Prammer M.G. NMR Logging, Principles & applications. Hulliburton Energy Services Publishing, Houston, 2000, 234 стр.

4. Provencher S.W.: CONTIN: A general purpose constrained regularization program for inverting noisy linear algebraic and integral equations. Comput. Phys. Commun. 27, 229 (1982)

## ПЕРЕСЧЕТ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА БОБРИКОВСКО-ТУЛЬСКОЙ ЗАЛЕЖИ ШЕРШНЕВСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В.О. Романюк

*Пермский государственный национальный исследовательский университет, магистр 2 года обучения, slavaromanyuk@rambler.ru*

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор А.С. Некрасов

Учет и контроль запасов минерального сырья, в том числе нефти и газа, являются важной задачей. Для подсчета запасов необходимы всестороннее геологическое изучение месторождения, с которым связаны залежи нефти и газа, и знание особенностей условий их залегания [1].

Существует несколько методов подсчета запасов нефти и газа: объемный метод, метод материального баланса, статистический метод. Объемный метод наиболее часто используется для подсчета запасов на всех этапах и стадиях геологоразведочных работ, а также в процессе опытной эксплуатации и разработки месторождений нефти и газа [2].

Сущность объемного метода заключается в определении массы нефти или объема свободного газа, приведенных к стандартным условиям, залегающих в пустотном пространстве пород – коллекторов.

Начальные балансовые запасы поровой нефти в залежи при стандартных условиях подсчитываются по формуле:

$$Q = F \cdot h_{эфф} \cdot K_n \cdot K_n \cdot b \cdot \rho_n \quad (1)$$

трещинной нефти:

$$Q = F \cdot h_{об} \cdot N_T \cdot b \cdot m_T \quad (2)$$

где:  $Q$  – начальные балансовые запасы нефти, тыс.т.;  
 $F$  – площадь нефтяной залежи, тыс. м<sup>2</sup>;  
 $h_{эфф}$  – эффективная нефтенасыщенная толщина, м;

$h_{об}$  – общая толщина трещинно – порового продуктивного разреза, м;

$K_{п}$  – коэффициент открытой пористости, д.ед.;

$K_{н}$  – коэффициент нефтегазонасыщенности, д.ед.;

$b$  – пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти, д.ед.,

$\rho_{н}$  – плотность нефти в поверхностных условиях, т/м<sup>3</sup>.

$m_{т}$  – трещинная пористость, д.ед.

$N_{т}$  – коэффициент охвата пласта трещинноватостью, дед[1]

В основу подсчета запасов бобриковско-тульской залежи положены подсчетные планы и карты эффективных нефтенасыщенных толщин, построенные по данным бурения поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин и результатов сейсморазведочных работ. Площади залежей определялись планиметрированием. Эффективные нефтенасыщенные толщины рассчитывались как средневзвешенные по площади для каждого пласта. Величины остальных параметров, участвующих в формуле подсчета запасов объемным методом определялись по результатам ГИС, анализа керна, нефти и газа и вычислялись как среднеарифметические или средневзвешенные.

В итоге были получены следующие результаты (табл. 1, 2)

Таблица 1

| Пласт     | Запасы нефти           |                  |                    |            |               |
|-----------|------------------------|------------------|--------------------|------------|---------------|
|           | Нач.балансовые, тыс.т. | в порах, тыс. т. | в трещинах, тыс. т | в порах, % | в трещинах, % |
| <i>Тл</i> | 3586,9                 | 3480,5           | 106,4              | 97         | 3             |
| <i>Бб</i> | 9511,3                 | 9148,8           | 362,5              | 96,2       | 3,8           |

Таблица 2

| Пласт               | Запасы нефти           |                     |
|---------------------|------------------------|---------------------|
|                     | Нач.балансовые, тыс.т. | Извлекаемые, тыс.т. |
| <i>Тульский</i>     | 3586,9                 | 1076,1              |
| <i>Бобриковский</i> | 9511,3                 | 4025,1              |

Таким образом доля трещинной нефти во всех запасах составляет 3,4%, доля поровой нефти – 96,6%, что характерно для терригенных коллекторов Пермского Прикамья.

#### *Литература*

1. *Жданов М.А.* Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа. М., «Недра», 1970. 488с.
2. *Стасенков В.В., Гутман И.С.* Подсчет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов. М., «Недра», 1989. 270с.

## **НЕКОТОРЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ГРАВИМЕТРИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА В ПРЕДЕЛАХ БАЛЛАЕВСКОЙ СТРУКТУРЫ ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА**

А.Г. Харисов, Э.В. Утёмов, Г.С. Хамидуллина  
***Казанский (Приволжский) федеральный университет, аспирант  
2 года обучения, [airat.x@gmail.com](mailto:airat.x@gmail.com)***

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Э.В. Утёмов

При обработке материалов высокоточных гравиметрических съемок вариации ускорения силы тяжести, в том числе вызванные приливами Луны и Солнца, обычно рассматриваются как помехи, и от них стараются избавиться введением соответствующих поправок. Однако анализ данных гравиметрического мониторинга может иметь самостоятельный научный интерес, поскольку позволяет исследовать некоторые важные физико-геологические характеристики геологических сред:

- низкочастотная составляющая, определяемая приливыми явлениями, может быть увязана с жёсткостью, вязкостью и тектонической структурой земных недр (12–24 часа);
- интервал средних частот может содержать информацию о собственных колебаниях Земли (9–57 минут);
- высокочастотная составляющая отражает естественный микросейсмический шум, при этом чувствительность датчика гравиметра позволяет регистрировать даже слабые и удалённые сейсмические события (менее 10 минут).

#### *Методика измерений*

Гравиметрические мониторинговые наблюдения проводились гравиметрами Scintrex CG5 Autograv в период с 12 по 21 июля 2011

года в пределах Баллаевской структуры Южно-Татарского свода на территории Республики Татарстан. Дата проведения работ была приурочена к периоду максимальных приливов (полнолуние, 15.07.2011). Контур участка наблюдений и расположение точек наблюдений изображены на рисунке 1.



Рис. 1. Контур участка наблюдений и расположение точек наблюдений

*Расчётные формулы приливных вариаций силы тяжести для модели эластичной Земли*

Анализ и интерпретация низкочастотной составляющей мониторинговых данных основывалась на сопоставлении наблюденных и теоретических приливных вариаций силы тяжести. В случае модели твёрдой Земли формула для поправок за приливные вариации силы тяжести имеет вид [6]:

$$Z = 3 G \frac{m}{s^3} R \left( \cos^2 \Psi - \frac{1}{3} \right) \quad (1)$$

где:  $s$  – (среднее) расстояние от центра Земли до центра светила,  $m$  – масса светила,  $\Psi$  – зенитное расстояние (угол, образованный дугой на небесной сфере проекциями точки наблюдений и светила). Подставляя в эту формулу численные значения параметров для Луны и Солнца, получим:

$$Z_l = 0,165 \eta \left( \cos^2 \Psi_l - \frac{1}{3} \right), Z_c = 0,076 \left( \cos^2 \Psi_c - \frac{1}{3} \right) \quad (2)$$



Коэффициент  $\eta = \frac{(s_n)^3}{s_n^3} \frac{cp}{cp}$  вводится для учёта расстояния Земли от Луны, которое может существенно меняться (от 356000 км до 406000 км). Если учитывать приливные деформации Земли (гравитационные эффекты, связанные с перераспределением масс в теле Земли и смещением точки наблюдений во время приливов) [2], [4], то формулы из (2) переписуются в виде:

$$Z_L = 0,190 \eta \left( \cos^2 \Psi_L - \frac{1}{3} \right), Z_C = 0,087 \left( \cos^2 \Psi_C - \frac{1}{3} \right) \quad (3)$$

Для сравнения приведены графики наблюдаемых и теоретической приливных аномалий (рис. 2).

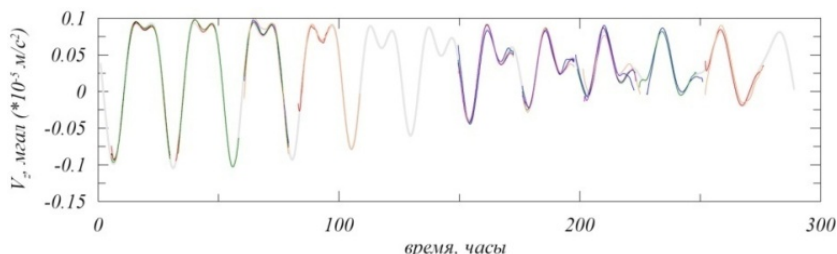


Рис. 1. Графики наблюдаемых и теоретической приливных аномалий на площади наблюдений

#### *Возможные причины аномалий приливных вариаций силы тяжести*

Возможная причина заключается в отличиях реакции геологической среды на воздействие приливных сил от предсказанных статической теорией. Так, например, ряд исследователей высказывали предположение о том, что суточная изменчивость температуры может искажать приливные компоненты [5]. Нельзя пренебрегать и влиянием собственных колебаний Земли. Как показали Джефрис и Висент [1], Пекерис и др. [3] и Молоденский [7], коэффициенты жёсткости минимальны для 24-часовых приливов (компонента  $Z_1$ ) и максимальны для приливов с более длинным или наоборот более коротким периодом.

Были построены карты распределения значений амплитудного коэффициента и распределения значений фазового сдвига (рис. 3, 4). Было выявлено, что наблюдается устойчивый положительный сдвиг (отставание) наблюдаемых вариаций силы тяжести относительно теоретической приблизительно в 6 минут ( $5.78 \pm 3.09$  мин). Найденный

по нашим наблюденным данным средний амплитудный коэффициент практически не отличается от общепринятого ( $A=1.200$ ):

$$A=1.1515 \cdot (1.046 \pm 0.07) = 1.2044 \pm 0.08.$$

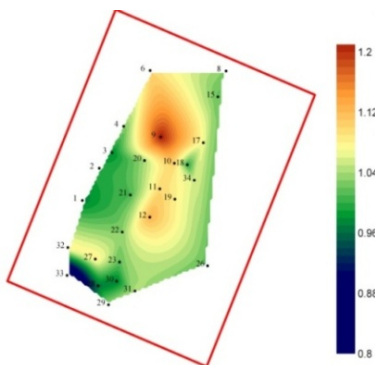


Рис. 3. Распределения значений амплитудного коэффициента

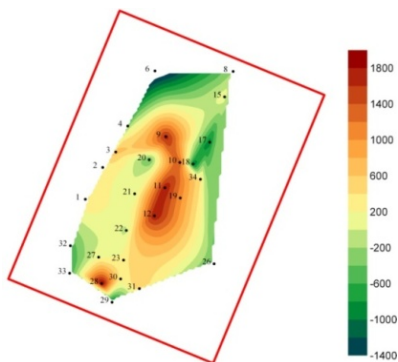


Рис. 4. Распределение значений фазового сдвига

#### Литература

1. *Jeffreys H., Vicente R.O.*//Mon. Not. Roy. Astron. Soc., 117, 157,165, 1957.
2. *Love A.E.H.*//Some Problems of Geodynamics, Cambridge Univ. Press, 1911.
3. *Pekeris C.L., Jarosch H., Alterman Z.*//Third Intern. Symposium on Earth Tides, Instituto di Topografia e Geodesia dell' Universita. Trieste, 1959, p. 17.
4. *Takeuchi H.*// Trans.Amer. Geophys. Union, 31, 651, 1950.
5. *Гарленд Дж.*// Д. Форма Земли и сила тяжести. М: Мир, 1967.
6. *Маловичко А.К., Костицын В.И.*// Гравиразведка: Учеб. для вузов. – М: Недра, 1992.
7. *Молоденский М.С.*//Quatriéme Symposium Intern sur les marées terrestres, Observatoire Roy. de Belgique, #188, 25,1961.

# ОЦЕНКА ПРЕДЕЛОВ ЭКВИВАЛЕНТНОСТИ РЕШЕНИЯ ОБРАТНОЙ ЗАДАЧИ ВЭЗ НА ОСНОВЕ СТАТИСТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

С.И. Шадрина

*Пермский государственный национальный исследовательский  
университет, студент 3 курса, sofy.sages@mail.ru*

Научный руководитель: д.т.н., профессор В.П. Колесников

Электрическое зондирование является одним из базовых методов электроразведки. Количественная интерпретация остаётся одним из проблемных этапов. До сих пор остаётся неудовлетворённость, связанная с отсутствием строгих количественных оценок информативности исходных данных, обеспечивающей требуемую детальность расчленения разреза. [1] Поэтому данная проблема актуальна в наше время.

Для повышения однозначности решения одним из источников априорной информации являются сведения о пределах эквивалентности решения. В данной работе рассмотрена оценка эквивалентности на основе статистического моделирования.

Классический взгляд на принцип эквивалентности в электроразведке был разработан А.М. Пылаевым (1968) для горизонтально-слоистого разреза. Суть состояла в подборе набора эквивалентных решений для трёхслойных моделей сред в рамках заданной погрешности полевых наблюдений с построением соответствующих номограмм оценки эквивалентности.

С появлением быстрых и точных программ расчёта кривых ВЭЗ в середине 80-х годов стало возможным увидеть расширенные границы действия принципа эквивалентности (Б.П. Петрухин, 1988), полученные результаты которых имеют ряд особенностей.

Основная цель при написании данной работы состояла в изучении оценки пределов эквивалентности при решении обратной задачи электрического зондирования на основе численного статистического моделирования. Для этого потребовалось решить следующие задачи:

- 1) проведение экспериментальных работ по оценке пределов эквивалентности для заданного набора моделей горизонтально-слоистых сред;
- 2) изучение возможностей исследуемого способа оценки пределов эквивалентности и проведение сравнительного его анализа с результатами ранее выполненных работ в этом направлении;

3) обобщение полученных результатов и построение номограммы, отражающей предельные значения выделенных слоёв.

Для решения данных задач были использованы программа расчёта теоретических кривых зондирования для горизонтально-слоистых моделей сред («Model-VES-1D») и программа статистического моделирования, используемая в программе количественной интерпретации «ЗОНД». Исследования проводились на примере трёхслойной модели среды. Процесс анализа включал в себя последовательность следующих операций:

1. Задание набора интерпретационных моделей: а) параметры первого слоя составляли:  $\rho_1=1$  Ом·м,  $h_1=1$  м; б) параметры второго слоя включали набор значений:  $h_2 = 0.25; 0.50; 1; 2; 4$  м;  $\rho_2 = 0.1; 0.25; 0.50; 0.75$  Ом·м, в) сопротивление третьего слоя:  $\rho_3=2$  Ом·м.

2. Расчёт теоретических кривых зондирования для заданного набора моделей с помощью программы «Model-VES-1D». В результате расчёта формируется проект для использования его как исходного для программы «ЗОНД».

3. Количественная интерпретация набора теоретических кривых, включающая в себя статистическое моделирование. В результате интерпретации получаем набор эквивалентных решений. Один из фрагментов интерпретации представлен на рисунке 1.

4. Статистический анализ с целью определения средних значений и пределов эквивалентности искомых параметров.

5. Расчёт интерпретационных параметров и графическое оформление результатов.

В результате обобщения были построены графики и номограммы пределов эквивалентности для заданного набора моделей. В качестве примера на рисунке 2 показан обобщающий график для оценки пределов мощности второго слоя при разных значениях его сопротивления. Также определена область возможного выделения слоя (рис. 3; А – область выделения слоя, В – область отсутствия выделения слоя).

На рисунке 4 приведены некоторые результаты сравнительного анализа полученных данных с номограммой оценки пределов эквивалентности А.М. Пылаева.

В ходе исследований получены результаты по выделению пределов эквивалентности применительно к системе «ЗОНД», которые могут быть использованы для повышения однозначности результатов решения обратной задачи электрического зондирования.

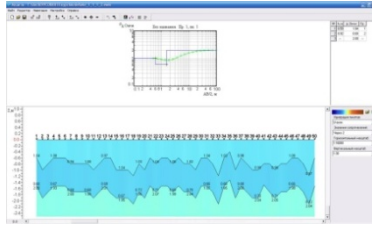


Рис. 1. Фрагмент интерпретации одиночного зондирования для параметров второго слоя:  $\rho=0.25 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $h=0.25 \text{ м}$

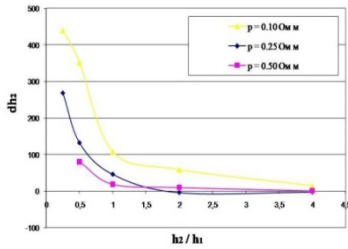


Рис. 2. Обобщающий график для оценки пределов мощности второго слоя при разных значениях его сопротивления

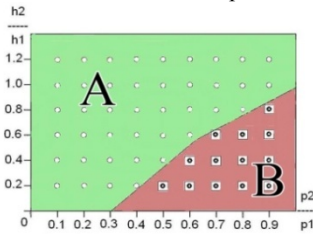


Рис. 3. Номограмма, отражающая предельные значения выделения слоёв; А – область выделения слоя, В – отсутствие выделения слоя

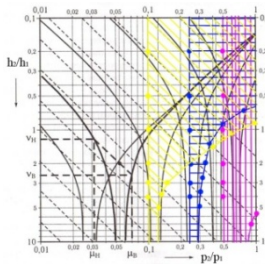


Рис. 4. Номограмма для оценки пределов эквивалентности кривых зондирования с фрагментом пределов эквивалентности на основе статистического моделирования

Эта задача считается новой при работе над данным вопросом, поскольку до этого момента широких обследований с помощью статистического моделирования не проводилось, хотя отдельные из попыток подобного анализа предпринимались.

### *Литература*

*1. Колесников В.П. Основы интерпретации электрических зондирований. – М.: Научный мир, 2007. 248 с.*

## **ОСОБЕННОСТИ ПОСТРОЕНИЯ ТРЕХМЕРНОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПОМОЩЬЮ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ**

Л.И. Рахмангулова

*Пермский государственный национальный исследовательский  
университет, магистр 2 года обучения, lilia059@mail.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н, доцент И.Ю. Митюнина

Построение трехмерных цифровых геологических моделей в настоящее время стало обычной, почти рутинной, процедурой в рамках общего процесса разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений. Создание 3D моделей решает при этом, как правило, следующие задачи:

- подсчет запасов углеводородов,
- планирование (проектирование) скважин,
- оценка неопределенностей и рисков,
- подготовка основы для гидродинамического моделирования.

Помимо особенностей геологического строения месторождения количество и качество исходной информации в значительной степени определяют способы построения модели и получаемые результаты. Определим основной набор исходных данных:

1. Координаты устьев скважин, альтитуды, инклинометрия - используются для создания траекторий скважин в модели.

2. Координаты пластопересечений, рассчитанные маркшейдерской службой - используются для контроля пластопересечений, рассчитанных в проекте после корреляции пластов, а также для создания искусственных вертикальных скважин в модели, когда отсутствуют данные инклинометрии.

3. Стратиграфические разбивки (маркеры), рассчитанные геологом в проекте - используются в качестве основы при формировании структурного каркаса.

4. Кривые ГИС - используются для корреляционных построений, выделения литотипов, оценки характера насыщения и ФЕС, фациального анализа, привязки данных сейсморазведки.

5. Отбивки флюидных контактов в скважинах - используются для построения карт флюидных контактов и геометризации залежей.

6. Сейсмические данные. Структурные карты и поверхности нарушений по данным сейсморазведки, бурения и других методов используются для формирования структурного каркаса. Карты или кубы сейсмических атрибутов используются для распространения ФЕС в межскважинном пространстве.

7. Уравнения петрофизических зависимостей «кern-кern» (например,  $LgK_{пр}=f(K_{п})$ ) и «кern-ГИС»).

8. Количественные (определения  $K_{п}$ ,  $K_{пр}$ ,  $K_{в}$ ) и качественные (описания) исследования керна. Применяются при настройке данных ГИС для последующей массовой интерпретации, а также при создании концептуальной модели.

9. Общие и геологические данные:

- карты эффективных и нефтенасыщенных толщин 2D (из отчета по подсчету запасов) - используются для контроля качества построения и, если требуется, корректировки 3D модели.

- топоснова, полигоны лицензии, ВНК, нарушений, зон замещения и выклинивания, водоохраннх зон, категорий запасов (из отчета по подсчету запасов) – используются в качестве исходных данных для двумерного картопостроения и 3D моделирования.

Типовой набор основных модулей наиболее распространенных пакетов трехмерного геологического моделирования показан на рисунке.

При построении геологической модели большую роль играет наличие сейсмических данных. Использование данной информации позволяет построить структурные поверхности, карты эффективных мощностей и карты фильтрационно-емкостных свойств.

#### *Построение структурных поверхностей.*

Построение собственно модели обычно начинается с построения структурных поверхностей по абсолютным отметкам кровли и подошвы коллектора каждого пласта. Эти поверхности рассчитываются конформно структурным сейсмическим поверхностям путем определения невязок в каждой скважине, построения карт невязок и выполнения набора логических и математических операций

при последовательном расчете структурных карт сверху вниз с одновременной проверкой геологической корректности построения.

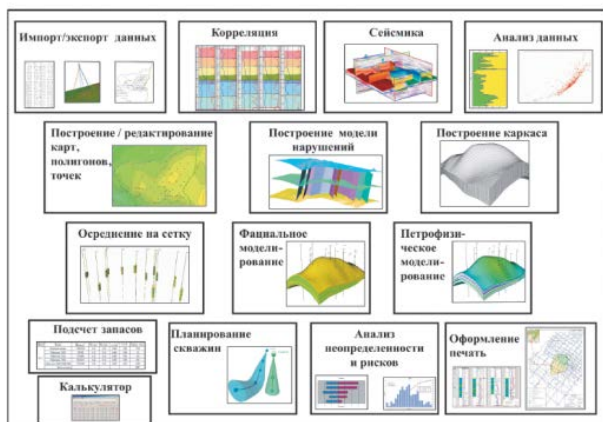


Рис. Типовой состав модулей программного пакета геологического моделирования

### *Построение карт эффективных толщин.*

Построение карт эффективных толщин часто проводится с учетом трендовых карт сейсмических атрибутов. Предварительно в кросс-плотах анализируются корреляционные зависимости между цифровыми картами сейсмических атрибутов и определенными при осреднении значениями эффективных мощностей коллектора. Обычно анализируются все одномерные корреляционные связи вида: Параметр по ГИС =  $f$ (Карта атрибута), а также корреляционные связи между параметром по ГИС комбинацией из нескольких сейсмических атрибутов вида: Параметр по ГИС =  $f(A * \text{Карта атрибута } 1 + B * \text{Карта атрибута } 2 + \dots)$ .

### *Построение карты пористости.*

Построение карты пористости может также проводится с учетом карт сейсмических атрибутов, если с помощью кросс-плотов проведен анализ корреляционных зависимостей между картами сейсмических атрибутов или их комбинациями и значениями средневзвешенной пористости коллектора в контрольных точках.

Для проведения комплексной интерпретации данных ГИС и сейсморазведки, кафедра геофизики Пермского государственного университета в рамках проекта “Национальное образование” приобрела программный продукт Tigriss. В ходе работы было



осуществлено построение трехмерной геологической модели для одного из месторождения севера Соликамской впадины.

#### *Литература*

1. Билибин С.И. Технология построения цифровых геологических моделей нефтяных месторождений по данным ГИС с помощью современных технических средств (на примере пакета Tigrress). Материалы конференции SPWLA, 1998

2. Закревский К.Е. Геологическое 3D моделирование. М: ООО «ИПЦ "Маска"», 2009. 376 с.

## **ПРИМЕНЕНИЕ ЭЛЕКТРОМЕТРИИ ПРИ ИЗУЧЕНИИ ЗАКАРСТОВАННЫХ ТЕРРИТОРИЙ**

А.Г. Ильичева

*Пермский государственный национальный исследовательский университет, студент 4 курса, iam\_nastya@list.ru*

Научный руководитель: профессор В.П. Колесников

Карстовые процессы являются одним из негативных геологических проявлений, представляющих опасность при строительстве и эксплуатации различных гражданских сооружений. Эти процессы достаточно широко развиты на территории нашей страны. Только в пределах Пермского края этому явлению подвержено более 45% территории.

В связи с этим исследованию в области карстообразования и учету этого фактора в инженерном строительстве последние годы уделяют повышенное внимание [2].

Одним из перспективных геофизических методов при изучении карста являются методы электрометрии.

Целью данной работы являлось изучение особенностей проявления карста в электрических полях и способы повышения достоверности выявления закарстованных участков на основе использования способов численного моделирования и компьютерной интерпретации электрических зондирований. В соответствии с этим ставились следующие задачи: 1) выбор критериев наличия карстовых полостей, 2) оценка возможности повышения локализации и контрастности выделения участков повышенного карстообразования.

Для выполнения численного моделирования основное внимание было уделено заполненному и незаполненному типам карста, с учетом

гидродинамических условий, оказывающих влияние на процесс карстообразования. Для этого был рассмотрен ряд четырехслойных моделей с различными соотношениями параметров разреза. Модель была составлена с учетом параметрических данных по результатам бурения закарстованных территорий (Кунгурский район). Первый слой отождествляется с суглинками и глиной, кажущееся сопротивление 20–30 Ом·м. Второй слой – породы с повышенным влагосодержанием, кажущееся сопротивление 15–50 Ом·м. Третий слой – глинистые породы и обломочный материал, кажущееся сопротивление 20–100 Ом·м. Четвертый слой – карстующиеся породы (переслаивание гипса, ангидрита, доломита), кажущееся сопротивление 400–700 Ом·м. При моделировании задавались размеры и сопротивление карстовой полости для нескольких вариантов соотношения параметров геoeлектрического разреза. Один из примеров модели представлен на рисунке 1.

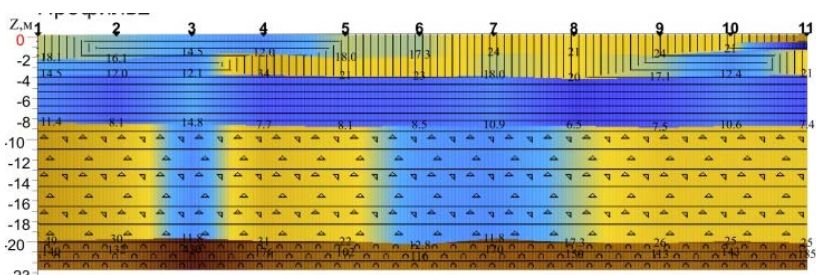


Рис. 1. Модель карста

Для выбранных моделей с помощью программы Model осуществлялся расчет кривых кажущегося сопротивления по заданным профилям. Полученные кривые зондирования интерпретировались с помощью программы Зонд [1]. В процессе интерпретации были получены разрезы эффективных параметров (качественная интерпретация) и построены геoeлектрические разрезы (количественная интерпретация).

Анализ результатов качественной интерпретации показал, что наиболее информативными являются разрезы кажущихся сопротивлений, вертикальных производных и полного нормированного градиента. Наибольшая контрастность отмечается на разрезах вертикальных производных.

Наиболее уверенно наличие аномальных зон проявляется результатами количественной интерпретации.

Для практического применения результатов моделирования были использованы материалы, полученные ЗАО ВерхнекамГИСИЗ в районе д. Шарташи Кунгурского муниципального района Пермского края.

Полевые электроразведочные работы выполнялись методом вертикального электрического зондирования (ВЭЗ). В качестве рабочей использовалась симметричная четырехэлектродная установка АМNB. Максимальная длина разносов АВ составила 250 м. Для измерения разности потенциалов использовались приемные линии MN=1 и 10 м. Работы выполнены по сети 100х50 м.

Обработка и интерпретация данных выполнена в программе Зонд [1]. Интерпретация данных включает в себя два этапа. Первый этап – качественная интерпретация была использована для получения начального представления о пространственном изменении электрических свойств исследуемой среды непосредственно по результатам полевых наблюдений. Второй этап включал количественную интерпретацию, в результате которой по данным вертикального электрического зондирования (ВЭЗ) на площади изысканий выделено пять геоэлектрических слоев, отличающихся по своим удельным электрическим сопротивлениям.

Анализ результатов качественной и количественной интерпретации выполненной на основе критериев проявления различных видов карста, полученных по результат численного моделирования, позволил наметить участки предполагаемого наличия карста, которые были подтверждены позднее результатами бурения.

#### *Литература*

1. Колесников В.П. Основы интерпретации электрических зондирований.— М: Научный мир, 2007.— 248 с.
2. СНИП 22-01-95 «Геофизика опасных природных воздействий», 1995.

## **ДЕТАЛЬНАЯ МАГНИТОРАЗВЕДКА ПРИ ИЗУЧЕНИИ БАЗАЛЬТОВЫХ ПРОЯВЛЕНИЙ**

Д.В. Логинов

*Пермский государственный национальный исследовательский  
университет, студент 3 курса, diamond5711@rambler.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., профессор Л.А. Гершанок

Трахибазальты – это вулканическая порода основного состава из семейства трахибазальтов, содержащая повышенное количество

калия. Это важное сырьё в строительстве дорог и взлётно-посадочных полос. В Пермском крае месторождения трахибазальта располагаются в его восточной части.

Для выявления трахибазальтов в летний период 2011 года геофизическая партия ОАО «Пермгеолнеруд» проводила магнитную съёмку. Целью полевых работ являлось оконтуривание объекта трахибазальтов и выявление его точных границ. Я работал в должности оператора и осуществлял магнитную съёмку.

Цель исследования заключается в изучении методики постановки магнитных работ с выявлением локальных магнитных аномалий над дайкой трахибазальтов.

Задачами являлись:

- 1) выполнение полевых работ магнитометром ММП – 203;
- 2) обработка полевых наблюдений и оценка сети наблюдений;
- 3) построение карт магнитного поля;
- 4) выделение регионального поля;
- 5) определение тектонических и геологических структур по характеру магнитного поля.

Участок исследования имел размеры 1,5 x 1,5 км. Сначала проводилась рубка 8 профилей. Профили были расположены в направлении северо-запад – юго-восток.

Магниторазведочные работы проводились с помощью двух магнитометров ММП-203. Один из магнитометров был установлен, как вариационная станция в районе 8 профиля на 75 пикете. Через каждые пять минут оператор на профиле и оператор на вариационной станции снимают показания с приборов, фиксируя время. Съёмки на вариационной станции начались в 8:40 по пермскому времени и закончились в 14:15. Разность между значениями магнитного поля, за этот интервал времени, составила 36 нТл.

Сняв 4 показания вблизи вариационной станции на контрольном пункте, оператор направился к 7 профилю на ПК 0. Съёмка проводилась с шагом 10 метров, пикеты были расположены на расстоянии 50 метров. На контрольном пункте было снято по 4 показания вначале наблюдения и по его окончанию. Разница между средними значениями наблюдений составляет 19,75 нТл. Из показаний, полученных на КП, рассчитана точность съёмки, которая составила, с учётом поправки за МВС – 4, 48 нТл.

Первичная обработка выполнялась в программе Excel (Microsoft Office). Данные были перенесены из полевых журналов в заготовленные таблицы Excel. Таблицы имеют колонки с

обозначениями номеров пикетов, времени на КП, значениями магнитного поля, приращениями значений магнитного поля.

Были построены графики (рис. 1) зависимости магнитного поля  $\Delta T$  от пикетов съёмки. На 7 профиле амплитуда магнитного поля между 20 и 35 пикетами изменяется от  $-1500$  нТл до  $1500$  нТл. От 40 до 80 пикетов магнитное поле стабилизируется. На 8 профиле поле не претерпевает значительных изменений. На 9 профиле скачкообразно меняется амплитуда между 37 и 43 пикетами, она колеблется от  $-1000$  нТл до  $2300$  нТл. На 10 профиле усиливается скачкообразное изменение магнитного поля до 80 пикета. На профиле 11 видна дифференциация поля в виде отдельных локальных аномалий. Амплитуда колебаний составляет от  $-1500$  нТл до  $2400$  нТл.

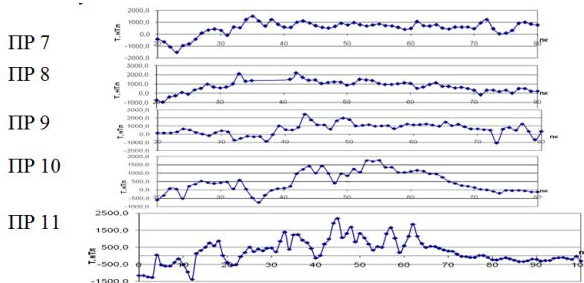


Рис. 1. Графики значений приращения магнитного поля по профилям

При обработке значений магнитного поля в программе Surfer была построена карта магнитного поля (рис. 2).

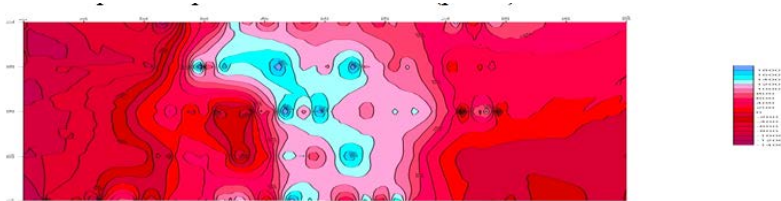


Рис. 2. Карта распределения аномалий магнитного поля на исследуемом участке (север – верхний левый угол карты)

Выявленное локальное магнитное поле имеет направление с северо-востока на юго-запад. Три аномалии в северо-восточной части карты имеют изометричную форму и представляют в совокупности вытянутую цепочку, резко меняющую направление оси основной

аномалии. Между ними можно предположить разрывное нарушение. В центральной части массива имеются две аномалии продольного смещения образовавшихся при латеральном сдвиге, это указывает на трансформный разлом, протягивающийся с востока на запад.

Кроме того, имеются участки осадочных пород, которые оконтуривают базальтовое тело. В северной части карты (рис. 2) наблюдаются полосовые отрицательные аномалии, сопряжённые с полосой максимумов, они указывают на взброс базальтового тела и сброс участка осадочного чехла в пределах данной территории.

На геологической карте Пермского Приуралья изучаемое тело отмечено, как дайка габбродолеритов, вклинивающаяся в массив пород верхнерифейского возраст. Учтём два фактора: 1) трахибазальты являются эффузивной щелочной формой породы входящей в группу габброидов, 2) местоположение объекта соответствует дайке габброидов на геологической карте. Мы можем сказать, что изучаемое тело трахибазальтов является центральным массивом габбродолеритовой дайки указанной на геологической карте. Данная дайка не имеет общего направления с другими дайками, идущими вдоль Уральских гор. Она несколько отклонена на северо-запад. Учитывая этот фактор, можно указать на влияние регионального глубинного тектонического разлома, который расположен вкрест простирания тектонических нарушений расположенных вдоль Уральских гор.

## **МОБИЛЬНАЯ УСТАНОВКА (МУВР) ДЛЯ ВЫВОДА СКВАЖИН НА ОПТИМАЛЬНЫЙ РЕЖИМ РАБОТЫ И ПРОВЕДЕНИЯ ГДИ СКВАЖИН ОБОРУДОВАННЫХ УЭЦН МЕТОДОМ УСТАНОВИВШИХСЯ ОТБОРОВ**

И.Г. Мартюшев

*Пермский государственный национальный исследовательский  
университет, магистр 1 года обучения, [incredibles@gmail.com](mailto:incredibles@gmail.com)*

Научный руководитель: директор ООО «Универсал-Сервис»

А.Н. Никонов

Существует проблема исследования скважин, оборудованных УЭЦН, методом установившихся отборов. Для исследования данным методом необходимо менять режимы работы скважины. В настоящее время это достигается путем установки штуцеров меньшего диаметра, при этом происходит недостаточное охлаждение ПЭД и его нагрев, в

результате УЭЦН эксплуатируется под нагрузкой с низким КПД, возрастают затраты на электроэнергию, замер устьевых параметров проводится хаотически, что снижает качество исследовательских работ.

Во избежание вышеуказанных осложнений, следует придерживаться принципа постепенного вывода скважины на режим, который достигается за счет применения частотного преобразователя.

Мобильная установка вывода на режим (МУВР) обеспечивает щадящий режим работы ПЭД УЭЦН при освоении скважин и быстрый выход скважин на оптимальный режим работы, что удлиняет межремонтный период работы подземного оборудования. Установка позволяет проводить гидродинамические исследования скважин практически без потерь в добыче и без ущерба для УЭЦН. [1]

Ниже представлена запись датчиков МУВР на примере одной из скважин Лиственского месторождения (рис. 1).

Параллельно с выводом скважины на оптимальный режим работы проводятся гидродинамические исследования методом установившихся отборов (индикаторная диаграмма), целью которых является определение добывных возможностей скважины, характера изменения коэффициента продуктивности в зависимости от депрессии на пласт, а также для оценки параметров призабойной зоны пласта и подбора оптимального режима эксплуатации. [2]

Суть метода заключается в том, что с помощью частотного преобразователя меняется режим работы ЭЦН (работы проводятся на разных частотах), на каждом режиме работ регистрируются дебиты, динамические уровни, Рзатр и Рбуф, (рис. 1) затем выбираются замеры с установившимися значениями вышеуказанных параметров и при последующем пересчете динамических уровней в забойное давление строится индикаторная диаграмма.

На рисунке 2 выведена прямолинейная диаграмма, форма которой указывает на наличие неньютоновских свойств нефти, т.к. исследования проводились в условиях высоковязких нефтей. Подтверждением неньютоновских свойств эмульсии является вязкость в поверхностных условиях пробы. В поверхностных условиях – кинематическая вязкость составила 174 мм<sup>2</sup>/с (150сП). Предельное напряжение сдвига оценено в 12,9 атм., т.о. для получения притока из пласта необходима депрессия не менее 13 атм.

Способ относится к энергосберегающим технологиям, так скважины не штуцируются, соответственно не возникает дополнительная нагрузка на погружной электродвигатель.

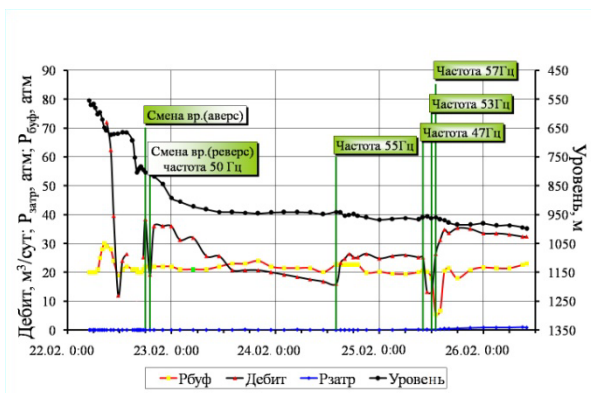


Рис. 1. Запись работы датчиков МУВР при работе на скважине на различной частоте вращения ПЭД

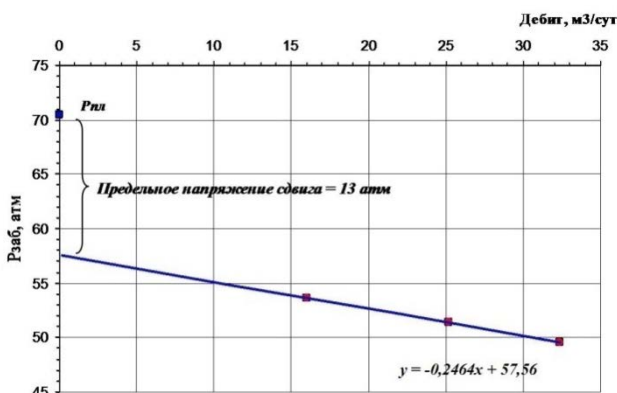


Рис. 2. Индикаторная диаграмма

**Достоинства установки «МУВР»:** полная информация о параметрах на устье скважины и о погружном насосе весь период работы, мягкий пуск ПЭД осуществляется плавным увеличением напряжения и частоты до полного разгона, отбор жидкости из скважины с любой требуемой производительностью.

Снижение давления на забое происходит по заданному технологическому графику, исключается ненормированная величина депрессии на пласт. Позволяет изменять дебит в пределах от 0,6 до 1,1 от оптимальной производительности УЭЦН. Это дает возможность проводить исследования методом установившихся отборов в широком



диапазоне депрессий и определять характер изменения коэффициента продуктивности при различных забойных давлениях. [1]

Автор выражает огромную благодарность своему научному руководителю, за предоставленные материалы и помощь в обобщении и анализе результатов.

### *Литература*

1. Никонов А.Н. Мобильная установка для гидродинамических исследований скважин // НТВ «Каротажник». Тверь, АИС, 2011. С. 112–122.
2. РД 01-08.08. Технологический регламент на проведение исследований скважин. Пермь – 2008. С. 63.

## **ЗНАЧЕНИЕ И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ УПРУГИХ ПАРАМЕТРОВ ГОРНЫХ ПОРОД ПО ГИС**

Е.М. Мехоношина

*Пермский государственный национальный исследовательский университет, студент 4 курса, Kate.Mehonoshiha@yandex.ru*

Научный руководитель: д.г.-м.н. А.И. Губина

Общей тенденцией развития геофизических методов исследования скважин является определение физико-механических свойств (ФМС) горных пород в естественном залегании. Наиболее важным механическим свойством горных пород является упругость. Упругость – физическое свойство пород сопротивляться изменению объема и формы под действием напряжения. Данное свойство характеризуется рядом параметров, из которых для разработки и интенсификации пласта наибольшее значение имеют константы упругости: модуль Юнга, коэффициент Пуассона, модуль сдвига, модуль объемного сжатия.

Модуль Юнга  $E$  – это модуль продольной упругости, который характеризует способность тел сопротивляться деформациям растяжения или сжатия. Это отношение нормального напряжения к относительному удлинению, вызванного этим напряжением в направлении его действия:  $E = \frac{\sigma}{\frac{\Delta l}{l}}$ , где  $\sigma$  - нормальное напряжение,  $\frac{\Delta l}{l}$  - относительное удлинение, единицы измерения - Па. Как правило, значения модуля Юнга уменьшаются с увеличением пористости и трещиноватости.

Модуль сдвига  $G$  - показатель, связывающий касательное напряжение с деформациями сдвига. Он равен соотношению приложенного к породе касательного напряжения к углу сдвига:  $G = \frac{\tau}{\gamma}$ , где  $\tau$  - касательное напряжение,  $\gamma$  - угол сдвига, ед. изм. - Па. Модуль сдвига и модуль Юнга считаются основными характеристиками упругости пород, а так же связаны между собой:  $G = \frac{E}{2(1+\nu)}$ , где  $\nu$  - коэффициент Пуассона.

Коэффициент Пуассона (коэффициент поперечного сжатия)  $\nu$  - представляет собой коэффициент пропорциональности между продольными и поперечными деформациями:  $\nu = \frac{\frac{\Delta d}{d}}{\frac{\Delta l}{l}}$ , где  $\frac{\Delta d}{d}$  - относительная поперечная деформация,  $\frac{\Delta l}{l}$  - относительная продольная деформация. Чем больше значение коэффициента Пуассона, тем больше порода может деформироваться.

Модуль объемного сжатия  $K$  характеризует способность вещества сопротивляться всестороннему сжатию. Модуль связан с другими модулями соотношением:  $K = \frac{E}{3(1-2\nu)}$ , где  $E$  - модуль Юнга,  $\nu$  - коэффициент Пуассона.[1]

При геофизических исследованиях скважин применяется динамический метод определения параметров упругости, с помощью которого в естественных горных породах измеряют скорости распространения продольных  $v_p$  и поперечных  $v_s$  волн.

Связь скоростей продольных и поперечных волн с параметрами упругости определяются следующими отношениями:

$$E = \frac{\sigma v_s^2 (3v_p^2 - 4v_s^2)}{2(3v_p^2 - v_s^2)}, \nu = \frac{v_p^2 - 2v_s^2}{2(v_p^2 - v_s^2)}, G = \sigma v_s^2, K = \sigma \left( v_p^2 - \frac{4}{3} v_s^2 \right),$$

где:  $v_p$  - скорость продольных волн,  $v_s$  - скорость поперечных волн,  $\sigma$  - плотность горных пород.

Вычисленные параметры являются основной для решения инженерно-геологических задач. К решаемым задачам относятся: оценка твердости и характера трещиноватости пород, оценка величины бокового горного давления на стенки скважины. Эти данные могут быть использованы для оптимизации процесса бурения глубоких скважин, режима их эксплуатации и прострелочно-взрывных работ. Многие работы предусматривают предварительную оценку направления развития трещины гидроразрыва пласта (ГРП) и последующий контроль фактически полученной трещины.

В настоящее время ГРП является одним из наиболее часто применяемых и экономически эффективных методов повышения нефтеотдачи. Наличие сведений о трещиноватости пород и распределении в них напряжений позволило бы установить предполагаемое направление гидроразрыва.[2]

Наибольшее распространение для контроля ГРП получил метод волнового акустического каротажа дипольного – ВАК-Д. Данный метод позволил при проведении двукратного исследования скважины (до и после ГРП) получить всестороннее представление о изменениях происходящих с пластом и скважиной, в результате воздействия на них.

На рисунке 1 представлены результаты исследований методом ВАК-Д до и после ГРП.

По данным ВАК-Д наблюдается увеличение проницаемости пластов после ГРП в интервале 2209-2211 м, что подтверждается увеличением затухания волнового пакета низкочастотного зонда (см. колонка «ВАК-Д, затухание», кривая Alpha), а так же изменение ФМС, т.е. уменьшение М (коэф. Пуассона) и увеличение ВЕТА(коэф. объемного сжатия) (см. колонка «ВАК-Д, ФМС») Повышение проницаемости, является следствием разуплотнения пород и развития трещин в результате ГРП.

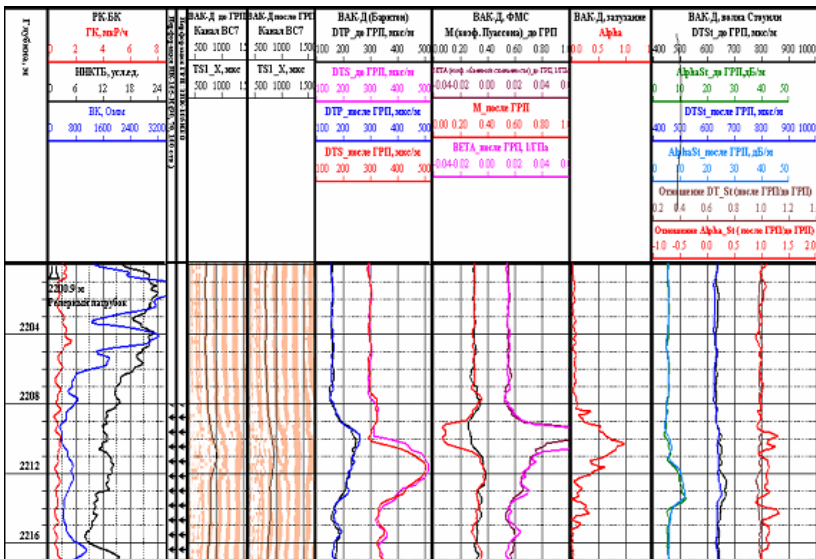


Рис. 1. Результаты исследований методом ВАК-Д до и после ГРП

## *Литература*

1. *Зинченко В.С.* Петрофизические основы гидрологической и инженерно-геологической интерпретации геофизических данных // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС.2005
2. *Козяр В.Ф., Белоконь Д.В., Козяр Н.В., Смирнов Н.А.* Акустические исследования в нефтегазовых скважинах - состояние и направления развития// НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС.1999.

## **ОБ ИСПОЛЬЗОВАНИИ КРИВЫХ ДАР-ЗАРРУК ПРИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ЗОНДИРОВАНИЯ**

Т.А. Огнева

*Пермский государственный национальный исследовательский  
университет, студент 3 курса, ognewatania@yandex.ru*  
Научный руководитель: д.т.н., профессор В.П. Колесников

Одной из задач истолкования данных электрического зондирования (ВЭЗ) является отождествление результатов интерпретации с реальным геологическим разрезом. Реальный геоэлектрический разрез, как правило, достаточно многослойный, а результаты интерпретации ВЭЗ - обобщенный разрез, содержащий примерно 5–7, максимум 10 слоев. Строгая геологическая привязка в этих условиях представляет собой достаточно трудный процесс в силу неоднозначности интерпретации и сложных закономерностей формирования обобщенных слоев. Существует несколько подходов для решения этой задачи: а) визуальное сравнение; б) анализ параметрических зондирований; в) использование кривых Дар-Заррук (DZ) и другие.

Целью данной работы было исследование возможностей применения кривых DZ при интерпретации данных ВЭЗ для повышения однозначности решения. Функция Дар-Заррук была введена Р. Майе (1947) и Б. Ореллана (1963). Исследованием и применением этой функции занимались зарубежные (А. Зохди) и отечественные ученые (В.А. Шевнин, И.Н. Модин, О.Л. Дроздова). Кривые Дар-Заррук представляют собой графики зависимости эффективного сопротивления от эффективной мощности разреза. Эти параметры выражаются через суммарные продольную проводимость и поперечное сопротивление на основе теории анизотропных сред и обобщенных параметров слоев:

$$\rho_{\text{эф}} = \sqrt{T(z)/S(z)}, \quad h_{\text{эф}} = \sqrt{T(z) \cdot S(z)},$$

где:

$$T(z_k) = \sum_{i=1}^k h_i \cdot \rho_i, \quad S(z_k) = \sum_{i=1}^k \frac{h_i}{\rho_i}.$$

С помощью кривой DZ можно определить коэффициент анизотропии  $\lambda$ :  $\rho_{\text{эф}}(z) = \rho_m = \sqrt{\rho_n \cdot \rho_l}$ ,  $h_{\text{эф}}(z) = H(z) \cdot \lambda$  [2].

Для исследования возможностей применения кривых Дар-Заррук при интерпретации данных ВЭЗ было подобрано несколько геологических моделей с различными типами кривых ВЭЗ и коэффициентами анизотропии. По моделям были построены кривые Дар-Заррук, оценены вклады слоев и границ, созданы объединенные модели, соответствующие кривым ВЭЗ (рис. 1), определены коэффициенты анизотропии разреза и объединенных слоев.

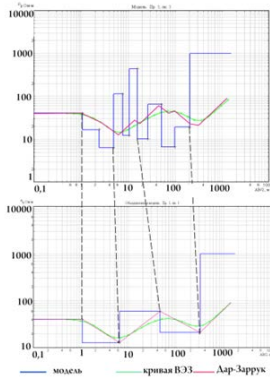


Рис. 1. Сравнение исходной и обобщенной моделей

Результаты проведенного анализа были использованы при интерпретации кривых ВЭЗ с параметрическими данными в программе «Зонд» как опорные решения. По ним была осуществлена привязка границ. Часто сопоставление границ выполняется на интуитивном уровне, как мы убедились, это не всегда обоснованно и влечет за собой ошибки в геологической интерпретации. Это связано с неоднозначным объединением слоев в пачки и влиянием коэффициента анизотропии  $\lambda$ ,

который может достигать довольно больших значений ( $\lambda=1-3$ , редко выше). Мощности, получаемые по ВЭЗ, превышают истинные в  $\lambda$  раз, и простое сопоставление в этом случае неуместно. Учет коэффициента анизотропии является важным моментом в интерпретации, так как позволяет точнее определить глубинность исследования, глубину залегания и мощность интересующего нас слоя. К сожалению, стандартная интерпретация сейчас редко включает эту процедуру. Высокий коэффициент анизотропии наблюдается при залегании в разрезе слоев небольшой мощности, резко различающихся по сопротивлению. Например, пласт каменной соли (которая является диэлектриком) с глинистыми прослоями (которые содержат высокоминерализованную воду и обладают очень низким сопротивлением). Кривые Дар-Заррук позволяют определить  $\lambda$  по известным значениям мощностей и сопротивлений горных пород разреза. Следовательно, для получения достоверных результатов при исследовании территории методом ВЭЗ нужно иметь данные электрического каротажа скважины, расположенной в изучаемом районе.

Как показали результаты анализа, кривые Дар-Заррук являются одним из способов учета априорной информации не только при интерпретации полевых данных, но и при планировании работ методом ВЭЗ. Они позволяют спрогнозировать, какие слои разреза самостоятельно проявятся на кривой ВЭЗ, а какие объединятся в пачки, и вычислить эффективные параметры объединенных слоев. Эту информацию можно использовать, чтобы определить возможность выполнения методом ВЭЗ поставленной задачи на изучаемой территории.

Важной особенностью кривых Дар-Заррук является возможность их использования для уточнения типа разреза. Например, восходящей кривой ВЭЗ могут соответствовать разрезы КНКН (6-слойный разрез) и АА (4-слойный разрез). Кривая Дар-Заррук в этом случае помогает определить, выделяются ли обобщенные слои с пониженным сопротивлением в разрезе (КНКН) или нет (АА). На основании этого может быть выбрана верная модель для интерпретации.

Перспективным направлением является разработка способа, аналогичного применению кривых DZ для интерпретации и прогноза результатов в других методах электроразведки: магнитотеллурическом зондировании (МТЗ), зондировании методом становления поля (ЗСП) и др. В данной работе было опробовано применение кривых DZ для прогноза результатов МТЗ. Формальное использование рассмотренной

методики показало значительное расхождение между кривыми зондирования для исходной и обобщенной моделей среды, что указывает на необходимость детальной разработки метода, учитывающего специфику переменных электромагнитных полей и законы эквивалентности, действующие в МТЗ.

Вывод: кривые Дар-Заррук могут быть использованы для интерпретации данных и прогноза результатов электроразведки на постоянном токе при различных типах разреза. Они обеспечивают повышение однозначности и обоснованности интерпретации, могут применяться для уточнения типа разреза.

#### *Литература*

1. Колесников В.П. Основы интерпретации электрических зондирований.-М: Научный мир, 2007.С.69–72.
2. Модин И.Н., Шевнин В.А., Дроздова О.Л. Анализ геологических возможностей ВЭЗ с использованием кривых Дар-Заррук // Вестн. Моск. ун-та. Сер. Геол. N3.Москва, Издательство МГУ, 1986. С. 88–95.

## **ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ЭЛЕКТРОМЕТРИИ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГЛУБИНЫ ЗАБИВКИ СВАЙ**

А.А. Пачина

*Пермский государственный национальный исследовательский университет, студент 4 курса, [nastya-pachina@yandex.ru](mailto:nastya-pachina@yandex.ru)*

Научный руководитель: д.т.н., профессор В.П. Колесников

В современное время значительно возросли объемы строительства и реконструкции зданий и исторических сооружений. Часто техническая документация бывает затеряна или не содержит данные о глубине погружения нижней части фундамента.

Одним из перспективных подходов к решению данных задач является использование методов электрометрии. Разработкой способов основанных на её применении занимался ряд исследователей (Г.И. Квятковский 1982.,1993 г.,1997 г.; И.Н. Модин 1991 г.,2001 г., 2010 г.)

Целью данной работы являлось: исследование возможности применения метода Квятковского на реальном объекте с целью оценки точности и достоверности полученных результатов. В соответствии с этим в задачи входило: оценить точность определения глубины забивки свай и основных параметров, оказывающих на нее

влияние, а так же выполнить оценку чувствительности к изменению длины заземленной части сваи.

Теория заземлений приводит к следующей формуле для определения переходного сопротивления  $R_{пер}$ , оказываемое средой току стекающего заземлителя:

$$R_{пер} = \frac{\rho}{2\pi} \ln \frac{4z}{d} \quad (1)$$

где:  $z$  – глубина забивки сваи,  $\rho$  – удельное электрическое сопротивление вмещающей среды.

Точность определения глубины забивки сваи определяется двумя основными параметрами:  $R_{пер}$  и  $\rho$ . Величина  $R_{пер}$  определяется по формуле:

$$R_{пер} = \frac{\Delta U}{I} \quad (2)$$

где:  $\Delta U$  – разность потенциалов между поверхностью сваи и точкой, находящейся в области нулевого потенциала,  $I$  – величина тока, подаваемого на заземлитель

Наиболее сложным является определение  $\rho$  в случае неоднородной среды. Для горизонтальной слоистой среды в качестве такого сопротивления можно использовать эквивалентное сопротивление  $\rho_{эkv}$ . В случае трехслойной надпорной пачки пород, оно определяется по формуле [1]:

$$\rho_{эkv} = \sqrt{\frac{(h_1 + h_2) \cdot \rho_{cp} + h_3 \cdot \rho_3}{(h_1 + h_2) / \rho_{cp} + h_3 / \rho_3}}, \quad (3)$$

где:

$$\rho_{cp} = \sqrt{\frac{h_1 \cdot \rho_1 + h_2 \cdot \rho_2}{h_1 / \rho_1 + h_2 / \rho_2}}$$

Способ, основанный на применении формулы (1) по методике Квятковского опробован на практическом примере, в качестве которого было использовано одно из строительных сооружений, планируемых для повышения его этажности.

Технология полевых работ включала определение величины переходного сопротивления  $R_{пер}$ , и удельного электрического сопротивления вмещающей среды  $\rho$ .

Для определения величины  $R_{пер}$  электрод А заземлялся на сваю с помощью специального заземлителя, приставляющего из себя



медную пластинку. Электрод В относился на расстояние в десять раз превышающее максимальную предполагаемую глубину забивки сваи. Для улучшения контакта электрода со сваем, она смачивалась раствором медного купороса. Наблюдение проводилось при двух вариантах вскрытия грунта на глубинах 0,33 и 0,65 метра. Измерения проводились аппаратурой АНЧ-3. Для оценки точности определения  $R_{пер}$  заземления проводились при разных положениях электрода.

С целью определения и оценки неоднородности среды было выполнено вертикальное электрическое зондирование методом ВЭЗ.

Результаты интерпретации показали, что вмещающая среда в исследованном интервале глубин представляет собой четырехслойный разрез.

По параметрам слоистого разреза было вычислено эквивалентное сопротивление  $\rho_{эКВ}$  слоистой части разреза по формуле (3). Учитывая неоднозначность интерпретации, были использованы два предельных варианта в пределах эквивалентности решения. С целью оценки достоверности и выявления связей погруженной части сваи в землю были выполнены контрольные наблюдения при увеличенной глубине вскрытия грунта. Основные результаты расчетов представлены в таблице 1, где S и P – соответственно площадь сечения и периметр сваи; L и X – вспомогательные параметры [1]; H – глубина забивки сваи от уровня ее вскрытия;  $\Delta H$  – глубина откопки сваи от уровня земной поверхности; Z – глубина забивки сваи от уровня земли, вычисляемая по формуле:  $Z=H + \Delta H$ .

Таблица 1

| глубина вскрытия грунта- 0,65 м. |           |                     |                     |                         |          |               |             |            |            |            |               |            |            |
|----------------------------------|-----------|---------------------|---------------------|-------------------------|----------|---------------|-------------|------------|------------|------------|---------------|------------|------------|
| п/п                              | $h_{г,м}$ | $\rho_1, Ом\cdot м$ | $\rho_2, Ом\cdot м$ | $\rho_{эКВ}, Ом\cdot м$ | $S, м^2$ | $R_{пер}, Ом$ | L           | X          | $P, м$     | H, м       | $\Delta H, м$ | $Z, м$     |            |
| 1                                | -3        | 1,4                 | 59,6                | 22,5                    | 46,1     | 0,09          | 7,0         | 5,5        | 3,0        | 1,2        | 3,6           | 0,7        | 4,2        |
| 4                                | -3        | 1,4                 | 59,6                | 22,5                    | 46,1     | 0,09          | 8,9         | 4,3        | 2,3        | 1,2        | 2,8           | 0,7        | 3,4        |
| ср.зн                            |           | 1,4                 | 59,6                | 22,5                    | 46,1     | 0,09          | <b>7,95</b> | <b>4,9</b> | <b>2,6</b> | <b>1,2</b> | <b>3,2</b>    | <b>0,7</b> | <b>3,8</b> |
| глубина вскрытия грунта- 0,33 м. |           |                     |                     |                         |          |               |             |            |            |            |               |            |            |
| 1                                | -3        | 1,4                 | 59,6                | 22,5                    | 46,1     | 0,09          | 6,4         | 6,0        | 3,4        | 1,2        | 4,1           | 0,3        | 4,4        |
| 4                                | -3        | 1,4                 | 59,6                | 22,5                    | 46,1     | 0,09          | 8,0         | 4,8        | 2,7        | 1,2        | 3,2           | 0,3        | 3,6        |
| ср.зн                            |           | 1,4                 | 59,6                | 22,5                    | 46,1     | 0,09          | <b>7,20</b> | <b>5,4</b> | <b>3,0</b> | <b>1,2</b> | <b>3,6</b>    | <b>0,3</b> | <b>4,0</b> |

Результаты анализа полученных данных показали: при полученной относительной точности  $\rho_{эКВ} = 15\%$  и точности определения  $R_{пер} = 23\%$ , точность определения заглубленной части H составляет 18%, точность определения глубины забивки сваи Z равно 15%.

Величина приращения откопки сваи составила 0.4, что хорошо согласуется с результатом. Далее при сравнении полученных результатов различия получаются равными разнице глубине вскрытия, что дает определенную уверенность в полученных результатах.

Таким образом, по результатам оценки глубины забивки сваи можно предположить, что данная свая, используемая при строительстве фундамента обследуемого здания соответствует параметрам сваи марки С 50,30.

#### *Литература*

*И. Квятковский Г.И.* Метод сопротивления заземления в инженерной геофизике. – М.: Недра, 1993. – 90 с.

## **ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСИЛЕНИЯ ГРУНТОВ ОТНОСИТЕЛЬНО ОПОРНОЙ СТАНЦИИ НА ПРИМЕРЕ РЕГИОНАЛЬНОЙ СЕЙСМОЛОГИЧЕСКОЙ СЕТИ ПЕРМСКОГО КРАЯ**

А.А. Скоркина

*Пермский государственный национальный исследовательский  
университет, магистр 1 года обучения, scorkina@mail.ru*

Научный руководитель: к.ф.-м.н. Р.А. Дягилев

Для корректного применения спектрального анализа необходимо вносить в данные поправки за ряд особенностей распространения волн, которые мы можем учесть на практике, а именно особенности затухания. Одним из методов для определения добротности среды, которая характеризует процессы затухания, является метод сопоставления данных с двух станций, расположенных вдоль пути распространения волны. Данный способ зависит от абсолютных амплитуд, поэтому необходимо учитывать локальные эффекты усиления грунтов.

Наибольшей популярностью среди методов оценки усиления грунтов пользуются методы, основанные на вычислении спектральных отношений, один из которых реализован в данной работе – определение усиления относительно опорной станции. Если станция 1 является опорной, а станция 2 – на исследуемых грунтах, тогда соотношение спектральных амплитуд  $S(f)$  описывает частотную зависимость грунтового усиления участка 2 относительно участка 1.

Поскольку подразумеваем, что на первом участке усиления отсутствует, фактически для второго участка мы получаем абсолютное его значение [1].

Опорной станцией для изучения усиления грунтов региональной сейсмологической сети Пермского края нами была выбрана станция Арти (ARU). Далее были подобраны 10 записей телесеismicических землетрясений с эпицентрными расстояниями от 600 до 2500 км и диапазоном магнитуд от 5.2 до 6.7, записанных всеми станциями региона (PR0, PR1R, PR2, PR3, PR4, SOKR). События анализировались в диапазоне частот 0.5-4 Гц, где наблюдается оптимальное соотношение сигнал-помеха (рис. 1).

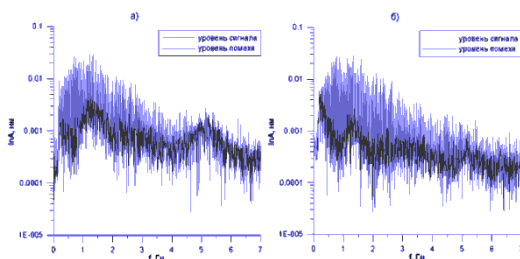


Рис. 1. Сравнение уровней полезного сигнала и помех для станции PR2 на примере землетрясения 2011-09-08 23-14-10 19:46:50.5 эпицентральное расстояние – 2400 км, магнитуда – 5.2 (а – компонента восток-запад, б – компонента север-юг)

В результате исследования усиления грунтов были получены зависимости (рис. 2) для вертикальных и горизонтальных компонент вышеупомянутых станций, которые в дальнейшем использовались для определения добротности методом двух станций.

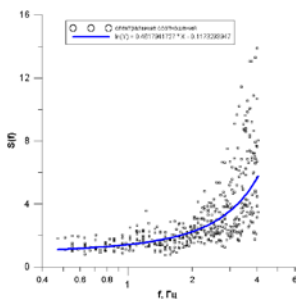


Рис. 2. Соотношение спектральных амплитуд  $S(f)$  для ВНЕ-компоненты станции PR0

## *Литература*

*I. Havskov J., Ottemoller L. Routine data processing in earthquake seismology with sample data, exercises and software. Springer Science+Business Media B.V. 2010.*

# **ТЕХНОЛОГИЯ ВЕДЕНИЯ РАБОТ МЕТОДОМ ТЕХНОГЕННЫХ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ПОЛЕЙ**

А.А. Филимончиков

*Пермский государственный национальный исследовательский  
университет, студент 5 курса, Fil.shurka@mail.ru*

Научные руководители: д.т.н., профессор В.П. Колесников,  
к.т.н., доцент А.В. Татаркин

Техногенные электромагнитные поля (ТЭМП), обладая высокой энергией, стабильностью во времени и слабым затуханием с расстоянием, давно начали привлекать внимание геофизиков в качестве источника информации о строении геологической среды.

Возможность использования техногенных полей для геокартирования, поисковых, инженерных и экологических задач освещена в работах Титлинова В.С., Бобровникова Н.В., Вишнева В.С. и многих других.

Ввиду чувствительности и высокой разрешающей способности переменных полей к проводящим объектам, а так же возможности безконтактного проведения измерений, метод ТЭМП является одним из перспективных на выявление и контроль состояния зон нарушения водозащитной толщи (ВЗТ) для безопасной отработки Верхнекамского месторождения калийных солей (ВКМКС), – проблемы, ставшей особенно актуальной в последнее десятилетие.

Целью данной работы являлась апробация технологии ТЭМП с использованием эффективного аппаратно-програмного комплекса, результативных приемов обработки и интерпретации для получения достоверной информации.

Для решения поставленных задач были проведены опытно-методические работы. На первом этапе выполнены измерения в черте города с наличием различных техногенных источников для изучения устойчивости поля.

Измерение компонент электромагнитного поля осуществлялось с помощью адаптированного многоканального сейсмического модуля, индуктивного магнитного датчика (НПО «ЭНТ»), индуктивной

(воздушной) антенны и заземленных приемных диполей. Регистрация велась сейсмической программой ImSeis (ООО «Интромаг»). Датчики располагались в ортогональных плоскостях с осью ОХ, ориентированной на север. В общей сложности получено 40 записей на одной физической точке. Длительность одной записи составляла 0,8 с, частотный диапазон регистрации от единиц до 1500-2000 Гц.

Для визуализации полевых записей и расчета амплитудно-частотного спектра электромагнитной волны использовалась программа TempViewer (Пригара А.М., рис. 1). Она позволяет сохранять амплитуды выборочных частот и всего набора гармоник спектра.

По результатам наблюдений построены графики изменения амплитуд компонент электромагнитного поля (рис. 1). Величина амплитуд колеблется вокруг некоторого значения, но присутствующие флуктуации говорят о необходимости одновременной трехкомпонентной многоканальной регистрации.

Объектом для отладки технологии ТЭМП и сравнения ее с классическими методами был выбран район на подработанной шахтной территории с вероятными зонами нарушения ВЗТ.

По результатам измерений с помощью программы TempViewer выполнена выборка и определение амплитудно-частотных характеристик поля.

Дальнейший расчет и обработка проводились с помощью табличного редактора MS Excel пакета программ MS Offis. В результате, с использованием отношений соответствующих компонент  $H_z/H_r$ ,  $H_z/H_x$ ,  $H_z/H_y$ ,  $E_z/E_r$ ,  $E_z/E_x$ ,  $E_z/E_y$ , рассчитано эффективное сопротивление среды. Эффективная глубина зондирования определялась по формуле:

$$Z_{эф} = \sqrt{10^7 \rho f / 2\pi}$$

где:  $\rho$  - продольное сопротивление исследуемой толщи пород.

Визуализация и качественная интерпретация полученных эффективных параметров, с привлечением априорной информации, выполнялась в системы программ «ЗОНД» (рис. 2).

Результаты интерпретации данных методики ТЭМП согласуются с информацией, полученной классическими методами, а так же подтверждаются образованием третьего провала в зоне аномальной проводимости по картам эффективного сопротивления. Метод ТЭМП обладает глубиной зондирования от 60–70 до 220–250 м, необходимой чувствительностью к изменению электрических свойств

среды, низкими трудозатратами и высокой оперативностью, а неизменное положение основных источников поля (ЛЭП) обеспечивает благоприятные условия для выполнения динамического контроля ВЗТ.

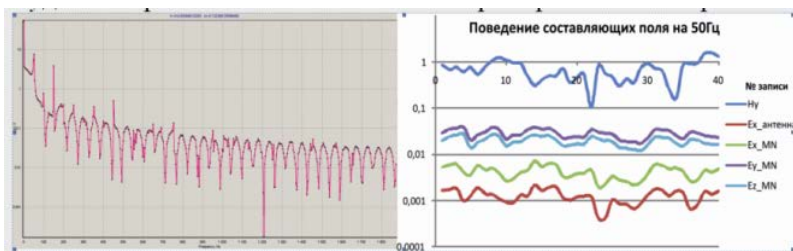


Рис. 1. Амплитудно-частотный спектр электромагнитной волны и изменение во времени амплитуд поля на частоте 50Гц

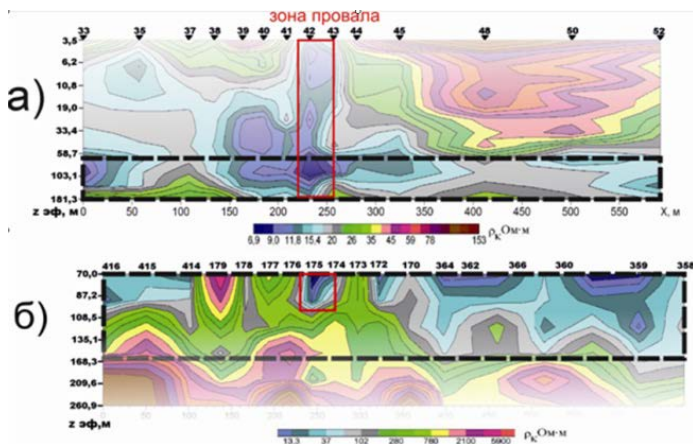


Рис. 2. Разрезы кажущегося сопротивления: а) – методом ВЭЗ, б) – методом ТЭМП

В заключении можно отметить: в результате изысканий разработана новая технология ведения работ методом ТЭМП, обеспечивающая оперативность выполнения полевой съемки и процесса получения данных. Экспериментальное опробование данной технологии показало эффективность ее применения для решения практических задач.

## *Литература*

1. Колесников В.П., Татаркин А.В., Филимончиков А.А. О применении методов электрометрии в целях безопасной отработки Верхнекамского месторождения калийных солей. Научно-технический журнал "Геофизика". Вып. 5. 2011. С. 59–64.
2. Титлинов В.С., Журавлева Р.Б. и др. Опыт индукционных исследований в горных выработках Верхнекамского месторождения калийных солей // Теория и практика электромагнитных методов геофизических исследований. Свердловск, 1992.

# **КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ МЕТОДОВ ГИС ДЛЯ КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ И ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН НА ПРИМЕРЕ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ «СОНАТА»**

Е.А. Девяткова

*Пермский государственный национальный исследовательский  
университет, магистр 1 года обучения, tau59@qip.ru*

Научный руководитель: к.т.н, доцент А.В. Шумилов

В настоящее время существует немало программных продуктов для обработки комплекса ГИС. К основным недостаткам этих программ следует отнести отсутствие критериев корреляции параметров АК в открытом и обсаженном стволе, отсутствие оценки качества данных и достоверности получаемых параметров, зависимость результатов интерпретации от субъективных факторов (выбор фиксированного окна, амплитудного порога и др.). В системе «СОНАТА» учтены все эти недостатки, и основным достоинством системы является возможность комплексной обработки методов ГИС – в связи с этим обработка в системе происходит быстрее, а её результаты достовернее.

Исследования технического состояния скважин, являясь сложной научно-технической проблемой, становятся важнейшими в современных условиях, так как при этом решается ряд актуальных задач:

– ликвидация нарушений технического состояния конструкции крепи обсаженных скважин эксплуатационного и нагнетательного фондов;

– восстановление продуктивности и приемистости обсаженных скважин;

– охрана недр и окружающей природной среды.

Для изучения технического состояния скважин в большинстве нефтегазодобывающих регионов России наиболее широкое применение получили геофизические методы акустической, гамма-гамма цементометрии и электромагнитной дефектоскопии обсадных колонн.

Для примера были взяты данные скважины №302 Моховского месторождения нефти, расположенного в Октябрьском районе Пермского края.

При записи данных была использована следующая аппаратура: скважинные приборы МАК-2, СГДТ-НВ, ЭМДСТ-МП.

Совместная интерпретация данных АКЦ и СГДТ заключается в учете плотности цемента полученной по результатам СГДТ при обработке АКЦ, а также в построении общего заключения по герметичности заколонного пространства с учетом эксцентриситета колонны, плотности цемента, качества сцепления на границе цемент-колонна и цемент-порода. Оценка качества цементирования по данным АКЦ в системе «СОНАТА» включает не только оценку сцепления цемента с колонной, но и определение величины микрозазора между колонной и цементом.

Для оценки качества цементирования методом АКЦ был выбран интервал глубин 410–530 м. В интервале представлен высокоскоростной карбонатный разрез–время прихода волны меньше, чем по колонне (скорость волны больше). В данном интервале можно выделить различные виды контактов. Частичный контакт: 418–433 м, 443–451 м, 454–462 м, 477–480 м, 491–498 м, 502–520 м, сплошной контакт: 408–418 м, 433–443 м, 451–454 м, 462–477 м, 480–491 м, 498–502 м; отсутствие контакта не обнаружено. Интервалы неопределенного контакта цемента с колонной совпадают с интервалами частичный контакта цемент- колонна. По кривой микрозазора хорошо выделяются интервалы со сплошным контактом цемент-колонна, цемент-порода (показания микрозазора, напрымкания к колонне, равны нулю) (рис.1).

Для оценки качества цементирования и расчета толщины колонны в методе СГДТ был выбран интервал глубин 1250–1350 м. В результате обработки выяснилось, что если учитывать плотность горных пород, то показания на развертке плотности цементного камня за колонной будут примерно одинаковыми. То есть плотность цемента колеблется в одном интервале ( $1.5 \text{ г/см}^3$ , что соответствует



плотности закаченного цемента), это говорит о хорошем качестве цементирования (рис. 2). Если же не учитывать плотность пород, то показания плотности цемента в интервале начинают различаться (рис. 3). В интервале 1277–1294 м наблюдается понижение плотности цемента (оранжевый цвет), что может говорить об ухудшении качества цементирования.

В результате обработки при комплексировании методов СГДТ и ЭМДСТ (рис. 4). Толщина стенок эксплуатационной колонны изменяется в пределах 7.6–8.2 мм. В основном кривые толщин повторяют друг друга. Однако толщина колонны по методу ЭМДСТ не всегда совпадает с толщиной колонны, определяемой по методу СГДТ, так как металлические трубы могут иметь разную магнитную проницаемость, которая влияет на показания толщины колонны при расчете. Когда свойства металла одинаковы, то показания, возможно, соответствуют толщине колонны, если же есть скачок в измерениях, то это, скорее всего, связано с изменением свойств металла. Это видно в интервале с глубины 674 м. Кривая толщины по методу ЭМДСТ сдвигается вправо (разница показаний кривых достигает 0,3 мм), тогда как кривая толщины по СГДТ остается на месте. В результате интерпретации дефектов на обсадной колонне в интервале 610–710 м не выявлено. Для точного знания характеристик металла необходимо делать замеры характеристик уже при спуске колонны. Поэтому метод ЭМДСТ как измерительный метод не используют, только как дополнительный в комплексе с другими методами.

Таким образом при помощи комплексирования методов ГИС программным комплексом «Соната» было оценено состояние контактов обсадной колонны и цементного кольца, диагностировано состояние цементного камня, определен эксцентриситет обсадной колонны, толщины колонн, глубины местоположения элементов конструкции исследуемой скважины.

Материалы для работы были предоставлены предприятиями ОАО «Пермнефтегеофизика», ООО «ПИТЦ-Геофизика» и были получены при непосредственном участии автора.

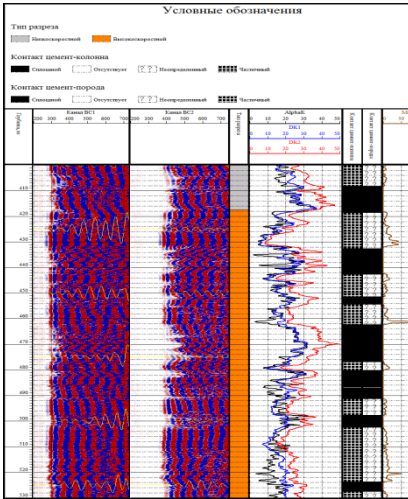


Рис. 1. Оценка качества цементирования методом АКЦ

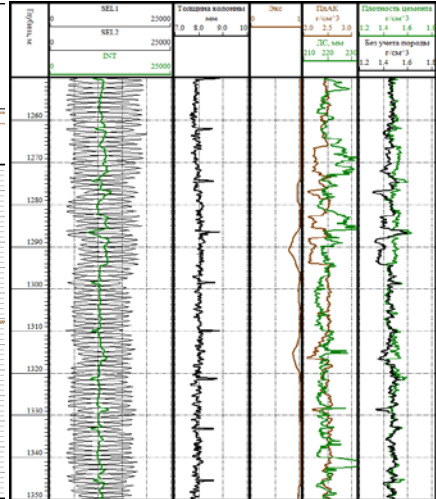


Рис. 2. Оценка качества цементирования и расчета толщины колонны в методе СГДТ, если учитывать плотность горных пород

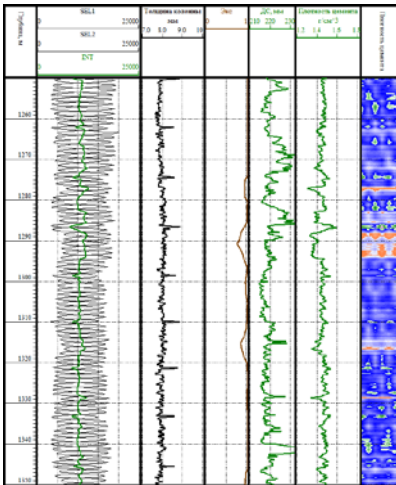


Рис. 3. Оценка качества цементирования и расчета толщины колонны в методе СГДТ, если не учитывать плотность горных пород

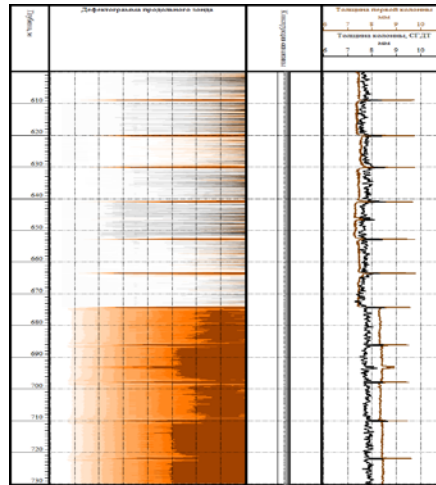


Рис. 4. Результат обработки при комплексировании методов СГДТ и ЭМДСТ

## Литература

1. Белов С.В., Заичкин Е.В., Наугольных О.В., Ташкинов И.В., Шилов А.А., Шумилов А.В. (ООО Предприятие «ФХС-ПНГ») Современные методы обработки данных цементометрии скважин, полученных приборами отечественного и зарубежного производства // [http://fxc-png.ru/download/sonata/reklama\\_gus.pdf](http://fxc-png.ru/download/sonata/reklama_gus.pdf).
2. Бережной А.И. Формирование герметичности цементного кольца в затрубном пространстве скважины // «Нефтяная и газовая промышленность» №2. М., 1965.
3. Гуторов Ю.А., Гуторов А.Ю. Информационный контроль и сопровождение капитального ремонта нефтегазовых скважин. Уфа, УГНТУ.
4. Даниленко В.Н., Даниленко В.В., Кнеллер Л.Е., Потапов А.П. Магнитоимпульсная дефектоскопия-толщинометрия скважин – эффективное средство информационного обеспечения контроля технического состояния обсадных колонн // НТВ «Каротажник». Тверь, изд. АИС, 2005. Вып.7 (134). С.172–185.
5. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин // Учебник для вузов. 2-е изд., перераб. М., Недра, 1982.–448 с.
6. Крылов Д.А., Таламанов Е.Н. Исследование качества цементирования скважин на различных этапах разработки месторождения // РНТС «Бурение», вып. 6, М., ВНИИОЭНГ, 1979.
7. Мельников Ю.В., Утробин А.С. Обнаружение контактов цементного кольца с обсадной колонной и стенками скважины при проведении технологических операций в этой колонне // РНТС «Бурение», вып. 4, М., ВНИИОЭНГ, 1977.
8. “Руководство по применению акустических и радиометрических методов контроля качества цементирования нефтяных и газовых скважин.” ВНИИПГ, г.Уфа, 1978г.
9. Ташкинов И.В. «Соната» - новый программный комплекс по обработке данных ГИС // Ежемесячный информационный бюллетень ЕАГО «Геофизический вестник». М., изд. ГЕРС, 2007. Вып. 4. С. 14–17.2.
10. Шумилов А.В. Диагностика нефтяных скважин геофизическими методами // Учеб.-метод. пособие. Пермь, изд. Перм. гос. ун-т, 2007. С. 124.
11. Шумилов А.В. Технология интерпретации электромагнитной дефектоскопии в системе СОНАТА // М., НТЖ ЕАГО «Геофизика», Вып. 5, 2008. С. 65–68.

# РАЗРАБОТКА ОПТИМАЛЬНОГО КОМПЛЕКСА ГИС ДЛЯ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА ПРИМЕРЕ ОТЕЧЕСТВЕННОГО КОМПЛЕКСА ИМИДЖИНГОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Ю.В. Уточкин

*Пермский государственный национальный исследовательский  
университет, аспирант 3 года заочной формы обучения,  
utochkinyv@mail.ru*

Научный руководитель: д.г.-м.н. А.И. Губина

Комплексирование геофизических методов способствует повышению достоверности решения геологической задачи, увеличивает полноту и надёжность представлений об особенностях строения и перспективности (продуктивности) исследуемого объекта, ограничить влияние неоднозначности решения обратной задачи разведочной геофизики путём использования двух-трёх и более не связанных физических параметров. Помимо этого комплексирование различных методов ГИС позволяет, выполняя наблюдения различными методами в одних и тех же точках пространства, изучать объект на разную глубину.

Наряду с увеличением разрешающей способности, комплексирование методов ГИС является одним из путей повышения эффективности геофизических исследований при решении различных геологических задач, и, в частности, при выделении и оценке продуктивности сложнопостроенных коллекторов. Для выделения сложнопостроенных коллекторов не достаточно применения стандартного комплекса ГИС, который ориентирован на выделение коллекторов порового типа. [1]

Решить поставленную задачу можно с использованием приборов имиджинговых исследований, которые обладают высокой разрешающей способностью, позволяющей выделять даже небольшие трещины и интервалы трещиноватости. Это важная задача, так как значительное количество углеводородов находится в низкопористых карбонатных породах (НКП), которые могут быть коллекторами промышленного значения только при наличии в них открытых трещин. [2].

Геофизические методы имеют ряд характерных особенностей, способствующих комплексированию. К ним можно отнести высокую производительность при относительно низкой себестоимости работ и возможность записи несколькими приборами в связке. Работы на

скважине при записи приборами в связке незначительно повышают стоимость работ, но при правильном выборе комплекса могут существенно увеличить их геологическую эффективность.

В зарубежной практике не принято комплексировать различные методы имиджинговых исследований, возможно, это связано с высокой стоимостью исследования зарубежными приборами. Исключением является прибор STARImagerSM (фирма Backer Atlas) - акустико-электрический сканер, объединяющий два метода (акустический и электрический имиджинг) в одном приборе.

Отечественные приборы, не уступая в качестве получаемой геолого-геофизической информации, стоят гораздо дешевле (здесь стоит сказать, что по разрешающей способности зарубежные приборы превосходят отечественные). Поэтому, когда ставилась задача создания комплекса ГИС для исследования сложнопостроенных коллекторов, в состав комплекса включались отечественные приборы.

Различают типовые и рациональные комплексы. Типовым называют комплекс геофизических методов, применение которого целесообразно на данной стадии работ при изучении объектов определенного типа. Рациональный комплекс – это экономически обоснованное сочетание методов, обеспечивающих надежное решение поставленных геологических задач в конкретных условиях изучаемого района [3].

В нашем случае выбранный комплекс, дополняющий стандартный комплекса для исследования карбонатных коллекторов (РК, КС, ПС, ИК, БК, МБК, АК, ГГК-ЛП) и включающий такие методы имиджинговых исследований как БК-С, ИПТН, САС, ВАК-Д можно назвать оптимальным, то есть экономически обоснованным и в общем случае (без привязки к конкретной территории) позволяющим надежно решать поставленную задачу выделения сложнопостроенных коллекторов.

Выбранный комплекс, включающий в себя приборы АВАК-11 (метод ВАК-Д), АЭСБ-73 (метод БК-С), НИПТ-1 (метод ИПТН) и САС-90/П (метод САС) способен решать задачи различной сложности, но основная задача на которую ориентирован этот комплекс – выделение трещинных интервалов.

В общем, комплекс может решать задачи как низшего порядка (решаемые в рамках одного метода), такие как определение:

1. ФМС пород (метод ВАК-Д);
2. УЭС пластов (метод БК-С);
3. Профиля сечения скважины (метод САС);
4. Интервалов разгрузки напряжения в скважине(метод САС);

5. Вертикальной анизотропии (метод ИПТН и ВАК-Д);
6. Горизонтальной анизотропии (метод БК-С и ВАК-Д);
7. Определение типа коллектора (метод БК-С);

Так и задачи более высокого порядка (требующие привлечения данных полного комплекса методов):

1. Выделение трещин, зон трещиноватости и определение их ориентации (все методы);
2. Определение типа коллектора (все методы);
3. Построение 3D-модели месторождения (методы БК-С, ИПТН и САС).

Спектр решаемых задач достаточно широкий. Однако здесь важнее отметить не тот факт насколько полный комплекс задач решается с применением данного набора методов, сколько то, что другие методы не в состоянии решать эти задачи с такой же достоверностью или не в состоянии решать их вообще.

При выборе методов и приборов для комплекса имиджинговых исследований ставились следующие условия:

1. контрастность отображения физических свойств искомых объектов и вмещающей среды;
2. разнонаправленность;
3. условия использования (параметры раствора, угол наклона скважины и т.д.);
4. стоимость исследований.

Выбранные приборы удовлетворяют всем требованиям, более того каждый прибор способен решать свои специфические задачи, а применяя эти данные комплексно мы сводим неоднозначность решения задачи практически к нулю.

#### *Литература*

1. Дахнов В.Н. Состояние и пути совершенствования геофизических методов изучения карбонатных коллекторов. В сб. Геофизические исследования нефтяных и газовых скважин. М "Недра" 1971г. стр.65–71.
2. Князев А.Р. Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук: Оценка трещиноватости низкопористых карбонатных нефтенасыщенных пород по результатам геофизических исследований скважин. Пермь. 2009 г. стр. 3.
3. Хмельской В.К., Горбачев Ю.И. Геофизические методы исследования.. Камчатский государственный педагогический университет, Петропавловск-Камчатский, 2004 г. стр. 214–215.

# ОЦЕНКА КОЭФФИЦИЕНТА ПОРИСТОСТИ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ ТУРНЕЙСКОГО ЯРУСА ПО ГЕОФИЗИЧЕСКИМ ДАННЫМ

Н.С. Попова

*Пермский государственный национальный исследовательский университет, аспирант 2 года обучения, Natalya.work@yahoo.com*

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор А.С. Некрасов

Методика разделения карбонатных пород по структуре порового пространства по комплексу акустического и нейтронного методов (АК–ННК-т) была рекомендована Добрыниным В.М. (1991 г.) [1]. В ее основе лежит зависимость скорости распространения упругих волн от коэффициентов сжимаемости межзерновых пор, насыщающих флюидов, твердой фазы, трещин и каверн.

С учетом литологической неоднородности карбонатных отложений турнейского яруса месторождений Пермского края, обусловленной присутствием в разрезе литологических разностей от чистых известняков до чистых доломитов, при определении истинных коэффициентов пористости необходимо комплексирование гамма-гамма и нейтронного методов (ГГК–ННК-т). Использование комплекса АК–ННК-т не позволяет определять истинные величины коэффициентов пористости ( $K_p$ ) из-за влияния на показания акустического метода как литологии пород, так и структуры порового пространства (кавернозности, трещиноватости). При определении коэффициентов пористости с учетом литологии ( $K_{p,лит}$ ) используется кроссплот  $\delta_{п,ГГК}-K_{п,п}$  [2]. Величины  $K_{п,п}$  определяются по суммарному водородосодержанию ( $W_{сум}$ ) с учетом глинистости пород:

$$K_{п,п} = W_{сум} - K_{гл} w_{гл},$$

где  $W_{сум}$  – суммарное водородосодержание по двухзондовой модификации ННК-т,  $K_{гл}$  – объемная глинистость породы, определяемая по данным гамма-метода по выражению  $K_{гл} = 0,63 \Delta I_\gamma$ ,  $w_{гл}$  – содержание химически связанной воды в глинистой фракции, принятое равным 0,25 («ПермНИПИнефть»),  $\Delta I_\gamma$  – двойной разностный параметр.

Определение коэффициентов пористости пород, оценка подсчетных параметров были проведены по пяти скважинам Кудрявцевской площади и двум скважинам Енапаевской площади.

По результатам оценок  $K_{гп}$  по ГК по рассмотренным скважинам глинистость карбонатных отложений турнейского возраста невысокая:  $K_{гп}$  меняется от 1-2 до 5-6%, за исключением единичных заглинизированных прослоев, в которых  $K_{гп}$  доходит до 10-15%. Невысокая глинистость рассматриваемых карбонатных пород не влияет на показания АК, что делает возможным использование методики разделения пород по структуре порового пространства по комплексу АК–ННК-г.

В данной статье описывается одна из скважин Енапаевской площади. В карбонатных отложениях турнейского яруса выделяется помимо чистых известняков доломитизированные разности с  $C_{дол}$  от 10-20% до 60-70%, а в отдельных интервалах присутствуют чистые доломиты. Величины  $K_{п,лит}$  изменяются от 1-2% до 12-14%. Результаты оценок  $C_{дол}$  и  $K_{п,лит}$  использованы в дальнейшем для определения структуры порового пространства пород по комплексу  $\Delta T$ – $K_{п,лит}$ .

Количественная оценка доли кавернозной и трещинной составляющих в общей пористости пород проводилась по палетке соответствующей литологии пластов, при этом к известнякам относились пласты с  $C_{дол} < 30\%$ , к доломитизированным известнякам – с  $C_{дол} = 30-60\%$ , к доломитам – с  $C_{дол} > 60-70\%$ .

В проинтерпретированной скважине кавернозность пород проявляется при  $K_{п} > 4-6\%$  и в большинстве случаев приурочена к известнякам, при этом доля кавернозности изменяется от 0,3 до 0,6, в отдельных случаях до 0,7 (рис. 1). Однако следует иметь ввиду, что в коллекторах с  $K_{п} > 8-10\%$  кавернозность по данным АК может не фиксироваться при равномерном распределении каверн в породе и размерах каверн, соизмеримых с размером крупных межзерновых пор. Занижение интервального времени в этом случае за счет кавернозности не будет наблюдаться. Присутствие в породах как крупных, так и мелких, соизмеримых с крупными порами, каверн отмечается по макроописанию керна.

Трещиноватость пород по данным АК в разрезе турнейских отложений установлена при  $K_{п}$  от 0,5-1% до 8-10% и в основном доля ее в общей пористости ( $K_{т}/K_{п}$ ) составляет 0,01-0,025 с единичными отклонениями до 0,3-0,5 при  $K_{п} = 1-2\%$ . Невысокая доля трещинной составляющей и низкие величины коэффициентов трещинной емкости для турнейских отложений  $K_{тр} = 0,01-0,5\%$ , в единичных случаях до 1-2, что подтверждается результатами опробований.

Таким образом, для турнейских отложений рассматриваемой площади, характеризующейся литологической неоднородностью пород и многообразием структурных форм порового пространства:



межзерновых, межзерново-кавернозных и межзерново-трещинных, при определении коэффициентов пористости необходимо использовать комплекс методов ГК–ННК–т–АК.

Для получения достоверных данных об истинной пористости карбонатных пород ( $K_{п,лит}$ ) и ее составляющих ( $K_{кав}$  и  $K_{тр}$ ) требуется наличие всех трех видов пористости с надежным качеством регистрируемых параметров.

Многообразие структурных форм порового пространства пород позволяет рекомендовать два граничных значения  $K_{п,гр}$  для преимущественно межзерновых коллекторов  $K_{п,гр}^{мз}=8,5\%$  и для межзерново-кавернозных пород  $K_{п,гр}^{кав}=5\%$ . Присутствие трещинной емкости в низкопористых разностях ( $K_{п}<5\%$ ) позволяет отнести их к трещинному типу коллектора с  $K_{п}=K_{тр}$ .

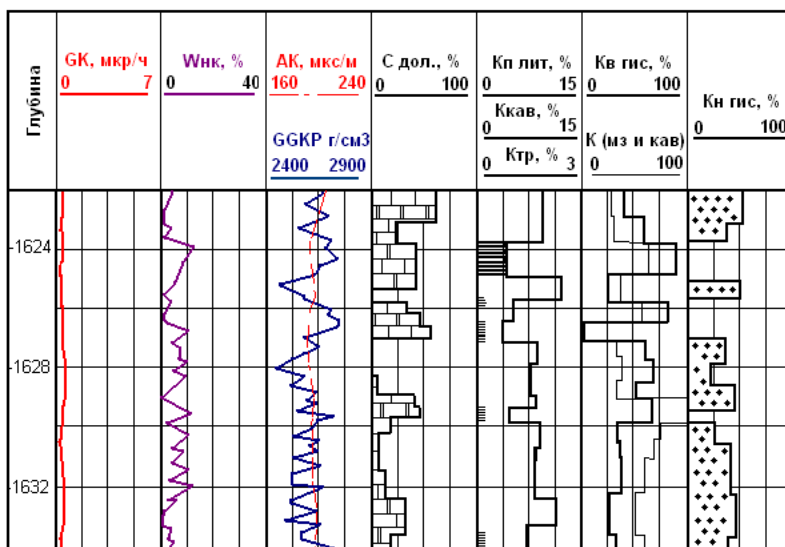


Рис. 1. Результаты комплексной интерпретации. Енаповская площадь, скв. № 68а

### Литература

1. Добрынин В.М. Изучение пористости сложных карбонатных коллекторов. Геология нефти и газа № 5, 1991 г.
2. Альбом палеток и номограмм для интерпретации промыслово-геофизических данных. ВНИИнефтепромгеофизика. М. Недра, 1984, 312 с.

## СЕКЦИЯ 5. ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

---

### ВЕЩЕСТВЕННЫЙ СОСТАВ ТУРНЕЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ БАВЛИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Э.Р. Ахметшина

*Казанский (Приволжский) Федеральный Университет,  
студент 4 курса, elina.akhmetshina@gmail.com*

Научный руководитель: д.г.-м.н., доцент Н.Г. Нурғалиева

В карбонатных породах-коллекторах по различным оценкам сосредоточено от 35–48% до 50–60% запасов углеводородов. На территории Республики Татарстан наибольшая плотность месторождений нефти, приуроченных к карбонатным породам-коллекторам, сосредоточена на восточном борту Мелекесской впадины и Южно-Татарском своде. Среди карбонатных пород-коллекторов карбона наибольшими запасами обладают отложения турнейского яруса, что, прежде всего, объясняется широким развитием в них органогенных известняков и наличием перекрывающих их терригенных пород визейского яруса с высокими флюидоупорными свойствами, играющих роль покрышки для нефтяных залежей.[1]

Объектом моего исследования является керновый материал, отобранный из продуктивного интервала скважин №№ 3003, 4868 и 4847 юго-западной части Бавлинского месторождения.

В настоящей работе было проведено исследование структурно-генетических типов карбонатных пород по коллекции образцов. Для этого мы использовали классификацию Роберта Данхема. Подход Данхема позволяет реализовать литолого-морфологический принцип, заключающийся в следующих позициях:

- 1) производится сортировка по количеству зёрен в породе (менее 10%, более 10%, более 20–30%);
- 2) производится сортировка по размерам зёрен (более или менее 2 мм);
- 3) производится сортировка по типу цемента, его объёму и по соотношению в породе между различными типами цемента (спарит, микрит);

4) производится отбор по органическим остаткам в зависимости от морфологии организмов и их твёрдых скелетов, а также механизма связывания осадка.

Данные образцы подразделяются на «пакстоуны» и «вакстоуны». Было выявлено, что ФЕС пакстоунов выше, чем ФЕС вакстоунов.[2]

На 4 образцах были произведены исследования методом электронной растровой микроскопии. Эти исследования подтвердили на наноуровне значимость эпигенетических процессов, влияющих на ФЕС.

Упомянутые методы позволяют сделать выводы об отрицательном воздействии вторичных процессов на коллекторские свойства турнея Бавлинского месторождения, и в связи с этим, наиболее эффективным для увеличения нефтеотдачи в данных скважинах может быть комплексное применение поинтервального гидрокислотного разрыва пласта.

#### *Литература*

1. Морозов В.П., Козина Е.А. Карбонатные породы турнейского яруса нижнего карбона. – Казань: ПФ Гарт, – 2007.–200 с.
2. Погромская О.Э. Литобиомикрофаии карбонатных пород верхнего девона Среднего и Южного Урала: 04.00.09-Палеонтология и стратиграфия: Диссертация кандидата г.-м. наук.- Екатеринбург, 2000.–163 с.

## **ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ФОРМИРОВАНИЯ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ НЕФТИ И ГАЗА В ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ НЮРОЛЬСКОЙ ВПАДИНЫ**

С.Х. Бешлеев

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, магистр 1 года обучения, beshleev\_selim@mail.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Н.М. Недоливко

Территория зоны сочленения Нюрольской впадины и Пудинского мегавала, к которой приурочены Нижнетабаганское, Калиновое, Северо-Калиновое, Герасимовское нефтегазоконденсатные многопластовые месторождения, относится к числу наиболее геологически изученных в пределах юго-востока Западно-Сибирской

плиты. Принципиальные схемы расчленения юрской толщи и основные закономерности распространения пород-коллекторов в этом регионе уже установлены. Однако, в связи с неоднородностью продуктивной толщи, как по разрезу, так и по латерали, многие детали строения остаются невыясненными. При разработке нефтегазоконденсатных залежей особенно остро ставится вопрос о локальных закономерностях распространения песчаных тел, выделении зон коллекторов с наилучшими емкостно-фильтрационными свойствами, определении уровней ВНК, ГНК и ГВК.

Целью работы являются детальные литолого-фациальные исследования пород горизонта Ю<sub>1</sub> и установление зон развития литологических ограниченных залежей в пределах восточной части Нурольской впадины.

#### **Краткая история литолого-фациальной и стратиграфической изученности района и объемы исследований**

Район исследований расположен на территории, охватывающей Казанский и Пудинский нефтегазоносные районы. Изучение литологии и условий формирования продуктивной толщи начались с 70-х годов, когда состоялись открытия Нижнетабаганского, Калинового, Северо-Калинового, Герасимовского, Западно-Останинского, Останинского многопластовых газоконденсатных месторождений.

Наиболее крупные обобщающие исследования по геологии песчаных тел на изучаемой территории проводились ранее и были предложены методические приемы детального расчленения полифациальных осадочных образований юрского разреза и фациальной диагностики отложений по данным геофизических исследований скважин; изучены особенности строения литолого-фациальных комплексов; определено пространственное размещение зон повышенной песчаности отдельных осадочных толщ и конкретных песчаных тел; дано описание геологического строения наиболее характерных неантиклинальных ловушек и установлены закономерности их размещения.

В результате литолого-фациальных исследований, проведенных, были изучены закономерности изменения гранулометрии, минералогопетрографического состава породообразующей части и тяжелой фракции песчаников; выявлены факторы, определяющие морфологию и объем пустотного пространства в коллекторах; выделены литогенетические типы разрезов по текстурным особенностям и составу органических остатков; установлены условия

формирования пород горизонта Ю<sub>1</sub> Нижнетабаганского, Калинового, Северо-Калинового и Герасимовского месторождений.

В настоящее время, с вводом в разработку месторождений этого региона были проведены: литолого-фациальные работы; детализация петрографических исследований, особенно в области изучения пустотного пространства и различных вторичных преобразований, влияющих на емкостно-фильтрационные свойства пород; уточнение зоны распространения коллекторов, надежность флюидоупоров, морфологию ловушек и другие особенности строения месторождений.

В тектоническом отношении район работ расположен в зоне сочленения двух крупных структур первого порядка Нюрольской впадины и Пудинского мегавала. Рельеф поверхности фундамента характеризуется сложным сочетанием приподнятых блоков, над которыми в платформенном мезо-кайнозойском чехле унаследовано развивались своды и куполовидные поднятия.

#### **Литологическая характеристика регионального циклита Ю<sub>1</sub>**

В основании осадочного комплекса получили развитие трансгрессивные отложения *циклита* Ю<sub>1</sub><sup>5</sup>, представленные песчано-алевритовыми и алевритоглинистыми породами. Мощность циклита Ю<sub>1</sub><sup>5</sup> меняется от 0,9 м до 20 м. Увеличение мощности обусловлено опесчаниванием разреза. Последующее относительное обмеление бассейна привело к накоплению осадков *циклита* Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>, мощность которого изменяется от 5 до 26 м. Песчаные отложения ( $\alpha_{\text{пс}} > 0,5$ ) распространены на значительной территории. Какой-либо зависимости распространения песчаных отложений от структурного плана не выявлено: песчаники встречаются как на поднятиях, так и в межструктурных понижениях.

Коэффициент песчаности изменяется от 10 до 100%. Наиболее опесчаненные разрезы ( $K_{\text{п}} > 90\%$ ) отмечается на Казанской (скв.7), Калиновой (скв.8, 20, 4), Западно-Останинской (скв.440) и Герасимовской (скв.8, 113) площадях.

Дальнейшее обмеление бассейна седиментации привело к формированию отложений *циклита* Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>н. Мощность отложений резко меняется даже в пределах отдельных поднятий: Калиновое – 4,6–18,2 м; Нижнетабаганское – 5–15 м; Герасимовское – 2,6–11,2 м.

#### **Особенности строения залежей углеводородов продуктивной толщи восточной части Нюрольской впадины**

Изучаемая толща насыщена углеводородами практически по всему разрезу. Данные испытания, результаты интерпретации промыслово-геофизических материалов и проведенные литолого-

фациальные исследования позволили рассмотреть строение залежей, установить их связь с условиями осадконакопления.

Продуктивность Западно-Останинского газонефтяного месторождения исследуемого разреза связана с песчаными пластами васюганской свиты  $Ю_1^4$ ,  $Ю_1^3н$ ,  $Ю_1^3с$ ,  $Ю_1^3в$ ,  $Ю_1^2$ ,  $Ю_1^1$  и  $Ю_1^0$ . Для песчаных пластов  $Ю_1^3н$ ,  $Ю_1^3с$ ,  $Ю_1^3в$ ,  $Ю_1^2$ ,  $Ю_1^1$  и  $Ю_1^0$  ВНК – единый, принят на отметке –2401 м. Залежи нефти в этих пластах пластовые, и литологически экранированные.

Песчаные пласты *циклитов*  $Ю_1^2$  и  $Ю_1^1$  связаны с прибрежно-морскими условиями осадкообразования. Песчаные пропластки в скв.441 накопились в условиях краевой части лагуны, по данным ПГИ, они являются водоносными.

Накопление песчаников *циклита*  $Ю_1^1$  происходило в морских условиях и связано с баровыми отложениями (скв.443, 447, 34, 440, 442).

В результате испытания получены притоки нефти в скважинах 440 и 447, скважина 34 – по ПГИ – малопродуктивна. В скв.442 и 443 получена вода.  $Ю_1^1$  – основной продуктивный пласт на месторождении.

На основе микро- и макроскопического изучения керна, промыслово-геофизических материалов, структурных построений и проработки литературных источников проведены детальные литолого-фациальные исследования верхнекелловей-оксфордской продуктивной толщи зоны сочленения Нюрольской впадины.

В начальный период формирования регионального циклита  $Ю_1$  трансгрессия моря, распространявшегося с северо-запада на восток и юг территории достигла своего максимума, и вся изучаемая толща была покрыта морскими водами. В этом мелководном бассейне на повышенных участках дна формировались изолированные подводные отмели, валы и другие намывные аккумулятивные песчаные тела. Проведенные литолого-фациальные исследования, данные по испытанию песчаных пластов и результатам интерпретации материалов ГИС позволило уточнить геологическое строения, установить влияние условий осадконакопления на строение залежей и определить положение уровней ГНК, ГВК и ВНК

### *Литература*

1. Анализ результатов исследования керна продуктивных пластов за 1993-94 гг. и установление основных закономерностей распространения коллекторов горизонта  $Ю_1$  месторождений Томской области : Отчет / ТомскНИПИнефть; отв.исполнитель Ю.Я.Ненахов. - № ГР 35-95-9/20 – Томск, 1995. – 190 с.

2. Баженовский горизонт Западной Сибири ( стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность ) / Ю.В.Брадучан, Ф.Г.Гурари, В.А.Заха-ров и др. – Новосибирск : Наука, 1986. – 217 с.

3. *Ежова А.В.* Геологическая интерпретация геофизических данных / Учебник Томского политехнического университета, Томск, 2007. – 113 с.

## **ЕСТЕСТВЕННЫЕ РАДИОНУКЛИДЫ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТАТАРСКОГО СВОДА**

Р.И. Зайнуллин

*Башкирский государственный университет, студент 4 курса,  
zri-bgu@mail.ru*

Научный руководитель: д.г-м.н., профессор С.К. Мустафин

Радиационная безопасность в топливно-энергетическом комплексе России является актуальным направлением в деле обеспечения защиты населения и окружающей среды от радиоактивного загрязнения. Радионуклиды – радиоактивные изотопы U, Th, Pu, Rn, Ra, K, Sr и др. элементов, входя в состав пород, руд, минералов, соединений техногенного и естественного происхождения, являются источниками ионизирующего излучения, имеющего отрицательное влияние на биос и экосистемы.

В Оренбургской области расположен Южный склон Татарского свода, который выражен во всех горизонтах осадочного чехла и осложнен структурами II и III порядков. Залежи нефти установлены в отложениях эйфельско-франского, франско-турнейского, визейского, окско-башкирского, средне-верхнекаменноугольного комплексов. Основные месторождения: Султангулово - Заглядинское, Тарханское нефтегазовые, Красноярское, Карповское месторождения нефти. На территории Башкортостана в пределах Татарского свода основными крупными месторождениями являются Туймазинское и Шкаповское. Нефтеносными являются также толщи девона и нижнего карбона представленные песчаниками, карбонатными породами. По данным картирования на территории Оренбургской области установлено, что основные закономерности связи нефтегазоносности и радиоактивности выражены в трансформации глубинных радиоактивных аномалий в поля, приуроченные к залежам месторождений. Естественные радионуклиды продуцируют до 90% радиоактивного излучения. По данным Головной и базовой лаборатории радиационного контроля Минтопэнерго России на объектах нефтедобычи юго-востока Волго-

Уральской Нефтегазоносной провинции отмечались аномальные интенсивности гамма-излучения, до 60 раз превышающие фоновые. Для южного склона Татарского свода характерно значительное повышение интенсивности гамма-излучения (в среднем 165 мкР/час) [1]. Соответственно и для месторождений Башкортостана характерны такие показатели.

Согласно модели формирования радиогеохимической аномалии, предложенной S.J. Pirson над месторождениями существует своеобразный геохимический столб.

Туймазинское месторождение было первым в отрасли, разработка которого осуществлялась с заводнением продуктивных пластов. Циркуляция пластовых вод вызывает загрязнение оборудования естественными радионуклидами.

Ядерные технологии для интенсификации нефтедобычи в Волго-Уральском регионе проводились в 70-х годах. В результате в массиве горных пород произошли необратимые изменения, связанные с разрушением горных пород и радиоактивным загрязнением окружающей среды. Из полостей ядерных взрывов выносились и радиоактивные газы, загрязняющие добываемую продукцию и скважинное оборудование [2].

Проблема радиоактивности месторождений проявлена и в Ханты-Мансийского АО по данным Семенова В.В и др. на 6 месторождениях также были обнаружены естественные радионуклиды уранового и ториевого рядов, а в грунте К-40.

Использование гидродинамических высоконапорных технологий позволяет дезактивировать глубинно-насосное и др. оборудование. Для экспрессного определения урана в природных и сточных водах применяют лазерно-люминесцентный анализатор и др. методы.

#### *Литература*

1. *Тараборин Д.Г. и др.* Т-19 Радиология нефтегазоносных районов Западного Оренбуржья. – Оренбург, ИПК ГОУ ОГУ, 2003. – 160 с.
2. <http://www.oilru.com/nr/93/1211/oilru.com>



## ПРОБЛЕМА ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

В.В. Закиров

*Башкирский Государственный Университет, студент 4 курса,  
dolss251290@mail.ru*

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор С.К. Мустафин

Проблема повышения нефтеотдачи пластов интенсификацией выработки остаточных запасов на месторождениях, находящихся в поздней стадии разработки с каждым годом приобретает все большую значимость.

В мировой и отечественной практике наиболее изучены и испытаны физико-химические методы разработки нефтяных месторождений с вытеснением нефти из пласта водой и углеводородными растворителями, включая обогащенный углеводородный и природный газ при высоком давлении, а также двуокисью углерода.

Главная причина невозможности достижения полного вытеснения нефти водой из пластов при их заводнении заключается в несмешиваемости вытесняемой и вытесняющей жидкостей, в результате чего образуется поверхность раздела между этими жидкостями и происходят капиллярные явления.

Кроме того, неполное вытеснение нефти водой в охваченных заводнением областях пластов обусловлено гидрофобизацией пород-коллекторов вследствие адсорбции тяжелых компонентов нефти на поверхности зерен пород, а также различием вязкостей вытесняющей и вытесняемой жидкостей, что приводит к появлению гидродинамической неустойчивости контакта нефть — вода, обволакиванию водой в пористой среде оставленных за фронтом вытеснения скоплений нефти, образованию капель или глобул нефти, т. е., по сути дела, ее диспергированию [1].

Для вытеснения нефти используют газ, содержащий 65% метана и 35% этан-пропановых фракций, а так же обогащенный газ (35% метана и 65% этан-пропановых фракций). Коэффициент конечной нефтеотдачи при вытеснении нефти составляет 60—70% и более.

Необходимое условие достижения высокой нефтеотдачи заключается в обеспечении смешиваемости нефти и газа. Для этого нефть должна быть маловязкой, содержать незначительное количество смол и асфальтенов. Физико-геологические условия пласта должны быть такими, чтобы для вытеснения нефти можно было использовать

природный или обогащенный газ при высоком пластовом давлении не ниже 20 МПа [2].

К веществу, хорошо смешивающемуся с нефтью, относится двуокись углерода  $\text{CO}_2$ , которую используют в качестве агента, закачиваемого в пласт для вытеснения нефти. Источники  $\text{CO}_2$ — природные месторождения, содержащие часто смесь углекислого газа с углеводородами и в ряде случаев с сероводородом, отходы химических производств, дымовые газы крупных энергетических и металлургических установок.

При давлении выше 10 МПа и температуре 300—310 К происходит полное смешивание  $\text{CO}_2$  с углеводородной частью нефти.

В тяжелых компонентах нефти  $\text{CO}_2$  растворяется, хотя и слабо. Она способствует набуханию углеводородов, их разрыхлению и отрыву от зерен пород, если углеводороды на них адсорбировались. При давлении порядка 10 МПа и температуре 300—310 К в 1 м<sup>3</sup> нефти может раствориться 250—300 м  $\text{CO}_2$  замеренного при стандартных условиях.

Опыт разработки нефтяных месторождений с использованием двуокиси углерода для вытеснения нефти показывает, что в этом случае при благоприятных условиях нефтеотдача пластов по сравнению с нефтеотдачей при обычном заводнении увеличивается на 10—15%. Наибольший эффект получают, если применяют оторочки  $\text{CO}_2$  в жидком, закритическом или даже в газообразном состоянии. Оторочки продвигаются по пласту под воздействием закачиваемой в него воды. Процесс вытеснения нефти  $\text{CO}_2$  следует применять преимущественно при разработке месторождений легких нефтей с незначительным содержанием тяжелых углеводородных компонентов, смол и асфальтенов, которые могут осаждаться в пористой среде при контакте нефти с двуокисью углерода и выделении из нее легких фракций.

При вытеснении нефти из пласта смешивающимся с ней веществом кардинально решается проблема полной ликвидации поверхности раздела между нефтью и веществом-вытеснителем, «исчезают» капиллярные илы, нефть растворяется в этом веществе, в результате чего можно полностью извлечь. Если добавить к закачиваемой в пласт воде поверхностно-активное вещество (ПАВ), то можно существенно снизить поверхностное натяжение на контакте нефть — вода и сделать поверхность зерен горных пород-коллекторов более смачиваемой водой, т. е. увеличить ее гидрофильность.

Эффективность вытеснения нефти из пластов растворами ПАВ зависит от степени диспергирования нефти в заводненной области

пласта, структуры порового пространства, доли нефти, оставшейся в виде пленок на зернах породы во всей остаточной нефти, характера физико-химического взаимодействия ПАВ и пород коллекторов и т. д.

При вытеснении из пластов нефтей различной вязкости обычной водой текущая и конечная нефтеотдача снижается с увеличением отношения вязкостей нефти и воды. Для уменьшения этого отношения и, следовательно, увеличения нефтеотдачи используют водные растворы полимеров. Использование водорастворимых полимеров позволяет в значительной степени нивелировать проводимость фильтрационных путей для нефти и воды, выровнять фронт вытеснения нефти водой, продлить безводный период эксплуатации скважин, что в результате способствует увеличению нефтеизвлечения.

Метод хорошо подходит для извлечения нефти с высокой вязкостью, в условиях различных стадий разработки месторождения с неравномерной проницаемостью, различных по свойствам и строению коллекторов, осуществляется при небольших расходах реагента, не требует применения дорогостоящего и сложного оборудования. Недостатки метода, такие как, снижение стабильности растворов полимеров при высоких температурах и минерализации пластовых флюидов, как правило, устранимы за счет тщательного подбора состава полимерной композиции, а также проведения ее модификации.

В качестве полимера, закачиваемого в нефтяные пласты, чаще всего применяют полиакриламид.

Среди физико-химических методов разработки нефтяных месторождений известен также метод комплексного воздействия на нефтяной пласт путем закачки в него смеси ПАВ, спиртов, растворителей нефти, и воды. Этот метод получил название метода мицеллярно-полимерного заводнения. По такому методу при использовании сравнительно небольшого количества углеводорода — растворителя нефти, спирта, сульфонатов или иных ПАВ — на контакте нефть — комплексный раствор создают область полного смешивания нефти с таким раствором либо на нем резко снижают поверхностное натяжение.

Главная проблема существующих физико-химических методов повышения нефтеотдачи, основанных на использовании добавок к закачиваемой в пласты воде физико-химически активных примесей (ПАВ, полимеров и их смесей), заключается в преодолении отрицательного влияния на процессы извлечения нефти сорбции этих примесей пористой средой, а возможно, и остаточной нефтью.

Как было показано, сорбция приводит к существенно более медленному распространению в пласте активного вещества, вытеснению значительной части нефти очищенной от добавок водой и к резкому снижению эффективности физико-химических методов повышения нефтеотдачи. Сорбция может приводить также к разрушению оторочек смесей физико-химически активных веществ [2].

Таким образом, в настоящее время становится очевидным, что в сложившихся обстоятельствах особую актуальность приобретают аналитические обобщения и оценка состояния разработки месторождений с трудно-извлекаемыми запасами, а также поиски принципиально новых методических подходов и технических решений по интенсификации их выработки и увеличению нефтеотдачи пластов [1].

#### *Литература*

1. Боксерман А.А., Мищенко И.Т. Пути преодоления негативных тенденций развития НГК России.// — М.: «Технологии ТЭК», №4, с.30, 2006.
2. Иршинская Л.И. Конкурентоспособность и стратегия вертикально-интегрированных нефтяных компаний.// — М.: «Экономика», с.54, 2004.

## **ПРОБЛЕМА СОДЕРЖАНИЯ СЕРОВОДОРОДА В НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТАХ**

В.В. Закиров

*Башкирский Государственный Университет, студент 4 курса,  
dolss251290@mail.ru*

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор С.К. Мустафин

Современный этап развития нефтегазовой отрасли в мире характеризуется снижением запасов легких бессернистых нефтей и газоконденсатов на фоне значительного увеличения потребления углеводородного сырья.

Ужесточение экологических требований к продуктам переработки нефти – современное требование мирового рынка. Снижение потенциальной коррозионной активности нефтепродуктов – экономическая необходимость для производителей, транспортных и потребительских предприятий [6]. Поэтому удаление сероводорода и легколетучих меркаптановых соединений из нефти и нефтепродуктов становится с каждым годом все более актуальной задачей.

Актуальность проблемы приобретает особую остроту в связи с тем, что в последнее время, дополнительно к имеющимся стандартам, приняты ГОСТ Р 51858-2002, регламентирующий содержание сероводорода и меркаптанов в нефти, федеральный закон «Специальный технический регламент «О требованиях к бензинам, дизельному топливу и другим горюче-смазочным материалам», который регламентирует отсутствие сероводорода и легких меркаптанов в топочном мазуте, а также усилены меры по утилизации сопутствующих нефтяных газов и производству продукции в соответствии с требованиями на сжиженные углеводородные газы по ГОСТ Р 52087-2003, регламентирующего содержание меркаптанов [6].

Сероводород и летучие меркаптаны – негативные примеси в нефтепродуктах, образующиеся при перегонке нефти и во вторичных процессах в результате термической деструкции исходных серосодержащих соединений [2].

Снижение содержания серы в нашей стране достигается в основном: гидроочисткой вакуумных газойлей и смешением гидроочищенных фракций с негидроочищенными, применением термоконтактных процессов тяжелых остатков в сочетании с гидроочисткой дистиллятов, гидрокрекингом остаточного сырья; предварительной очисткой остатков от смолистых веществ в сочетании с гидроочисткой на обычном катализаторе в стационарном слое [2], применением щелочных и окислительных процессов.

Важным и практически значимым является вопрос по внедрению альтернативных технологий демеркаптанзации углеводородного сырья, где вообще исключается образование жидких трудноутилизуемых стоков [4].

В настоящее время в мире наряду с каталитическими и адсорбционными методами очистки газов и жидких углеводородов от меркаптанов широко используются процессы с применением жидких поглотителей [1, с.5], которые взаимодействуют с сероводородом и меркаптанами с образованием нелетучих, стабильных и малоактивных сераорганических соединений, растворимых в нефти. В ряде случаев из экономических соображений указанные методы являются единственно возможными.

Сформирован большой рынок предлагаемых присадок-поглотителей для решения этой нарастающей проблемы. Но выбирать тот или иной поглотитель необходимо на основе оценки технологической схемы и параметров процесса нейтрализации сероводорода с учетом экономических и экологических показателей.

## Литература

1. *Гладкий А.В., Афанасьев Ю.М.* Методы удаления меркаптанов жидкими поглотителями, применяемые в процессах химической, газовой и нефтеперерабатывающей промышленности: тематические обзоры //– М., ЦНИИТЭнефтехим, 1971. – 5 с.
2. *Ахметов С.А., Сериков Т.П., Кузеев И.В., Баязитов М.И.* Технология и оборудование процессов переработки нефти и газа // – Санкт Петербург. – Недра.- 2006.
3. *Копылов А.Ю.* Технологии подготовки и переработки сернистого углеводородного сырья на основе экстракционных процессов: Автореферат // – Казань, 2010, 10 с.
4. *Турукалов М.* Smoke над мазутом // «Нефтегазовая Вертикаль» – 2009.–№11. – с.56–59.
5. *Сахабутдинов Р.З.* Технологии очистки нефти от сероводорода // «Нефтяное хозяйство» – 2008. - №7. – с.82-85.
6. <http://www.koltech.ru/index.php>

## ВЫБОР ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ НЕФТИ ПЛАСТА БС<sub>10</sub><sup>2</sup> СУТОРМИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Г.А. Закирова, И.М. Халяфутдинов

*Казанский (Приволжский) федеральный университет, студенты  
5 курса, [angelka-372@mail.ru](mailto:angelka-372@mail.ru)*

Научный руководитель: ассистент Р.Ф. Вафин

В статье рассмотрены вопросы, решаемые при выборе технологических решений для повышения эффективности разработки залежи нефти пласта БС<sub>10</sub><sup>2</sup>Суторминского нефтегазоконденсатного месторождения.

Суторминское месторождение является многопластовым, промышленные скопления нефти выявлены в терригенных отложениях меловой системы, мегионской свиты, берриасского яруса.

Верхняя часть мегионской свиты представляет собой переслаивание пачек аргиллитов и песчаников. Песчаники светло-серые, мелкозернистые, слабо известковые, аркозовые. К этой части разреза приурочены нефтенасыщенные отложения горизонтов БС<sub>10</sub>. [1, 2]

Залежь пласта БС<sub>10</sub><sup>2</sup> является основным объектом разработки, присутствует на Харучейской, Коллективной и Пульпуюхской группе

структур Сургутского вала и имеет единый контур нефтеносности. Пласт выдержан неравномерно по площади в связи с наличием зон замещения песчаных коллекторов непроницаемыми породами, характеризуется неоднородностью по проницаемости и литологии, низкой нефтенасыщенностью коллекторов, изменчивостью уровней ВНК и наличием недонасыщенной и переходной зон.

В промышленную эксплуатацию залежь пласта БС<sub>10</sub><sup>2</sup> введена в 1982 г. На сегодняшний день объект находится на четвертой стадии разработки, отобрано 69,5% от НИЗ, обводненность составляет 80%.

Анализируя стадии разработки, необходимо выделить ряд особенностей:

1. Скважины, работающие на залежи, характеризуются самыми высокими дебитами и обводненностью среди эксплуатационных объектов месторождения.

2. Несоответствие проектным данным количества добывающих скважин, при этом средний дебит нефти (5 т/сут.) и обводненность (80%) по скважинам соответственно выше и ниже проектных показателей.

3. Отмечается неравномерная выработка извлекаемых запасов по площади и разрезу эксплуатационного объекта.

4. На залежи применена блоковая трехрядная система заводнения, не учитывающая структурные особенности пласта, так как закачка жидкости производится в вершины купольных поднятий, что приводит к прорыву подошвенной воды.

5. За счет перевода ряда нагнетательных скважин под циклическую закачку воды, по некоторым добывающим скважинам увеличились дебиты нефти за счет снижения обводненности добываемой продукции.

6. В скважинах, введённых из длительного (5–10 лет) бездействия по причине высокой обводненности (более 95%) дебит нефти составил 4–10 т/сут, что свидетельствует о целесообразности запуска скважин в зонах, где были прекращены отборы и закачка, обусловившие стабилизацию пластового давления и перераспределение пластового флюида.

В качестве рекомендаций по повышению эффективности разработки нефтяной залежи пласта БС<sub>10</sub><sup>2</sup> можно предложить следующие геолого-технологические решения:

- проводить работу по выводу в бездействие высокообводненные и низкодебитные скважины, что позволит сохранить на высоком уровне дебиты и низком уровне обводненность продукции;

- применение форсированного отбора жидкости по обводненным скважинам, что позволит увеличить количество добываемой нефти в общем объеме продукции скважин;

- в дополнение к блоковому трехрядному заводнению необходимо применить очаговую закачку воды для создания баланса распределения нагнетаемой воды в нефтяной залежи;

- с целью уменьшения количества воды в добываемой продукции рекомендуются водоизоляционные работы по ликвидации перетоков и поступления подошвенной воды, а также мероприятия по выравниванию профиля приёмистости нагнетательных скважин.

Анализ текущего состояния разработки залежи нефти пласта БС<sub>10</sub><sup>2</sup> позволяет сделать вывод о том, что, несмотря на существующие недостатки в разработке, возможности объекта разработки еще достаточно высоки, крайне необходимым является изучение всей динамики разработки, проведение комплекса мероприятий по поддержанию основных показателей на приемлемом уровне.

#### *Литература*

1. Вафин Р.Ф. Пути повышения эффективности разработки нефтяных месторождений (на примере залежей нефти верейского горизонта Покровского месторождения Оренбургской области) // Проблемы геологии и освоение недр: Труды 9 международного симпозиума студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова. Томск, 2005. С.393 – 395.

2. Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения проектирование, оптимизация и оценка эффективности нефтяного месторождения // учебное пособие. Казань, издательство «Фэн» Академии наук РТ, 2005. С. 514.

## **СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ БОБРИКОВСКО-ТУРНЕЙСКОГО ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ОБЪЕКТА ЮЖНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ**

И.А. Нугманов, Р.Ф. Вафин

*Казанский (Приволжский) федеральный университет, студент  
4 курса, n.iltur@bk.ru*

Научный руководитель: ассистент Р.Ф. Вафин

Южное нефтяное месторождение, разрабатываемое с 1992 года, является многопластовым, сложного геологического строения, где



промышленная нефтеносность установлена в отложениях бобриковского горизонта, а также башкирского и турнейского ярусов каменноугольной системы.

Основными объектами разработки являются нефтяные залежи бобриковского горизонта и турнейского яруса, разрабатываемые, согласно ТСР, как единый эксплуатационный объект (ЭО) – Bb<sub>1</sub>+Bb<sub>2</sub>+C<sub>1t</sub>. Ниже в таблице дана геолого-физическая характеристика ЭО.

Таблица

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов ЭО

| Параметры  | Объекты разработки                                   |                 |   |
|--|--|-----------------|---|
|  | Bb <sub>1</sub> +Bb <sub>2</sub> +C <sub>1t</sub>    |                 |   |
|  | Bb <sub>1</sub>                                      | Bb <sub>2</sub> | C <sub>1t</sub>                         |
| Средняя отметка залегания кровли, м                    | -1382.5  | -1391.2         | -1398.8                                 |
| Тип залежи   | пластово-сводовый<br>литологически<br>экранированный |                 | массивный                               |
| Тип коллектора   | Терригенный, поровый                                 |                 | Карбонатный,<br>трещинно-<br>каверновый |
| Средняя общая толщина, м                               | 6.9  | 9.1             | 46.9                                    |
| Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м         | 3.8  | 7.8             | 20.2                                    |
| Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м          | -  | 2.0             | 15.6                                    |
| Коэффициент пористости, д.ед.                          | 0.18   | 0.24            | 0.14                                    |
| Коэффициент нефтенасыщенности, д.ед.                   | 0.790  | 0.910           | 0.795                                   |
| Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>       | 122  | 606             | 25                                      |
| Коэффициент песчаности, д.ед.                          | 0.54   | 0.88            | 0.77                                    |
| Расчлененность, д.ед.                                  | 2.2  | 1.6             | 4.3                                     |
| Начальное P <sub>пл</sub> , МПа                        | 15.1   | 15.1            | 15.1                                    |
| Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с             | 29.3   | 29.3            | 29.3                                    |
| Плотность нефти в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup> | 0.895  | 0.895           | 0.908                                   |
| Абсолютная отметка ВНК, м                              | -1423.0  | -1423.0         | -1423.0                                 |
| Содержание серы в нефти, %                             | 5.00   | 5.00            | 3.99                                    |
| Содержание парафина в нефти, %                         | 3.80   | 3.80            | 4.80                                    |

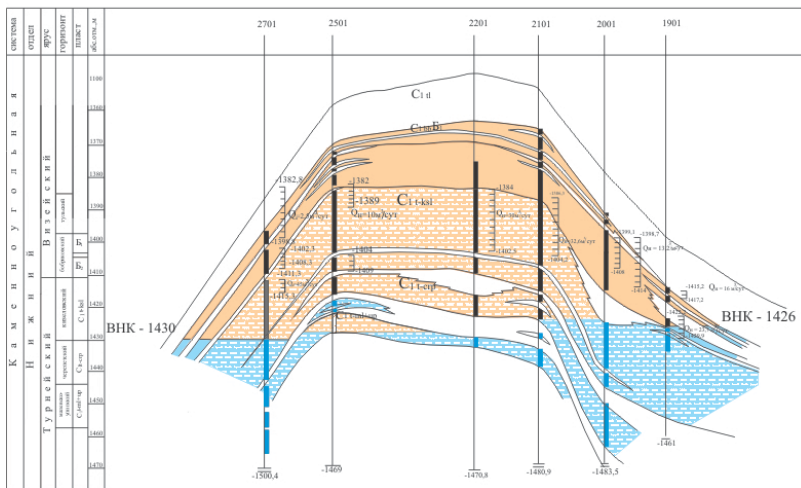


Рис. Геологический профиль бобриковско-турнейского ЭО

Пласты  $Bb_1$ ,  $Bb_2$  и  $C_{1t}$  имеют единый водонефтяной контакт. По своим фильтрационно-емкостным свойствам лучшими характеристиками, по таким показателям, как пористость, нефтенасыщенность и коэффициент вытеснения обладает пласт  $Bb_2$ . При этом с точки зрения коэффициента продуктивности и величины средней нефтенасыщенной толщины лучшими характеристиками обладает пласт  $C_{1t}$ .

Анализ фактического материала по эксплуатации бобриковско-турнейского ЭО Южного месторождения и геологического строения, свойств нефтенасыщенных пластов можно сделать вывод о том, что объединение пластов  $Bb_1+Bb_2$  и  $C_{1t}$  в единый ЭО было ошибочным технологическим решением и данные продуктивные пласты необходимо разобщить на два самостоятельных ЭО.

В пользу выделения пластов бобриковского горизонта и турнейского яруса в самостоятельные объекты разработки свидетельствуют следующие факторы:

- продуктивные пласты различаются по литологии и типу коллекторов ( $Bb_1+Bb_2$  – терригенный, поровый;  $C_{1t}$  – карбонатный, преимущественно трещинно-каверновый). Разработка пластов с различным типом коллектора приведет к различному характеру перемещения жидкости в пластах с отличающейся структурой пустотного пространства [2];

- продуктивные пласты ЭО резко отличаются по проницаемости и расчлененности, что не обеспечивает равный приток нефти к забоям добывающих скважин и равный прием нагнетаемой воды в нагнетательных скважинах [1];

- значительные собственные нефтенасыщенные толщины (в среднем  $Vb_1+Vb_2 - 8,8$  м,  $C_{1t} - 20,2$  м), отличающиеся между собой, содержащие различное количество извлекаемых запасов.

Что касается объекта  $Vb_1+Vb_2$ , то раздельная эксплуатация пластов  $Vb_1$  и  $Vb_2$  бобриковского горизонта можно считать нецелесообразной по причинам: незначительности собственных нефтенасыщенных толщин этих пластов; незначительной толщины глинистого раздела между пластами. Кроме того, о целесообразности совместной разработки данных продуктивных пластов, можно судить по геолого-физической характеристике, включающей целый ряд сопоставимых позиций: глубины залегания, тип коллектора, характер прерывистости коллектора, свойства насыщающих флюидов.

#### *Литература*

1. Зими́на С.В. Геологические основы разработки нефтяных и газовых месторождений // Учебное пособие. Томск, ТПУ, 2004. 175.
2. Иванова М.М., Чоловский И.П., Брагин Ю.И. Нефтегазопромисловая геология // Учебник для вузов. Москва, Недра, 2000. 414.

## **ВЛИЯНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ СТРОЕНИЯ НА УСПЕШНОСТЬ БУРЕНИЯ НА ЮГО- ВОСТОЧНОМ И ВОСТОЧНОМ СКЛОНЕ ЮТС**

О.В. Преснякова

**ОАО «Татнефть», Татарский научно-исследовательский и  
проектный институт нефти «ТатНИПИнефть», инженер,  
*Presnyakowa.o@yandex.ru***

Научный руководитель: зам. зав. отд. ПиРГ Т.И. Тарасова

Поскольку в настоящее время на территории республики Татарстан происходит ухудшение структуры запасов, то главная роль в поиске и разведке залежей нефти отводится сложнопостранным ловушкам, характеризующимся небольшими площадными размерами и амплитудой. Повысить успешность бурения в будущем на таких

структурах можно посредством оценки подтверждаемости структур и анализа отрицательного результата бурения.

Анализ выполнен по подготовленным к глубокому бурению структурам юго-восточного, восточного и южного склонов Южно-Татарского свода иразбуренным в период с 2001 по 2010 гг. При проведении анализа учитывались данные исследования рассматриваемых структур сейсморазведочными работами (плотность сети сейсмопрофилей, методика и год проведения исследования); данные, полученные в результате бурения и исследования скважин: результаты ГИС, исследования керна, результаты опробования и испытания. Проведен анализ соответствия сейсморазведочных данных реальной структурной ситуации (данным полученным в результате бурения).

В результате выполненного анализа, установлен ряд основных причин отрицательного бурения поисковых скважин на юго-восточном, восточном и южном склонах, которые можно объединить в три группы:

1) Ложные «скоростные» структуры. В связи с особенностями геологического строения рассматриваемой территории – в 40% (4 случая – Володинская, Мстиславская, Арктическая, Зайская структуры), скоростные аномалии возникшие на записи волнового поля вследствие обширного развития карстогенных процессов в сакмарских и ассельских отложениях, заметно искажают нижепрослеженные отражения, вследствие чего на временных разрезах наблюдаются ложные структуры, часто высокоамплитудные.

2) Недоизученность локальных структур: обоснование бурения скважины на основе сейсмических данных полученных до 2000 года, низкая плотность сети сейсмопрофилей (2,0–2,5 пог. км на 1 км<sup>2</sup>), а также некондиционность подготовки структур, когда погрешность сейсмических структурных построений превышает величины амплитуд изучаемого объекта. Ввиду вышеперечисленных причин в 40% (4 случая – Горная, Нижне-Кзылярская, Хрусталинская, Западно-Николашкинская структуры), по результатам детализационных сейсморазведочных работ, проведенных после бурения скважины, установлено, что местоположение скважин было выбрано ошибочно ввиду недостаточности данных. Скважины оказались пробурены в пределах склона поднятия, в межструктурной зоне, либо в пределах моноклинального склона.

3) Объединяет группу структур, по ряду частных факторов – 20% (2 случая – Лысогорская, Митряевская структуры). В первом случае нефтеперспективные отложения нижнекаменноугольной и

девонской системы в пробуренной скважине, в связи с несовпадением прогнозных данных сейсморазведки с реальной структурной ситуацией – расхождение по ОГ «У» составило 15 м – оказались в неблагоприятных условиях – ниже уровня ВНК. В силу этого из опробованных интервалов получены притоки воды.

Во втором случае – на Митряевской структуре – поднятие подтверждено данными бурения (прогнозные данные сейсморазведочных исследований совпали с данными бурения), однако скважина попала в зону замещения коллектора по основным нефтеперспективным отложениям. В результате сравнительной переинтерпритации каротажного материала пробуренной скважины и близ расположенной скважины, в которой получены промышленные притоки нефти, установлено, что коллекторские свойства в отрицательной скважине намного хуже.

Для получения более полной картины в рамках работы произведен сравнительный анализ структур, на которых получен отрицательный результат и структур с положительным итогом в пределах юго-восточного и восточного склона ЮТС.

При анализе площадей установлено, что при увеличении площади исследуемых поднятий успешность бурения повышается, но при площади более 2,5 км<sup>2</sup> – успешность снижается, вернее всего из-за недостатка изученности сейсмопрофилированием.

При анализе плотности сейсморазведочных работ на структурах в пределах юго-восточного и восточного склона ЮТС отмечено, что 45% положительных на нефть структур подготовлены МОГТ-3Д, т.е в условиях сложного сейсмогеологического строения рассматриваемой территории, необходимо отметить, что подготовка структур сейсморазведкой модификации 3Д значительно повышает успешность последующего бурения.

Анализируя структуры юго-восточного и восточного склонов ЮТС на совпадение и расхождение прогнозных данных сейсморазведочных исследований с данными бурения установлено, что в группе положительных структур подтверждаемость бурением структурного плана находится в рамках допустимой погрешности (не превышая 25 м), тогда как в группе отрицательных структур в 16% случаев расхождение составило больше 25 м. Однако на данный момент в ситуации ориентированности поискового бурения на малоамплитудные и мало площадные структуры даже при положительной ситуации схождения данных сейсморазведки и данных бурения, погрешность сейсмических структурных построений превышает величины амплитуд рассматриваемых поднятий.

Успешность бурения увеличивается, если это значение максимально совпадает: в 60% случаев положительных структур это расхождение не превышает 10 м, в случае же отрицательных структур рассматриваемая цифра ниже в 2 раза – лишь 25% рассматриваемых поднятий.

Таким образом, проведенный анализ позволил установить ряд зависимостей успешности бурения от степени изученности, а также выявить основные причины отрицательного результата бурения скважин, установлено что они находятся в прямой зависимости от особенностей геологического строения рассматриваемой площади. Для увеличения успешности бурения необходимо:

1) дальнейшее повышение разрешающей способности сейсморазведки и комплексирование ее с новыми методами прямых поисков залежей УВ;

2) совершенствование методики ГРП на основе научного прогнозирования нефтеносности.

## **ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЮЖНОЙ ЧАСТИ КАРСКОГО МОРЯ НА ОСНОВЕ 2Д БАССЕЙНОВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ**

А.Н. Троицкая

*Институт «ТатНИПИнефть», инженер, [allatroitskaya@inbox.ru](mailto:allatroitskaya@inbox.ru)*

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор С.Ф. Хафизов

Метод бассейнового моделирования эффективен на региональном этапе геолого-разведочного процесса. К преимуществам указанной технологии можно отнести:

1. Возможность прогноза нефтеперспективных зон при минимальном наборе данных,
2. Анализ генетических предпосылок нефтегазообразования в бассейне (возможность воспроизводства всей истории генерации, миграции, накопления и разрушения углеводородных скоплений),
3. Реконструкция истории седиментации,
4. Выявление роли тектонических процессов в формировании нефтегазоносности.

Недостатки заключаются в первую очередь в высокой доле неопределенности. Масштаб исследуемого региона слишком мелок, бассейн слабо изучен – поэтому модель предполагает множество допущений.

Моделирование южной части Карского моря (рис. 1) проводилось в программном пакете TemisSuite (BeicipFranlab). На основе геологической информации, сейсмических данных, скважинных исследований с помощью программы TemisSuite построена двумерная модель осадочного бассейна, которая в итоге помогает предсказать, в каких структурных областях наиболее вероятны скопления углеводородов.



Рис. 1. Географическая карта Карского моря

2D бассейновое моделирование начинается, прежде всего, с выбора профиля.

Необходимым условием при выборе профиля является отображение на нем крупных структурных элементов и характерное для бассейна литолого-стратиграфическое заполнение. При выборе профиля руководствуются также картами распространения материнских толщ, коллекторов и покрышек.

Поверхности для 2D бассейнового моделирования выбирают в зависимости от их роли в формировании нефтегазоносности, поэтому продуктивная часть разреза представлена более детально. Всего в модели Южно-Карской синеклизы 44 горизонта, из них 7 – отражающие границы, прослеженные в волновом поле, а остальные – вспомогательные.

Выделение литотипов и заполнение ячеек базировалось на литологических разрезах, отображающих распространение глин, песчаников и алевролитов.

Палеорельеф задают в виде поверхностей осадконакопления. Источником служат литературные данные или седиментационное моделирование. Палеотектонические профили должны отражать основные этапы развития бассейна.

Обязательным условием является наличие геохимической информации. Ясное представление о том, каковы основные характеристики нефтегазоматеринских толщ в бассейне, поможет

однозначно определить предпосылки нефтегазоносности моделируемого региона.

Помимо структурного каркаса, палеобатиметрии, литологического состава, геохимических параметров, бассейновый анализ требует знания термической истории региона. Модель термической истории региона может быть охарактеризована несколькими способами. Наиболее удачным оказался расчет геотермической модели с температурой подошвы литосферы. Современная среднегодовая температура взята  $9^{\circ}\text{C}$  [2], температура поверхности осадконакопления в триасовое время приравнена к  $25^{\circ}\text{C}$  [1], температура подошвы литосферы –  $1300^{\circ}\text{C}$ .

В программе Temis расчет теплового потока производится от подошвы литосферы. Литосфера состоит из подкоровой мантии, нижней коры и верхней коры (снизу вверх). Суммарная толщина коры составляет 40 000 м. Это значение характерно для молодых платформ. Толщина верхней коры – 30 000 м, учитывается образование герцинской складчатой области в позднепермское время. Толщина подкоровой мантии – 93 000 м (взята по умолчанию).

Проверка результатов осуществлялась по определенным на разных глубинах стадиям катагенетической зрелости в скважине Русановская – 1. В том случае, когда в бассейне открыты месторождения УВ, проводят оценку достоверности модели по локализации найденных скоплений УВ.

Профиль проходит через скважину Русановская 1 газоконденсатного месторождения. Сенманские залежи, вскрытые ею, являются одним из критериев калибровки (рис. 2).

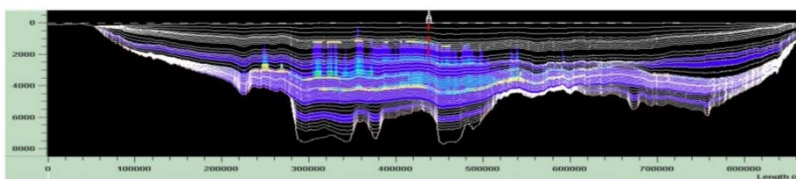


Рис. 2. Разрез УВ насыщенности Южно-Карского бассейна в Temis 2D на современном этапе

По результатам моделирования приоритетными направлениями поисков и разведки в Южно-Карском бассейне следует считать нижнемеловые горизонты Обручевского вала, ниже- и верхнемеловые горизонты южнее Русановской структуры, а также верхне- и среднеюрские отложения на поднятиях в центральной части



Южно-Карской синеклизы.

Результаты основаны на одном профиле и на его двумерной модели. В качестве входных данных (все входные данные, а также программное обеспечение было предоставлено ООО «ГазпромнефтьНТЦ») использовался первичный материал (структурный план, стратиграфическое разделение, данные тепловой истории, параметры для калибровки), итоги предварительного седиментационного моделирования и прогноз геохимических свойств НГМ пород.

#### *Литература*

1. *Smelror Morten, Petrov Oleg V., Larssen Geir Birger and Werner Stephanie ATLAS – Geological history of the Barents Sea.* Trondheim, Norway, Geological Survey of Norway, 2009. Стр. 79.
2. [http://window.edu.ru/window/library/pdf2txt?p\\_id=45851&p\\_page=1](http://window.edu.ru/window/library/pdf2txt?p_id=45851&p_page=1).

## **«РЕАНИМАЦИЯ» МАЛОДЕБИТНОГО И ОБВОДНЕННОГО ФОНДА СКВАЖИН НА ЗАЛЕЖИ НЕФТИ ПЛАСТА БС<sub>9</sub><sup>1</sup> СУТОРМИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (НА ПРИМЕРЕ БУРЕНИЯ БОКОВЫХ И БОКОВЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СТВОЛОВ)**

И.М. Халяфутдинов, Г.А. Закирова

*Казанский (Приволжский) федеральный университет, студенты  
5 курса, halyafutdinov\_im@mail.ru*

Научный руководитель: ассистент Р.Ф. Вафин

На поздней стадии разработки, когда разрабатываемый объект характеризуется снижением уровня годовой добычи нефти, ростом обводненности добываемой продукции, актуальность приобретает вопрос поддержания добычи на высоком уровне [1] путем применения известных, высокоэффективных и рентабельных методов увеличения нефтеотдачи, а также применения перспективных технологий интенсификации добычи нефти. Однако при незначительных остаточных запасах бурение новых скважин приводит к чрезмерному увеличению затрат, что делает дальнейшую разработку месторождений нерентабельной.

Поэтому в данных условиях наиболее приемлемыми являются мероприятия по восстановлению старого фонда скважин. Восстановление старых скважин возможно в частности благодаря бурению боковых горизонтальных (БГС) и (или) боковых стволов (БС). «Зарезку» БС и БГС проводят из ранее пробуренных малодебитных, обводненных или аварийных скважин по направлению улучшения коллекторских свойств пластов и увеличению нефтесодержания в них [2].

В работе представлены результаты бурения БС и БГС в 11 скважинах на нефтяной залежи пласта БС<sub>9</sub><sup>1</sup> Суторминского месторождения.

Залежь пласта БС<sub>9</sub><sup>1</sup> пластово-сводового типа, осложненная наличием участков замещения терригенных коллекторов на глинистые породы. Продуктивные отложения характеризуются неоднородностью по разрезу и площади. Особенности разработки залежи пласта БС<sub>9</sub><sup>1</sup> являются высокая обводненность скважин (80% и более), крайне низкие дебиты (в среднем 2,5 т/сут.) и значительная доля простаивающих скважин. С целью «реанимирования» высокообводненных, низкодебитных и бездействующих скважин, на залежи пласта БС<sub>9</sub><sup>1</sup> осуществляется бурение БС и БГС. Результаты в виде получения дополнительной добычи нефти за счет прироста среднесуточного дебита представлены ниже в таблице. Дополнительная добыча определялась по сравнению с базовым дебитом старого ствола с учетом его падения.

Таблица

Результаты бурения БС и БГС на скважинах залежи пласта БС<sub>9</sub><sup>1</sup>

| Условный номер скважины | Параметры работы скважины до бурения БС и БГС |                  | Параметры работы скважины до бурения БС и БГС |                  | Прирост дебита нефти, т/сут. |
|-------------------------|---|------------------|---|------------------|------------------------------|
|                         | Дебит нефти т/сут.                            | Обводненность, % | Дебит нефти т/сут.                            | Обводненность, % |                              |
| 1                       | 1,5   | 41               | 18,2  | 14               | 16,7                         |
| 2                       | 1,8   | 64               | 1   | 96               | <b>-0,8</b>                  |
| 3                       | бездействие                                   |                  | 32,7  | 58,9             | 32,7                         |
| 4                       | бездействие                                   |                  | 12  | 62,5             | 12                           |
| 5                       | 2,3   | 96               | 6,2   | 88               | 3,9                          |
| 6                       | 5,2   | 92               | 48,5  | 40               | 43,3                         |
| 7                       | 2,1   | 50               | 13  | 48               | 10,9                         |
| 8                       | 2,1   | 96               | 1   | 97               | <b>-1,1</b>                  |
| 9                       | 2,4   | 71               | 47  | 41               | 44,6                         |
| 10                      | бездействие                                   |                  | 35  | 57               | 35                           |
| 11                      | бездействие                                   |                  | 48,5  | 40               | 40                           |

Согласно выполненным расчетам, средняя успешность бурения БС и БГС составляет 82%. Максимальный прирост дебита наблюдается в скважине 9 (44,6 т/сут.) при уменьшении обводненности на 30%. Скважины 3,4,10,11, ранее находившиеся в бездействии (с нулевыми дебитами), за счет бурения нового ствола переведены в действующий фонд с приростом дебита 12–40 т/сут.

Бурение БС и БГС в двух скважинах оказалось неэффективным, произошло уменьшение дебита нефти и увеличение обводненности в связи с прорывом подошвенных и нагнетаемых вод.

В целом, использование нерентабельных, простаивающих и аварийных скважин, бурением боковых и боковых горизонтальных стволов позволяет:

- 1) восстановить бездействующие, нерентабельные, аварийные скважины;
- 2) вскрыть и подключить к разработке недренируемые запасы и повысить КИН;
- 3) сократить затраты на бурение новых скважин.

Проблем в широком внедрении боковых и боковых горизонтальных стволов из ранее пробуренных скважин достаточно. Причем нерешенные проблемы более геологического, чем технического характера [3]. Основными являются отсутствие надежных методов прогнозирования толщин коллекторских свойств и нефтенасыщенности продуктивных пластов, наличия разделов между ними и водоносными пластами, геологическое строение участка, а при бурении БГС – характер выработки пластов. Сегодня геологическое обеспечение отстает от техники и технологий бурения, возникает множество проблем при эксплуатации этих скважин в вопросах контроля и регулирования процессов выработки.

Стоит учитывать, что бурение боковых стволов дешевле стоимости строительства новых скважин в среднем на 40%. Кроме увеличения производительности скважин, бурение боковых стволов с горизонтальным входом в пласт позволяет отбирать углеводороды из коллекторов малой толщины ранее не охваченных разработкой. Многоствольные разветвления из существующих скважин улучшают условия вскрытия продуктивного пласта. А небольшие локальные залежи нефти могут быть вскрыты скважинами с большими отходами от вертикали, в том числе и многоствольными. Кроме того, при наличии газовой шапки или подстилающей воды (или того и другого вместе) горизонтальные скважины дают значительный прирост извлекаемых запасов. Бурением бокового ствола можно ликвидировать аварии связанные с полетами насосного оборудования в тех

скважинах, где ловильные работы не дали положительных результатов (ранее такие скважины шли на ликвидацию по техническим причинам).

#### *Литература*

1. *Вафин Р.Ф.* Пути повышения эффективности разработки нефтяных месторождений (на примере залежей нефти верейского горизонта Покровского месторождения Оренбургской области) // Проблемы геологии и освоения недр: Труды 9 международного симпозиума студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова. Томск, 2005. С. 393–395.
2. *Муслимов Р.Х.* Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения. Казань, «Фэн» АН РТ, 2003. С. 56 – 58.
3. *Муслимов Р.Х.* Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности. Казань, «Фэн» АН РТ, 2005. С. 299 – 301.

## **УВЕЛИЧЕНИЕ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ БАВЛИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

А.Р. Хафизов

*Казанский (Приволжский) федеральный университет,  
Институт геологии и нефтегазовых технологий, аспирант 2 года  
обучения, khafizovar@gmail.com*

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор, действительный член  
РАЕН и Академии Наук Республики Татарстан М.Р. Халиуллович

Открытие нефтяных месторождений в Волго-Уральской нефтегазонадной провинции неразрывно связано с именем великого ученого И.М. Губкиным, «главным нефтяником страны» того времени. Бавлинское месторождение уникальное «по своей природе», уникальное и по значимости в развитии нефтяной промышленности в Урало-Поволжье. В 1946 году был получен фонтан 300 т/сут девонской нефти со скважины №1 из отложений пашийского горизонта, которая стала первооткрывательницей татарской нефти. В период становления нефтяной промышленности в стране на Бавлинском месторождении проводились масштабные эксперименты и опытно-промышленные работы, результаты которых являлись

немаловажным при принятии и обоснований последующих проектных решений на разработку нефтяных месторождений [1].

Промышленная разработка Основной залежи началась в 1949 года с применением законтурного и приконтурного заводнения. К 1956 году залежь была в основном разбурена сеткой скважин 400x500 м. В 1957 году на Бавлинском месторождении начат масштабный эксперимент, целью которого являлась определение влияния плотности сетки скважин на конечную нефтеотдачу и сохранение объема добычи при остановке 50% действующего фонда. Было остановлено 65 фонтанных скважин, с суммарным дебитом ~5000 т/сут. Сохранение уровня добычи возможно было только при оптимизации фонда и увеличении объемов закачки.

Основные выводы проведенного эксперимента:

- необходимо подходить к разработке месторождения с выбором оптимальной сетки скважин, даже в условиях идеального однородного по разрезу коллектора;

- подход к выбору плотности сетки скважин должен осуществляться комплексно, основываясь данных геологического строения залежи, коллекторских свойств продуктивного пласта, типов коллекторов и т.д.;

- в условиях высокопродуктивных коллекторов редкая сетка не позволяет вовлечь в разработку большую часть запасов, при этом ожидаемые потери 1,5–2% не оправдались, и оценки некоторых в 12,5% наиболее объективны;

- с начала проведения эксперимента наблюдается увеличение обводненности, безводный период эксплуатации закончился через год после начала эксперимента; анализируя, по прошествии многих лет, видно, что изначально результатом данного эксперимента будет сокращение периода безводной эксплуатации и падения добычи нефти;

- проведение данного эксперимента сильно отражается на разработке остаточных запасов основной залежи в настоящее время;

- как правило, с целью продления периода безводной эксплуатации вскрытие продуктивного пласта проводили в кровельной ее части;

- экспериментальные работы подобного рода и такого масштаба отрицательно сказывается на нефтеизвлечении, т.е. большая часть запасов остается, не задействованы в разработке; подходу объективно со сравнением с Ромашкинским месторождением, Бавлинское месторождение в настоящее время должно быть на пороге льготного НДС, т.е. выработка запасов около 72–75 % [2].

Запуск в работу скважин, которые ранее были остановлены на период эксперимента, отмечались резким ростом обводненности, поскольку за это время залежь перешла в заключительную 4-ую стадию разработки. Бурение новых скважин с целью выработки остаточных запасов на сегодняшний день является очень рискованным, с точки зрения получения дебита и окупаемости затрат. Для примера, анализируя геофизические данные скважин №44\*\* (пробурена в 1992 году) и №\*\*51 (пробурена в 1950 году) можно точно сказать, что разрезы двух соседних скважин идентичны между собой в плане литологии, мощности и абсолютных отметок. Однако нефтенасыщение резко отличны. В скважине №\*\*51 наблюдается сплошное нефтенасыщение, а скважина №44\*\* в верхней части продуктивного пласта обводнена (мощность ~3 м) или промыта нагнетаемой водой.

Таким образом, за время разработки на данном участке произошло обводнение продуктивного пласта в серединной его части. При этом, анализируя скважины, пробуренные после 1988 года, подобная ситуация наблюдается практически на всей залежи.

В водонефтяной зоне, т.е. в зоне ВНК нефть окисленная и имеет повышенную вязкость и, как следствие, меньшую подвижность. В настоящее время коллектор обводнен в верхней части нефтяного пласта. Соответственно, можно предполагать, что в верхней части имеется аналогичный контакт нефть-вода с окисленной нефтью. Исходя из этого, можно утверждать, что нефтяная зона пласта и сверху и снизу ограничена водой, при этом гравитационного разделения не происходит. Из-за окисленности нефтей в контакте с водой нефтяная зона находится «в консервированном состоянии».

Таким образом, в результате проведенного масштабного эксперимента наглядно видно, что невыработанными осталась большая доля запасов приуроченная к ВНЗ и НЗ, которые можно назвать категорией трудноизвлекаемых запасов. Как указывалось выше, бурение и ЗБС на залежи в настоящее время очень рискованно. Причиной тому является заводненность коллектора. В настоящее время для увеличения извлекаемых запасов нефти и поддержания текущего уровня добычи на залежи и рентабельности в условиях рыночной экономики необходимо продолжать применение методов по увеличению нефтеотдачи пластов по добывающему и особенно по нагнетательному фонду, закачкой систем направленные на отмыв нефти и блокирование промытых участков, а именно:

- в добывающих скважинах термобароимплозионное воздействие (ТБИВ), закачка кислотного поверхностно-активного

состава (КПАС), состава МИА-пром, состава СНПХ-9633, вязко-упругого состава (ВУС), композиции гипан+цемент;

- в нагнетательных скважинах закачка водорастворимых поверхностно-активных веществ (ПАВ АФ<sub>9</sub>-12), гидрофобной эмульсии (ГЭР), сшитых полимерных систем на основе полиакриламида с ацетатом хрома, коллоидно-дисперсных систем [3].

Дальнейшие перспективы будут непрерывно связаны с разработкой новых технологий увеличения нефтеотдачи пластов.

#### *Литература*

1. *Муслимов Р.Х., Абдулмазатов Р.Г., Хисамов Р.Б., Миронова Л.М., Гатиятуллин Н.С., Ананьев В.В., Смелков В.М., Тухватуллин Р.К., Успенский Б.В., Плотникова И.Н., Войтович Е.Д.* Нефтегазоносность республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений / Под редакцией проф. Р.Х. Муслимова – в 2-х томах. – Т.1, 2. – г. Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2007.–316 с.

2. *Хафизов А.Р.* История разработки, текущее состояние и дальнейшие пути повышения эффективности извлечения остаточных запасов нефти основной залежи пашийского горизонта Бавлинского месторождения / Материалы XVIII Международной научной конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Ломоносов-2011». – г. Москва: Изд-во МГУ им.М.В. Ломоносова, 2011.–2 с.

3. *Khafizov A.R.* The change of geological and physical conditions of the recovery development in long-term flooding and ways of improving the effectiveness of development at a last stage (for example, the main deposit stratum D<sub>1</sub> in Bavly oil-field) / The third international students scientific and practical conference SPE «Oil&Gas Horizons». – Moscow, 2011.

## **К ВОПРОСУ О НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НАДВИГОВЫХ ДИСЛОКАЦИЙ**

О.М. Аникеенко

*Пермский государственный национальный исследовательский университет, студент 3 курса, Lelishna25@gmail.com*

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Т.В. Карасева

В современном мире остро стоит вопрос о поиске новых месторождений нефти и газа. Учитывая, что традиционные залежи начинают исчерпывать свои запасы, мировая добыча в скором времени должна постепенно осваивать другие – нетрадиционные залежи. В

данной статье рассматривается именно такие залежи – залежи в зонах надвиговых дислокаций.

Материал по приразломным нефтеносным структурам свидетельствует о надвиговом происхождении многих из них. Нефтепоисковая практика в мире, особенно в районах высокой освоенности, доказывает результативность поисков нефти в надвиговых структурах новых малоизученных регионов и нескрытых горизонтов. Показательна ситуация надвигового пояса Канады – после пятидесятилетних безуспешных поисково-разведочных работ, благодаря настойчивому продолжению открыты ряд месторождений в Канаде.

Скалистые горы Канады и США имеют трастовую структуру. Траст (анг. thrust – натяжение), шарьяж (фр. charriage — навалок) представляет собой горизонтальный, пологий или волнистый гигантский надвиг с перемещением на десятки – сотни километров. В процессе смещения аллохтон часто распадается на отдельные пластины — дигитации, что приводит к появлению параллельных поверхностей смещения или расщеплению основной поверхности срыва. Совмещение в одном вертикальном разрезе нескольких трастов, состоящих из пакетов разновозрастных пластин, придает всей структуре крайне сложное строение [1].

Сместитель покрова обычно сложен раздробленными породами, в нем хорошо выражены все признаки динамометаморфизма. В его ближайших окрестностях широко распространены небольшие оперяющие сдвиги. Во фронтальной части аллохтон часто распадается на серию надвинутых друг на друга по дополнительным параллельным надвигам пластин (дигитации), между которыми зажаты смятые в сложные дисгармоничные складки породы.

Тектоника литосферных плит внесла исключительно весомый вклад и в нефтяную геологию. В этой важной области прикладной геологии состоялось и первое широкомасштабное и успешное практическое внедрение новой теории в практику поиска и разведки горючих полезных ископаемых. Но это произошло только в конце 70-х годов, а перед тем в США и России почти одновременно появились новые идеи о существовании исключительно мощного механизма генерации углеводородов из органического вещества, затягиваемого вместе с океаническими осадками в зоны надвига плит. На рисунке 1 показан механизм накопления углеводородов в теле островных дуг и активных окраин континентов при пододвигании под них океанических плит и перекрывающих их пелагических осадков [4].



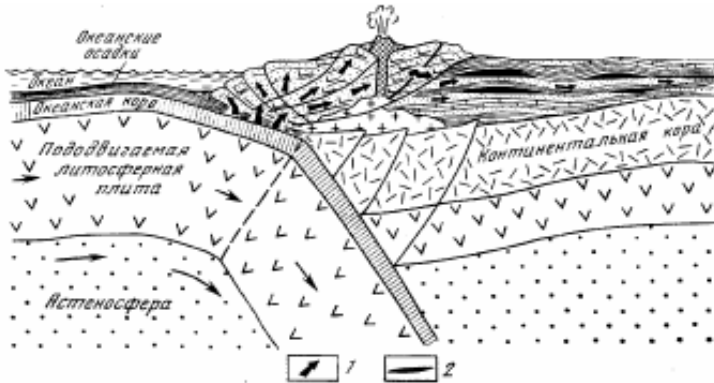


Рис. 1. Генерация углеводородов в зонах надвига океанических плит под островные дуги и активные окраины континента: 1 – пути миграции углеводородов из зоны надвига плит в структуры надвигаемой плиты; 2 – образовавшиеся залежи углеводородов [4]

Поскольку длина всех современных зон надвига плит достигает 40 тыс.км, средняя толщина слоя океанических осадков приблизительно равна 500 м, а средняя скорость надвига плит 7 см/год, то оказывается, что в настоящее время под все островные дуги и активные окраины континентов ежегодно затягивается около 3 млрд.т осадков. В океанических осадках обычно содержится около 0,5% органических веществ, из которых в углеводороды может перейти только 30%. Тогда, очевидно, ежегодно в зонах поддвига плит может генерироваться около 5 млн.т углеводородов. Сама по себе эта цифра не кажется большой, но за время развития на Земле высокоорганизованной жизни, т.е. в фанерозое, за последние 600–500 млн лет таким путем могло образоваться около  $(2,5-3) \cdot 10^{15}$  т нефти и газа, или в 1000 раз больше, чем масса общих запасов этих горючих ископаемых, выявленных на Земле к началу 70-х годов.

Однако наибольшие скопления нефти и газа возникают в предгорных прогибах, образующихся в тех случаях, когда островные дуги и окраины надвигаются на пассивные окраины континентов Атлантического типа с их мощными осадочными толщами, накопившимися на этих окраинах за время существования океана. В геологической истории Земли такие события происходили довольно часто. Таким путем образовались Аппалачи, Урал, Северо-Американские Кордильеры, большая часть Альпийско-Гималайского подвижного пояса и многие другие горные цепи мира. В Аппалачах и на Урале процесс столкновения островных дуг с древними

континентальными окраинами полностью закончился соответственно еще 350 и 250 млн.лет назад, в Скалистых горах такое столкновение произошло около 100 млн.лет назад, в Персидском заливе – около 20 млн.лет назад, хотя процесс надвигания Загросской дуги на северо-восточный борт Аравийской платформы продолжается и в наше время, о чем свидетельствуют многочисленные землетрясения этого района и деформации самых молодых осадков [4].

Все перечисленные выше регионы являются перспективными, и многие из них уже давно разрабатываются. Что касается России, то столь же перспективными должны быть Восточно-Сибирский краевой прогиб (вдоль среднего и нижнего течения Лены) и поднадвиговые зоны Верхояно-Колымского складчатого пояса. По запасам углеводородов Восточно-Сибирская провинция должна быть даже более перспективной, чем Предуральский прогиб Волго-Уральской провинции, где уже сделаны открытия залежей углеводородов.

#### *Литература*

1. *Koperna G.J., Kuuskraa V.A. TECHNICAL OIL RECOVERY POTENTIAL FROM RESIDUAL OIL ZONES: BIG HORN BASIN// U.S. Office of Fossil Energy, Office of Oil and Natural Gas, USA, 2006.*
2. *Муслимов Р.Х., Хайретдинов Ф.М., Ларочкина И.А., Хисамов Р.С., Романов Г.В., Гатиятуллин Н.С., Ибатуллин Р.Р. Новые идеи поиска, разведки и разработки нефтяных месторождений, Казань, ЭКОцентр, 2000 г., 468 с.*
3. *Сорохтин О.Г., Ушаков С.А., Федьинский В.В. Динамика литосферных плит и происхождение месторождений нефти // Доклады АН СССР, 1974 г.*
4. *Сорохтин О.Г. Развитие Земли; М: изд. МГУ, 2002 г., 506 с.*

## **МИНЕРАЛЫ-ИНДИКАТОРЫ ЛИТОГЕНЕЗА И ИХ ВЛИЯНИЕ НА ИЗВЛЕКАЕМОСТЬ УГЛЕВОДОРОДОВ**

Г.М. Галимова

**Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КозалымНИПИнефть»  
в г. Тюмени, геолог, galimovagm@nipi.ws.lukoil.com**

Условия седиментации и вторичные преобразования пород в различной степени влияют на их коллекторские свойства. Фациальные условия осадконакопления, удаленность источника сноса и длительность транспортировки обломочного материала закладывают фильтрационно-емкостные свойства пород, а в процессе

постседиментационных преобразований первичные свойства претерпевают изменения. Особую роль играют глинистые и слоистые минералы вторичного цемента, что существенно влияет на извлекаемость углеводородов.

Объектом исследования являются минералы вторичного цемента в породах группы пластов неокома (БУ) Большехетской синеклизы, представленные аркозовыми и граувак-аркозовыми песчаниками и алевролитами песчаными.

По данным микронзондирования можно выделить некоторые особенности химического состава глинистых минералов цемента. В частности, минералы из группы гидрослюд, имеют как нормальный химический состав, так и высокожелезистый:  $\text{FeO} + \text{Fe}_2\text{O}_3$  до 25 – 35%, титанистый:  $\text{TiO}_2$  до 10 %. Следует отметить, что согласно экспериментальным данным, для титана отмечается высокая подвижность в щелочной среде [1].

В интервале глубин 3100 – 3300 м отмечаются признаки среднетемпературной пропилитизации, представленные минералами из группы эпидота [3]. Вторичные процессы наиболее интенсивно проявлены в зонах дизъюнктивных деформаций. В частности методом РЭМ выделены зоны микротрещиноватости, по которым идет образование микродрузовых кристаллических агрегатов гидрослюд, вторичного альбита и др.

В распространении данных минералов выделяется вертикальная зональность (сверху вниз): аргиллизация (каолинит) – цеолитизация (ломонтит) – альбитизация, окварцевание – ранняя стадия пропилитизации (эпидот). Кроме вышеперечисленных процессов отмечаются: хлоритизация, гидрослюдизация, карбонатизация [3]. Это соответствует классической схеме распределения фаций гидротермально-метасоматического преобразования осадочных пород в зоне начальных и средних стадий гидротермального литогенеза.

Очевидно, что некоторые минералы (группа гидрослюд, хлоритов) имеют несколько генераций в зависимости от стадий минералообразования. Данные минералы часто образуют микродрузовые агрегаты на стенках пор, что говорит о постседиментационном их происхождении.

Отмечается как частичное, так и полное замещения чешуйчатых агрегатов хлорита и гидрослюд с сохранением их кристаллографических форм Si-ми метасомами. Чешуйчатые агрегаты гидрослюд могут представлять собой практически полные псевдоморфозы кремнезема.

Так как наиболее сложной проблемой при бурении скважин и при эксплуатации месторождения является стабилизация глинистых пород, то породы, по которым развиты Na- и Si-ые метасомы, могут играть роль «жесткого каркаса» (твердость халцедона и альбита 6 – 7, когда у гидрослюда и хлорита 2 – 3) [1]. Такие породы более устойчивы к техногенным нагрузкам. При среднем уровне вторичных изменений характеризуются более высокими фильтрационными свойствами. Наиболее продуктивными являются пласты, где во вторичном цементе развиты Si-е метасомы. Глинистые минералы и метасомы кремния по-разному взаимодействуют с химическими реагентами. Чешуйчатые агрегаты хлорита и гидрослюда обладают специфическими физико-механическими и кристаллохимическими свойствами. Множество капиллярных и субкапиллярных пор приводит к значительному увеличению таких взаимосвязанных параметров, как удельная поверхность стенок пор и поровых каналов, водоудерживающая способность, содержание остаточной воды, емкость катионного обмена и др., определяющих нефтеотдачу пласта [2]. Не стоит забывать, что зоны развития вторичных глинистых минералов могут играть роль вторичных флюидоупоров, а зоны ранней стадии развития карбонат-цеолитовых и кварц-альбитовых флюидизитов – вторичных коллекторов. Следовательно, комплексные исследования вторичного цемента позволяют оптимизировать применение реагентов, как на этапе геологоразведочных работ, так и при подготовке месторождения к эксплуатации.

#### *Литература*

1. *Бетехтин А.Г.* Курс минералогии - М.: Государственное издательство геологической литературы, 1951. – 543 с.
2. *Пустовалов Л.В.* Вторичные изменения осадочных горных пород и их геологическое значение. – М.: Тр. ГИН АН СССР.1971. – 160 с.
3. Исследование эпигенетических изменений пород осадочного чехла Большехетской синеклизы термобарогеохимическими методами: отчет о НИР по договору № 32.10.040/3837 от 1 июля 2010 г. / ООО «КогалымНИПИнефть», Южный Федеральный Университет; отв. исполн. Труфанов В.Н. – Ростов-на-Дону, 2010. – 85 с.

## ГЕОЛОГО-ЛИТОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ДАНКОВО-ЛЕБЕДЯНСКОГО ГОРИЗОНТА ФАМЕНСКОГО ЯРУСА АЛЕКСЕЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.И. Гарафетдинов, И.П. Зинатуллина  
*Казанский федеральный университет, студент 4 курса ,  
almazey\_91@mail.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н. И.П. Зинатуллина

В настоящее время в Республике Татарстан добыча нефти подошла к последнему периоду разработки, связанному с истощением основных ресурсов крупных месторождений. Резервом добычи являются небольшие месторождения и локально-нефтеносные горизонты, к которым относится данково-лебедянский горизонт Алексеевского месторождения.

В региональном тектоническом плане Алексеевское месторождение приурочено к юго-восточного склону Южно-Татарского свода. Для этого региона в целом характерна сложность его тектонического строения, обусловленная особенностями геологической истории как кристаллического фундамента, так и перекрывающего фундамент осадочного чехла.

Унаследованность рельефа поверхности данково-лебедянских и заволжских отложений достаточно четко выявляется на соответствующих структурных планах в центральной части месторождения. Характерна она и для менее изученных периферийных участков месторождения.

Все поднятия, установленные по поверхности фундамента и терригенного девона, прослеживаются в рельефе поверхности данково-лебедянского горизонта. Увеличиваются их размеры (до 2.0x1.0–3.5x1.8 км), несколько уменьшаются их амплитуды (до 10–28 км) при сохранении положения в пространстве их сводов. Выполаживаются прогибы, разделяющие как террасовидные зоны, так и сами поднятия друг от друга.

Стратиграфически исследуемый данково-лебедянский горизонт относится к фаменскому ярусу верхнего девона.

В отложениях данково-лебедянского горизонта выделяются следующие продуктивные пласты-коллекторы (сверху-вниз): Ддл-5, Ддл-4, Ддл-3, Ддл-2, Ддл-1.

Вся продуктивная толща данных отложений представлена переслаиванием пористо-проницаемых прослоев и их плотных разностей.

Эти плотные разности являются непроницаемыми пачками карбонатных пород, которые служат экраном между продуктивными нефтенасыщенными пластами.

Общая толщина нефтенасыщенных пластов составляет 6,5 м–20,9 м; суммарная нефтенасыщенная толщина меняется от 0,8 м до 3,0 м; толщина эффективных нефтенасыщенных прослоев составляет 0,8 м–2,0 м.

Исследования керна данково-лебедянского горизонта вскрытого при бурении скв 6524 позволило изучить более детально литологию пород данного горизонта.

По керновым данным из скважин, пробуренных за пределами залежи, пласты сложены серыми, светло-серыми, доломитизированными известняками с редкими прослоями доломитов сульфатизированных. Породы из покрывок кавернозные, трещиноватые.

Исследования кернового материала из продуктивного горизонта под микроскопом позволили установить две структурные разности:

- Известняки кристаллические
- Известняки сгустково-комковатые

*Известняки кристаллические* более широко представлены в изучаемом разрезе. Породы преимущественно микрозернистые, сложены на 80–90% зернами кальцита размерностью 0,001–0,01 мм. Породы нередко доломитизированы, прослоями до перехода в доломиты известковистые, неравномерно сульфатизированные. Породы слабо пористые. Структура порового пространства межзерновая форма пор изометричная, размер 0,01–0,1 мм. Нередко поры залечены сульфатами и вторичным кальцитом. Примесь органогенного детрита незначительна (5–10%). Представлен он водорослями и фораминиферами сильно гранулированными. Для пород характерна микротрещиноватость. Трещины разнонаправленные, ветвящиеся, иногда затухающие со следами нефти.

*Сгустково-комковатые* известняки составляют 26,3% всех изученных образцов. На 70–75% они сложены комочками и сгустками полиморфного кальцита размером 0,1–0,2 м изометричной и овальной формы. Примесь органогенного детрита составляет 15–20 %.

Цемент (10–20%) выполнения пор, в перекристаллизованных разностях крустификационный. Структура цемента преимущественно микрозернистая, нередко разнотернистая, состав кальцитовый.

Породы слабо пористые. Структура порового пространства межформенная. Поры первичные, изометричной формы, размером

0,05–0,1 мм. Обычно они изолированы, нередко «залечены» вторичным кальцитом.

Поры трещиноваты. Трещины разнонаправленные, нередко затухающие, со следами нефти.

В целом по месторождению по лабораторным данным среднее значение пористости пород данково-лебедевского горизонта по 148 определениям составляет 3,6%, газопроницаемости –  $0,3 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

Это позволяет рассматривать карбонатные породы фаменского яруса как весьма низкопроницаемую матрицу. По-видимому, основной ёмкостью в фаменских отложениях является небольшое количество открытых пор и каверны, которые часто отмечаются в полевых описаниях, сообщающиеся между собой по открытым трещинам. В этом случае породы следует рассматривать как коллекторы трещинно-кавернового-порового типа.

## **ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ПОРОД ВЫНГАЯХИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ЕГО СВЯЗЬ С НЕФТЯМИ**

Ю.А. Дуглав, Ф.Ф. Носова, И.Н. Плотникова, Н.В. Пронин  
*Казанский (Приволжский) Федеральный университет, инженер,  
JulianaD@inbox.ru*

Научный руководитель: зав. лабораторией горючих  
ископаемых Ф.Ф. Носова

В данной работе представлены геохимические особенности состава ОВ пород Вынгаяхинского месторождения и их связь с нефтями. Были изучены 14 образцов баженовской свиты (пласт Ю0), 2 образца высюганской свиты (пласт Ю1-1), 3 образца тюменской свиты (по одному образцу каждого пласта Ю2, Ю3, Ю5), отложения нижнего отдела меловой системы ачимовская свита (пласты БП16-2 – 3 обр., БП17 – 5 обр.), а также 7 образцов нефти из продуктивных отложений Вынгаяхинского месторождения (пласты БП11-0 – 1 проба, БП11-1 – 2 пробы, БП 12 – 2 пробы, Ю1-1 – 1 проба, Ю1-2 – 1 проба).

Геохимические исследования органического вещества пород и нефтей были проведены в следующей последовательности: хлороформенная экстракция битумоидов, определение группового состава битумоида и нефти методом жидкостно-адсорбционной хроматографии, газохроматографические исследования масляных

фракций битумоида и нефти, газовая хроматомасс-спектрометрия (ГХ/МС) масляных фракций битумоида и нефти, пиролитические исследования породы методом Rock-Eval

Указанные методы в комплексе позволяют качественно оценить исследуемые НГМТ, а именно определить: 1) тип ОВ пород; 2) состав исходной органики для данного ОВ; 3) условия накопления ОВ пород; 4) степень катагенетической зрелости ОВ пород. Все это позволяет не только выявить в разрезе потенциальные НГМТ, но и определить какие из них являются нефтегазогенерирующими [1].

Отложения баженовской свиты вскрыты скважиной № 57 и №59. По биомаркерным коэффициентам  $NЧ/Ч = 0,93-1,22$ ,  $П+Ф/С17+С18=0,55-0,79$  – ОВ образцов баженовской свиты характеризуется как достаточно зрелое. По этим двум показателям четко прослеживается возрастание степени катагенеза снизу и сверху к средней части баженовской свиты. Равное распределение стеранов С27, С29 в ОВ пород баженовской свиты, наличие С30 стеранов, а также прегнанов и хейлантанов говорит о том, что исходное ОВ исследуемых отложений накапливалось преимущественно в мелководно-морских восстановительных условиях, что также подтверждается коэффициентами  $П/н-С17=0,56-0,98$  (ср. -0,78),  $Ф/н-С18=0,53-0,85$  (ср. -0,69),  $СРI=0,92-1,16$  (ср. -1),  $hC35/hC34>1$ . Параметры  $DIA/DIA+REG$ ,  $Ts/Tm$  свидетельствуют о накоплении данной органики в глинистых породах [4].

По типу органическое вещество – сапропелевое, или сапропелево-гумусовое с небольшим содержанием континентальной органики и достигло необходимого уровня зрелости для начала ГФН.

Все это говорит о том, что ОВ пород баженовской свиты вполне могло стать источником нефтей Вынгайхинского месторождения.

Были изучены 2 образца высюганской свиты, 3 образца тюменской свиты. Биомаркерные коэффициенты ОВ тюменской и васюганской свиты характеризуют условия осадконакопления ОВ данных отложений как прибрежно-морские слабо-восстановительные, наряду с этим отмечается большой привнос континентальной органики. Все это указывает на весьма низкие нефтепроизводящие свойства данных отложений.

ОВ ачимовской свиты накапливалось преимущественно в прибрежных слабо-восстановительных условиях ( $2н-С29/С28+С30=1,11-1,54$ ,  $СРI=1,06-1,41$ ,  $hC35/hC34=0,4-0,8$ , низкие значения “гаммацеранового” индекса  $GAM/HOP$ ,  $С19-С30$ ,  $С21-С22$ ). Преобладание С29 STER, наличие прегнанов и хейлантанов, низкое содержание С30 стеранов свидетельствует о значительном вкладе в



состав ОБ наземной растительности. Отложения ачимовской свиты можно отнести к потенциальным НГМТ, способным при достижении им необходимого уровня зрелости генерировать газ (учитывая гумусовый тип ОБ этих пород) [1,3].

По результатам газовой хроматографии и ГХ/ХМ исследуемые нефти катагенетически преобразованы:  $P/\Phi=1,49-1,64$ ,  $HЧ/Ч=0,91-1,13$ ,  $P+\Phi/C17+C18=0,55-0,79$ ,  $(\Sigma(C27-C31))/\Sigma(C15-C19)=0,18-0,23$ ,  $C29SSR=0,4$ ,  $C29BVA=0,5$ . Значения биомаркерных показателей  $P/n-C17=0,63-0,90$ ;  $\Phi/n-C18=0,47-0,67$ ;  $C27/C17=0,27-0,36$ ,  $2n-C29/C28+C30=1,03$ ,  $CPI=1,02$ . равная концентрация стеранов C27, C29, присутствие стеранов C30, прегнанов, и хейлантанов, низкие значения STER/PENT указывают на то, что накопление исходного ОБ данных нефтей происходило преимущественно в восстановительных условиях в зоне лагун. Из рисунка 1 видно, что по биомаркерным параметрам все исследуемые нефти имеют единый генетический тип исходного ОБ.

Все исследованные нефти имеют единый тип и достаточно преобразованы. Исходная органика для этих нефтей, в основном, представлена бактериальным материалом, накопление которого происходило в морских слабо-восстановительных или восстановительных условиях [1,4].

По пиролитическим исследованиям пород методом Rock-Eval наблюдается высокое содержание Сорг. в породах баженовской свиты (более 0,6%), которое указывает на то, что породы могут быть отнесены к нефтематеринским, ибо по генерационному потенциалу (в среднем 34,97 кг УВ/т породы), они являются хорошими и исключительно хорошими. Значения  $T_{max}=443,7$  подтверждают вступление толщи в стадию катагенеза МК1 [2].

Совокупность рассмотренных параметров указывает на то, что образцы ачимовской толщи представлены керогеном III типа и являются, скорее, бедными нефтематеринскими породами, что не позволяет рассматривать их в качестве перспективных источников генерации нефти [4].

В данной работе с целью выявления корреляционной зависимости в ряду «РОВ-нефть» была построена диаграмма по биомаркерным параметрам зрелости ОБ пород баженовской, ачимовской свит и нефтей Вынгайхинского месторождения (рис. 2) Наблюдается совпадение кривых нефти ачимовской и баженовской свит, что подтверждается и данными Rock-Eval. Как видно из рисунка 3, кривая распределения параметров баженовской свиты наиболее приближена к кривой нефти. В связи с приведенными данными можно сделать следующие основные выводы: по условиям

осадконакопления ОВ, по его типу и по степени катагенетической зрелости наблюдается хорошая корреляция ОВ нефтей с ОВ баженовской свиты [3]. Таким образом, баженовская свита может быть отнесена к нефтематеринской толще нефтей Вынгайхинского месторождения.

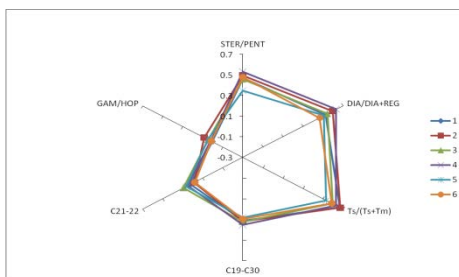


Рис.1. Тип исходного ОВ и условия осадконакопления для нефтей Вынгайхинского месторождения

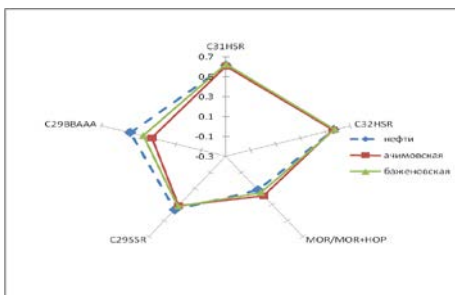


Рис. 2. Корреляция нефти и ОВ ачимовской и баженовской свит по зрелости

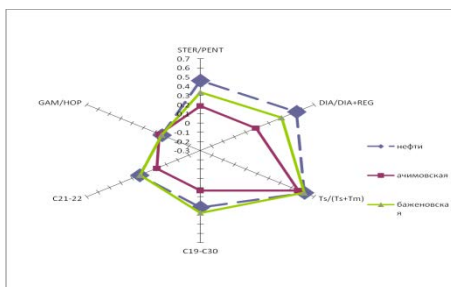


Рис. 3. Корреляция нефтей и ОВ баженовской и ачимовской свит по типу исходного ОВ и условиям осадконакопления

## Литература

1. *Соболева Е.В.* Восстановление геохимической истории нефти по составу и строению хемофоссилий. М., 2003
2. Справочник по геохимии нефти и газа. Под ред. Неручева С.Г. СПб: Недра. 1998.- 567 с
3. *Носова Ф.Ф., Пронин Н.В., Шагахметова Л.Р.* Геохимические исследования нефтей различного возраста и их корреляция с органическим веществом потенциальных нефтематеринских толщ. сб. Международной научной конференции, посвященной 170-летию со дня открытия пермской системы «Пермская система: стратиграфия, палеонтология, палеогеография, геодинамика и минеральные ресурсы». – Пермь. 5–9 сентября 2011 г. С. 279–286.
4. *Peters K.E., Moldowan J.M.* The biomarker guide. Interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments. Prentice- Hall, Inc. New Jersey, 1993.

## СТРОЕНИЕ И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ КЕЛЛОВЕЙ-ОКСФОРДСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ В КИЕВ-ЕГАНСКОЙ ЗОНЕ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

С.А. Дулуш

*Новосибирский государственный университет, студент 4 курса,  
dulush854@yandex.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., в.н.с. ИНГГ СО РАН Л.Г. Вакуленко

Келловей-оксфордские отложения, содержащие нефтегазовый горизонт Ю<sub>1</sub>, являются первоочередным объектом поисково-разведочных работ на залежи УВ на юго-востоке Западной Сибири. Бурение новых скважин и поступление свежих материалов по отдельным слабо изученным площадям позволяют дополнить и детализировать уже имеющиеся представления об обстановках их седиментации и закономерностях распространения алеврито-песчаных тел пород-коллекторов. В представленной работе рассмотрены особенности строения и обстановки формирования келловей-оксфордских отложений, вскрытых Киев-Еганскими скважинами №№211, 366 и 367, пробуренными на южном склоне Караминской мезоседловины. На территории исследования эти отложения выделены в наукаскую свиту, представленную чередованием алеврито-песчаных пластов и углисто-алеврито-глинистых пачек.

Литолого-фациальная характеристика свиты приводится по скважине №367, где она выделена по материалам ГИС в интервале 2732–2805 м, и большая часть ее охарактеризована керном (2734–2789 м). Нижняя часть (10 м) по данным ГИС сложена алеврито-

глинистыми отложениями с пластом угля и маломощным (до 2 м) алеврито-песчаным пластом. Выше вскрыт песчаный пласт (8,2 м), электрометрическая модель которого представлена отрицательной аномалией ПС блоковой формы с горизонтальной подошвенной, наклонной кровельной и слабо волнистой боковой линиями. Она характеризует песчаные тела, сформированные в русловой обстановке аллювиального комплекса. Далее в разрезе выделяется песчаный пласт (до 16 м), подстилающийся и перекрывающийся углисто-глинистыми пачками (3,7 и 2,2 м). Пласт сложен песчаниками светло-серыми, коричневато-серыми за счет слабой нефтенасыщенности, средне- и мелкозернистыми, вверху переходящими в алевролиты. Текстуры пород снизу вверх по разрезу меняются: в средне- и мелкозернистых песчаниках преобладают массивные текстуры с редкими сериями крупной косою однонаправленной и пологокосою слоистости, в алевропесчаниках и алевролитах слоистость тонкая волнистая, пологокосою, горизонтальная. Она обусловлена послойной концентрацией углефицированного растительного детрита (УРД), резе сгустков сидерита и глинистых интракластов, иногда нарушена смятиями, размывами. Формирование пласта происходило в русловой обстановке. В углисто-глинистых пачках нижние части существенно алевритовые, верхние сложены массивными аргиллитами собильными ризоидами, отпечатками папоротников и прослоями углей. Они накапливались в обстановках заболачивающейся поймы. Выше в разрезе вскрыт интервал (8,8 м) чередования алеврито-песчаных и алеврито-глинистых пачек. Первые сложены коричневато-серыми нефтенасыщенными песчаниками с эрозионной подошвой, постепенно переходящими в крупнозернистые алевролиты с неравномерной волнистой слоистостью. Вторые представлены неравномерным переслаиванием алевролитов различной зернистости и глинистости и аргиллитов. Слоистость волнистая, линзовидноволнистая, часто нарушена смятиями, биотурбацией. В более мощных прослоях аргиллиты массивные, в различной степени углистые. Обстановка формирования описанных отложений интерпретируется как пойменная равнина, в пределах которой были развиты пески разлива (кревассовые глифы). Выше вскрыта углисто-глинистая пачка (10 м), с алеврито-песчаным пластом (2 м) в нижней половине. Аргиллиты темно-серые, с различной примесью алевритового материала и буровато-черные углистые, с пластами углей. Текстура пород массивная, сменяющаяся линзовидно- и горизонтальнослоистой, нарушена смятиями, биотурбацией, размывами. Отмечаются крупные отпечатки хвощей и стеблей растений, характерны конкреции пирита. Алеврито-песчаный

пласт, с резкой эрозионной подошвой, имеет циклическое строение и общий тренд на уменьшение зернистости вверх. Текстура пород массивная, косо-, реже волнистослоистая, подчеркиваемая концентрацией УРД, сидерита, глинистого материала, иногда мелких глинистых интракластов. В верхней трети встречены единичные мелкие вертикальные ихнофоссилии *Skolithos*. Описанные углисто-глинистые отложения накапливались в обстановке маршей, а алеврито-песчаный пласт – в обстановке мелкого русла в пределах прибрежной равнины. Выше в разрезе вскрыт очень неоднородный по составу и строению интервал (7 м). В его нижней части залегает алеврито-глинистая пачка (3,1 м) с трендом на увеличение количества алевритового материала в верхней половине. Слоистость пород нечеткая, нарушенная смятиями и биотурбацией. Характерны конкреции пирита разного размера и формы, примесь УРД. Далее вскрыт про-циклит (3 м) с эрозионной подошвой и переходами песчаника мелкозернистого волнистослоистого в алевролит разнозернистый и массивный аргиллит. Характерны тектонические трещины, зеркала скольжения, увеличивающееся вверх по разрезу количество конкреций пирита. В кровле отмечен слой (0,9 м) кальцитовых септариевых конкреций. Описанный интервал разреза проинтерпретирован как отложения нижнего пляжа. Выше залегает слой сильно биотурбированных глинисто-алевритовых пород (1,2 м) мелкопятнистого облика, подстилающих песчаный пласт (2,1 м). Последний сложен алевропесчаниками глинистыми, сильно биотурбированными, с фауной двустворок, переходящими в песчаники мелко-среднезернистые массивные, реже волнистослоистые. Породы коричневато-серые, неравномерно нефтенасыщенные, в нижней половине и близ кровли кальцитизированные. Встречен глауконит, редкие мелкие выделения пирита. Описанные отложения формировались в предфронтальной зоне пляжа: песчаный пласт – в пределах подводной отмели, а подстилающая пачка – в ложбине.

Верхняя часть наунакской свиты и граница ее с перекрывающей георгиевской охарактеризованы керном в скв. № 211. Здесь над хорошо прослеживаемом во всех трех скважинах пластом угля (0,5–3 м) вскрыт песчаный пласт (17 м) с эрозионной подошвой. Песчаники светло-серые, иногда коричневатые, нефтенасыщенные, от мелко- до среднезернистых. Неравномерная косая слоистость подчеркнута глинистой примесью, слюдой, редким УРД. Угол слоистости меняется от 5 до 35°. Иногда меняется направление падения серий и видны эрозионные поверхности срезания, разделяющие их. В прикровельной части появляются уровни кальцитизации, мелкие конкреции и

послойная сыпь пирита. Описанный пласт проинтерпретирован как тело барьерного бара. Верхняя граница наунакской свиты проведена по подошве залегающей выше сильно биотурбированной алевроитопесчаной глауконитоносной барабинской пачки, состав которой существенно отличается от описанной выше части разреза.

Таким образом, в изученных разрезах прослежена смена отложений, сформированных в континентальных аллювиальных обстановках, отложениями, сформированными в пределах прибрежной равнины, лагунно-барьерного побережья и прибрежно-морской части бассейна (нижний пляж и предфронтальная зона пляжа). Установленные закономерности состава, строения и обстановок формирования келловей-оксфордских отложений на территории исследования позволяют более обоснованно выделять здесь наунакский тип разреза и прослеживать распространение нефтенасыщенных песчаных пластов.

## **ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ВЕРХНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ В ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)**

Е.Ю. Каминский

*Национальный исследовательский Томский политехнический  
университет, студент 3 курса, evgeniy-kaminskiy@mail.ru*

Научный руководитель: доцент Т.А. Гайдукова

Томская область входит в состав крупнейшего нефтедобывающего региона России, Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции, в пределах которой создана хорошо развитая промышленная инфраструктура. Нефтяная и газовая промышленность в рыночных условиях стала фундаментом для экономического развития региона.

Основным продуктивным комплексом пород являются отложения верхнеюрского возраста, которые формировались в разных фациальных условиях.

Верхнеюрские отложения Томской области формировались в разных фациальных условиях: морские, прибрежно-морские, прибрежно-континентальные и континентальные. Периодически происходила смена режимов как по площади, так и по времени.

Коллекторами в пределах Томской области являются полимиктовые песчаники васюганской свиты, сформированные в прибрежно-морской обстановке, песчаники тюменской, наунакской, куломзинской свит. Тюменская свита выделена Н.Н. Ростовцевым в 1955 г. со стратотипом в разрезе Тюменской опорной скважины. Отложения континентальные средне-нижне-юрского возраста, представленные переслаиванием сероцветных песчаников, алевролитов, аргиллитов, с прослоями углей и конгломератов, отмечено присутствие отпечатков растений. Тюменская свита делится на три отдела (нижний, средний, верхний).

Васюганскую свиту выделил в 1963 году В. Я. Шерихора из состава тюменской свиты в объеме келловей-оксфордских ярусов верхней юры в разрезе опорной Нововасюганской скважины 1. На стратиграфическом совещании в 1967 г. (Тюмень) васюганская свита была включена в стратиграфическую схему.

Васюганская свита распространена в западной части области, где открыты все основные месторождения.[1]

В направлении с запада на восток песчаный горизонт Ю<sub>1</sub> васюганской свиты переходит в песчано-глинистый наунакской свиты. Это объясняется сменой прибрежно-морской обстановки условий формирования в западной части на прибрежно-континентальную в восточном направлении. Наунакская свита утрачивает хорошие ФЕС (фильтрационно-емкостные свойства). На Парабельском мегавалу пробурено много скважин, но на каждую разбуренную площадь приходится только 1–2 продуктивных. Еще дальше на восток наунакская свита замещается глинистыми отложениями тяжинской свиты (рис. 1).

В наиболее типичных разрезах тяжинской свиты преобладают голубовато-зеленые, зеленые, бурые, буровато-красные и пятнистые глины и аргиллиты, темно-серые до черных алевролиты. Для свиты характерна неравномерная известковистость всех пород, а также вкрапления и гнезда пирита. Мощность свиты закономерно возрастает с запада и северо-запада на юго-восток от 40–60 м (соответственно на Мартовской и Вездеходной площадях) до 93–108 м (на Карбинской и Ярской площадях).

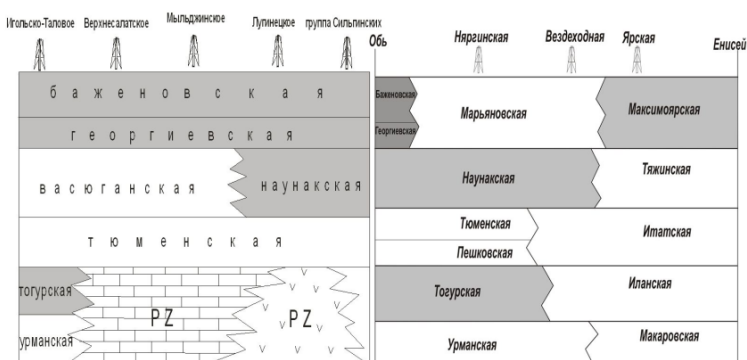


Рис. 1. Принципиальная схема замещения свит юры по латерали на территории Томской области (оттенками серого показано присутствие морских прослоев или морской генезис свит – самые темные заливки)

В том же направлении, т.е. с запада на восток, происходит выклинивание породы-покрышки баженовской свиты до 15–20 м с последующим замещением на песчано-алевролитовую марьяновскую свиту. Породы баженовской свиты впервые выделены Ф.Г. Гурари в 1959 г. как битуминозная пачка в составе марьяновской свиты.

В составе юрских отложений выделяются отложения тюменской свиты, представленные песчано-глинистыми отложениями. Коллекторские свойства юрских отложений в восточных районах Томской области разнообразны. В пределах Пайдугинского мегавала отмечается улучшение физических свойств коллекторов. Для горизонта Ю1-П характерны коллекторы II-III классов. В составе свободного газа на Лугинецком месторождении метана 85%, тяжелых углеводородов 6,6%, азота 3,9% и гелия 0,24%. Содержание тяжелых углеводородов в растворенном газе юрских вод постепенно понижается от 4–6% на Средневасюганском мегавалу до следов на Пайдугинском. Причем выявляется незначительная аномалия содержания тяжелых углеводородов на Береговой площади (до 2%).

На ряде площадей Западной Сибири установлена продуктивность баженовской свиты, представленной темно-серыми до черных плотными крепкими, а в некоторых скважинах сильно трещиноватыми аргиллитами. Иногда керн поднимается в виде шлама (т.к. породы некрепкие), сильно пропитанного керосином. [2]

Нефтенасыщенность (запах по керну) отмечается очень редко, иногда даже в пределах хорошо разбуренной и изученной площади только в одной – двух скважинах. При этом порода обладает пустотной емкостью за счет наличия трещин.



Текстурная неоднородность пород возникает в результате геохимического и структурного взаимодействия основных породообразующих компонентов пород. В местах сочленения разных по типу текстур образуются ослабленные зоны – основа емкости и проницаемости этих пород. Раскрываясь под действием тектонических напряжений, ослабленные зоны служат путями миграции нефти. Ослабленные зоны имеют тектоническую природу, а значит емкость и проницаемость коллекторов баженовской свиты – следствие разломов в фундаменте, по которым двигались горячие газы, обусловившие высокую температуру баженовской и подстилающих свит (тюменская свита на Салымском месторождении). Высокая температура – причина разъединения ослабленных зон. Эти три фактора – ослабленные зоны, разломная тектоника и температура – основа формирования коллектора.

#### *Литература*

1. *Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др.* Геология нефти и газа Западной Сибири. М., Недра, 1975. 680 с.
2. *Сурков В.С., Жеро О.Г.* Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. М., Недра, 1981. 143 с.

## **К 50-ЛЕТИЮ ОТКРЫТИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ НА ТЕРРИТОРИИ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ**

Е.Ю. Каминский

***Национальный исследовательский Томский политехнический  
университет, студент 3 курса, evgeniy-kaminskiy@mail.ru***

Научный руководитель: доцент Т.А. Гайдукова

В 2012 году исполняется 50 лет со дня открытия первой промышленной нефти на территории Томской области, которая была получена на Советском месторождении.

Крупнейшее открытие произошло в августе 1962 года: поисковая скважина, пробуренная на Соснинской площади, дала фонтан нефти. Скважина явилась первооткрывательницей и состоялось открытие первого крупного месторождения нефти в Томской области.

Планомерные геологические исследования Александровского Приобья начались в 1947–1948 гг. (постановление Правительства о бурении глубоких скважин на нефть и газ на Западно-Сибирской равнине). В 1952–1953 гг. Томская комплексная геологоразведочная экспедиция впервые на исследуемой территории проводила геологическую съемку. Важное значение в познании геологического строения верхних горизонтов мезо-кайнозойского осадочного чехла и тектоники описываемого района имело площадное и профильное структурно-поисковое бурение скважин в 1957–1958 гг. [3]

Еще в 1954 году при бурении опорной Колпашевской скважины №2 было получено первое нефтепроявление в Западной Сибири. Колпашевская опорная скважина № 2 заложена в 17 км на юго-запад от г. Колпашево, на левом берегу р. Чая, на северной окраине д. Малиновка. Нефть была получена из мелкозернистого сильно уплотненного пласта песчаника, залегающего на 10–12 м выше кровли палеозойского фундамента (интервал 2869–2860 м). Приток нефти достигал 2–3 литра в сутки. Всего в процессе опробования было отобрано 48 кг густой парафинистой нефти. Но так как испытание осуществлялось в открытом стволе скважины, до сих пор нет однозначного заключения - откуда получена нефть: или из кровли фундамента, или из подошвы осадочного чехла. [1]

За очень краткий период времени с 1954 по 1962 года были значительно усилены поисковые работы в непосредственной близости от будущего томского нефтяного гиганта – Советского месторождения.



Рис. 1. Даненберг Евгений Евгеньевич (1926-1998 гг.), Заслуженный геолог РСФСР

Первооткрывателями Советского месторождения являются Е.Е. Даненберг, О.А. Терпяк, Н.И. Пономарев. На дату открытия месторождения Е.Е. Даненберг работал старшим геологом, Н.И. Пономарев – буровым мастером Александровской нефтеразведки

Новосибирского территориального геологического управления Главного управления геологии и охраны недр при Совете Министров РСФСР. О.А. Терпеляк работал начальником сейсмопартии, проводил сейсмические работы и подготовил Соснинскую структуру для глубокого бурения.[2]

На Советском месторождении были проведены следующие виды работ: геологическая съемка, региональные геофизические исследования, колонковое профильное бурение, площадные сейсморазведочные работы и глубокое поисково-разведочное бурение.

В зимние периоды 1958–1960 гг. оконтурено Медведевское, подготовлено к глубокому бурению Соснинское и намечено Советское локальные поднятия.

Глубокое поисковое бурение на Советском месторождении начато в 1961 году. В результате бурения первой сводовой скважины № 1 из песчаников пласта Б<sub>8</sub>, приуроченного к отложениям куломзинской свиты валанжина, 16 августа 1962 года был получен промышленный фонтан нефти. Так было открыто Соснинское месторождение. В июле 1963 года было открыто Медведевское месторождение. В октябре этого же года получен фонтан нефти из скважины, пробуренной на Советском поднятии.

Автором геологических проектов на проведение поискового бурения на Медведевской и Советской площадях является Е.Е. Даненберг. В период разведки Медведевского, Советского и Соснинского месторождений Е.Е. Даненберг участвовал в обосновании и осуществлении геологических работ (поисково-разведочных) на этих месторождениях, приведших к открытию в их пределах новых залежей нефти. Позже стало известно, что пласт Б<sub>8</sub> нижнемелового возраста, вмещающий залежь нефти на трех соседних площадях имеет одинаковый водо-нефтяной контакт на а.о.–2127 м. Эти данные позволили Е.Е. Даненбергу объединить Соснинскую, Медведевскую и Советскую площади в единое нефтяное месторождение.

Е.Е. Даненберг предложил и осуществил отбор керн в интервале пласта А-1 в скважине № 20 Советской площади и в интервале пласта А-ХП в скважине № 35 Соснинской площади (из-за сложности литологического строения эти пласты по данным промыслово-геофизических исследований как нефтенасыщенные не выделялись). Получение признаков нефтенасыщенности в керне позволяло рекомендовать эти пласты к испытанию в эксплуатационной колонне, приведшие к открытию приуроченных к ним залежей нефти, причем залежь пласта А-1 на сегодняшний день

является основной разрабатываемой залежью Соснинско-Советско-Медведевского месторождения.

Было установлено, что залежь, приуроченная к пласту Б<sub>8</sub>, является единой для Советского и Соснинского поднятий, а залежь пласта А<sub>1</sub> для всех трех локальных поднятий: Соснинского, Советского и Медведевского. В связи с этим для удобства приказом по НТГУ от 11 февраля 1967 года этим трем месторождениям было присвоено единое наименование – Советское месторождение нефти.

Советское – месторождение особенное. В отличие от большинства месторождений Томской области, оно представлено не одним-двумя, а 18 нефтеносными горизонтами. Сегодня в разработке находятся 10 из них. Углеводородные запасы одних уже на исходе, другие по-прежнему изобилуют природными богатствами. Данным геологическим строением и объясняется долгая молодость Советского.

За долгую жизнь на Советском месторождении было пробурено более 1,7 тыс. скважин. Активно эксплуатируются сегодня 896.

#### *Литература*

1. Биджаков В.И. Главные геологи нефтегазового комплекса Томской области. Томск, издательство «Красное знамя», 2007 г. 688 с.
2. Васильев Б.Д., Гайдукова Т.А., Черняева Е.И. и др. Школа первооткрывателей. Томск, издательство «СТТ», 2001 г. 615 с.
3. Отчет Александровской нефтеразведки за 1962 год.

## **МЕТОДИКА, ПЕРВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИЗУЧЕНИЯ СТРОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ СПОСОБОМ ГЕОМЕТРИЧЕСКОЙ КОРРЕЛЯЦИИ (НА ПРИМЕРЕ ШЕРШНЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)**

Н.С. Кривощекова

*Пермский государственный национальный исследовательский  
университет, студент 3 курса, Natasha5910@rambler.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент В.П. Ожгибесов

Геометризация недр является методикой графического моделирования и неотъемлемым элементом рациональной разведки и разработки месторождений полезных ископаемых, “устанавливающая важное значение геометрического элемента как спутника всех явлений, наблюдаемых в земной коре” [4].

Для применения метода выбрано Шершнёвское месторождение, расположенное в Усольском районе Пермского края. Месторождение приурочено к поднятию, расположенному на юго-западном участке Березниковского палеоплато во внутренней части бортовой зоны Камско-Кинельской системы впадин. В качестве примера интерпретации данных были выбраны рифогенные структуры фаменско-турнейской залежи нефти.

Построены две структурные карты кровли фаменско-турнейской залежи нефти по состоянию на 2005 и 2009 гг. с использованием компьютерных технологий, в том числе программы Surfer 9 (рис. 1).

Далее на полученных картах размещаем квадратную сеть точек, из которых прочерчиваются градиенты (нормали) к изолиниям в направлении возрастания функции. Выбор величины ячейки зависит от того, насколько подробно требуется изучить территорию (рис. 1).

Следующий этап – наложение карт градиентов 2005 и 2009 гг. С помощью транспортира измерены углы между градиентами, которые записаны в узлах сетки. Из анализа карт следует, что часть градиентов меняют своё направление. Это связано с изменением конфигурации изогипс, в соответствии с которыми меняются и нормали в сторону возрастания или уменьшения функции. Градиенты выявляют участки несовпадения структурных планов (рис. 2а).

Карты коэффициентов корреляции строятся по значениям косинусов углов между градиентами. По вычисленным результатам получаем карту несовпадения структурных планов кровли по данным на 2009 и 2005 гг. (рис. 2б).

Коэффициент корреляции изменяется от  $-1$  до  $1$ . Чем ближе к  $1$ , тем больше совпадение, что соответствует конкордантному соотношению полей (совпадение изолиний двух карт с одинаковыми значениями), отрицательное – антикордантному (противоположное направление), а нулевое – дискордантному (отсутствие совпадений) [3].

Анализ карт коэффициентов корреляции позволяет выявить участки, на которых за истекший период времени (с 2005 по 2009 гг.) не появилось новых данных об изменении представления о конфигурации структурного плана залежи, а также такие участки представление о строении которых существенно изменилось.

Для выявления общей закономерности изменения исследуемой величины и устранения её местных нехарактерных отклонений проводят усреднение или сглаживание. Наиболее простой способ сглаживания – с помощью “скользящего окна” (рис. 3).

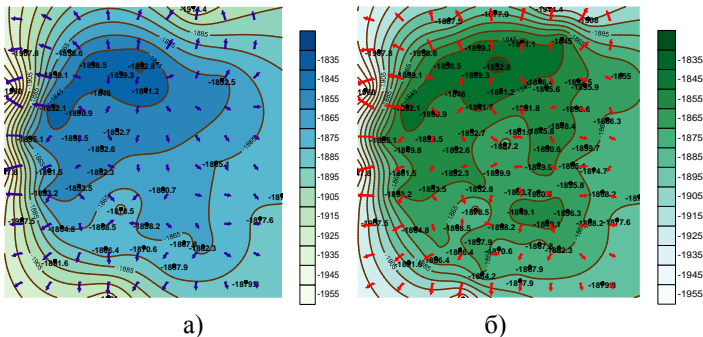


Рис. 1. Карты градиентов структурного плана кровли фаменско-турнейской залежи нефти на 2005 г. (а) и 2009 г. (б)

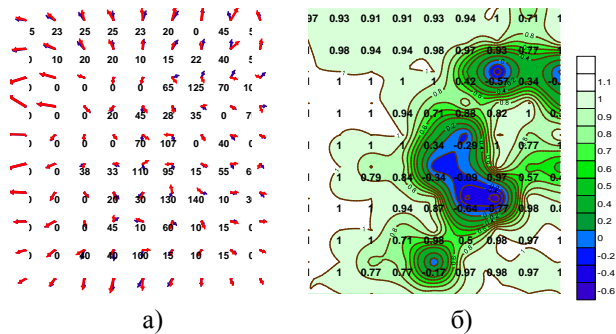


Рис. 2. Схема углов между градиентами (а); карта коэффициентов корреляции (б)

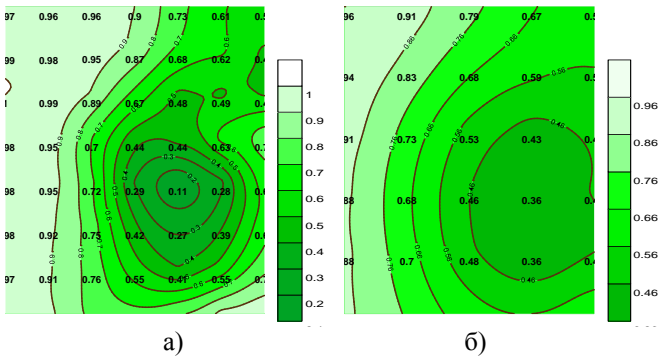


Рис. 3. Карта корреляции при увеличении окна в 4 раза (а); карта корреляции при увеличении окна в 16 раз (б)

В зависимости от размера окна могут выявляться закономерности различного порядка. Величину окна выбирают исходя из характера исследуемой величины и требуемой точности. Сглаживание окном малого размера (рис. 3а) не устраняет влияния случайных отклонений, а при большом размере (рис. 3б) – теряются данные.

Применение скользящего окна позволяет сократить время и средства на выявление участков с наибольшими изменениями изучаемого признака. В нашем случае – структурных планов по кровле фаменско-турнейской залежи нефти. Участки стабилизации признаков указывают на повышенную степень сходства модели структурного плана с “реальной” формой кровли изучаемой залежи.

Разработанная методика позволяет: 1) получать информацию о степени изученности строения месторождения без бурения дополнительных скважин; 2) наметить участки, данных о которых недостаточно и участки бурения дополнительных скважин, необходимых для построения качественной пространственной модели месторождения, а, следовательно, и для уточнения запасов нефти; 3) установить момент в хронологии бурения скважин в процессе доразведки, после которого выявление принципиально новой информации маловероятно, что позволяет сократить материальные затраты; 4) создать алгоритм автоматизированной обработки информации на ЭВМ.

#### *Литература*

1. Букринский В.А. Геометризация недр.– М.: Изд-во МГУ, 2004. – 333 с.
2. Губина А.И. Геофизические методы стратиграфической корреляции. – Пермь, 2010. – 201 с.
3. Мяжков В.Ф. Геохимический метод парагенетического анализа руд. – М.: Недра, 1984. – 126 с.
4. Трофимов А.А. Основы горной геометрии. М., Изд-во МГУ, 1980 г., 224 с.

# ИСТОРИЯ ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ОСТАНИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

С.С. Кузьмин

*Новосибирский государственный национальный исследовательский университет, студент 4 курса, kuzmin1991@gmail.com*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Л.М. Калинина

В юго-восточных районах Западной Сибири большая часть месторождений нефти и газа сконцентрирована в верхнеюрских антиклинальных ловушках [2]. При проведении поисковых работ на нефть и газ одной из основных задач, стоящих перед сейсморазведкой, является выделение перспективных структур.

Настоящая работа, выполненная на базе комплексной интерпретации материалов сейсморазведки и глубокого бурения, посвящена анализу влияния тектонических процессов на формирование Останинского месторождения.

Исследуемый район находится на юго-западе Томской области в пределах Пудинского нефтегазоносного района Васюганской нефтегазоносной области. В тектоническом отношении месторождения приурочены к одноименным локальным поднятиям, осложняющим Юбилейное куполовидное поднятие [3]. Поднятия представляют собой антиклинальные складки по подошве баженовской свиты. Нефтяные и газовые залежи выявлены в палеозойских корях выветривания, в проницаемых пластах Ю<sub>1</sub>, Ю<sub>3</sub> и Ю<sub>4</sub>. Основная залежь приурочена к горизонту Ю<sub>1</sub> васюганской свиты и контролируется крупным локальным поднятием [1].

В основу исследований были положены сейсмические временные разрезы МОГТ в объеме 844 км и данные глубокого бурения по 29 скважинам. Для восстановления условий формирования месторождений были использованы основные принципы сейсмостратиграфического, палеоструктурного и палеотектонического анализов.

В интерпретационном пакете W-seis откоррелированы отражающие горизонты, отвечающие границам основных сейсмогеологических комплексов. В рамках проведенных исследований построены структурные карты по основным отражающим горизонтам: Ф<sub>2</sub> – подошва осадочного чехла, П<sup>а</sup> – кровля юрского комплекса (подошва баженовской свиты), Ш – кошайская пачка алымской свиты (нижний мел, апт), IV – кузнецовская свита (верхний мел, турон). Также были построены карты толщин



сейсмических мегакомплексов. Сейсмические реперы приурочены к трансгрессивным глинистым пачкам, сформировавшимся в условиях тектонического покоя. Эти пачки характеризуются выдержанными мощностями и широко распространены на огромных территориях Западно-Сибирского бассейна и могут быть приняты за поверхности выравнивания. Восстановление истории тектонического развития основано на анализе изменения толщин мегакомплексов на площади.

В рамках данной работы были построены карты толщин юрского, волжско-нижнеаптского, верхнеапт-туронского и коньяк-кайнозойского мегакомплексов (рис. 1-4).

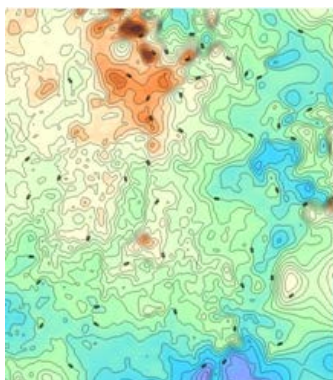


Рис. 1. Карта толщин юрского комплекса

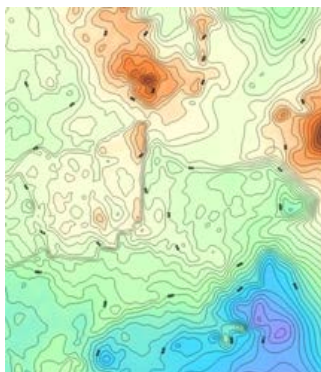


Рис. 2. Карта толщин волжско-нижнеаптского комплекса

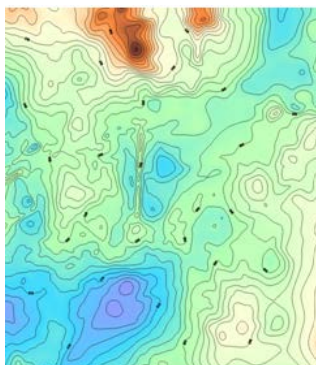


Рис. 3. Карта толщин верхнеапт-туронского комплекса

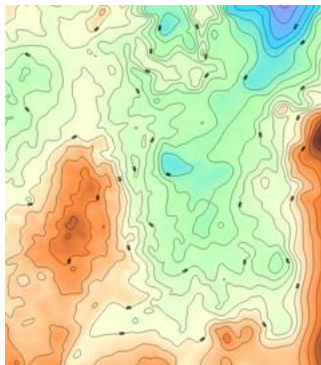


Рис. 4. Карта толщин коньяк-кайнозойского комплекса

Исходя из анализа карты юрских отложений (рис. 1), можно отметить, что палеорельеф во время формирования баженовской свиты был очень схож с современным структурно-тектоническим строением исследуемой территории. Во время формирования волжско-аптских отложений (рис. 2) эпицентр прогибания был расположен на юго-востоке района, но уже в апт-туронское время (рис. 3) произошло его смещение на юго-запад. В то же время, северная часть территории в волжско-туронское время испытывала устойчивое поднятие. В посттуронское время (рис. 4) направленность тектонических движений сменилась на противоположную – эпицентр прогибания сместился на север, а вся южная часть испытывала поднятие. Этот этап является ключевым в истории тектонического развития, так как именно в это время произошло объединение локальных структур Останинской площади в более крупную антиклинальную структуру, определившую современный облик Останинского нефтегазового месторождения.

#### *Литература*

1. *Иванов И.А.* Месторождения нефти и газа Томской области. Томск-Новосибирск. 2002.
2. *Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К.* Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975. 680 с.
3. *Конторович В.А.* Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002.- 253с.

## **ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРЫ АНОМАЛЬНО ВЯЗКИХ НЕФТЕЙ УФИМСКОГО КОМПЛЕКСА ВЕРХНЕ- КАРМАЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ИХ СВОЙСТВА**

Е.Т. Куклина, Р.Ф. Вафин

*Казанский (Приволжский) федеральный университет,  
студент 3 курса, e\_kuklina\_391@mail.ru*

Научный руководитель: ассистент Р.Ф. Вафин

В пермских отложениях Республики Татарстан (РТ) и прилегающих районов соседних областей, тектонически совпадающих с центральной частью Волго-Уральской антеклизы, широкое развитие имеют сверхвязкие нефти (СВН), издавна называемые природными битумами. В РТ выявлено более 450 скоплений СВН [2]. Все они связаны с продуктивными терригенными и карбонатными отложениями

казанского, уфимского и нижнепермского комплексов, залегающими на глубинах до 300–400 м.

Целью работы является изучение пород – коллекторов СВН уфимского терригенного комплекса и закономерностей изменения их фильтрационно-емкостных и других свойств на примере Верхне-Кармальского месторождения на основе минералого-литологического и петрофизического изучения кернового материала и геофизических исследований скважин.

По макро- и микроскопическому описанию керна разрез уфимского терригенного комплекса месторождения преимущественно сложен песчаниками с редкими маломощными прослоями алевролитов, известняков, глин и мергелей. В гранулометрическом составе песчаников резко доминирует фракция 0,25–0,1 мм. Содержание последней в породе составляет 51,5–84,0% (в среднем 66,2%), в редких случаях опускаясь ниже. Это позволило отнести нефтесодержащие породы толщи к классу песчаников мелкозернистых.

Коллекторские свойства пород продуктивной толщи изменяются в широких пределах: пористость пород от 0,9 до 38,7% (в среднем 20,3%), карбонатность от 0 до 46,5% (в среднем 11,7%), плотность минералогическая от 2,2 до 3,5% (в среднем 2,6%), битумонасыщенность от 0 до 15,5% (в среднем 4,1% масс.). По данным Р.Х. Муслимова и др. [1, 3] к достоверной части нефтеносного (битумоносного) потенциала следует относить ресурсы и запасы с содержанием сверхвязкой нефти (природного битума) в породе по лабораторным анализам не менее 4% к весу (массе) породы, в связи с чем в данной работе используется нефтенасыщенность (битумонасыщенность) весовая.

В пределах кондиционных параметров продуктивного пласта (мощность более 3,0 м, содержание битумов более 4,5%) средние значения этих свойств несколько улучшаются: пористость 24,6%, карбонатность 3,6%, плотность минералогическая 2,6%, битумонасыщенность 8,3%.

По степени битумонасыщенности выделяются песчаники сильно битумонасыщенные (с содержанием битума более 7 вес.%), средне битумонасыщенные (3–7%) и слабо битумонасыщенные (менее 3%). Породы с сильной и частично средней насыщенностью обладают массивной текстурой. В средне и слабо насыщенных породах выделяются грубо слоистая, полосчатая, пятнистая, пятнисто-полосчатая, линзовидная и крапленая текстуры. Однако в целом на Верхне-Кармальском месторождении породы с содержанием битумов более 4,5% составляют немногим более 30% разреза. Сильно битумонасыщенные песчаники занимают в разрезе 17,2%, средне битумонасыщенные – 16,1%. Таким

образом, месторождение представлено преимущественно слабо битумонасыщенными песчаниками.

Для более глубокого изучения коллекторских свойств были исследованы следующие корреляционные зависимости: открытая пористость-проницаемость по газу, карбонатность-пористость, пористость-битумонасыщенность.

Так, существует хорошая прямая зависимость (коэффициент корреляции 0,6031) между пористостью и проницаемостью по газу (параллельной напластованию), а также четкая обратная зависимость между карбонатностью и пористостью (коэффициент корреляции – 0,6629). Наиболее тесная положительная корреляционная связь устанавливается в паре пористость–нефтенасыщенность массовая (коэффициент корреляции 0,6986). Данная корреляционная связь свидетельствует о приуроченности концентраций СВН к высокопористым и проницаемым породам.

Корреляционный анализ с использованием параметров открытой пористости, нефтенасыщенности (битумонасыщенности) весовой и карбонатности позволил определить кондиции продуктивных пород. Высоко продуктивными коллекторами являются породы III класса с пористостью более 21,5%, нефтенасыщенностью массовой более 4% и карбонатностью менее 11%. Породы II класса являются средне продуктивными, I класса – низко продуктивными.

Разработанные кондиционные значения дают возможность выделять зоны коллекторов различной продуктивности в объеме нефтяной залежи, а так же могут быть использованы при подсчете запасов СВН Верхне-Кармальского месторождения.

#### *Литература*

1. Вафин Р.Ф., Валеева Р.Д. Особенности реперных границ месторождений аномально вязких нефтей Татарстана по данным ГИС и керна // Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов: материалы межрегиональной научно-практической конференции. Ухта, УГТУ, 2010. 69-73.
2. Зарипов А.Т. Разработка залежей высоковязких нефтей в Республике Татарстан // Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и природных битумов: материалы региональной научно-практической конференции. Ухта, УГТУ, 2009. 33-39.
3. Сурмашев Р.Р., Вафин Р.Ф., Галимов А.Х., Ахметшин А.З. Обзор основных геологических критериев формирования залежей природных битумов и высоковязких нефтей Волго-Уральской нефтегазобитумоносной провинции // Казанская геологическая школа и ее роль в развитии геологической науки в России: Труды международной научно-практической конференции. Казань, Изд-во НПО Репер, 2009. 629-631.

# **ИССЛЕДОВАНИЕ ВЕРХНЕТУРНЕЙСКИХ НЕФТЕЙ НОВО-ЕЛХОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ МЕТОДОМ ГАЗОВОЙ ХРОМАТОГРАФИИ С ЦЕЛЬЮ ВЫЯВЛЕНИЯ ИХ СВЯЗИ С ОРГАНИЧЕСКИМ ВЕЩЕСТВОМ ПОРОД ДОМАНИКОВОГО ГОРИЗОНТА**

Л.И. Минлигалиева

*Казанский (Приволжский) федеральный университет,  
студент 4 курса, landish.91@mail.ru*

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Н.Г. Нургалиева

Объектом исследования являются пробы нефти верхнетурнейского подъяруса Ново-Елховского месторождения.

Целью данных исследований являются геохимическое изучение нефтей верхнетурнейского подъяруса и выявление корреляционной связи с нефтематеринскими отложениями семилукского (доманикового) горизонта.

Данные исследования способствуют научно обоснованному геологическому поиску нефтяных и газовых месторождений; появляется возможность прогнозировать качественный состав ожидаемых скоплений углеводородов.

В задачи работы входило определение: 1) условий осадконакопления исходного ОВ нефтей; 2) первичного типа (генезиса) ОВ; 3) степени катагенетической превращенности ОВ, а также 4) сопоставление результатов исследований (данные по исходному ОВ нефтей) с предполагаемой нефтематеринской толщей – отложения доманикового горизонта верхнего девона.

Современные господствующие взгляды о происхождении нефти опираются на осадочно-миграционную теорию, в основе которой лежат представления об образовании углеводородов из органического вещества пород. Развитию теории происхождения нефти способствовало выявление основных условий образования УВ в процессе литогенеза: захоронение оптимального количества органического вещества в осадке, минимальное окисление органического вещества в процессе седиментации, благоприятные для образования углеводородов и их предшественников окислительно-восстановительные условия в толще осадка.

Таким образом, существует зависимость между химико-физическим составом нефти и генезисом исходного для нее органического вещества.

Использование геохимических методов исследования позволяет получать информацию для суждения о первичном генетическом типе ОВ, степени его катагенетической превращенности.

На основании данных о групповом составе нефти проводится предварительное определение его генетического типа. Так, в сапропелевом ОВ отношение масла-смолы всегда выше, чем в гумусовом. Количество асфальтенов в сапропелевом ОВ на порядок ниже чем в гумусовом. Проведенные исследования нефтей методом жидкостно-адсорбционной хроматографии позволяют утверждать, что исходным ОВ для них послужила сапропелевая органика.

Следующий этап – исследование углеводородного состава масляной фракции нефтей методом газовой хроматографии. Газовая хроматография относится к так называемым гибридным методам исследования, сочетающим разделение сложных смесей веществ с идентификацией и определением содержания каждого компонента.

По хроматограммам мы можем видеть, что *n*-алканы C<sub>10</sub>-C<sub>20</sub> заметно преобладают над *n*-алканами C<sub>21</sub>-C<sub>30</sub>, что также свидетельствует о ОВ морского происхождения и катагенетической зрелости ОВ. Образование большего числа алканов низкого молекулярного веса в результате созревания вызывает сдвиг максимума на кривой распределения *n*-алканов в область более низкомолекулярных соединений.

Низкие значения отношения высоко- к низкомолекулярным *n*-алканам ( $K_{вн} = \sum_{н}(C_{27}-C_{31})/\sum_{н}(C_{15}-C_{19}) = 0,3224 \div 0,5910$ ) свидетельствуют об исходном сапропелевом ОВ, т.е. о преобладании доли низшей растительности в органическом материале.

Коэффициенты нечетности НЧ, рассчитанные в двух вариантах – по всей сумме *n*-алканов от *n*-C<sub>15</sub> до *n*-C<sub>34</sub> (НЧ<sub>1</sub>) и в виде  $2n-C_{29}/n-C_{28}+n-C_{30}$  (НЧ<sub>2</sub>), близки к единице. Это говорит о равной доле наземной и морской растительности, но с учетом предыдущих выводов, скорее всего данный результат вызван биодegradацией.

Коэффициент нечетности в высокомолекулярной области СРІ (Carbon Preference Index) представляет собой весовое отношение нечетных гомологов к четным. Этот показатель также приблизительно равен единице. Отсутствие значительного преобладания нечетных молекул является следствием катагенеза. В главной зоне генерации нефти образуется много новых алканов со слабым преобладанием нечетных, что приводит к постепенному выравниванию концентраций четных и нечетных гомологов в результате разбавления первоначальных молекул новообразующимися.

Отношение изопреноидов пристана и фитана ( $P/F=0,7\div 0,81$ ,  $K_i=P+F/n-C_{17}+n-C_{18}=0,64\div 0,67$ ) свидетельствует о следующем ходе событий. В восстановительных условиях осадконакопления фатильный радикал хлорофилла растений и стенок бактериальной клетки перешел в спирт фитол, восстановление которого привело к образованию значительного количества фитана ( $C_{20}H_{42}$ ). Таким образом, источником нефти послужило морское ОВ.

Для идентификации материнских толщ мы сравнили данные хроматографического анализа нефтей (3 пробы. Черепетский и Кизеловский горизонты. Ново-Елховское месторождение) и данные геохимического исследования хлороформенных синбитумоидов доманиковых отложений западного склона Южно-Татарского свода (табл.).

Таблица

|          | Хроматографические показатели |                 |                 |                |                 |                         |  |
|----------|-------------------------------|-----------------|-----------------|----------------|-----------------|-------------------------|--|
|          | П/Ф                           | НЧ <sub>1</sub> | НЧ <sub>2</sub> | K <sub>i</sub> | K <sub>вн</sub> | Ф/<br>н-С <sub>18</sub> | н-С <sub>27</sub> /<br>н-С <sub>17</sub> |
| Нефть    | 0,70-<br>0,81                 | 0,96-<br>1,08   | 0,98-<br>1,06   | 0,64-<br>0,67  | 0,32-<br>0,59   | 0,77-<br>0,81           | 0,41-0,53                                |
| Битумоид | 0,1-<br>0,68                  | 0,90-<br>1,16   | 0,51-<br>1,24   | 0,70-<br>3,39  | 0,31-<br>6,8    | 0,75-<br>3,81           | 0,23-2,53                                |

По таблице мы видим, что значения хроматографических показателей нефтей и битумоида близки. Во всех без исключения образцах как битумоидов, так и нефти отношения  $F/n-C_{18}$  больше значений отношения  $P/n-C_{17}$ , отношение  $P/F$  менее 1. Очевидно повышенное содержание фитана в составе изопреноидов, обусловленное большей ролью микрофитопланктона в составе исходного ОВ. Значительные вариации хроматографических показателей доманиковых синбитумоидов говорят о том, что условия накопления ОВ, его генетические особенности были довольно дифференцированы. Но в целом роль наземного растительного материала понижена [1].

Исходя из вышеизложенных фактов можно предполагать генетическую связь нефтей верхнетурнейского подъяруса с органическим веществом доманикитов верхнего девона на Ново-Елховском месторождении.

## *Литература*

*И. Каюкова Г.П., Романов Г.В., Лукьянова Р.К., Шарипова Н.С.* «Органическая геохимия осадочной толщи и фундамента территории Татарстана» – М.: ГЭОС, 2009. 487 с.

# **ПАЛЕОГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ТАЛАХСКОГО ГОРИЗОНТА НА ТЕРРИТОРИИ ЮГО-ЗАПАДНОЙ ЯКУТИИ**

Р.В. Полянский

*Всероссийский нефтяной научно-исследовательский  
геологоразведочный институт, магистр 2 года обучения,  
Polyanskiy\_Rom@mail.ru*

Научный руководитель: д.г.-м.н. А.М. Жарков

С исчерпанием фонда антиклинальных структур, проблема поиска и разведки неантиклинальных и комбинированных ловушек нефти и газа становится актуальной. Такие ловушки целиком или частично обусловлены палеорельефом (связаны с рифами, барами, палеоруслуями, подводными конусами выноса, пляжами, дюнами, и др.). При поиске ловушек данных типов одним из главных факторов указывающих на перспективность коррелянтных горизонтов (формирование которых происходило под воздействием изучаемого рельефа) на рассматриваемом участке является благоприятная палеогеоморфологическая ситуация (наличие перегибов, возвышенностей, террас и др.) [1-3]. При палеогеоморфологических реконструкциях важным является выбор изохронной (в геологическом масштабе времени) поверхности древнего рельефа. В разрезе осадочных отложений такие поверхности приурочены к границам раздела в толще горных пород, отмеченные стратиграфическим или угловым несогласием.

На территории юго-западной Якутии в вендско-кембрийском региональном мегарезервуаре [4] талахский горизонт, подошва которого приурочена к региональному несогласию, является одним из наиболее значимых в нефтегазоносном отношении. Однако вопросу его формированию с точки зрения палеогеоморфологии не уделялось должного внимания, поэтому данная работа представляет интерес.

Для изучения палеогеоморфологических особенностей формирования талахского горизонта использовались материалы



сейсмического изучения (МОВ ОГТ) юго-западной Якутии, данные каротажа и описание керна более чем 500 глубоких скважин.

Методика палеогеоморфологических реконструкций включала:

- Построение карты изопахит между поверхностями подошвы талахского горизонта и кровлей талахской свиты;
- Изучение лито-фациальных особенностей пород слагающих и перекрывающих палеорельеф;
- Установление морфогенетических типов палеорельефа;
- Построение палеогеоморфологической карты.

При анализе поверхности на которой формировался талахский горизонт, было установлено следующее: на суше рельеф был представлен полого возвышающимся-равнинным с незначительными углами склона, который в среднем составлял 0,5 градуса. Максимальные значение рельефа над уровнем соответствующего морского бассейна составляло 250 метров на останцовой возвышенности и -1250 метров на дне глубоководной впадины на востоке. Рельеф осложнен возвышенностями, являющимися останцами древних складчатых сооружений, а также обширно развитыми низменными равнинами (денудационными по генезису). Берега в основном с отмелым реже приглубым профилем. Последние имели значительные уклоны подводного берегового склона, достигающего двенадцати градусов, с преимущественным развитием на нем абразионных процессов, отмелые характеризуются малыми углами подводного берегового склона, с преобладанием процессов аккумуляции материала. Рельеф дна морского бассейна представлял собой шельфовую и глубоководно-шельфовую часть палеобассейна. Тщательно анализируя форму береговой линии, характер изменения рельефа морского дна были выделены возможные зоны развития: баров, пересыпей, песчаных кос, конусов выноса, томболо. На глубоководной части шельфа рельеф полого-понижающийся, осложнен террасами, впадинами и узко-вытянутыми в плане каналами. Среди аккумулятивных форм здесь можно выделить лишь конуса выноса и (данные формы приурочены к террасам, впадинам). Снос материала к террасам, впадинам осуществлялся по выделенным каналам сноса, которые часто представляют собой выработанные в палеорельефе каналы, с расположенных поблизости возвышенностей (останцовых возвышенностей).

Применив к построенной карте метод аналогии и актуализма, были выделены перспективные в нефтегазоносном отношении объекты (те, где палеогеоморфологическая ситуация была благоприятной для накопления песчаников с улучшенными

коллекторскими свойствами) – например перегибы, поднятия морского, где терригенный материал хорошо промывался от глинистых отложений (например в выделенных зонах развития баровых тел, каналов). Также благоприятным является наличие террас, впадин с приуроченными к ним узко-вытянутым в плане каналами, по которым могла происходить транспортировка терригенного материала. Одна из таких впадин (в районе скважин 561, 572 Тас-Юряхских и др.) частично разбурена, и из исследуемого горизонта получены притоки нефти и газа.

Подводя итог можно сказать, что улучшенными коллекторскими свойствами будут обладать песчаники формирования которых происходило в условиях активной гидродинамики с качественным перемывом осадка (зоны перегибов морского дна на палеошельфе), в зонах активного сноса терригенного материала по каналам сноса и аккумуляцией этого материала, как в самих каналах, так и в приуроченных к ним впадинам и террасам. Благоприятная палеогеоморфологическая ситуация является важным критерием перспективности продуктивного горизонта в нефтегазовом отношении.

#### *Литература*

1. Горелов С.К., Проничева М.В., Савинова Г.Н. Палеогеоморфологические условия формирования неантиклинальных ловушек нефти и газа на территории СССР, Геоморфология 1982 №2/ стр. 31 – 41.
2. Нейман В.Б. Теория и методика палеотектонического анализа Москва, 1984 г. 80 с.
3. Полянский Р.В. Моделирование формирования и прогноз нефтегазоносности ботубинского горизонта на территории Якутии. Сборник материалов II международной конференции молодых ученых и специалистов. Санкт-Петербург, ВНИГРИ 2011 г. с. 202-208.
4. Шемин Г.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (непско-ботубинская, байкитская антеклизы и катангская седловина), Новосибирск: СО РАН, 2007 г. 466 с.

# ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ НЕФТЕГАЗМАТЕРИНСКИХ ТОЛЩ ЮРСКОГО ВОЗРАСТА

Н.В. Пронин, Ф.Ф. Носова  
*Казанский федеральный университет,  
Институт геологии и нефтегазовых технологий, ассистент,  
nikita.oilgeol@mail.ru*

Для объективной оценки перспектив нефтегазоносности различных территорий необходимо выявить в недрах Земли наряду с хорошими коллекторами и флюидоупорами нефтегазоматеринские толщи (НГМТ), которые способны были в геологическом прошлом генерировать нефтяные углеводороды (УВ). В юрском комплексе пород на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции содержится несколько потенциальных НГМТ, исследование которых позволит оценить их вклад в формирование месторождений нефти и газа.

Основой для выполнения данной работы стали геохимические исследования образцов высокоуглеродистых пород из трех отделов юрского возраста – нижнего (котухтинская свита – 4 обр.), среднего (тюменская свита – 1обр.) и верхнего (васюганская – 3 обр., георгиевская – 2 обр., баженовская – 17 обр. свиты).

Комплексное геохимическое изучение ОВ этих образцов включало: хлороформенную экстракцию битумоидов, определение группового и элементного состава, газовую хроматографию (ГХ) и газовую хроматомасс-спектрометрию (ГХ/МС).

В результате проведенных геохимических исследований были определены различные биомаркеры (унаследованные от организмов биомолекулы или их опознаваемые фрагменты), которые позволили дать характеристику каждой исследуемой НГМТ.

Котухтинская свита. Согласно биомаркерным коэффициентам  $НЧ/Ч=0,96-1,22$ ,  $П+Ф/С17+С18=0,29-0,53$  ОВ этой свиты характеризуется как достаточно зрелое. По значениям показателей:  $П/н-С17=0,39-0,71$ ,  $Ф/н-С18=0,37$  и  $С27/С17=0,27$  исходное ОВ накапливалось преимущественно в прибрежно-морских слабо-восстановительных условиях с привносом континентальной органики. С увеличением глубины зрелость ОВ котухтинской свиты возрастает. По типу ОВ – гумусовое ( $\Sigma(C27 - C31)/\Sigma(C15 - C19)=0,26-0,90$ ).

Анализ результатов ГХ/МС во многом подтверждают ранее сделанные выводы по ГХ. Значения коэффициентов:  $hC35/hC34=0,59-0,79$ ,  $GAM/HOP=0,03-0,08$  и  $(C19-C30)=0,83-0,93$  указывают на морские слабо-восстановительные условия накопления. По терпановым и стерановым параметрам зрелости:  $(C29SSR=0,39-0,54$ ,  $C29BBA=0,56-0,67$ ,  $C31HSR=0,47-0,64$ ,  $C32HSR=0,54-0,72)$  – степень катагенеза ОБ достаточно высокая. Исходя из анализа ГХ/МС данных наблюдается четкое увеличение преобразованности ОБ с глубиной.

Тюменская свита. По результатам газовой хроматографии ОБ пород тюменской свиты находится в зоне высокой зрелости ( $П/Ф=2,3$ ;  $НЧ/Ч=1,04$ ;  $П+Ф/C17+C18=0,78$ ). Согласно значениям биомаркерных показателей:  $П/н-C17=1,30$ ;  $Ф/н-C18=0,41$ ;  $C27/C17=1,43$  накопление ОБ происходило в прибрежно-морских слабо-восстановительных условиях с привносом большего количества наземной растительности. По типу ОБ – гумусовое ( $\Sigma(C27 - C31)/\Sigma(C15 - C19)=0,90$ ).

Значения коэффициентов  $hC35/hC34=0,43$  и  $C19-C30=0,31$  указывают на пресноводные слабо-восстановительные условия осадконакопления. Параметры зрелости по терпанам и по стеранам ( $C29SSR=0,39$ ,  $C29BBA=0,56$ ,  $C31HSR=0,63$ ,  $C32HSR=0,56$ ) характеризуют данное ОБ как достаточно зрелое.

Васюганская свита. ОБ пород катагенетически слабо преобразовано:  $НЧ/Ч=1,41$ ,  $П+Ф/C17+C18=0,84$ . По значениям биомаркерных показателей:  $П/н-C17=1,06$ ;  $Ф/н-C18=0,63$ ;  $C27/C17=0,29$  его накопление происходило преимущественно в лагунных (озерно-дельтовых) слабо-восстановительных условиях с привносом континентальной органики. Коэффициент  $CPI=2,21$  подтверждает сделанный вывод о слабо-восстановительных условиях накопления. Тип ОБ – гумусовый ( $C27/C17=1,06$ ).

По значению коэффициента  $hC35/hC34=0,56$  можно судить о существовании окислительных условий осадконакопления данного ОБ. Значения хейлтантового индекса ( $C19 - C30=0,52 - 0,64$ ) и коэффициента  $C27/C29STER=0,85-1,10$  указывают на морские условия накопления. Значения параметров зрелости по терпанам и по стеранам: ( $C29SSR=0,40$ ,  $C29BBA=0,49$ ,  $C31HSR=0,61$ ,  $C32HSR=0,57$ ) говорят об умеренной преобразованности ОБ исследуемых отложений.

Георгиевская свита. По результатам газовой хроматографии исследуемое ОБ георгиевской свиты находится в зоне умеренной зрелости ( $П/Ф=0,76-1,24$ ;  $НЧ/Ч=0,96-1,10$ ;  $П/н-C17=0,46-0,54$ ;  $Ф/н-C18=0,55-1,00$ ). Согласно значениям биомаркерных показателей:  $П/н-C17=0,46-0,54$ ;  $Ф/н-C18=0,55-1,00$ ;  $C27/C17=0,08-0,19$  ОБ

накапливалось преимущественно в мелководно-морских сильно-восстановительных условиях. По типу ОВ относится к сапропелевому ( $\Sigma(C27 - C31)/\Sigma(C15 - C19)=0,07-0,12$ ), исходным для которого был материал планктонно-водорослевого состава.

Высокое содержание стеранов и присутствие  $C_{30}$ STER позволяет определить тип исходного ОВ как смешанный - бактериально-водорослевый. По обилию  $C_{30}$ STER в исследованных образцах и значениям коэффициента  $hC35/hC34=1,24-1,26$  можно судить о морском генезисе исходного ОВ. Параметры зрелости по терпанам и по стеранам: ( $C29SSR=0,22-0,41$ ,  $C29BBAA=0,47$ ,  $C31HSR=0,63-0,64$ ,  $C32HSR=0,55-0,59$ ) указывают на достаточно высокую зрелость ОВ.

Баженовская свита. По данным газовой хроматографии ОВ исследуемых пород находится в зоне умеренной зрелости ( $П/Ф=0,94-1,29$ ;  $НЧ/Ч = 0,98-1,02$ ;  $П+Ф/C17+C18=0,47-0,62$ ). Согласно значениям биомаркерных показателей:  $П/н-C17=0,44-0,60$ ;  $Ф/н-C18=0,46-0,66$ ;  $C27/C17=0,11-0,24$  исследуемое ОВ накапливалось преимущественно в мелководно-морских восстановительных условиях. С глубиной наблюдается некоторое увеличение коэффициента  $C27/C17=0,30-0,32$ . Это указывает на наличие континентальной органики, что подтверждается повышенными значениями показателя  $\Sigma(C27-C31)/\Sigma(C15-C19)=0,20-0,23$ . По значениям параметра  $C27/C17=0,11-0,24$  тип ОВ - сапропелевый. Коэффициенты  $2н-C29/C28+C30=0,94-1,40$ ,  $СРI=0,84-0,99$  указывают на восстановительные условия осадконакопления.

Высокое содержание стеранов ( $STER/PENT=0,45-0,61$ ) и присутствие  $C_{30}$ STER позволяет отнести исходное ОВ к смешанному - бактериально-водорослевому типу. Показатель  $hC35/hC34$  в исследуемом ОВ изменяется в интервале  $0,78-1,17$ , что наряду со значениями хейлантового индекса  $(C19 - C30)=0,43-0,83$  говорит о накоплении в морских восстановительных условиях. По параметрам зрелости ОВ баженовской свиты имеет достаточно высокую преобразованность: ( $C29SSR=0,26-0,48$ ,  $C29BBAA=0,33-0,56$ ,  $C31HSR=0,57-0,68$ ).

Итак, в результате проведенных комплексных геохимических исследований в пределах исследуемого района было выявлено несколько толщ, которые могли участвовать в формировании месторождений нефти и газа. Однако выявленные геохимические особенности ОВ изученных отложений позволяют отнести к нефтепроизводящим только георгиевскую и баженовскую свиты верхнего отдела юрской системы.

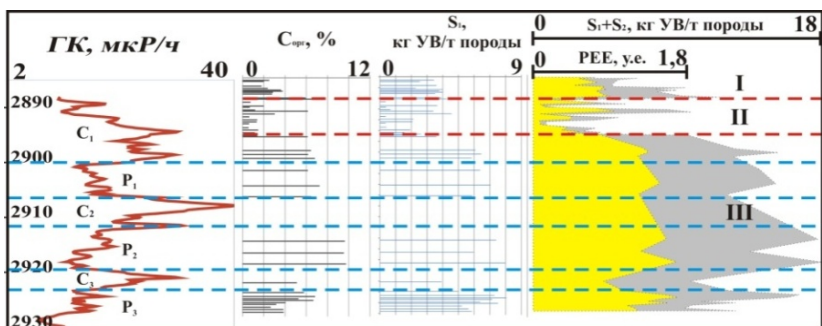
# СТРАТИФИКАЦИЯ РАЗРЕЗА БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ПО ДАННЫМ ГАММА-КАРОТАЖА И ПИРОЛИЗА (НА ПРИМЕРЕ СКВ. 312 САЛЫМСКОЙ ПЛОЩАДИ)

М.С. Пушкарев, А.А. Дешин, В.Н. Подурапу

*Новосибирский государственный национальный исследовательский университет, аспирант 2 года обучения, pushkarevms@yandex.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент В.А. Казаненков

Уже первые результаты анализа кернового материала Салымского месторождения позволили заключить, что баженовская свита, несмотря на достаточно однообразный внешний вид, характеризуется значительными вариациями вещественного состава, как по площади, так и по разрезу. Детальное расчленение баженовской свиты на пачки по данным гамма-каротажа предложено В.В. Хабаровым, О.М. Нелепченко и Т.В. Первухиной [4]. Авторами выделено шесть литостратиграфических пачек (сверху вниз):  $C_1$ ,  $P_1$ ,  $C_2$ ,  $P_2$ ,  $C_3$  и  $P_3$ . Каждая из пачек  $C$  и  $P$  составляет седиментационный комплекс геологических тел, который обладает рядом устойчивых свойств. Так пачки  $C_1$  и  $C_2$  характеризуются повышенными битуминозностью и естественной радиоактивностью, а пачки  $P_2$  и  $P_3$ , наоборот, представлены слабо битуминозными породами с пониженной радиоактивностью [3]. В скв. 312 Салымской площади в разрезе баженовской свиты по данным ГК достаточно уверенно выделяются все шесть пачек (рис. 1).



Стратификация разреза:

I --- по пироллизу

$C_i$  --- по гамма-каротажу

Рис. 1. Дифференциация разреза баженовской свиты по геохимическим и геофизическим критериям в скв. Салымская 312

Максимальная мощность у кровельной пачки  $C_1$ , минимальная – у подошвенной  $C_3$ . Максимальные значения ГК приурочены к пачке  $C_2$ , минимальные отмечаются в пачке  $P_2$ . Отчетливая дифференциация разреза по показателю естественной радиоактивности по мнению В.В. Хабарова с коллегами свидетельствует о резкой цикличности смены геохимической обстановки в Салымском районе в позднеюрское время [3].

Геохимическое исследование баженовской свиты в скв. Салымская 312 проводилось Э.М. Галимовым с коллегами [1]. Всего было проанализировано 45 образцов, достаточно неравномерно отобранных по разрезу. Так пачка  $C_1$  охарактеризована 29 образцами, а в пачке  $C_2$  не выполнено ни одного анализа. Концентрация органического вещества неодинакова в разных интервалах исследованного разреза баженовской свиты, она изменяется от 0,58 до 9,70%. По этому показателю Э.М. Галимов с соавторами выделяют три интервала. Верхние 3,5 м, примыкающие к кровле (интервал I, глубина залегания 2884,6–2888,1 м), имеют среднее значение  $C_{орг}$   $3,52 \pm 1,78\%$ . Затем следует интервал II, соответствующий глубинам 2888,40–2894,70 м. Здесь содержания органического вещества умеренные, средняя величина  $C_{орг}$  составляет  $1,55 \pm 1,41\%$ . Основная 30-метровая часть разреза от 2895,0 до 2927,49 м отнесена к интервалу III и характеризуется достаточно высоким содержанием органического вещества: средняя величина  $C_{орг}$  равна  $6,16 \pm 2,00\%$  [1]. Предложенные Э.М. Галимовым с коллегами интервалы не коррелируют с пачками, выделяемыми по каротажу. Наоборот, интервалы локальных минимумов по ГК (пачки  $P_1$  и  $P_2$ ) характеризуются повышенными для изучаемого разреза средними концентрациями  $C_{орг}$  6,6 и 9,6% соответственно.

Свободные углеводороды, содержание которых в породе характеризуется величиной параметра  $S_1$ , также обнаруживают неравномерное распределение по разрезу баженовской свиты. В интервале I значение  $S_1$  составляет  $3,53 \pm 0,64$  кг УВ/т породы; в интервале II –  $1,75 \pm 1,35$  кг УВ/т породы, а в основной части разреза параметр  $S_1$  равен  $6,23 \pm 1,20$  кг УВ/т породы. Повышенные средние значения данного параметра отмечены в пачках  $P_1$ ,  $P_2$  и  $P_3$ : 6,4, 7,1 и 6,5 кг УВ/т породы соответственно.

Н.В. Лопатиным с коллегами в качестве геохимических критериев для дифференциации разреза баженовской свиты были предложены полный углеводородный потенциал ( $S_1+S_2$ ) и показатель эмиграции нефти (РЕЕ), равный отношению измеренного значения  $S_1$  к порогу эмиграции нефти – 4,7 кг УВ/т породы [2]. На основе этих

параметров в изучаемом разрезе уверенно выделяются интервалы, ранее предложенные в работе [1]. При этом интервал III характеризуется превосходным нефтегенерационным потенциалом (более 10 кг УВ/т породы), в то время как два других – хорошим. Максимальные значения полного нефтегенерационного потенциала приурочены к пачке P<sub>2</sub>. Интервал III также уверенно выделяется по значениям РЕЕ, превышающим 1.

Таким образом в изученном разрезе отмечается инверсия свойств пачек, выделяемых по каротажу: максимальные концентрации органического углерода определены в пачках P<sub>1</sub> и P<sub>2</sub>, полный генерационный потенциал достигает максимальных значений в пачках P<sub>2</sub> и P<sub>3</sub>, в то время как минимальные содержания C<sub>орг</sub> и свободных углеводородов встречены в средней части пачки С<sub>1</sub>. Инверсия свойств пачек, вероятно, связана с процессами генерации и миграции углеводородов, существенно влияющих на распределение пиролитических характеристик по разрезу. Ряд признаков указывает на то, что в данном разрезе шли активная генерация и перераспределение углеводородов. Температуры максимального выхода углеводородов также свидетельствуют о том, что пик нефтеобразования был пройден [1].

#### *Литература*

1. Галимов Э.М., Лопатин Н.В., Эспиталье Ж. Нефтематеринские свойства баженовской свиты на Салымской площади Западной Сибири // Геохимия, 1988, № 4. С. 467–478.
2. Лопатин Н.В., Емец Т.П., Симоненкова О.И., Эрбен Ж.П. Баженовская нефтяная генерационно-аккумуляционная система на западе Хантейскойантеклизы // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений, 1998, №5. С. 2–27.
3. Хабаров В.В., Нелепченко О.М., Волков Е.Н. и др. Уран, калий и торий в битуминозных породах баженовской свиты Западной Сибири // Советская геология, 1980, № 10. С. 94–105.
4. Хабаров В.В., Нелепченко О.М., Первухина Т.В. Выделение проницаемых интервалов в породах баженовской свиты Салымского нефтяного месторождения //Геология нефти и газа, 1978, №8. С. 15–18.



## ОСОБЕННОСТИ НЕФТЕПРОЯВЛЕНИЙ И КАРОТАЖНЫЕ ПРИЗНАКИ ПРОДУКТИВНЫХ ИНТЕРВАЛОВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ В ПРИОБСКОМ И САЛЫМСКОМ НГР

М.С. Пушкарев, В.Н. Подурару, А.А. Дешин  
*Новосибирский государственный национальный исследовательский  
университет, аспирант 2 года обучения, pushkarevms@yandex.ru*  
Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент В.А. Казаненков

В настоящее время район концентрации месторождений с залежами нефти в баженовской свите находится в западной части Западно-Сибирской НГП, в его пределах выделяются такие крупные зоны, как Салымско-Приразломная в центральной части Салымского НГР и Маслиховско-Ай-Пимская в северо-восточной части Приобского НГР. Однако распределение нефтеносности в пределах каждой из этих зон свидетельствует о крайне неравномерном развитии коллекторов, а промышленные притоки отмечаются лишь на отдельных локальных участках.

Анализ результатов испытаний баженовской свиты в Салымско-Приразломной и Маслиховско-Ай-Пимской зонах позволил заключить, что при незначительном изменении глубин залегания на данной территории существенно варьируют пластовые температуры. Салымско-Приразломная зона в целом характеризуется более высокими температурами – от 75 до 132 °С. К зоне максимальных температур, расположенной между Западно-Лемпинским и Малосалымским локальными поднятиями и вдоль западного склона последнего, тяготеют наиболее легкие нефти плотностью от 0,77 г/см<sup>3</sup>. На восток и запад в сторону Правдинской и Шапшинской площадей плотность нефтей возрастает до 0,88–0,95 г/см<sup>3</sup> [3].

В Маслиховско-Ай-Пимской зоне диапазон изменения пластовых температур шире – от 60 °С (скв. Маслиховская, 31) до 162 °С (скв. Южно-Камынская, 3237 Р, глубина 3000 м) [5]. Однако пластовые температуры большей части месторождений находятся в пределах 80–120 °С: от 86–98 °С в северной и центральной частях зоны (Ай-Пимское, Биттемское месторождения), повышаясь на юго-запад до 105 °С (Западно-Камынское месторождение), на юг до 104 °С (Сахалинское) и на восток до 101 °С (Маслиховское месторождение) [5]. Плотности нефти из баженовской свиты варьируют меньше, чем в Салымско-Приразломной зоне, от 0,85 до 0,88 г/см<sup>3</sup> [2].

Мощность баженовской свиты в Салымско-Приразломной зоне является максимальной для всей площади ее развития и варьирует в пределах 30–40 м. В Маслиховско-Ай-Пимской зоне мощность несколько меньше. Продуктивность баженовской свиты не связана с толщиной пласта. На Маслиховском месторождении промышленные притоки нефти были получены при толщинах баженовской свиты, не превышающих 20 м [5].

В большинстве случаев отмечается уверенная прямая зависимость дебита нефти от пластовой температуры. В Салымско-Приразломной зоне продуктивность баженовской свиты значительно выше в сравнении с Маслиховско-Ай-Пимской. Максимальные фонтанные дебиты на Салымском месторождении по некоторым данным достигали 700 и более м<sup>3</sup>/сут, в то время как на Ай-Пимском месторождении максимальный начальный дебит составил 63 м<sup>3</sup>/сут (скв. 4012Р). В целом баженовская свита в Маслиховско-Ай-Пимской зоне характеризуется невысокими дебитами, средние значения которых от 2–3 до 10 м<sup>3</sup>/сут.

В некоторых скважинах Салымской площади получены притоки газа до 15900 м<sup>3</sup>/сут, которые в большинстве случаев также прямо пропорционально зависят от пластовой температуры. Возможность образования газа в баженовской свите подтверждается данными пиролиза. В скважинах, давших притоки газа, баженовская свита характеризуется повышенными температурами максимального выхода углеводородов, которые указывают на прохождение пика нефтеобразования.

Отмечается неявная связь между фонтанированием скважин и аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД), хотя известны случаи фонтанирования с гидростатическим давлением [5]. На Лемпинском участке Салымского свода пластовые давления находятся в пределах 37–49 МПа, что соответствует коэффициентам аномальности 1,3–1,7 [1]. В Маслиховско-Ай-Пимской зоне диапазон изменения пластовых давлений 37–43 МПа, коэффициенты аномальности составляют 1,3–1,5.

Анализ структурного положения высокодебитных скважин не выявил признаков структурного контроля. Однако приуроченность продуктивных участков баженовской свиты к зонам тектонической напряженности неоднократно отмечалась целым рядом исследователей. Так, по мнению специалистов ИГиРГИ высокопродуктивные зоны в баженовской свите чаще всего приурочены к участкам увеличения угла падения пород на крыльях структур в присводовых частях [6].

Данные ГИС и результаты исследования керна баженовской свиты позволили заключить, что в Салымско-Приразломной зоне развит преимущественно кремнистый тип разреза, в то время как в Маслиховско-Ай-Пимской – существенно карбонатный. Так, в скв. 50П Биттемского месторождения коллектором является кристаллический известняк с системой пересекающихся трещин и пористостью от 3 до 8%. Тип коллектора определен как трещиновато-кавернозный. Коллектор характеризуется аномально высокими электрическими сопротивлениями на кривой БК, низкой естественной радиоактивностью и большой амплитудой отклонения линии глин на кривой ПС [4]. Отрицательная аномалия ПС в разрезе баженовской свиты многими авторами однозначно связывается с зонами разуплотнения – трещинными коллекторами.

Методы интенсификации притока оказались эффективными лишь для небольшого числа скважин исследуемой территории. Так, на Ай-Пимском месторождении в ряде скважин удалось повысить приток нефти из баженовской свиты в несколько раз методом ГРП, максимальный приток после операции достигал 364 м<sup>3</sup>/сут в скв. 4034Р [5].

#### *Литература*

1. Лопатин Н.В., Емец Т.П., Симоненкова О.И., Эрбен Ж.П. Баженовская нефтяная генерационно-аккумуляционная система на западе Хантейской антеклизы // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений, 1998, №5. С. 2–27.
2. Лопатин Н.В., Кос И.М., Емец Т.П. Баженовская нефтяная система в зоне сочленения Сургутского и Нялинского сводов Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений, 2000, №1. С. 18–37.
3. Нестеров И.И., Ушатинский И.Н., Мальхин А.Я. и др. Нефтегазоносность глинистых пород Западной Сибири. Москва, Недра, 1987, 256 с.
4. Усманов И.Ш., Трофимова Е.Н., Дякина А.В., Карлов А.М. Нефтенасыщенные известняки баженовской свиты Сургутского района // Нефтяное хозяйство, 2005, №12. С. 19–25.
5. Федоров В.Н., Шецуков А.И., Мешков В.М. Гидродинамические свойства баженовской свиты // Нефтяное хозяйство, 2001, №9. С. 86–92.
6. Халимов Э.М., Колесникова Н.В., Морозова М.Н. Оценка экономической эффективности освоения запасов нефти в баженовской свите // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2004, №4. С. 71–79.

# ИЗМЕНЕНИЕ СОСТАВА ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА В РАЗРЕЗЕ ГОЛЬЧИХИНСКОЙ СВИТЫ (ЗАПАДНАЯ ЧАСТЬ ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО РЕГИОНАЛЬНОГО ПРОГИБА)

А.П. Родченко

*Новосибирский государственный университет, магистр 1 года  
обучения, alexandra-rodchenko@yandex.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н. Н.С. Ким

В связи с открытием в мезозойских отложениях Енисей-Хатангского регионального прогиба уникальных газонефтяных месторождений Ванкорской группы возникла необходимость в уточнении прогноза нефтегазоносности. Для этого современными геохимическими методами (газожидкостная хроматография и хромато-масс-спектрометрия насыщенной фракции битумоидов) были изучены образцы из гольчихинской свиты – возрастного аналога баженовской свиты, являющейся главным генератором нефти в осадочном чехле Западно-Сибирского бассейна. Нижняя часть разреза гольчихинской свиты, охарактеризована 9 образцами из скв. Нанадянская-310 (интервал 3423–3440 м) и Паютская-1 (3316–3367 м), верхняя – 9 образцами из скв. Пеляткинская-15 (3127–3151 м) и Ушаковская-1 (3072–3169 м).

Концентрации органического углерода в породах нижней части свиты изменяются от 0,63 до 1,60% на породу и в среднем составляют 1,04% на породу. В двух аргиллитах из скв. Паютская-1 содержание  $C_{орг}$  (0,53 и 0,78% на породу) ниже кларковых значений. Результаты пиролитического анализа образцов показали низкий генерационный потенциал органического вещества (ОВ). Значения водородного индекса варьируют от 44 до 110 мг УВ/г  $C_{орг}$ , что позволяет отнести ОВ к террагенному типу [4].

В верхней части разреза гольчихинской свиты пробы характеризуются повышенным содержанием  $C_{орг}$  – от 1,09 до 4,07% на породу (среднее значение 2,07% на породу). Водородный индекс в этих образцах изменяется от 116 до 335 мг УВ/г  $C_{орг}$  (среднее значение 233 мг УВ/г  $C_{орг}$ ), что указывает на вклад в исходное ОВ аквагенной составляющей [4].

По составу углеводов-биомаркеров битумоиды гольчихинской свиты разделяются на две группы. Для первой группы, в которую входят образцы из скв. Паютская-1 и Нанадянская-310, состав биомаркеров указывает на связь ОВ с липидами высшей наземной растительности. ОВ второй группы, включающей образцы из

скв. Пеляткинская-15 и Ушаковская-1, содержит значительную долю аквагенной составляющей.

Для битумоидов первой группы характерно резкое преобладание этилхолестанов  $C_{29}$  среди стерановых гомологов  $C_{27}$ - $C_{29}$  (значения отношения  $C_{29}/C_{27}$  изменяются от 2,29 до 3,83). Среди трицикланов в максимальных концентрациях присутствуют углеводороды  $C_{19}$ - $C_{21}$ . Значения трицикланового индекса  $I_{TC} = 2(C_{19} + C_{20}) / (C_{23} + C_{24} + C_{25} + C_{26})$ , предложенного А.Э. Конторовичем [2], больше единицы (3,93–13,20).

Концентрации стеранов состава  $C_{27}$ ,  $C_{28}$ ,  $C_{29}$  в аквагенных битумоидах второй группы примерно равные ( $C_{29}/C_{27} = 1,04$ – $1,11$ ). Для образцов этой группы отмечается преобладание трицикланов состава  $C_{21}$ ,  $C_{23}$ . Значения трицикланового индекса меньше единицы и варьируют от 0,66 до 0,98, что характерно для аквагенного типа ОБ.

В битумоидах гольчихинской свиты аквагенного генезиса преобладают низкомолекулярные *n*-алканы состава  $C_{17}$ - $C_{19}$  (среднее значение отношения  $n-C_{27}/n-C_{17} < 0,60$ ), что указывает на планктонно-водорослевый типа исходного ОБ. Образцы с террагенным ОБ характеризуются преобладанием среди *n*-алканов углеводородов  $C_{17}$ - $C_{19}$  или широковершинным максимумом в области  $C_{17}$ - $C_{25}$ . В одном образце гольчихинской свиты из скв. Нанадянская-310 (3423 м) в максимальных концентрациях присутствуют *n*-алканов  $C_{22}$ - $C_{23}$ , что указывает на доминирующую роль в исходном ОБ высшей наземной растительности. Смещение максимальных концентраций *n*-алканов в низкомолекулярную область может быть объяснено смешанным характером исходного ОБ или катагенезом террагенного ОБ [3].

Было установлено, что ОБ изученных битумоидов накапливалось в субокислительных фациальных условиях. Среди ациклических изопреноидов пристан превалирует над фитаном (усредненное значение отношения  $Pg/Ph$  равно 2,31, при разбросе от 1,42 до 3,25). Концентрация гомогопана  $C_{35}$  ниже, чем гомогопана  $C_{34}$  (значения отношения  $C_{35}/C_{34}$  варьируют от 0,31 до 0,43). Отмечается присутствие диагопана  $C_{30}$ . Считается, что источник диагопана продуцируется бактериями в глинистых осадках, отлагавшихся в окислительных условиях [5].

Молекулярные параметры указывают на то, что ОБ уже вступило в главную зону нефтеобразования. Значения коэффициента нечетности в области *n*-алканов состава  $C_{24}$ - $C_{34}$ , близки к единице (меньше 1,18). Отношение между новообразованными изостеранами и биостераном  $C_{29}$  ( $K$ ) для образцов гольчихинской свиты из скв. Нанадянская-310 и Паютская-1 изменяется от 3,43 до 5,80, что

характерно для зрелого ОБ [3]. Для аквагенных битумоидов гольчихинской свиты значения коэффициента К в целом меньше или близки к 3 (среднее 2,81), что соответствует началу главной зоны нефтеобразования [3]. Отношение трисноргопана и триснорнеогопана ( $T_s/T_m$ ) изменяется от 0,41 до 2,66, и достигает максимальных значений (3,08-3,99) в образцах из скв. Нанадянская-310. Пиролитический показатель катагенеза  $T_{max}$  изменяется от 442-450 °С, т.е. ОБ пород уже вступило в главную зону нефтеобразования.

Таким образом, на основании геологических разбивок скважин по данным ГИС и проведенных геохимических исследований можно сделать вывод о гетерогенности гольчихинской свиты, формировавшейся в прибрежно-морской обстановке. Нижняя часть свиты (образцы из скв. Нанадянская-310 и Паютская-1), содержащая ОБ террагенного типа, образовывалась в условиях поступления в осадок липидов высшей наземной растительности. Верхняя часть свиты с аквагенным составом ОБ (образцы из скв. Пеляткинская-15 и Ушаковская-1), вероятно формировалась на большем удалении от суши и пополнялась преимущественно остатками планктонно- и бактериогенной природы.

Гончаров и др. [1], на основании геохимических исследований образцов из скв. Ванкорская-1, Хикиглинская-1 и Туколадо-Вадинская-320, выделили в средней части яновстанской свиты (возрастной аналог верхней части гольчихинской свиты) интервал, мощностью около 60 м, обогащенный ОБ и характеризующийся повышенными значениями водородного индекса, что наряду с данными полученными в настоящей работе подтверждает гетерогенный характер аналогов баженовской свиты.

Работа выполнена при поддержке гранта МК-4893.2012.5.

#### *Литература*

1. Гончаров И.В., Кринин В.А., Самойленко В.В. и др. К вопросу о генерационном потенциале яновстанской свиты северо-востока Западной Сибири // Материалы VII международной конференции «Химия нефти и газа». Томск, Изд-во Института оптики атмосферы СО РАН, 2009. С 26–30.
2. Конторович А.Э., Бахтуров С.Ф., Башарин А.К. и др. Разновозрастные очаги нефтидообразования и нефтидонакопления на Северо-Азиатском кратоне // Геология и геофизика. Новосибирск, Изд-во СО РАН, 1999. С.1676–1693.
3. Петров А.А. Углеводороды нефти. М., Наука, 1984. 263 с.
4. Туссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. М. Мир, 1981. 501 с.
5. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The biomarker guide. 2<sup>nd</sup> ed. NY., Cambridge University Press, 2005. 1115 p.

# ТАЗОВСКАЯ ГУБА КАК КВАЗИГРАБЕН И ЕЁ (ЕГО) ВОЗМОЖНАЯ РОЛЬ В РАСПРЕДЕЛЕНИИ ВЫЯВЛЕННЫХ ТИПОВ ЛОВУШЕК И ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ТЕРРИТОРИИ СЕВЕРНЫХ ОБЛАСТЕЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

А.А. Самохин

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука  
СО РАН, м.н.с., artjom.samokhin@gmail.com*

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Ю.Н. Карогодин

Территория Западной-Сибири (ЗС) является уникальной в плане нефтегазоносности и такие открытые супергиганские месторождения углеводородов (УВ) как Уренгойское, Ямбургское и др. подтверждают это. Однако нельзя игнорировать тот факт, что уровень добычи УВ в настоящее время неуклонно падает. В этой связи важен ввод в эксплуатацию новых месторождений УВ, поэтому внимание многих исследователей и производителей устремилось на еще не достаточно детально исследованные области. Речь идет о северных областях ЗС. Среди прочих к таковым относятся открытые месторождения УВ в пределах акваторий Обской и Тазовских губ. В данной статье предлагается уделить внимание Тазовской губе и месторождениям находящимися в её пределах.

Выполненный автором ранее анализ описания строения сеноманских и нижележащих залежей в целом по территории северных и арктических областей ЗС с целью установить пространственные закономерности размещения определенного типа ловушек и связанных с ними залежей УВ среди прочего позволил сделать следующий вывод: месторождения с дизъюнктивными нарушениями залежей УВ (с тектонически экранированными залежами, со структурными ловушками с доминирующим дизъюнктивным фактором их образования) находятся либо по берегам, либо частично в самой акватории Тазовской губы [1]. С юго-востока на северо-запад, это следующие месторождения: Тазовское, Северо-Уренгойское, Находкинское, Восточно-Минховское, Семаковское, Парусовое и Северо-Парусовое (рис. 1).

Подобные особенности были отмечены ранее и другими геологами-исследователями, так Л.В. Строганов и В.А. Скоробогатов [2] отмечают, что в Обской и Тазовской губах, геоморфологически (и палеогеологически) представляющих собой зоны длительных



Рис. 1. Систематика и прогноз распределение определенных типов ловушек сеноманских и нижележащих залежей УВ северных и арктических областей Западной Сибири

**Пояснение к условным обозначениям карты:** 1 - 2 – Границы: 1 - Ямало-Ненецкого автономного округа, 2 - Нефтегазоносных областей, 3 - Названия нефтегазоносных областей, 4 - Губы рек: 1 - Байдарцкая, 2 - Обская, 3 - Тазовская, 4 - Гыданская, 5 - 11 – Месторождения (с указанием: типа ловушек по доминирующему фактору образования / типа залежей с выделением характера их экранирования), 5 - 8 (залежи в сеномане отсутствуют); 5 - структурные, пликативные / массивные, сводовые (-/-), 6 - структурные, дизъюнктивные / -/- с элементами тектонического экранирования, 7 - структурные, пликативные; среди нижележащих залежей выявлены структурные, дизъюнктивные и неструктурные, литологические / -/- и пластово-массивные, среди нижележащих залежей выявлены пластовые, массивные, сводовые с элементами их литологического и тектонического экранирования, 8 - структурные, пликативные с предполагаемым влиянием дизъюнктивного фактора на их образования / -/- и пластово-массивные с предполагаемыми элементами тектонического экранирования, 9 - 11 (залежи в сеномане отсутствуют): 9 - структурные, пликативные; неструктурные, литологические / пластовые, сводовые, с элементами их литологического экранирования, 10 - структурные, дизъюнктивные; неструктурные, литологические / пластовые, массивные, сводовые с элементами их литологического и тектонического экранирования, 11 - структурные, пликативные; неструктурные, литологические с предполагаемым влиянием дизъюнктивного фактора на их образования / пластовые, сводовые, с элементами их литологического экранирования с предполагаемыми элементами тектонического экранирования, 12 - область, связанная с предполагаемым платформенным грабеном - «квизиграбеном» (Тазовской губой)



устойчивых погружений, развиты пологие, сравнительно малоамплитудные ловушки по кровле сеномана, нарушенные, рядом разноамплитудных разломов (север Тазовской губы).

Преследуя цель объяснить данную закономерность, автором было выдвинуто следующее предположение: не является ли Тазовская губа, платформенным грабеном, только с менее выраженной морфологией, но с повышенной тектонической активностью по сравнению с остальной территорией плиты. Как известно губы рек формируются в этапы трансгрессий, фиксируя ингрессивные фазы. Воды наступающего, трансгрессирующего моря в первую очередь проникают в долины рек, впадающих в него, связанные с прогибами различной тектонической природы, в том числе так или иначе унаследованными грабенообразными прогибами.

Акватория Тазовской губы пока ещё недостаточно изучена, чтобы уверенно утверждать её непосредственную связь с типичным платформенным грабеном. Но для предположения есть основания. В таком случае данная структура могла оказывать и оказывает влияние на образование и строение залежей на месторождениях УВ находящихся рядом и непосредственно в её пределах, это касается как вышеупомянутых месторождений, так и месторождений на которых подобных нарушений не выявлено, они были отнесены к группе месторождений с прогнозируемыми дизъюнктивными нарушениями (рис. 1).

#### *Литература*

1. *Самохин А.А.* Ловушки сеноманских газовых залежей на севере Западной Сибири (типы и прогноз размещения), Электронный научный журнал «Нефтегазовая геология. Теория и практика», Выпуск №2 (апрель-июнь), Том 6, - 2011. [http://www.ngtp.ru/rub/4/18\\_2011.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/18_2011.pdf)
2. *Строганов Л.В., Скоробогатов В.А.* Газы и нефти ранней генерации Западной Сибири - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», - 2004. – 415 с.

## **ПРИМЕНЕНИЕ ТЕРМИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ ПОРОД ПЛАСТОВ А<sub>2</sub> И А<sub>3</sub> ВЕРЕЙСКОГО ГОРИЗОНТА**

А.А. Саринов, В.А. Лагутаев

*Самарский государственный технический университет,  
студенты 2 курса, alsar93@mail.ru*

Научные руководители: к.г.-м.н., доцент В.В. Гусев,  
к.х.н. Е.Э. Татарина

В результате проведенных литолого-фациальных исследований авторами работы [1] были выделены два типа разрезов по преобладающим в них горным породам и построена схема корреляции между скважинами.

Целью данной работы было уточнение минерального состава пород пластов А<sub>2</sub> и А<sub>3</sub> верейского горизонта, вскрытых этими скважинами, с помощью дифференциального термического (ДТА) и рентгенофазового анализа (РФА), для получения дополнительной информации о продуктивных коллекторах и корректировки интервалов опробования.

В качестве образцов для проведения данной работы был использован шлам, отобранный при бурении скважин на одном из нефтяных месторождений Самарской области, расположенном в центральной части Жигулевского свода.

ДТА проводили с помощью дериватографа Q-1500D "МOM". Для ряда исходных образцов и их остатков, после нагревания, был применен РФА, с использованием рентгеновского дифрактометра "ARL X'TRA".

В результате проделанной работы было установлено, что изученные образцы имеют полиминеральный состав. Состоят образцы в основном из кальцита, в качестве аксессуарных минералов содержат пирит, доломит, глинистые минералы и следы нефти.

Поскольку образцы для исследований готовились из шлама скважин, буримых на нефть, представляло интерес рассмотрение на кривых ДТА эффектов, отвечающих термическим превращениям нефти и битума. Было отмечено, что эти эффекты проявляются только на дериватограммах, образцы для которых готовили из шлама нефтенасыщенного по данным ГТИ. Для образцов, предположительно нефтенасыщенных по данным ГИС эффекты в вышеуказанной области на дериватограммах отсутствовали.

Проведенные исследования позволили уточнить оценку нефтенасыщенности различных пропластков продуктивных пластов, подтвердить схему корреляции и скорректировать выбор интервалов опробования.

#### *Литература*

*И. Коновалов А.Н., Коновалова А.А., Гусев В.В.* Пересмотр основных положений методики "Флеш" в процессе работы на месторождениях Самарской области // Нефтегазовые технологии. Самара, 2012, в печати.

## **ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ КОРЫ ВЫВЕТРИВАНИЯ ФУНДАМЕНТА ЗАПАДНО- СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ ПО КЕРНУ ДЛИТЕЛЬНОГО ХРАНЕНИЯ МЕТОДОМ ГАЗОВОЙ ХРОМАТОГРАФИИ С РАСШИРЕННЫМ ДИАПАЗОНОМ (ДО $C_{23}$ ) ОПРЕДЕЛЕНИЯ УВ**

Д.А. Спиридонов, Ю.В. Костров  
**ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть»**,  
*г. Когалым, молодой специалист, dimasss1988@gmail.com*  
Научный руководитель: Ю.В. Костров

В последние годы в Западной Сибири возрос интерес к фундаменту как к объекту, перспективному на обнаружение промышленных скоплений нефти и газа. Это связано с истощением давно разрабатываемых месторождений в осадочных породах чехла и выявлением значительных скоплений нефти и газа в фундаменте. Открытие крупных промышленных залежей в фундаменте старых нефтегазодобывающих территорий с развитой инфраструктурой могло бы восполнить запасы углеводородов и увеличить уровень добычи на месторождениях.

Для выявления нефтенасыщенных интервалов в керне длительного хранения ранее пробуренных скважин вскрывших фундамент, хорошие результаты даёт применение метода газовой хроматографии с расширенным (до  $C_{23}$ ) диапазоном определения УВ.

**Методика геохимических исследований** керна данным методом разрабатывается с 2008 года в лаборатории геохимии углеводородов, центра исследований керна и пластовых флюидов ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени.

Целью данной методики является выявление нефтегазонасыщенных горизонтов по керну и шламу поисково-разведочных и эксплуатационных скважин и определения величины, характера и состава УВ-насыщения [1].

Результаты геохимических исследований используются при подсчёте запасов (определение положения ВНК), при определении интервала перфорации, для оперативного определения масштаба и характера УВ насыщения, в том числе техногенного загрязнения. Подтверждаемость результатов геохимических исследований по определению нефтенасыщенных интервалов достигает 100%.

**Лабораторно-аналитические исследования** заключаются в определении в пробах керна и шлама количественного содержания сорбированных УВ состава  $C_1 - C_{23}$ .

Определение содержания углеводородов производится методом газовой хроматографии, на стандартном оборудовании: парофазном пробоотборнике и газовом хроматографе. В парофазном пробоотборнике навески керна подвергаются термовакuumной десорбции при 200°C, выделившийся газ анализируется на аналитической капиллярной колонке 30м x 0,32 мм, толщина слоя неподвижной фазы 1,0 мкм, время проведения анализа 30 мин. Использование автоматического пробоотборника исключает человеческий фактор и позволяет добиться одинаковых условий проведения каждого анализа. Воспроизводимость результатов аналитических исследований достигает 90–95 % [3].

В основу методики геохимических исследований керна положено то, что состав УВ сорбированных породой, зависит, преимущественно, от состава флюида, литологии породы и давления [2]. К 2010 году была разработана типизация состава сорбированных УВ. Несмотря на большое разнообразие обстановок, обусловленных комплексным влиянием этих факторов, выделено пять основных типов смесей УВ, три подтипа и восемь переходных и смешанных [1].

Нефтяной тип насыщения характерен для нефтенасыщенных коллекторов, газовый – для газонасыщенных коллекторов, диффузионные типы образуются в породах с низкой проницаемостью, причём эти типы сильнее остальных зависят от литологии, фоновый тип образуется в водонасыщенных коллекторах, сингенетичные типы битуминозными и углистыми породами.

По мере накопления фактического материала возникла необходимость детализации и расширения типизации смесей УВ.

Нами выделяется пять основных типов смеси сорбированных углеводородов, семь подтипов и 13 промежуточных и смешанных

подтипов. Для более полной интерпретации результатов геохимического исследования нами выделен подтип – «следы нефти», свидетельствующий о признаках флюидодинамической миграции углеводородов.

Наиболее яркий пример применения данной методики – это изучение керна коры выветривания длительного хранения («возраст» керна от 8 до 30 лет) Даниловского и Северо-Даниловского месторождений с целью изучения коры выветривания фундамента на наличие нефтенасыщенных интервалов в пределах данных месторождений.

**Геохимическое исследование коры выветривания фундамента** проводилось по керну 6 скважин Даниловского – и 16 скважин Северо-Даниловского месторождений. Кора выветривания фундамента в пределах данных месторождений сложена выветрелыми вулканогенными и метаморфическими породами.

По данным геохимических исследований в 10496р и 10570р скважинах Даниловского месторождения выявлено продуктивное нефтяное насыщение. В скважине 10496р промышленное нефтяное насыщение подтверждено испытаниями:  $Q_{нач}=139$  м<sup>3</sup>/сут,  $Q_{max}=108,10$  т/сут. В скважине 2477/80 – слабое нефтяное насыщение.

В пределах Северо-Даниловского месторождения в двух скважинах (10158р и 10159р) выявлено продуктивное нефтяное насыщение, в трёх скважинах (10106р, 10148р, 10674п) – слабое нефтяное насыщение и в четырёх скважинах (6377/62бис, 6470/61, 10108р, 10173р) – следы нефти.

Следует отметить, что полученные данные геохимического исследования керна Даниловского и Северо-Даниловского месторождений послужили основанием для дальнейшего и более глубокого исследования фундамента и коры выветривания фундамента в пределах данных месторождений.

**Выводы.** Методика геохимического исследования УВ методом газовой хроматографии с расширенным (до C<sub>23</sub>) диапазоном определения УВ показала высокое качество и достоверность результатов, особенно по выявлению нефтенасыщенных интервалов, где подтверждаемость достигает 100%.

Универсальность данного метода позволяет решать самые разнообразные задачи, возникающие как при поисково-разведочных работах, так и в процессе разработки месторождений нефти и газа.

Проведённые работы доказали, что геохимические исследования УВ можно проводить по керну и шламу длительного хранения.

## Литература

1. Костров Ю.В. Геохимические исследования керн и шлама методом газовой хроматографии с расширенным диапазоном определения УВ// Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО - Югры. Издательский Дом «ИздатНаукаСервис» Ханты-Мансийск, 290–295 2011.
2. Костров Ю.В., Абля Э.А., Кутырев Е.Ф.// К вопросу о сохранности геохимической информации в первичных геологических носителях. Георесурсы № 5, Казань, 2008. 19 – 21.
3. Костров Ю.В., Скачек К.Г. и др. Геохимические исследования приповерхностных отложений с целью выявления залежей УВ.// Геология, геофизика, и разработка нефтяных и газовых месторождений. № 5. 2010. 83–89.

## УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ БАТСКОГО РЕГИОНАЛЬНОГО РЕЗЕРВУАРА УРЕНГОЙСКОГО РАЙОНА (ЗАПАДНО-СИБИРСКАЯ НГП)

А.А. Сюрин

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН  
им. А.А. Трофимука, аспирант 2 года обучения, surinaa@ipgg.nsc.ru*  
Научный руководитель: д.г.-м.н. Г.Г. Шемин

В настоящее время отложения средней юры исследуемого района в целом слабо изучены, однако согласно многим исследованиям с ними связаны значительные перспективы нефтегазоносности. Исследуемые отложения включают мальшевский проницаемый комплекс, представленный верхнетюменской подсвитой (верхний байос – верхний бат), и нижневасюганский флюидоупор, представленный нижневасюганской подсвитой (верхний бат – келловей) [4, 5].

Восстановление обстановок осадконакопления производилось согласно методике электрометрических моделей фаций [2, 3]. Выполненные автором палеогеографические реконструкции отложений продуктивных пластов Ю<sub>2</sub>, Ю<sub>3</sub> и Ю<sub>4</sub> исследуемого района, базирующиеся на материалах каротажа 20 скважин и описании керн, представляются следующими.

*Пласт Ю<sub>2</sub>* формировался в условиях мелководного шельфа с развитыми на нем баровыми постройками, которые выделены в центральной, юго-восточной и северной частях района (рис. 1а).

*Пласт Ю<sub>3</sub>* накапливался преимущественно в обстановке мелководного шельфа. Для него также характерны переходные (дельта, прибрежная равнина, временами заливавшаяся морем) и континентальные (русла, поймы, старицы, озера, болота) условия, которые прогнозируются на юге и юго-востоке района (рис. 1б).

*Пласт Ю<sub>4</sub>*, в отличие от вышеописанных, формировался в основном в континентальных условиях. На большей части района его образования отлагались в обстановках аллювиальной и озерно-болотной равнин (рис. 1в). Морские (мелководный шельф и бары) и переходные (дельта и прибрежная равнина, временами заливавшаяся морем) обстановки существовали только на севере района.

Следовательно, пласт Ю<sub>2</sub> формировался в морских условиях, Ю<sub>3</sub> – в морских, переходных и континентальных, а Ю<sub>4</sub> – преимущественно в континентальных, что свидетельствует о возрастании мористости отложений резервуара снизу вверх по разрезу.

Количественная оценка перспектив нефтегазоносности проводилась геологическим способом метода внутренних аналогий по удельным плотностям запасов углеводородов на единицу площади [1]. На территории района был выделен Уренгойский эталонный участок и 24 расчетных участка. Каждый из расчётных участков охарактеризован общностью современного структурного плана, близкими значениями толщин коллекторов и одинаковым качеством флюидоупора. Данные показатели послужили поправочными коэффициентами для подсчёта коэффициентов аналогий.

Результаты выполненной автором количественной оценки перспектив нефтегазоносности батского резервуара Уренгойского района представляются следующими. На исследуемой территории прогнозируются земли различных перспектив резервуара: перспективные земли I и II категорий и среднеперспективные земли I и II категорий.

Наиболее перспективные земли простираются в виде полосы, охватывающей Центрально-Уренгойский мезовал, восточный и северный борта Нерутинской мегавпадины и Оликуминский мезовал.

На этой территории на Уренгойском газонефтяном месторождении выявлены залежи углеводородов в пластах Ю<sub>2</sub> и Ю<sub>3</sub>. Также на западе и на северо-западе от Ягнеттинской мезовпадины выделены участки перспективных земель II категории. Среднеперспективные земли распространены на остальной части района.

На большей части территории удельная плотность углеводородов изменяется от 20 до 50 млн.т. УУВ/км<sup>2</sup>. Всего по результатам проведенных расчетов в Уренгойском районе начальных суммарных ресурсов УУВ около 1 670 млн.т.

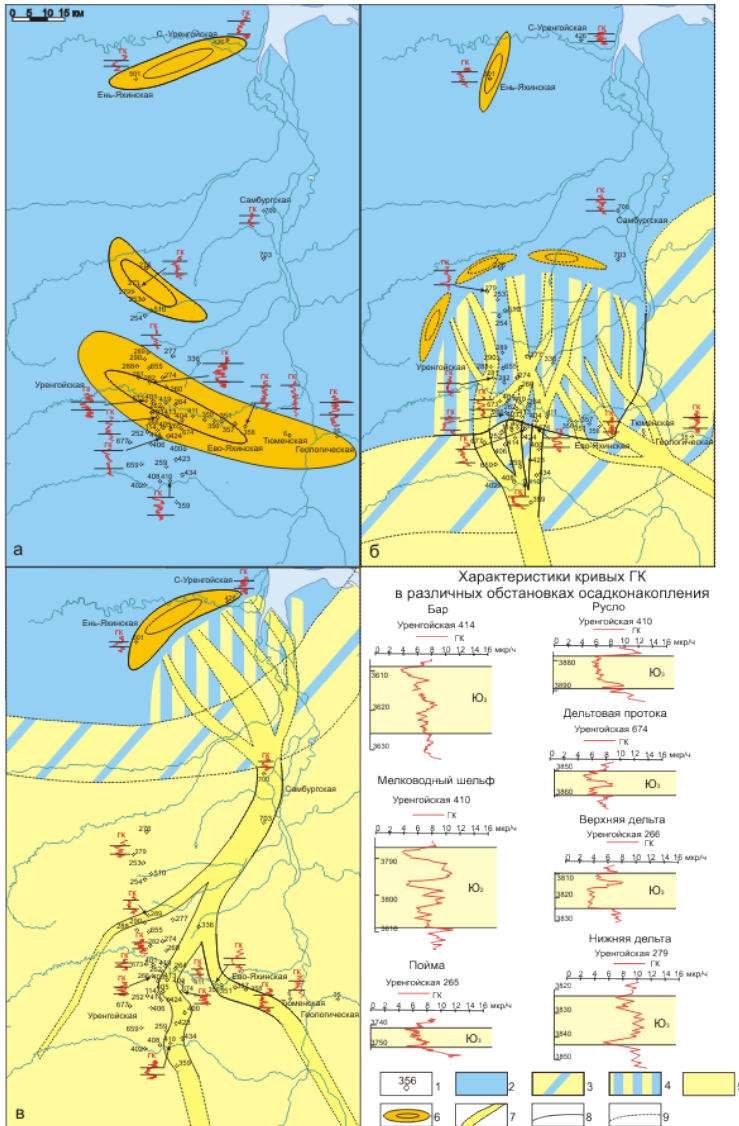


Рис. 1. Обстановки осадконакопления песчаных пластов Ю<sub>2</sub> (а), Ю<sub>3</sub> (б) и Ю<sub>4</sub> (в) батского регионального резервуара Уренгойского района

1-скважины; 2-мелководный шельф; 3-прибрежная равнина, временами заливавшаяся морем; 4-палеодельта; 5-аллювиальная и озёрно-болотная равнины; 6-бар; 7-русло палеореки; 8-9-границы обстановок осадконакопления: 8-достоверные, 9-предполагаемые.



## *Литература*

1. Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России./ М.: ВНИГНИ, 2000. – 189 с.
2. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа/ Л.: Изд-во «Недра», 1984 – 260 с.
3. Селли Р.Ч. Древние обстановки осадконакопления/ М.: Изд-во «Недра», 1989 – 294 с.
4. Шемин Г.Г., Нехаев А.Ю., Шурыгин Б.Н. Высокоразрешающая стратиграфия нефтегазоносных отложений нижней и средней юры северных районов Западной Сибири// Геология и геофизика, 2001. Т. 42, № 5. С. 749–765
5. Шурыгин Б.Н., Никитенко Б.Л., Девятов В.П. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система/ Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2000 – 480 с.

## **СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ В ДОЮРСКОМ ФУНДАМЕНТЕ ЮГО-ВОСТОЧНОГО СКЛОНА СРЕДНЕВАСЮГАНСКОГО МЕГАВАЛА**

А.В. Тельнова

*Национальный исследовательский Томский политехнический  
университет, студент 3 курса, mars777@sibmail.com*

Научный руководитель: доцент Т.А. Гайдукова

Нефтегазоносность юго-востока Западно-Сибирской плиты долгое время связывалась только с мезозойскими отложениями, в них были выявлены и разведаны многочисленные месторождения нефти. Однако, в целом, потенциальные ресурсы мезозойского комплекса, как сейчас установлено, относительно невелики. Сложность геологического строения и отсутствие технологий бурения на глубокие горизонты сдерживали геологоразведочные работы на новый доюрский нефтегазоносный комплекс на данной территории.

Одним из наиболее перспективных районов для поисков нефти и газа в отложениях фундамента является Среднеvasюганский мегавал. Площадь исследований приурочена к южной части Обь-Васюганской гряды и представляет собой положительную структуру 1 порядка северо-северо-восточного простирания с размерами 150 на 80 км и амплитудой 300 м (выступ фундамента) по отражающему горизонту  $\Phi_2$  (подошва осадочного чехла). Структурно-геологическими границами Среднеvasюганского мегавала служат на юге и юго-западе

Нюрольская впадина, на западе и северо-западе Колтогорский мегапрогиб, на северо-востоке и востоке Усть-Тымская впадина. На севере Средневазюганский мегавал отделяется от Александровского мегавала разломом и седловиной, на юго-востоке седловиной от Пудинского мегавала [2].

Объектом исследований в данной работе является кровля доюрского фундамента и кора выветривания (пласт «М»), залегающие на глубине от 2500 до 4000 м под отложениями кайнозойско-мезозойского осадочного чехла, в пределах территории расположения нефтегазоносных площадей (Речная, Южно-Мыльджинская, Верхне-Салатская, Фестивальная, Северо-Фестивальная, Средняя и Шингинская) юго-восточного склона Средневазюганского мегавала.

Мелководный морской режим осадконакопления способствовал накоплению на этой территории мощной толщи карбонатных пород: органических известняков, доломитизированных известняков, доломитов, а также множеству рифогенных построек в верхнепалеозойское время.

Проявившийся в триасе континентальный рифтогенез привел к образованию грабенов, которые были заполнены впоследствии продуктами вулканической деятельности: лавами, эффузивами основного и кислого составов, интрузивно-трещинными излияниями долеритов и базальтов [1].

Карбонатные породы относятся к низкопоровым коллекторам, но влияние гидротермальных процессов (выщелачивание, растворение, замещение) способствуют образованию пустот различной формы и величины, до образования карстовых полостей. По карбонатным породам формируется, в основном, каверновый и трещинно-каверновый типы коллекторов. Такими свойствами обладает кора выветривания карбонатных пород. Образовался пласт «М» в начале платформенного этапа во время длительного континентального перерыва в поздней перми – раннем триасе. Мощность коры выветривания достигает от нескольких метров до 60–80 м, иногда более 130 м (Кыкинская площадь) [1].

Из-за проявившегося рифтогенеза и, соответственно, образовавшихся разрывных нарушений эффузивы приобрели трещиноватость. Карбонатные породы на контакте с вулканическими породами также были подвержены дизъюнктивным нарушениям и обрели свойства трещинного коллектора.

Также массивные, нетрещиноватые эффузивы и невыветрелые биохомогенные или хомогенные известняки могут служить хорошими флюидоупорами.

По условиям нефтегазонакопления комплекс карбонатных и эффузивных пород благоприятен для сохранения залежей, поскольку основными экранами залежей углеводородов являются аргиллиты и алевролиты нижних горизонтов юры [1].

В морфологическом плане залежи углеводородов в кровле палеозойских образований, как правило, тяготеют к эрозионным выступам, которые обладают высокими емкостными параметрами. Также эти выступы перекрыты непроницаемыми породами осадочного чехла – аргиллитами и алевролитами нижних горизонтов юры, которые служат отличной крышкой (рис. 1).

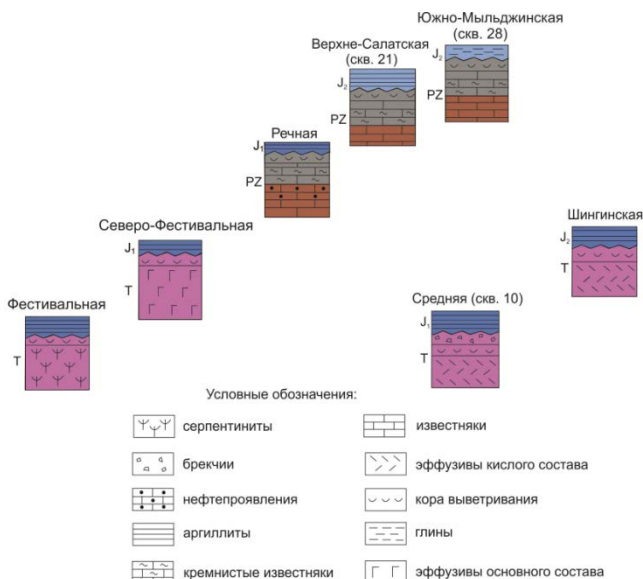


Рис. 1. Схема изменения литологического состава кровли доюрского фундамента юго-Восточного склона Среднеасяганского мегавала

Таким образом, в кровле фундамента существуют все условия для образования структурно-стратиграфических ловушек, способных формировать залежи, что увеличивает вероятность открытия новых перспективных нефтегазонасыщенных объектов в доюрском фундаменте.

В заключении следует отметить, что если в XX веке основными объектами поиска, разведки и добычи УВ в юго-восточной части Западной Сибири (Томская область) были верхнеюрские и нижнемеловые отложения, то в XXI веке все усилия необходимо направить на более глубокие горизонты палеозоя. Новые масштабные

открытия на большой глубине возможны в породах фундамента, представленных как эффузивными породами, так и карбонатными, рифогенными постройками, способными вмещать большие скопления углеводородов и давать высокие дебиты нефти и газа при разработке этих залежей.

#### *Литература*

1. *Смирнов Л.В.* Выяснение перспектив нефтегазоносности зон дезинтеграции карбонатных образований доюрского фундамента центральной и южной частей Западной Сибири с целью ориентировки поисковых и разведочных работ. Томск, 2002. С. 5–36, 94–99.
2. *Сулейманов З.С.* Геологические результаты работ за 1991 г Васюганской нефтегазоразведочной экспедиции. Средний Васюган, 1992. С. 67–69.

## **К ВОПРОСУ ОБ УСЛОВИЯХ ОБРАЗОВАНИЯ НИЖНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ БОЛЬШЕХЕТСКОЙ ВПАДИНЫ (НА ПРИМЕРЕ ПЛАСТА БУ<sub>18</sub> ПЯКЯХИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)**

Ю.В. Титов

***Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "КогалымНИПИнефть" в  
г. Тюмени, молодой ученый, titovoil@k66.ru***

Пякяхинское газоконденсатное месторождение расположено в западной части Сидоровского нефтегазоносного района Пур-Тазовской нефтегазоносной области и приурочено к центральной части Большехетской впадины. В качестве объекта исследований рассмотрен продуктивный пласт БУ<sub>18</sub> заполярной свиты, вскрытый скважиной 2020р. Этот пласт имеет непрерывное распространение по площади месторождения, и характеризуется весьма сложным и неоднозначным распределением литологических и фильтрационно-емкостных характеристик.

Фациальные исследования проводились на основе детального послойного описания кернового материала с определением типа пород, их структур и текстур, минеральных включений, остатков фауны. Диагностика фаций выполнена с использованием работы В.П. Алексева [1], монографии [4] и др.

В верхней части данного фрагмента разреза по геофизическим данным (рис.) хорошо прослеживается слой крупнозернистых алевролитов, интенсивно биотурбированных в нижней части.

Упомянутые породы иногда переслаиваются с тонкозернистым песчаником, толщина слоев которого составляет от 1 до 5 мм. Текстура косоволнистая, пологоволнистая. Накопление отложений, вероятно, происходило в обстановках мелководного полузамкнутого залива с нормальной соленостью, в условиях очень низкой волновой гидродинамики. Отсутствие биотурбаций в верхней части может свидетельствовать о неблагоприятных условиях для жизнедеятельности (опреснение?).

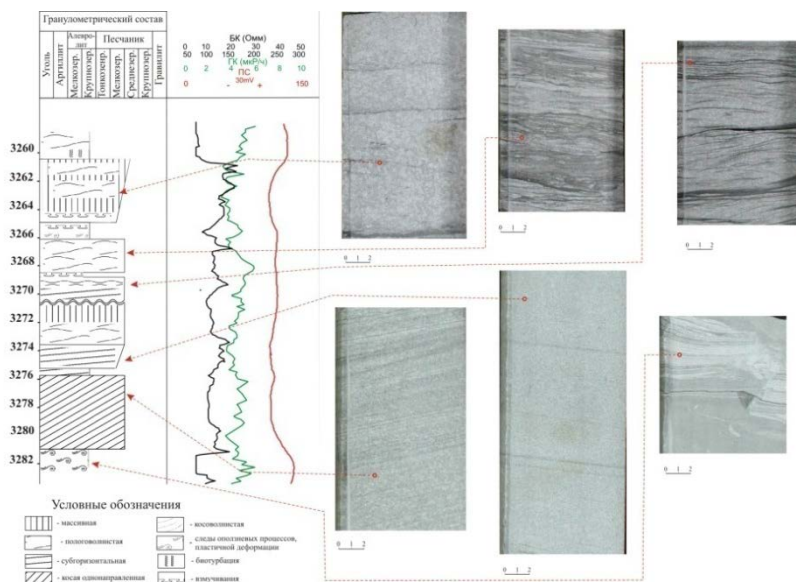


Рис. Фрагмент седиментационной колонки пласта БУ<sub>18</sub> по скв. 2020

В целом образование пласта БУ<sub>18</sub> происходило преимущественно в обстановке предфронтальной зоны пляжа, располагающейся между базисом спокойных волн и средним уровнем низкой воды. Это крупнозернистый алевролит, реже мелко-(тонко-)зернистый песчаник. Текстура пологоволнистая или линзовидно-косоволнистая. Местами наблюдается интенсивная биотурбация, следы взмучивания осадка. Биотурбация представлена следами жизнедеятельности ихнофагии *Skolithos*.

Отложения в интервалах 3260,45-3265,10 м; 3270,60-3273,56 м представляют собой части формирующихся баровых тел. Это средне-мелкозернистые песчаники плавно с глубиной переходящие в

мелкозернистые. Биотурбационные текстуры редки и представлены редкими норками зарывающихся организмов.

В интервале 3275,68-3280,96 м выделяется слой мелкозернистых песчаников, неравномерно слабо карбонатистых и карбонатных в приподошвенной части. Массивные текстуры в верхней части слоя, возможно, связаны со штормовыми процессами, сменяющие их косые и субгоризонтальные слоистые текстуры отражают потоковые явления, накопление отложений происходило в обстановке конуса выноса (дельты?). Увеличение карбонатности с глубиной, скорее всего, связано с геохимическим барьером в зоне смешивания пресных и соленых вод. Нижний интервал 3280,96-3282,04 м сложен крупнозернистыми алевритами со следами оползания и микродеформациями, возникающими в результате высокой скорости накопления рыхлых осадков и естественного наклона краевого бара.

Вышесказанному не противоречат и данные гранулометрических исследований. Хорошая сортировка зерен свидетельствует о переработки обломочного материала течениями или волнением. Согласно генетическим и динамогенетическим диаграммам Р.Пассеги [2] и Г.Ф. Рожкова [2], формирование отложений происходило в прибрежной обстановке, в условиях шельфа, в том числе его приподнятых частей.

С целью уточнения состава материнских пород и источников сноса для пород пласта БУ<sub>18</sub> проводилось изучение REE, выполненного методом масс-спектрометрии с индуктивно связанной плазмой (ICP MS) в г. Екатеринбурге, в Институте геологии и геохимии УрО РАН. На преобладание в областях питания кислых магматических образований указывают отношения  $LaN/YbN > 8$  и  $GdN/YbN > 1,5$ . Однообразные спектры REE, предполагают весьма высокую степень гомогенизации тонкой алюмосиликокластики на путях переноса [3]. Незначительные изменения отношений  $LaN/YbN$  свидетельствуют о стабильности условий осадконакопления. Для отложений морского генезиса используют нормирование по Sm ( $La/Sm, Ce/Sm, Yb/Sm, Y/Sm$ ) в связи с тем, что морская вода является непосредственным источником REE в осадках и осадочных породах [3]. В нашем случае отмечается близость геохимических отношений изученных пород с шельфовыми водами в прибрежной части бассейна (от 0 до 350 м).

Таким образом, в результате проведенных исследований выявлен комплекс фациальных и геохимических параметров, определяющих состав и генезис отложений пласта БУ<sub>18</sub>. Установлено, что формирование отложений происходило в прибрежно-морских

обстановках. В качестве основных источников сноса выступали преимущественно кислые магматические образования, а также метаморфические породы. Об этом свидетельствуют, как петрографические, так и геохимические данные. В целом транзит терригенного материала в Большехетскую впадину осуществлялся по двум направлениям: с северо-востока из Енисей-Хатангского регионального прогиба и с востока – с Сибирской платформы.

#### *Литература*

1. *Алексеев В.П.* Атлас фаций юрских терригенных отложений. Екатеринбург: УГГУ, 2007. 209 с.
2. *Вакуленко Л.Г., Предтеченская Е.А., Чернова Л.С.* Опыт применения гранулометрического анализа для реконструкции условий формирования песчаников продуктивных пластов васюганского горизонта (Западная Сибирь) // Литосфера, 2003. - №3. - С. 99 – 108.
3. *Маслов А.В.* Осадочные породы: методы изучения и интерпретации полученных данных. Учебное пособие. – Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2005. – 289 с.
4. Обстановки осадконакопления и фации /под ред. Х.Рединга/ Т. 1. - М.: Мир, 1990. - 352 с.

## **ИСТОРИКО-ГЕНЕТИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЮРСКО-МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО РЕГИОНАЛЬНОГО ПРОГИБА**

И.А. Торговых

*Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт, аспирант 1 года обучения, [Torgovykh\\_I@mail.ru](mailto:Torgovykh_I@mail.ru)  
Научный руководитель: д.г.-м.н. В.И. Пороскун*

Енисей-Хатангский региональный прогиб (ЕХРП) представляет собой крупную надпорядковую отрицательную структуру, расположенную на стыке трех литосферных плит: древней (архей-раннепротерозойской) Сибирской платформы, более молодой (эпигерцинской) Западно-Сибирской плиты (ЗСП) и Таймырского микроконтинента. Рассматриваемый район характеризуется достаточно низкой геолого-геофизической изученностью, но его перспективы оцениваются достаточно высоко. В пределах прогиба в меловых и юрских отложениях открыт ряд месторождений, из которых

3 разрабатываются, 4 находятся на стадии разведки, 2 подготовленных к промышленному освоению и 7 законсервированы.

Наиболее исследована юго-западная часть прогиба, где основной объем геолого-разведочных работ сосредоточен в районе Танамо-Малохетского мегавала и в меньшей степени – Рассохинского мегавала.

Для оценки перспектив нефтегазоносности рассмотрим наличие нефтематеринских пород, генерацию ОВ и пути миграции УВ.

Мезозойско-кайнозойский чехол ЕХРП сложен морскими, лагунно-континентальными и прибрежно-морскими песчано-алевритовыми и глинисто-алевритовыми отложениями. Глинисто-алевритовые отложения при благоприятных термобарических условиях становятся генераторами УВ и крышками для залежей нефти и газа.

К нефтегазоматеринским породам в изучаемом районе относятся алеврито-глинистые отложения юрского возраста. В толще юрских отложений Енисей-Хатангского прогиба геохимическими методами установлены благоприятные генетические предпосылки нефтегазоносности, особенно в западной части региона[1].

Генерация УВ за счет рассеянного ОВ юрских отложений могла начаться с конца среднеюрской эпохи и продолжается в настоящее время.

Основные зоны нефтегазонакопления в юрских отложениях сформировались в основном во время двух инверсионных периодов: волжско-берриасового и олигоцен – плиоценового.

Заложение основы современной структуры Енисей-Хатангского прогиба происходило в период позднепалеозойско-раннемезозойского авлакогенного этапа развития. Максимальное прогибание в этот период совпадало с областью развития Танамо-Балахнинской зоны поднятий.

Юрский период характеризуется широким развитием трансгрессии моря с востока на запад. В конце позднеюрской эпохи происходит общий подъем территории с резким проявлением дифференцированных структурообразующих движений, связанных с активизацией глубинных разломов, особенно в зоне развития Танамо-Балахнинской зоны поднятий.

Миграция углеводородов могла происходить по всем направлениям, но учитывая большие градиенты изменения наклона юрских отложений к северу и югу, вероятнее всего преимущественно в этих направлениях. Очаги нефтегазообразования на этом этапе развития только начинают формироваться.



На меловом этапе развития оси прогибания смещаются в северном и южном направлениях.

Во время волжско-берриасового поднятия территории Енисей-Хатангской синеклизы впервые происходит формирование двух систем прогибов (Носковско-Турку-Логатской и Пендомаяхско-Жданихинской) и зоны поднятий (Танамо-Балахнинской), разделяющей эти системы прогибов. Наибольший поток УВ, генерируемый в северо-Западной и Южно-Восточной системах прогибов направлен в сторону Танамо-Балахнинской зоны поднятий. Так на этом этапе развития уже могли образоваться залежи УВ в отложениях ранне-среднеюрского возраста в пределах положительных структур зоны поднятий.

Во второй половине олигоцена произошло общее воздымание территории, сопровождаемое эрозией и дифференцированными структурообразующими движениями (в частности в пределах Танамо-Балахнинской зоны поднятий были размыты значительные мощности). Таким образом, ранее сформированные зоны нефтегазонакопления могли претерпеть разрушение, значит современное расположение залежей в Танамо-Балахнинской зоне поднятий сформировано и переформировано в олигоцен-четвертичное время, а залежи в пределах Носковско-Турку-Логатской и Пендомаяхско-Жданихинской систем прогибов возможны и более раннего образования.

Можно отметить, что также в течение позднеюрской и всей раннемеловой эпохи в полосе Малохетско-Рассохинско-Балахнинского глубинного разлома происходил мощный размыв отложений с многократными перерывами.

Основным нефтегазоперспективным объектом Енисей-Хатангского регионального прогиба являются нижнемеловые клиноформные отложения. На территории исследования выделяется 18 клиноформ, последовательно сменяющих друг друга в северо-западном направлении. Они простираются с юго-запада на северо-восток. Нефтегазонакопительность этого комплекса доказана на Пайяхском и Байкаловском месторождениях [2].

Что касается типа ловушек, то в регионе выделяются как антиклинальные, так и неантиклинальные ловушки (последние в клиноформах). Наиболее вероятно обнаружение структурно-литологических залежей к северо-западу от современной оси Енисей-Хатангского прогиба по подошве неокосских клиноформ.

Учитывая развитие прогиба и возможные пути миграции УВ перспективы нефтегазонакопления можно связать с Танамо-

Малохетским, Рассохинским мегавалами, Носковским прогибом, в частности с отложениями неокомского клиноформного комплекса.

#### *Литература*

1. *Афанасенков А.П.* О некоторых особенностях генерационного потенциала юрских нефтематеринских отложений Енисей-Хатангской нефтегазоносной области // В сб. тез. докл.: Органическое вещество в современных и ископаемых осадках. Ташкент, 1982. 50 с.
2. *Исаев А.В., Девятов В.П., Карпухин С.М., Кринин В.А.* Перспективы нефтегазоносности Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геология нефти и газа, № 4, 2010. 88 с.

## **ВЛИЯНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ БОБРИКОВСКОГО ГОРИЗОНТА НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВОДОИЗОЛЯЦИОННОЙ ТЕХНОЛОГИИ СМПХ-9633**

Р.А. Хасанова

*Казанский (Приволжский) федеральный университет,  
студент 5 курса, khasanovar@rambler.ru*

Научный руководитель: ассистент Р.Ф. Вафин

Рассмотренная в статье залежь Ромашкинского месторождения расположена в северной части месторождения, в пределах Чишминской, Сармановской и Ташлиярской площадей разработки. Эксплуатационным объектом залежи являются сложнопостроенные терригенные отложения бобриковского горизонта.

Отложения бобриковского горизонта в пределах залежи представлены четырьмя продуктивными пластами, индексируемыми в промысловой практике как Сбр-4, Сбр-3, Сбр-2 и Сбр-1 (сверху вниз).

Пласт Сбр-1 залегает на аргиллитах елховского горизонта. На большей части площади залежи (72,4%) он замещен глинистыми породами. Встречающиеся песчаные тела пласта имеют линзовидную форму залегания. В большинстве разрезов (66% площади распространения) пласт Сбр-1 сливается с вышележащим пластом Сбр-2.

Песчаные тела пласта Сбр-2 имеют полосообразную, линзовидную и площадную форму залегания, занимают 50% площади развития пласта всей залежи, имеет хорошую гидродинамическую

связь с ниже- и вышележащими пластами за счет слияния соответственно 30% и 49% случаев своего присутствия.

Пласт Сбр-3 формировался в прибрежно-континентальных условиях позднеарадского и континентальных условиях бобринского времени, при продолжающемся подъеме территории. Континентальные условия явились причиной локального перерыва в осадконакоплении, а на отдельных участках размыва ранее накопленных отложений, поэтому бобринские отложения (верхняя часть пласта Сбр-3) не имеют повсеместного развития. В пределах всей рассматриваемой территории пласт Сбр-3 сливается с выше- и нижележащими пластами, соответственно, в 22% и 63% случаев своего присутствия.

Пласт Сбр-4 формировался в условиях морской трансгрессии в тульское время, что обусловило его повсеместное развитие. Чаще всего коллектор замещен глинистыми алевролитами, аргиллитами или сильно глинистыми известняками. Песчаные тела пласта Сбр-4 сливаются с нижележащим коллектором в 56% случаев присутствия пласта Сбр-4.

По разрезу бобринский горизонт является довольно однородным, о чем свидетельствуют и значение коэффициента песчаности, составляющий 0,678 по продуктивной части разреза, и коэффициент расчленённости, составляющий 1,4.

Площадь нефтеносности пластов бобринского горизонта с закономерным увеличением доли ВНЗ вниз по разрезу имеет тенденцию уменьшаться, исключением из этого правила здесь является только пласт Сбр-4 [3].

На сегодняшний день залежь бобринского горизонта находится на 4 стадии разработки, характеризующейся высокой выработкой извлекаемых запасов (86%), низкими дебитами скважин по нефти (2,5 т/сут.). Основной проблемой разработки залежи является высокая обводненность добываемой продукции, более 90%, в связи с чем на эксплуатационном объекте широко применяются технологии водоограничения и водоизоляции. Одной из таких технологий является технология обработки нагнетательных скважин для улучшения показателей работы добывающих скважин с неоднородными коллекторами и основана она на использовании реагентов СНПХ-9633, который представляет собой смеси ПАВ различных типов и углеводородных растворителей. Каждая из этих композиций выпускается в промышленности в виде нескольких модификаций (марок), которые различаются по составу и позволяют адаптировать реагенты к различным геолого-физическим условиям разработки залежей [2].

При контакте с водой определенного состава, как в свободном объеме, так и в пористой среде реагент быстро образует гелеобразные «твердоподобные» эмульсионные системы с внешней углеводородной фазой. Такие системы устойчивы к размыванию водой и разрушаются под действием, высокой растворяющей способностью по отношению к АСПО [1].

При закачке композиций ПАВ в пласт через нагнетательные скважины они, взаимодействуя с водой, находящейся в промытых зонах, образуют высоковязкие эмульсии, снижающие проницаемость обводненных слоёв. В результате поступающая следом закачиваемая вода попадает в низкопроницаемые нефтенасыщенные зоны, не охваченные ранее воздействием [1].

Технология эффективна на терригенных и карбонатных коллекторах с обводненностью добываемой продукции более 90% с плотностью добываемых вод 1015-1185 кг/м<sup>3</sup> [3].

Закачивают реагент СНПХ-9633 из расчета 1,5–8 м<sup>3</sup> перфорированной толщины пласта в количестве 8–25 м<sup>3</sup> на скважино-обработку в зависимости от перфорированной толщины пласта. Реагент продавливают в пласт минерализованной водой [2].

В таблице представлены результаты применения технологии на основе реагента СНПХ-9633.

Таблица

Результаты применения реагента СНПХ-9633

| Номер скважины | Дополнительная добыча нефти, тонны | Дебит нефти т/сут. | % воды |
|----------------|------------------------------------|--------------------|--------|
| 6687           | 0                                  | 0.7                | 99.2   |
| 15816          | 123                                | 8.2                | 88.6   |
| 15819          | 142                                | 1.1                | 90.3   |
| 15864          | 1406                               | 3.1                | 88.6   |
| 15865          | 1707                               | 0.8                | 97.6   |
| 15867          | 1636                               | 2.9                | 85.3   |
| 15843          | 0                                  | 0.9                | 93.6   |
| 16684          | 1612                               | 2.1                | 88.8   |
| 16709          | 1805                               | 9.6                | 45.6   |
| 16727          | 1320                               | 0.6                | 94.4   |

#### Литература

1. Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности // Учебное пособие. Казань, Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2005. 249-248.

2. Инструкция по применению реагента СНПХ-9633 для ограничения водопритоков в добывающих скважинах и увеличению их продуктивности. Казань, ОАО «НИИнефтепромхим», 2002. 15-18.

3. *Фазлыев Р.Т., Хамзин Р.Г.* Проект разработки залежи нефти 31 бобриковского горизонта Ромашкинского месторождения // Отчет о НИР, ТатНИПИнефть, Бугульма, 1978. С. 24–31.

## **АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ПЕРФОРАЦИОННЫХ СИСТЕМ С ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ СТИМУЛЯЦИЕЙ ПЛАСТА НА ПРИМЕРЕ ПЛАСТА БС<sub>10</sub> СУТОРМИНСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Л.Р. Ягудина

*Казанский (Приволжский) Федеральный университет,  
студент 5 курса, Lussia90@mail.ru*

Научный руководитель: профессор И.Н. Плотникова

Согласно мнению многих российских и зарубежных ученых и специалистов, одним из основных факторов, определяющих производительность скважины, является перфорация, в результате которой обеспечивается гидродинамическая связь скважины с незагрязненным пластом. Совершенствование и разработка передовых технологий, позволяющих улучшить связь скважины через перфорационные каналы с незагрязненным пластом, вследствие чего может быть увеличена добыча нефти или газа при небольших затратах на различных этапах жизненного цикла скважины, являются в настоящее время наиболее актуальными задачами [1].

В последние годы за рубежом интенсивно внедряется технология вскрытия пласта «Mara-Stim», основанная на применении комплексного устройства StimGun (перфоратор – пороховой газогенератор). Эта технология и устройство были разработаны группой компаний Maraton, Owen, НТС TehnikalSerices, Computalog, и к 1998 г. получили повсеместное распространение в различных нефтегазодобывающих странах.

Суть этой технологии состоит в следующем: во время проведения прострелочно-взрывных работ генерируется газ создающий импульс высокого давления, который разрывает и очищает перфорационные каналы, трещины проникают в породу, что повышает качество перфорации (совершенство вскрытия). Конструкция StimGun (СтимГан) состоит из двух основных компонентов:

Обычный перфоратор и рукав из окисляющегося вещества, аналогичного твердому топливу. Рукав воспламеняется перфорационными зарядами, быстро сгорает, и производится выброс газа под высоким давлением. Газ входит в перфорационные отверстия и создаёт трещины, что облегчает приток из пласта в ствол скважины. Размер трещины увеличивается по мере горения ракетного топлива.

StimGun можно применять в нагнетательных скважинах с низкой приемистостью или высоким сопротивлением поровых каналов, в скважинах, где необходима стимуляция перед гидроразрывом, кислотной обработкой или нагнетанием флюида, а так же в скважинах с нарушенным околоскважинным пространством вследствие бурения или заканчивания (проникновение раствора, разбухание глин, цемент и др.). Но самое главное его применение в скважинах с близким контактом вода/нефть, где проведение гидроразрыва не представляется возможным [2].

Помимо StimGun существует так же отечественное устройство для одновременного вскрытия и газодинамической обработки пласта. Это устройство ГП 105 ПЕРФОГЕН ОАО ВНИПИВЗРЫВГЕОФИЗИКА. Оно имеет некоторые преимущества по сравнению с известными устройствами подобного типа и, в частности, с американским устройством StimGun. В число его достоинств входит многократность использования аппаратуры, неснаряженной взрывчатыми материалами; возможность применения пороховых или твердотопливных зарядов, образующих при сгорании большое количество газов; возможность направлять поток пороховых газов непосредственно в зону перфорированного пласта, что существенно повышает коэффициент использования энергии порохового заряда; щадящее воздействие на колонну эксплуатационных труб; отсутствие засоряемости скважины.

Технология работ с устройством перфоген по существу включает в себя несколько совмещенных операций, проводимых при одном спуске его в скважину, а именно: кумулятивную перфорацию, газодинамическую обработку ПЗП пороховыми газами и импlosionное воздействие на пласт за счет мгновенной депрессии, образуемой устройством [3].

Поток газообразных продуктов взрыва и горения зарядов, движущийся в пласт вслед за кумулятивной струей разрушает зону уплотнения породы вокруг перфорационных каналов и создает дополнительную сетку трещин вокруг них.

Автором был произведен анализ результатов проведенных устройством перфогена работ по пласту БС10 на Суторминской группе

месторождений. Для этого была отобрана информация по нескольким добывающим скважинам этой группы месторождений. В ходе анализа были выявлены изменения в дебитах скважин после воздействия на них технологией перфоген (табл. 1).

Таблица 1

| № скважины | До воздействия на скважину по технологии перфоген |         |        | После воздействия на скважину по технологии перфоген |         |        |
|------------|---|---------|--------|--|---------|--------|
|            | Q жидкости  | Q нефти | Q воды | Q жидкости   | Q нефти | Q воды |
| 1292       | 8   | 1       | 86     | 15   | 2       | 84,3   |
| 1622       | 9   | 5,9     | 21     | 16   | 13      | 2      |
| 2235       | 11  | 1,2     | 93     | 13   | 1,5     | 86,18  |
| 2337       | 6   | 0,87    | 82,63  | 20   | 2,9     | 82,63  |
| 2349       | 5   | 0,74    | 82,04  | 10   | 1       | 88     |
| 3454       | 10  | 1,2     | 85,9   | 13   | 1,2     | 89,1   |
| 3527       | 22  | 4,1     | 78,2   | 13   | 4,1     | 62,9   |
| 8612       | 3   | 0,9     | 65     | 16   | 5       | 62     |
| 8629       | 13,3  | 3,2     | 71,7   | 46   | 3,2     | 91,8   |
| 8694       | 6   | 1,93    | 61,48  | 23   | 6       | 68,75  |

Результат проделанной работы выявил следующее: дебит жидкости в скважинах увеличилась в среднем на 52% (минимально 15%, максимально 81,3%), дебит нефти на 37% (минимально 0%, максимально 82%). Обводненность скважин в некоторых случаях стала меньше (табл. 2).

Таблица 2

| № скважины | % изменения |         |        |
|------------|-------------|---------|--------|
|            | Q жидкости  | Q нефти | Q воды |
| 1292       | 46,7%       | 50%     | -2%    |
| 1622       | 43,7%       | 54,6%   | -95%   |
| 2235       | 15,4%       | 20%     | -8%    |
| 2337       | 70%         | 70%     | 0%     |
| 2349       | 50%         | 26%     | 6,8%   |
| 3454       | 23,1%       | 0%      | 3,6%   |
| 3527       | -69,2%      | 0%      | -24,3% |
| 8612       | 81,3%       | 82%     | -4,8%  |
| 8629       | 71,1%       | 0%      | 21,9%  |
| 8694       | 73,9%       | 68%     | 10,6%  |

Исходя из вышенаписанного, можно судить об эффективности применения данных методов и их будущей повсеместной реализации на месторождениях.

#### *Литература*

1. Балдин А.В. Разработка комплексной технологии кумулятивной перфорации скважины и газодинамической обработки прискважинной зоны пласта. Диссертация. Научно-производственная фирма «Геофизика», Пермь, 2008. 129 с.
2. Бейкер А. и Бейкер О.Т. StimGun. Сентябрь 2001, 19 с.
3. Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности. Казань, издательство «ФЭН» Академии наук РТ, 2005. 688 с.

## **ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЯЕМОГО ВИДА ЗАВОДНЕНИЯ НА ЯСНОПОЛЯНСКОЙ ЗАЛЕЖИ МОСКУДЬИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Ю.А. Ясырева, О.Е. Кочнева

*Пермский государственный национальный исследовательский  
университет, магистр 1 года обучения, pp8507@mail.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент О.Е. Кочнева

Для выявления эффективности применяемого вида заводнения и определения методов для интенсификации нефтеотдачи пласта была рассмотрена яснополянская залежь Москудьинского месторождения.

Москудьинское месторождение расположено на территории Куединского района Пермского края, в 230 км к юго-западу от г. Перми, в 30 км к западу от ст. Куеда.

Яснополянский надгоризонт (Тл+Бб) – основной объект разработки. В промышленной эксплуатации находится с 1979 г. Закачка воды в пласт начата в 1987 г., были введены под закачку 11 скважин. В 2005-2006 гг. фонд действующих нагнетательных скважин составил 36. Накопленная закачка на 1.01.2007 г. – 18840.9 тыс.м<sup>3</sup>. Используется площадная семиточечная система разработки с размещением скважин по сетке 400х400 м и полимерным заводнением. Площадное заводнение является разновидностью внутриконтурного заводнения, при котором в условиях общей равномерной сетки



скважин нагнетательные и добывающие скважины чередуются в строгой закономерности [1].

Выделенные в единый объект разработки тульские (Тл<sub>2а-2б</sub>) и бобриковские отложения находятся на третьей стадии разработки. Фактические показатели разработки ниже проектных по основным показателям: добыча нефти, фонд добывающих скважин, закачка воды. Причиной отставания фактических показателей от проектных является высокая обводненность добывающих скважин. Это происходит, потому что системы разработки с площадным заводнением практически не позволяют регулировать скорость продвижения воды к разным добывающим скважинам элемента системы разработки путем перераспределения объемов закачиваемой воды [2].

Для анализа эффективности применяемого заводнения были построены и проанализированы карты изобар, карта эффективных нефтенасыщенных толщин, карта проницаемости и карта распространения коллекторов с разной продуктивностью. С помощью этих карт можем определить области для применения очагового заводнения.

Для оценки зависимости годовой добычи и среднего дебита от разных параметров были построены поля корреляции и проведены линии регрессии (рис. 1).

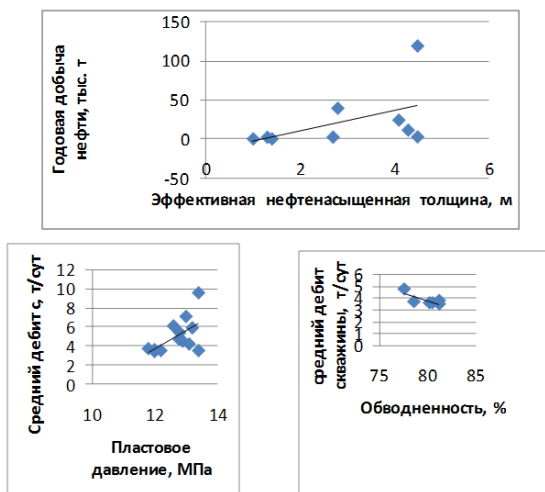


Рис. 1. Влияние различных параметров на величину дебита нефти

При анализе графиков выявлена прямая зависимость добычи нефти от эффективной нефтенасыщенной толщины и дебита от пластового давления; обратная зависимость дебита от обводненности. Дебиты нефти падают, обводненность растет.

Характеризуя систему поддержания пластового давления (ППД), стоит отметить ее низкую эффективность. Необходимо предпринять меры, направленные на повышение нефтеотдачи.

По яснополянскому горизонту на добывающих скважинах были применены различные методы повышения нефтеотдачи пласта в период с 2000 г. по 2004 г. В результате применения этих методов показатели работы по многим скважинам улучшились. Скважины, на которых не произошло существенное изменение дебитов нефти и которые сильно обводнены, следует отключить. Рекомендации по усовершенствованию системы разработки представлены на рисунке 2.



Рис. 2. Карта текущей эксплуатации

Таким образом, был проведен анализ эффективности применяемого вида заводнения, который показал, что система заводнения требует существенных доработок.

#### *Литература*

1. Андреев В.В., Урзаков К.Р., Далимов В.У. Справочник по добыче нефти // Под ред. К.Р. Урзакова. Москва, Недра-Бизнесцентр, 2000. 374 с.
2. Основы нефтегазового дела: Учеб. для вузов. Москва, Недра-Бизнесцентр, 2003. 307 с.

# ЛИТОЛОГО-ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД

Е.Л. Львовский

*Пермский государственный национальный исследовательский  
университет, студент 5 курса*

Научный руководитель: научный сотрудник, заведующий отделом  
комплексных исследований пород и флюидов  
ОАО «КамНИИКИГС» В.Н. Савинов

Петрофизические свойства исследовались по образцам, отобраным из отложений засоленного пласта нефтегазоконденсатного месторождения.

Изучаемая часть разреза представлена доломитами, реже известняками, участками доломитизированными. Породы в различной степени неравномерно галитизированные и сульфатизированные. Пустотное пространство пород представлено порами, трещинами и кавернами, частично полыми, участками, иногда полностью выполненными галитом.

Трещины редкие, открытые, извилистые, в основном быстрозатухающие, разноориентированные, преимущественно перпендикулярно оси зерна.

Целью работы являлось определение фильтрационно-емкостных, электрических свойств и параметров трещиноватости пород без их рассоления.

Исследования проводились на образцах кубической формы.

Параметры трещиноватости (длина, раскрытие, поверхностная плотность открытых трещин, емкость открытых трещин и проницаемость по трещинам) определялись двумя способами: по фотоотпечаткам граней кубических образцов, насыщенных сульфидом натрия и по шлифам, насыщенным окрашенным полимером (рис. 1) [1].

В трещиноватых разностях карбонатных пород прослеживаются как микротрещины (очень узкие и узкие), так и макротрещины (широкие и очень широкие). Количество трещин и их длина в рассматриваемых образцах сильно варьируют. В шлифах отмечаются как единичные трещины с длиной, составляющей единицы мм, так и целые системы многочисленных разноориентированных трещин с протяженностью несколько десятков мм. Вклад в емкостное пространство образцов открытых трещин незначителен, а значения

коэффициента проницаемости по трещинам колеблются в интервале  $0,017-1,2 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  [3].

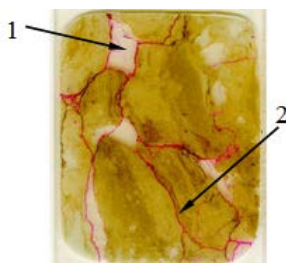


Рис. 1. Шлиф

(1 - каверна, заполненная галитом; 2 - трещина, заполненная полимером)

Поверхностная плотность открытых трещин, определённая на гранях кубических образцов, изменяется в пределах  $5,41-189$   $1/\text{м}$ . В целом трещины, выявленные на гранях кубиков, не являются эффективными, так как они не сквозные и смыкаются (затухают) внутри образцов (рис. 2).

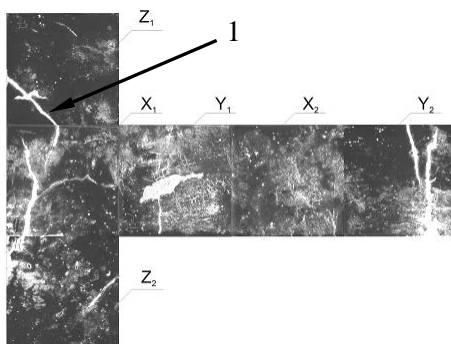


Рис. 2. Снимок следов открытых трещин (1 – трещина)

Фильтрация газа в этих породах осуществляется по поверхностям разрыва сплошности породы (трещинам). По классификации Кобрановой образцы относятся к полупроницаемым и практически непроницаемым. На рисунке 3 показано сопоставление газопроницаемости в направлениях оси  $Z$  и в плоскости, субперпендикулярной оси керна (по осям  $X$  и  $Y$ ). Как видно из графика, газопроницаемость параллельно оси керна (по оси  $Z$ ) на порядок ниже газопроницаемости, перпендикулярной оси керна. [2]

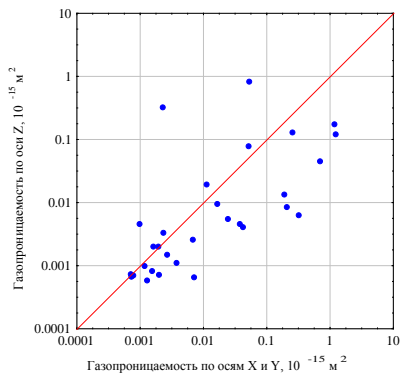


Рис. 3. Сопоставление газопроницаемости в направлении оси Z и в плоскости, субперпендикулярной оси керна (по осям X и Y)

Параметр пористости, вычисленный по результатам определения удельного электрического сопротивления, напротив, по оси Z выше, чем по осям X и Y. У образца 10, преобладают трещины, субпараллельные оси керна, параметр пористости по оси Z ниже, чем по осям X и Y (рис. 4) [4].

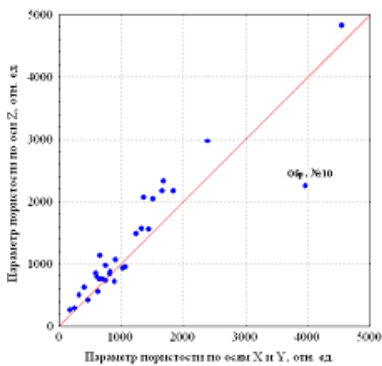


Рис. 4. Сопоставление параметра пористости в направлении оси Z и в плоскости, субперпендикулярной оси керна (по осям X и Y)

Таким образом, коллекторские и физические свойства исследованных пород данного месторождения, в основном, обусловлены их трещиноватостью и были определены с сохранением соли в пустотном пространстве образцов.

## Литература

1. Багринцева К.И. Трещиноватость осадочных пород. - М.: Недра, 1982–256 с.
2. ГОСТ 26450.2-85. Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации. Введ. 27.02.1985. – М.: Изд-во стандартов, УДК 553.98.061.4.082:539.217.3 Группа А09 СССР. 1985. – 15 с.
3. Гмид Л.П., Леви С.Ш. Атлас карбонатных пород-коллекторов. Тр. ВНИИГРИ, вып. 313. – Л.: Недра, 1972. – 176 с.
4. Кобранова В.Н. Петрофизика. – М.: Недра, 1986. – 392 с.

# ВЛИЯНИЕ ИНТЕНСИВНОСТИ СОВРЕМЕННЫХ ВЕРТИКАЛЬНЫХ ДВИЖЕНИЙ ЗЕМНОЙ КОРЫ НА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ СТРУКТУР I ПОРЯДКА ЮГО- ВОСТОКА СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

А.М. Гайфутдинова

*Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геолого-  
разведочный институт, инженер, gayfudinovaam@gmail.com*

Научный руководитель: д.г.-м.н. А.М. Жарков

В настоящее время изучение современных вертикальных движений платформенных областей с целью прогноза их нефтегазоносности приобретает всё большую популярность. Необходимо сразу уточнить, что это отдельное направление неотектоники, основанное на анализе результатов повторных геодезических наблюдений. Как объект изучения неотектоники, современные движения могут наследовать историю тектонического развития регионов, определяя тем самым наиболее активные в тектоническом плане участки. Как известно, движения УВ-флюидов в недрах контролируются структурным принципом [2, 5]. В связи с этим, в данной работе была предпринята попытка выявить корреляцию между интенсивностью современных вертикальных движений и тектоническими элементами I порядка юго-востока Сибирской платформы с прогнозом их нефтегазоносности.

Фактическим материалом для исследований послужили результаты геодезических наблюдений по линиям повторного нивелирования, выполненного за период с 1936 по 1979 гг. [1]. Анализу подвергались следующие структуры I порядка: Сюгджерская и Вилочанская седловины, Мирнинский выступ, Ыгыаттинская, Нюйско-Джербинская, Березовская и Кемпендяйская впадины,

Сунтарский свод, Джеюктинский выступ, Арбайско-Синский мегавал, Сарсанский прогиб [3]. Изолинии карты скоростей современных вертикальных движений земной коры (СВДЗК) строились с использованием пакета ArcGis с учетом разрывных нарушений, выделенных структурно-геоморфологическими методами [4].

Для исследования соответствия участков современных поднятий и опусканий тектоническим элементам, выделенным в осадочном чехле, были построены графики площадного распределения скоростей современных движений по структурам первого порядка: положительным, отрицательным и промежуточным.

Влияние современной активности территории на ее нефтегазоносность выявлялось на региональном и локальном уровнях. Региональный анализ проводился путем сопоставления площадей с определенной интенсивностью современных движений и плотностью ресурсов УВ. Целью локального анализа являлось изучение связи притоков УВ-флюидов Среднеботуобинского месторождения с интенсивностью современных вертикальных движений.

Анализ полученной карты скоростей СВДЗК выявил в основном восходящий характер движений с интенсивным наклоном в восточном направлении: максимальные положительные движения с амплитудами от 5 до более 10 мм/год зафиксированы в пределах Предпатомского прогиба (Березовская, Ньюско-Джербинская впадины, Джеюктинский выступ), бортовых частей Западно-Виллойской синеклизы (Сунтарский свод, Кемпендяйская впадина) и на севере Сюгджерской седловины. Наиболее интенсивные опускания наблюдаются в районе Мирнинского выступа, в южной части Сюгджерской седловины.

Отмечается хорошая сходимости направленности современных движений для положительных структур. Так, Сунтарскому своду и Джеюктинскому выступу соответствует ~98% территории, интенсивно воздымающейся в настоящее время. Четкая тенденция к преобладающему поднятию отмечается на 84,2% территории развития промежуточных (Сюгджерской и Вилючанской седловин) и 68,3% отрицательных структур (Кемпендяйская и Ыгыаттинская впадины). В целом же, унаследованности развития структур не наблюдается, в современных условиях структурный план активно перестраивается, особенно хорошо это проявляется для отрицательных и промежуточных структур.

В региональном плане на распределение нефтегазоносности современные движения не влияют: закономерного увеличения средневзвешенной плотности ресурсов УВ с возрастанием интенсивности движений не отмечается. Максимальные значения

плотности ресурсов УВ соответствуют незначительным показателям скоростей современных движений.

В свою очередь, локальный анализ выявил зависимость величины притока флюида УВ в скважинах Среднеботуобинского месторождения от интенсивности современных движений. Притоки УВ-флюида в скважинах, приуроченных к блоку с интенсивными современными движениями земной поверхности ( $-3 - -4$  мм/год), значительно превышают притоки в скважинах на участках, характеризующихся низкими скоростями. Также можно отметить, что из 15 месторождений УВ, расположенных в пределах указанных структур, 9 приурочено к областям, активно поднимающимся или опускающимся со скоростями современных движений более  $\pm 4$  мм/год.

Выводы. Построенная карта скоростей СВДЗК территории выявила в основном восходящий характер движений, за исключением крайнего северного окончания Непско-Ботуобинской антеклизы. Анализ корреляции интенсивности СВДЗК с тектоническими структурами I порядка указывает на преобладающий инверсионный характер современных вертикальных движений земной коры;

В региональном плане современные вертикальные движения земной коры к распределению ресурсов УВ прямого отношения не имеют в связи со своей краткосрочностью во времени и недостаточной изученностью территории. Однако на отдельных месторождениях УВ (Среднеботуобинское) отмечается влияние интенсивности СВДЗК на величину притока флюида в скважинах.

#### *Литература*

1. Бочаров Г.В., Гусев Г.С., Есикова Л.В., Спектор В.Б. Карта современных вертикальных движений территорий Якутской АССР // Геотектоника. - 1982. - №3. - с.60–63.
2. Геология и нефтегазоносность Восточного Предкавказья / под ред. П.Е.Пчелинцева. // Сб. научных трудов. – Грозный: СевКавНИПИнефть, 1992 – вып.57.
3. Конторович А.Э., Беляев С.Ю., Конторович А.А. и др. Тектоническая карта венд-нижнепалеозойского структурного яруса Лено-Тунгусской провинции Сибирской платформы // Геология и геофизика. – 2009. – т.50.–№8. – с.851–862.
4. Корчуганова Н.И., Костенко Н.П., Межеловский И.Н. Неотектонические методы поисков полезных ископаемых. – М., 2001.
5. Сидоров В.А., Атанасян С.В., Багдасарова М.В. и др. Современные движения земной коры и нефтегазоносность (на примере Терско-Каспийского передового прогиба) – М.: Наука, 1987.



6. Современные движения земной коры. Морфоструктуры, разломы, сейсмичность / под ред. Буланже Ю.Д., Лилиенберг Д.А., Сетунской Л.Е., Энман С.В. – М.: Наука, 1987.

## **ВЗАИМОСВЯЗЬ ПОНЯТИЙ «ЦИКЛ», «ЦИКЛИТ» И «ЛИТМИТ»**

К.А. Лузина, О.Е. Кочнева

*Пермский государственный национальный исследовательский университет, студент 3 курса, [lusinaksenchka@mail.ru](mailto:lusinaksenchka@mail.ru)*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент О.Е. Кочнева

Образование и размещение полезных ископаемых в земной коре определяется цикличностью геологических процессов. Поэтому познание закономерностей циклического развития имеет огромное практическое значение. Изучению цикличности применительно к целям поисков скоплений нефти и газа посвящены работы Н.Б. Вассоевича, А.А. Трофимука, Ю.Н. Карогодина и др.

Понятие "цикличность" указывает на закономерную смену определяемых элементов, этапов, стадий во времени и пространстве. Это понятие обусловлено существованием циклов. По Ю.Н. Кароgodину [1], цикл – это обособленный последовательный, непрерывный или прерывисто-непрерывный ряд закономерно связанных между собой явлений. В Геологическом словаре дается следующее определение цикла седиментационного: это "определенная последовательность в смене обстановок осадконакопления, повторяющаяся в тех или иных вариациях в ходе развития акватории или территории". Таким образом, существование цикличности определяется более или менее равномерной повторяемостью. Ритм – это характеристика процесса, его свойство, структура динамической системы. К понятию "ритмичность" близко понятие "периодичность". Периодичность – регулярная повторяемость явлений во времени и пространстве.[2]

Наиболее отчетливое выражение цикличность получила в процессе седиментации. Как известно из многочисленных аналитических исследований, процесс седиментации имеет прерывистый, дискретный, квантовый характер. Элементарным квантом седиментации, ее продуктом и следствием является слой. Элементами слоя более низкого уровня организации являются прослои, слойки или пропластки. Породный слой (пласт), по

Ю.Н. Кародину, "это преимущественно однородное трехмерное тело, ограниченное снизу и сверху субпараллельными плоскостями-границами, у которых два линейных размера по взаимно перпендикулярным направлениям всегда больше третьего". Одним из отличительных признаков слоя является мощность (толщина) и протяженность. Прослой (пропластки) чаще всего измеряются миллиметрами и первыми сантиметрами, а отдельные слои – сантиметрами, метрами и даже десятками метров.

Любое сочетание породных слоев, объединенное в слоевую ассоциацию, носит название литмита. Породно-слоевая ассоциация, главным свойством которой является связь элементов во времени и пространстве, называется циклитом. Эта слоевая система является проявлением цикличности низшего порядка, вещественным отражением седиментационного цикла. Слои в элементарном циклите образуют единое целое, т.е. это природное тело, неделимое на "меньшие циклиты". Седиментационный цикл как целостная динамическая система характеризуется непрерывностью процесса во времени.

Таким образом, литмиты – это общее наименование слоевых систем, выделяемых по любым свойствам и признакам. Циклиты – целостные во времени слоевые системы. Термин «циклит» образован от двух слов – цикл и лит и введен вместо литологического, точнее седиментационного «циклокомплекса», как его синоним.

Циклит – это породно-слоевое тело (ассоциация), вещественное отражение (продукт, результат, следствие) седиментационного цикла.[3]

Ю.Н. Кародин дает классификацию циклитов, в основу которой взят признак направленности изменения существенного состава – от слоя к слою. Для терригенных пород – это изменение гранулометрического состава, для карбонатно-терригенного разреза – изменение соотношения карбонатной и терригенной составляющей (рис.).

По приведенной классификации все циклиты делятся на две группы: А – с однонаправленным и Б – с разнонаправленным изменением взятого свойства от слоя к слою. В каждой из групп выделяются по две подгруппы.

В группе А первая подгруппа составляет циклиты с прогрессивной направленностью – прогрессивные циклиты или проциклиты. Это наиболее распространенный тип циклитов. В реальных разрезах они состоят из слоев, у которых размер зерен уменьшается от слоя к слою. На разрезах проциклиты изображаются

символом в виде треугольника с основанием и вершиной, обозначающими, соответственно, "грубый" и тонкозернистый слой. Вторая подгруппа характеризуется обратной направленностью взятого признака – регрессивной. Это регрессивные циклиты или рециклиты. Их символ – перевернутый треугольник, т.е. расположенный вершиной вниз.

В группе Б в первой подгруппе в слоях нижней части наблюдается прогрессивная направленность изменения взятого свойства от слоя к слою, а в слоях верхней части – регрессивная направленность. Такие циклиты называются прогрессивно-регрессивными или прорециклитами. Их символ – два треугольника, соединенных вершинами. Вторая подгруппа представляет циклиты обратного строения, т.е. для нижних слоев характерно регрессивное сочетание, а для верхних – прогрессивное с постепенной сменой. Эти циклиты названы регрессивно-прогрессивными или репроциклитами. Их символ – два треугольника, соединенных основанием [3].

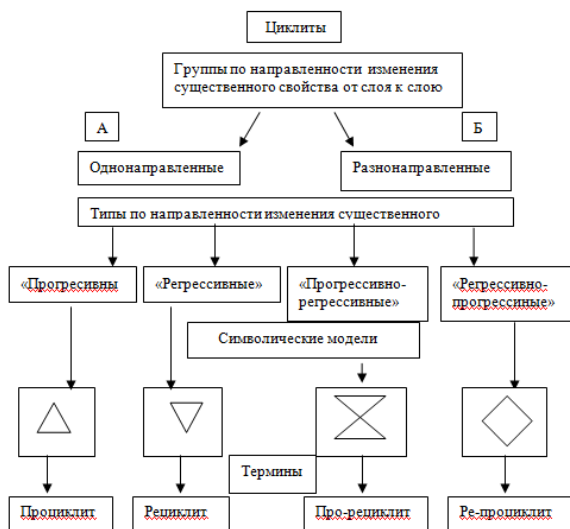


Рис. Классификация циклитов по Ю.Н. Кароgodину

### Литература

1. Геологический словарь / Коллектив авторов. М, Недра, 1978. С. 486 .
2. Кароgodин Ю.Н. Седиментационная цикличность. М, Недра, 1980. С. 241.

3. Карогодин Ю.Н. Ритмичность осадконакопления и нефтегазоносность. М, Недра, 1974. С.176.
4. Карогодин Ю.Н. Введение в нефтяную литмологию. -Новосибирск: Наука, 1990. – 239 с.

## **КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ПРОДУКТИВНОГО КОМПЛЕКСА ВОСТОЧНО-РОГОЗИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Т.В. Моисеева

*Пермский государственный национальный исследовательский  
университет, студент 5 курса, mois\_tan@mail.ru*

Научный руководитель: научный сотрудник, заведующий отделом  
комплексных исследований пород и флюидов  
ОАО «КамНИИКИГС» В.Н. Савинов

Восточно-Рогозинское нефтяное месторождение расположено на территории республики Коми, в 84 км к северу от г. Усинска. В тектоническом отношении приурочено к брахиантиклинальной складке, расположенной в юго-западной части Хорейверской впадины. Разрез представлен сменой нижележащих карбонатных отложений терригенными, от ордовикских до четвертичных. Месторождение является сложным по геологическому строению, что отражается в литолого-фациальной изменчивости отложений, наличием дизъюнктивных нарушений. Продуктивные отложения представлены доломитами веяжской свиты нижнесилурийского возраста ( $S_1vk$ ). Покрышками являются более плотные непроницаемые карбонатные породы верхней пачки веяжской свиты [3].

С целью получения дополнительной информации, необходимой для подсчета запасов месторождения, были исследованы фильтрационно-емкостные свойства образцов горных пород, отобранных с глубины 3603–3633 м из продуктивных карбонатных отложений в процессе бурения эксплуатационной скважины №110.

Объем образца большеразмерного ядра составляет  $\approx 352 \text{ см}^3$ , что больше стандартного в 16 раз, соответственно и представительность получаемых результатов заметно выше. Поэтому для получения наиболее достоверной информации исследования проводились на образцах полноразмерного ядра с сохранением диаметра колонки ядра и высотой примерно равной диаметру.[1]

По результатам макроописания и проведенным анализам фильтрационно-емкостных свойств было установлено, что коллекторами являются доломиты тонко-, мелкозернистые, пористо-кавернозные, с кавернами размером 0,3–2,0 см.

Открытая пористость изменяется в широком диапазоне от 0,23 до 20,0%. Показатели абсолютной газопроницаемости также характеризуются высокой изменчивостью от 0,178 до  $1880 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . В целом исследуемые образцы характеризуются средними значениями пористости и проницаемости, что, основываясь на классификации коллекторов Кобрановой, дает основание говорить о хороших качествах коллектора.

Высокая изменчивость фильтрационно-емкостных свойств пород связана с особенностями структуры пустотного пространства, которое представлено различным сочетанием пор, каверн и трещин. В зависимости от того, по каким пустотам преобладает фильтрация флюида, выделяются породы с трещинно-поровым, поровым, каверново-поровым и порово-каверновым типами пустотного пространства.

Соотношение открытой пористости и абсолютной газопроницаемости отчётливо выделяет различный характер связи между этими показателями для сложных карбонатных коллекторов с различными типами пустотного пространства (рис. 1).

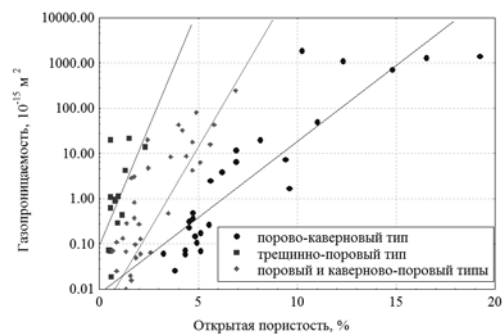


Рис. 1. Сопоставление абсолютной газопроницаемости и открытой пористости образцов с разными типами емкостного пространства

В целом на представленном графике видна прямая зависимость абсолютной газопроницаемости от величины открытой пористости и типа пустотного пространства: с увеличением открытой пористости происходит увеличение абсолютной газопроницаемости.

Количество остаточной воды, зафиксированное по капилляриметрическим исследованиям, при максимальном давлении вытеснения 0,8 МПа изменяется от 31,7 до 76%. Сопоставление величин остаточной водонасыщенности с открытой пористостью (рис. 2) и газопроницаемостью (рис. 3) свидетельствует о том, что высокое содержание остаточной воды характерно для образцов с низкими фильтрационно-емкостными свойствами, и, соответственно, низкое содержание остаточной воды – с высокими фильтрационно-емкостными свойствами [2].

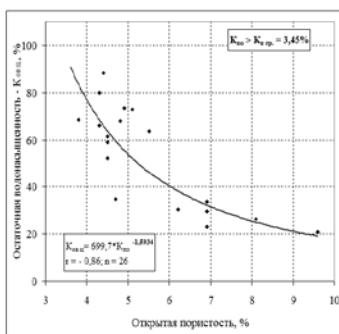


Рис. 2. Сопоставление остаточной водонасыщенности и открытой пористости

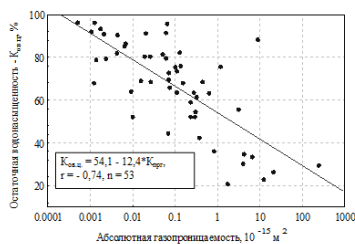


Рис. 3. Сопоставление остаточной водонасыщенности и абсолютной газопроницаемости

Таким образом, по результатам проведенных лабораторных исследований можно сделать вывод о том, что изученные образцы представляют собой трещинно-каверно-поровый тип коллектора с относительно высокими емкостными и фильтрационными свойствами и низким содержанием остаточной воды. В целом доломиты веянской свиты нижнесилурийских отложений являются коллекторами высокого качества.

#### Литература

1. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. Москва – Тверь, ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003.
2. Савинов В.Н. Выполнить комплекс исследований свойств керна и прочностных свойств скважины 110 Восточно-Рогозинской площади // Отчет ОАО «КамНИИКИГС». Пермь, 2011.
3. Шеин В.С. Геология и нефтегазоносность России. Москва, ВНИГНИ, 2006.

# ВЛИЯНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ БАШКИРСКОГО ПЛАСТА НА ПРОЦЕСС ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ СИВИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Т.В. Моисеева

*Пермский государственный национальный исследовательский  
университет, студент 5 курса, mois\_tan@mail.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент О.Е. Кочнева

Сивинское месторождение нефти в административном отношении расположено в одноименном районе Пермского края, в 112 км к западу от областного центра – г. Перми. Оно было открыто в 1967 году в результате поисково-разведочного бурения.

Разрез месторождения изучен по материалам поисковых и разведочных скважин от рифейских до четвертичных отложений. Тип разреза терригенно-карбонатный.

В тектоническом отношении приурочено к северной части Верещагинского вала Верхнекамской впадины. Сивинская структура имеет неправильную форму и разделена на два поднятия: Сивинское и Южно-Сивинское.

Промышленная нефтеносность на Сивинском поднятии установлена в карбонатных отложениях верейского горизонта (пласт В<sub>3</sub>) и башкирского яруса (пласты Бш<sub>1</sub>, Бш<sub>2</sub>), на Южно-Сивинском поднятии – в карбонатных отложениях башкирского яруса (пласт Бш<sub>1</sub>) [3].

В данной работе эксплуатационный объект Бш, выбранный для исследования, состоит из двух пластов – Бш<sub>1</sub> и Бш<sub>2</sub>. В ходе анализа структурных карт по кровле пластов, было установлено, что объект представляет собой брахиантиклинальную складку. Пласты Бш<sub>1</sub> и Бш<sub>2</sub> прослеживаются во всех скважинах. В каждом пласте выделяется до 6 проницаемых пропластков. Коэффициент песчаности пласта Бш<sub>1</sub> равен 0,3; коэффициент расчлененности – 3,29. Коэффициент песчаности пласта Бш<sub>2</sub> равен 0,23; коэффициент расчлененности – 2,95. Оба пласта являются достаточно расчлененными.

Коллектора представлены органогенно-обломочными известняками с редкими прослоями мергелей и аргиллитов. Продуктивная толща характеризуется достаточно высокой степенью микро- и макронеоднородности, что выражается в значительной изменчивости коллекторских свойств (эффективная нефтенасыщенная толщина – 2,2 до 8,6 м, пористость – от 7,7 до 25,0%, проницаемость –

от 0,059 до 0,856 мкм<sup>2</sup>), а также присутствию в разрезе нескольких продуктивных горизонтов и наличии зон выклинивания и замещения коллекторов по площади [2]. Породами-покрышками являются более плотные непроницаемые породы.

По результатам анализа карт эффективных нефтенасыщенных толщин и проницаемости, объект является достаточно неоднородным по площади. Выделяются зоны с различными значениями эффективных нефтенасыщенных толщин, варьирующие в широком диапазоне: максимальное значение в районе скв. 252 (8,6 м), а минимальное в скв. 222 (2,2 м). На карте проницаемости выделены зоны со средними значениями проницаемости (0,01–0,1 мкм<sup>2</sup>) и зоны с повышенными значениями, соответствующими хорошо проницаемым коллекторам (0,1–1,0 мкм<sup>2</sup>) [1].

С целью определения влияния геологической неоднородности на процесс извлечения нефти были построены зависимости дебита нефти от эффективной нефтенасыщенной толщины (рис. 1) и проницаемости (рис. 2), а также зависимость обводненности от проницаемости (рис. 3).

В ходе анализа построенных зависимостей был сделан вывод о том, что с ростом эффективных нефтенасыщенных толщин и показателей проницаемости происходит рост дебита нефти. Невысокие дебиты (< 1,15 т/сут), характерные для ряда скважин (№№ 226, 276, 277, 278) связаны с относительно низкими значениями проницаемости продуктивных отложений (< 0,3 мкм<sup>2</sup>), вскрытых в перечисленных скважинах, а также расположением их вблизи контуров нефтеносности.

Обводненность скважин также зависит от проницаемости: с увеличением фильтрационных параметров, происходит рост обводненности скважины. Высокие значения обводненности скв. 2, 234, 276, 279 (> 28%) связаны с попаданием их в радиус влияния закачки нагнетательных скважин.

Таким образом, в результате проведенных работ можно сделать следующие выводы:

- коллектора высокопористые, хорошо проницаемые;
- эксплуатационный объект Бш<sub>1</sub> и Бш<sub>2</sub> является достаточно неоднородным как по площади, так и по разрезу, что выражается в наличии зон выклинивания и замещения коллекторов плотными непроницаемыми пропластками;
- коэффициент расчлененности пластов достаточно велик, поэтому необходимо применять методы воздействия, направленные на вовлечение в разработку неработающих пропластков;



– на процесс извлечения нефти оказывают влияние как геологические, так и технологические факторы.

Соответственно при выборе более рациональной системы разработки месторождения необходимо учитывать геологическую неоднородность эксплуатационного объекта.

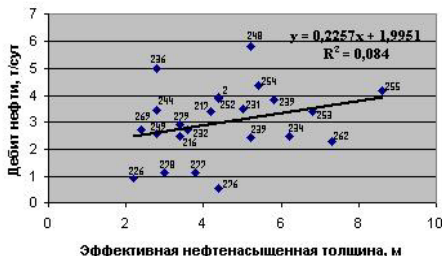


Рис. 1 Зависимость дебита нефти от суммарной эффективной нефтенасыщенной толщины пластов Б<sub>1</sub> и Б<sub>2</sub>

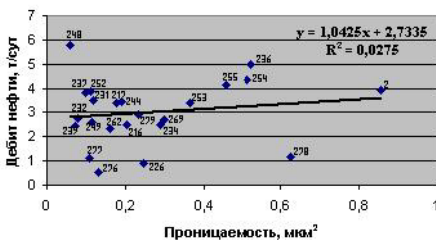


Рис. 2. Зависимость дебита нефти от средней проницаемости пластов Б<sub>1</sub> и Б<sub>2</sub>

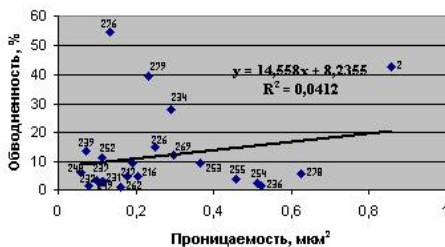


Рис. 3. Зависимость обводненности от средней проницаемости пластов Б<sub>1</sub> и Б<sub>2</sub>

## Литература

1. Бакиров А.А. Геология и геохимия нефти и газа. – М.: Недра, 1993.–288 с.
2. Иванова М.М., Дементьев Л.Ф., Чоловский И.П. Нефтегазопромисловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа. – М.: Недра, 1985. – 321 с.
3. Технологическая схема разработки Сивинского месторождения. – П.: ООО «ПермНИПИнефть», 2004. – 284 с.

## ОЦЕНКА ГЕОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ ПРИ ПРИНЯТИИ РЕШЕНИЙ НА СТАДИИ ПОИСКОВ НЕФТИ И ГАЗА

М.А. Андриянова

*Всероссийский научно-исследовательский нефтяной институт,  
аспирант 3 года обучения, mariaandr@mail.ru*

Научный руководитель: д.г.-м.н. В.И. Пороскун

В настоящее время во многих компаниях для эффективного планирования поисково-разведочных работ используется анализ рисков. Основными единицами оценки являются углеводородная система или часть углеводородной системы – «плей». [4]

Впервые термин «нефтяная система» был использован Dow (1974), и под ним понималась связь между нефтью и нефтематеринскими породами. Термин «углеводородная система» впервые ввел Perrodon (1980). Далее понятие «углеводородная система» описывал и определял в своих работах Magoon (1987, 1988, 1989 a,b). Он же ввел понятие «элементов углеводородной системы», под которыми понимались нефтематеринские породы, пути миграции, коллекторские породы, покрывающие и структуры [5].

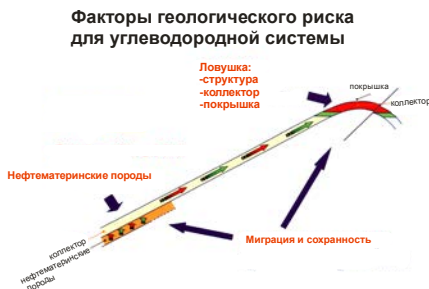


Рис. 1. Элементы углеводородной системы [2]

Углеводородная система – это природная система, включающая в себя активную (генерирующую углеводороды) область развития НМП (очаг генерации УВ) и все образованные в этой области УВ, а также геологические элементы и процессы, которые играли существенную роль в их аккумуляции [1].

Элементам углеводородной системы при переходе от анализа геологических данных к анализу геологических рисков приписываются субъективные оценки, представляющие собой число от 0 до 1 и отражающие степень уверенности в том, что коллектор будет достаточной толщины для получения промышленных притоков, нефтематеринские породы будут иметь достаточный генерационный потенциал и т.д. для каждого из элементов. Процесс оценки геологического риска начинается с рассмотрения геологических факторов, влияющих на продуктивность – нефтематеринской толщи, коллектора, ловушки (структуры и покрышки) и динамики (миграции и сохранности).

Одним из инструментов анализа рисков является построение «вероятностных карт» на основе всех имеющихся геологических данных. «Вероятностные карты» позволяют дать оценку нефтегазоперспективности района и выбрать из портфеля участков наиболее перспективные. Процесс построения «вероятностных карт» заключается в нанесении на карту относительных значений вероятности для каждого из элементов углеводородной системы.



Рис. 2. Получение результирующей вероятностной карты [3]

Производить построение карт возможно двумя методами:

1. Для каждого из элементов углеводородной системы строится вероятностная карта, каждой точке которой приписывается численное

значение вероятности (от 0 до 1). Затем карты умножаются друг на друга. В результате формируется результирующая вероятностная карта («Common Risk Segment»). К недостаткам этого метода можно отнести относительно грубые оценки, получаемые при перемножении карт. Например, для одного района значения для каждого из элементов будут равны 0,2; 0,9; 0,7; 0,7. Для другого района – 0,5; 0,5; 0,6; 0,5. Умножая, мы получаем для первой площади вероятность геологического успеха, равную 0,0882, а для второго участка – 0,075. В данном случае в результате математических вычислений первый участок получается более перспективным. Но, с другой стороны, критическое значение 0,2, приписанное одному из элементов системы этого участка, говорит о низкой вероятности наличия УВ, и этот фактор может служить причиной непродуктивности участка. Поэтому необходимо уточнять результирующую карту, понижая перспективность участков с критическими значениями одного из элементов.

2. Для каждого из элементов строится карта, где вероятность выражена графически (цветовая градация), численных значений вероятности нет. Затем схемы «накладываются» друг на друга, причем результирующая схема выбирается исходя из худшего варианта. Недостатками этого метода является необходимость после построения результирующей схемы переводить ее в числовой вариант.

Методики построения вероятностных карт в настоящее время широко применяются в различных нефтяных компаниях. Построение вероятностных карт позволяет выбрать из портфеля наиболее перспективные участки и является удобным средством планирования поисково-разведочных работ на нефть и газ.

#### *Литература*

1. Геология для нефтяников. Под ред. Н.А. Малышева и А.М. Никишина. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2008. – 360 с.
2. Dr. Bjorn Wyrkala. Recent petroleum systems modeling developments and their application for petroleum exploration risk and resource assessments. EAGE, 2010.
3. Dr. Alfred Kjemperud. Play Analysis Methodology (презентация)
4. Harry Doust. The exploration play: what do we mean by it?// The AAPG Bulletin v.94, no.11, 2010, p.1657–1672.
5. Magoon Dow. The petroleum system – from source to trap. AAPG Memoir 60, Tulsa, Oklahoma, 2002, 654 p.

## **ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ФАМЕНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ БАШКИРСКОГО СВОДА (ЗАБРОДОВСКИЙ ЛУ)**

М.Г. Бояршинова, Е.Е. Винокурова  
*Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в  
г. Перми, boyarshinova@permnipineft.com*

Все больший интерес для геологоразведочных работ в Пермском крае приобретают верхнедевонские отложения зарифовых территорий, что обусловлено высокой изученностью барьерно-рифовых и внутренних прибортовых зон Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП), с которыми связано большинство промышленных залежей верхнедевонско-турнейского карбонатного комплекса.

Карбонатная зарифовая толща фаменского яруса северной части Башкирского свода до недавнего времени считалась малоперспективной для поисков новых залежей нефти, несмотря на многочисленные факты притоков нефти из различных интервалов фаменских отложений. Как правило, эти притоки квалифицировались лишь как следствие обнаружения непромышленных скоплений или просто как нефтепроявления, что объясняется невысокой интенсивностью притоков нефти [3]. Однако многие геологи отмечали перспективность фаменских зарифовых отложений (С.И. Шкарубо, И.И. Литвинова, В.А. Ощепков, А.И. Сулима и др.).

Бурение новых разведочных скважин в пределах Енапаевского, Жуковского и Забродовского лицензионных участков (ЛУ) с использованием современных керноотборочных снарядов, позволяющих достигать 100% выноса керна, а также целенаправленность отбора керна из потенциально продуктивных пластов фамена позволили наиболее детально и качественно изучить строение фаменской толщи зарифовых территорий Башкирского свода.

Палеогеографически и палеотектонически большая часть района исследований приходится на северную часть Таныпско-Тартинской атоллообразной банки и северную часть Уразметьевского компенсированного прогиба ККСП. Структурный верхнедевонский план территории был образован в позднефранское время, когда формировались многочисленные органогенные постройки. По результатам исследований многих авторов (Ю.И. Кузнецов, Э.К. Сташкова и др.) большую часть фаменского века территория развивалась как шельфовая лагуна, формирование органогенных построек не происходило. Слоистые и псевдомассивные карбонатные

отложения фамена, накопившиеся в лагунных обстановках, являются лишь структурами облекания позднефранских биогермов.

На территории исследований фаменский ярус представлен отложениями нижнего, среднего и верхнего нерасчлененных подъярусов. Мощность верхнефаменского подъяруса составляет около 50 м, среднефаменского – 100 м и нижнефаменского – 120 м.

Для изучения особенностей литолого-фациального строения фаменской толщи Забродовского ЛУ был использован весь имеющийся керновый материал (37 скважин).

В результате анализа кернового материала были выделены следующие литогенетические типы (ЛГТ) пород:

- 1) Вакстоуны открытой платформы;
- 2) Пакстоуны открытой платформы;
- 3) Мадстоуны шельфовой лагуны;
- 4) Пакстоуны-вакстоуны шельфовой лагуны;
- 5) Грейнстоуны шельфовой лагуны;
- 6) Доломиты себхи.

В результате проведенных исследований установлено, что образование фаменских отложений Забродовского ЛУ происходило преимущественно в спокойных гидродинамических обстановках шельфовой лагуны. Породы, формирующие фаменскую толщу, представлены преимущественно мадстоунами и пакстоунами-вакстоунами шельфовой лагуны, с редкими прослоями - грейнстоунов. Фильтрационно-емкостные свойства пород невысокие, они являются преимущественно плотными и слабопористыми коллекторами с низкой проницаемостью.

Образование других литогенетических разностей (пакстоунов и вакстоунов открытой платформы, доломитов себхи) обусловлено изменениями уровня моря, вызванных тектоническими и эвстатическими движениями. Эти генетические типы пород формируют отдельные прослои и не играют существенной роли в строении разреза. Отдельные разности известняков обладают хорошим емкостными свойствами, но при небольшой мощности прослоев и относительной невыдержанности по площади они не формируют крупных резервуаров.

При испытании фаменских отложений в скважинах были получены низкие дебиты (менее 10 т/сут).

Таким образом, зарифовая толща фаменского яруса Забродовского ЛУ имеет достаточно низкие перспективы. Для более точной оценки необходимо дополнительное бурение с отбором керна

из фаменских отложений из разных частей ЛУ, а также направленные испытания фаменских отложений.

#### *Литература*

1. Вилесов А.П., Пятунина Е.В. Особенности фациальной зональности карбонатной толщи фаменского яруса в районе Уразметьевского прогиба (северная часть Башкирского свода) // Верхний палеозой России: стратиграфия и фациальный анализ: Материалы II Всеросс. конф., посвященной 175-летию со дня рождения Н.А. Головкинского. Казань, 2009. С. 45–46.
2. Вилесов А.П., Пятунина Е.В. Изучение литолого-фациального строения продуктивной карбонатной толщи фаменского яруса Башкирского свода с целью повышения эффективности геолого-разведочных работ // Геология и геолого-разведочные работы. 2011. № 6. С. 82–85.
3. Ощепков В.А. Перспективы нефтегазоносности зарифовых территорий Пермского Прикамья // Геология, разработка, бурение и эксплуатация нефтяных месторождений Пермского Прикамья. Пермь, 1999. № 1. С. 66-74.
4. Уилсон Дж. Л. Карбонатные фации в геологической истории. Пер. с англ. М.: Недра, 1980. 463 с.
5. Фортунатова Н.К., Карцева О.А., Баранова А.В., Агафонова Г.В., Офман И.П. Атлас структурных компонентов карбонатных пород. М.: ВНИГНИ, 2005. 440с.

## **ОДНО- И ДВУХМЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ИСТОРИИ ПОГРУЖЕНИЯ, ПРОГРЕВА И СОЗРЕВАНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ПО ПРОФИЛЮ**

Р.Ю. Табанюхов

*Российский Государственный Геологоразведочный Университет  
имени Серго Орджоникидзе (МГРИ – РГГРУ), студент 2 курса,  
romantab@bk.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н. А.В. Ершов

В настоящей работе представлены результаты выполненного одномерного и двухмерного моделирования истории погружения, истории прогрева и нефтегазогенерации Днепровско-Донецкой впадины. Моделирование выполнялось в программных пакетах Sedim1D, Sedim2D, Basin2. Одномерное моделирование истории прогрева по скважинам позволило выполнить калибровку тепловой модели на основании данных измерений современных скважинных температур и показателя отражающей способности витринита. Калибровка модели

прогрева по скважинным данным была использована при задании параметров двумерной модели прогрева по профилю.

По профилю было выполнено:

– реконструкция истории погружения осадочного бассейна с учетом уплотнения осадочных пород;

– моделирование истории прогрева осадочного чехла калиброванное по измерениям современных температур и показателя отражающей способности витринита;

– моделирование процессов генерации углеводородов в нефтематеринских толщах на основе химико-кинетической модели керогена.

Результаты моделирования позволили определить критический момент углеводородной системы центральной части Днепрово-Донецкой впадины, выполнить оценку времени нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции.

## **ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ СЛАНЦЕВОГО ГАЗА**

А.А. Тереханов

*Пермский государственный национальный исследовательский университет, студент 5 курса, terekhanov@yandex.ru*

Научный руководитель: к.т.н., доцент И.В. Геник

Сланцевый газ – это разновидность природного газа, хранящегося в низкопроницаемых коллекторах, в толще сланцевых осадочных пород. Запасы отдельных газовых коллекторов невелики, но они огромны в совокупности и требуют специальных технологий добычи.

Глинистые сланцы являются наиболее распространенным видом терригенных осадочных пород. Состав глинистых сланцев сложен и разнообразен, так как он состоит из продуктов абразии (главным образом, алеврита), конечных продуктов выветривания (остаточные глины), химических и биохимических примесей.

Способность глинистых сланцев производить нефть или газ термогенного происхождения зависит от количества, сохранности и типа содержащегося в них органического вещества, от интенсивности и длительности теплового воздействия в процессе изменения термобарических показателей, связанных с погружением седиментационных бассейнов глинистых сланцев. Под действием тепла и давления органика со временем деградирует и превращается в



кероген, из которого образуются нефть, влажный и сухой газ. Главная особенность глинистых сланцев, как коллекторов газа, состоит в их предельно низкой проницаемости, составляющей при отсутствии трещин от 0,01 до 0,00001 мД. Естественные трещины, возникшие в отложениях вследствие снижения давления или из-за тектонических процессов и эрозии верхних слоев, несколько увеличивают реальную проницаемость пород. Газ в глинистых сланцах содержится в трех видах: адсорбированный, свободный и газ порового пространства.

Формации газоносных глинистых сланцев определяются по содержанию глин, количеству органического вещества ( $>1\%$ ), степени зрелости органического вещества. Основные промышленно-разрабатываемые газсланцевые месторождения сосредоточены в США. В настоящий момент комплексная оценка месторождений сланцевого газа по 48 штатам в США дает возможность сориентироваться на объем доказанных технически-извлекаемых запасов от 7,1 до 24,4 трлн. куб. м (по оценкам различных агентств). Глинистые сланцы залегают на трех уровнях глубины: 75–600 м (New Albany, Antrim), 1000–1600 м (Appalachian basin, Devonian shale) и 1600–2460 м (Barnett Shale). Встречаются и более глубоко залегающие продуктивные сланцы – на глубинах до 4000 м [1].

Именно США стали первооткрывателями и лидерами в мировой сланцевой газодобыче. Этому способствовал ряд факторов: истощение месторождений традиционного газа, высокие цены на мировом и региональном рынке в 2002–2008 гг., низкая себестоимость и высокая скорость геологоразведочных работ, открытый доступ к развитой газопроводной системе США, усовершенствованные нормативно-правовая и налоговая базы США, стимулирующие газодобычу.

Добыча сланцевого газа стала возможна с применением двух довольно сложных технологий. В газоносных сланцевых пластах пробуриваются горизонтальные скважины, после чего в них проводится гидроразрыв с помощью смеси воды, проппанта и специальных химикатов (ГРП).

При ГРП в скважину закачивается жидкость с определенной скоростью и рассчитанным давлением. В результате взаимодействия жидкости с породой происходит увеличение размеров первичных и формирование новых трещин, разрушение газовых краманов. Жидкость, используемая для ГРП газоносных глинистых сланцев, состоит из химических реагентов и проппанта (как правило, песок). Проппант необходим для поддержания раскрывшихся трещин, поскольку после окончания закачки эти трещины испытывают давление веса вышележащих пород и могут сомкнуться. Входными

данными при моделировании ГРП являются результаты петрофизических и геофизических исследований разреза: условия залегания, фильтрационно-емкостные и механические свойства сланцев, содержание керогена, величина и направление всех компонентов естественной напряженности пород (вертикальной, максимальной горизонтальной и минимальной горизонтальной). В дальнейшем прогнозные оценки, полученные при моделировании, сравниваются с результатами ГРП и в случае существенных расхождений, проводится повторное моделирование, учитывающее эффект, достигнутый гидроразрывом. Этим обеспечивается лучшее понимание характеристик залежи и критериев выбора технологических параметров ГРП для последующих подобных операций.

При длине горизонтального участка скважины в пределах 300-1500 м технически невозможно в процессе ГРП добиться высокого давления нагнетаемой жидкости, если операцию производить по всей длине интервала одновременно. Поэтому создание систем трещин вокруг скважины осуществляется в несколько этапов, охватывающих последовательно разные участки на протяжении горизонтальной части скважины. На каждом этапе производится перфорация определенного интервала скважины, начиная от удаленной части горизонтального ствола, несколькими (2–4) группами отверстий. Затем через перфорационные отверстия производится ГРП, после чего интервал изолируется пробкой и операция повторяется на следующем интервале. Длина одного интервала обычно составляет примерно 150 м. Считается, что для достижения наилучшего контакта с породой число интервалов должно быть как можно большим, а их длина – как можно меньшей. Однако из-за высокой стоимости каждой операции ГРП число интервалов обычно ограничивается. Технология многоступенчатого ГРП в сочетании с горизонтальным бурением стали серьезным технологическим прорывом, обеспечив доступ к новым запасам.

Описанная технология добычи газа из глинистых сланцев оправдала себя на многих площадях, в частности, в формации Барнетт – за период с 2002 по 2005 гг. было пробурено 2000 горизонтальных скважин, каждая из которых в среднем в 3 раза превосходила по продуктивности вертикальные скважины, из которых ранее в этом районе производился отбор газа [1]. По стоимости строительства горизонтальные скважины примерно в 2 раза превосходят вертикальные. Стоимость проведения ГРП составляет примерно 25% от всех затрат на строительство скважины.

Учитывая экономику добычи сланцевого газа, долгосрочная разработка месторождений сланцевого газа рентабельна лишь при растущих ценах на газ, так как разработка месторождения требует высокого уровня капитальных вложений на протяжении всего срока проекта из-за постоянного роста количества скважин и операций по гидроразрыву пласта, учитывая их резко падающий дебит, так как низкая концентрация газа в породе приводит к тому, что пробуренные скважины сокращают свой дебит – на 30–40% в год.

#### *Литература*

1. EIA - Modern Shale Gas, Development in the United States: A Primer, 2009 [Электронный ресурс] – Электрон. текст. дан. – Режим доступа: [http://www.netl.doe.gov/technologies/oilgas/publications/EPreports/Shale\\_Gas\\_Primer\\_2009.pdf](http://www.netl.doe.gov/technologies/oilgas/publications/EPreports/Shale_Gas_Primer_2009.pdf). Загл. с экрана.

## **ОБЪЕМЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ НЕФТЕПОИСКОВЫХ РАБОТ НА ТЕРРИТОРИИ УДМУРТСКОЙ РЕСПУБЛИКИ ЗА ПОСЛЕДНЕЕ ДЕСЯТИЛЕТИЕ**

Д.О. Жигалов

*Пермский государственный национальный исследовательский университет, аспирант 1 года обучения*

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Т.В. Карасева

Территория Удмуртской Республики характеризуется достаточно высокой геологической изученностью, за исключением западных и северо-западных районов. Сейсморазведочные работы проводились по двум основным направлениям: поиски, детализация и подготовка к глубокому бурению нефтеперспективных объектов в каменноугольных и девонских отложениях и оценка по ним ресурсов нефти категории С3 (МОГТ-2D); детализация месторождений с целью уточнения структурных планов и контуров нефтеносности продуктивных пластов (МОГТ-2D и МОГТ-3D).

За десятилетний период на территории Удмуртской Республики было отработано 7719 пог. км детальных сейсмопрофилей МОГТ-2D. Работы выполнялись преимущественно по системе 48-ми и 60-ти кратного перекрытия отраженных волн. Коэффициент изученности по республике равен 2,02 км/км<sup>2</sup>.

На 01.01.2009 г. проведены работы по десяти региональным сейсмическим профилям (р.с.п.) общей протяженностью 2789,61 пог. км, пересекающих Удмуртию в субширотном и субмеридиональном направлениях: р.с.п. I-I (Шуни – Лытка) – 319,84 км, р.с.п. II (Уни – Кленовка) – 183,96 км, р.с.п. V-V (Алнаш – Уни) – 250,0 км, р.с.п. III-III (Елабуга – Сардай) – 427,24 км, р.с.п. IV-IV (Кильмезь – Николо-Березовка), полевые работы 2002 года, протяженность – 287,24 км; р.с.п. VII-VII (Сюмси – Шаркан) – 242,4 км; р.с.п. VI-VI (Яр – Кулига – 196,16 км; р.с.п. VIII-VIII (Казанка – Кез) – 372,4 км; р.с.п. X-X (Быргында – Воткинск) – 184,48 км; р.с.п. IX-IX (Яр – Чайковский) – 325,89 км.

Кроме региональных профилей отработаны три площади зонально-региональных работ (Восточно-Дебесская – 785,88 км; Глазовская – 647,58 км и Косинская – 720 км) и одна площадь региональных работ – Никольская, полевые работы 2007 года, протяженность – 728,6 км. Общий объем зонально-регионального и регионального сейсмопрофилирования составил 2882,06 пог. км. Суммарный объем региональных работ МОГТ-2D равен 5671,7 пог. км, из них на территорию Верхнекамской впадины (ВКВ) приходится 3923,6 пог. км, на территорию Северо-Татарского свода (С-ТС) – 1748,1 пог. км. Коэффициент изученности региональной сейморазведкой 2D в целом по Удмуртской Республике составляет – 0,13 км/км<sup>2</sup>, по ВКВ – 0,15 км/км<sup>2</sup>, по С-ТС – 0,11 км/км<sup>2</sup>.

Сейморазведочные работы МОГТ-3D за отчетный период проводились на 33 участках площадью 1899,6 км<sup>2</sup>. Всего на 01.01.2009 г. на территории Удмуртии отработано 38 объектов общей площадью 2080,56 км<sup>2</sup>. Большая часть их расположена на территории ВКВ – 34 участка площадью 1844,56 км<sup>2</sup>, на территории С-ТС – только 4 объекта площадью 236 км<sup>2</sup>.

В течение анализируемого периода подготовка структур под глубокое поисково-разведочное бурение выполнялась только за счет сейморазведки. За первые три года (1999–2001 гг.) было подготовлено 26 перспективных структур. В последующие годы, в связи с финансовыми трудностями, фонд подготовленных структур не пополнялся.

Глубокое параметрическое бурение за отчетный период проводилось на Чузинской площади (скв. 48) Верхнекамской впадины в 2002–2003 гг., метраж скважины – 2060. По состоянию на 01.01.2009 г. на территории Удмуртии пробурено 20 опорных и параметрических скважин с суммарной проходкой 48907 м, в том числе в пределах

ВКВ – 13 скважин, С-ТС – 7. Изученность территории опорно-параметрическим бурением слабая и составляет 1,1 м/км<sup>2</sup>.

Объем поисково-разведочного бурения за 10 лет составил 137,17 тыс. м, а количество скважин, законченных бурением – 82. В итоге, на 01.01.2009 г. на территории Удмуртской Республики пробурено 1606 скважин, суммарный объем бурения составил 27609 тыс. м. Большая часть скважин приурочена к ВКВ, суммарный объем бурения во впадине – 2242,7 тыс. м, на С-ТС приходится 310 скважин с объемом бурения – 518,2 тыс. м. Соответственно изученность территории ВКВ выше и составляет 20 км<sup>2</sup>/1 скв. и 86,6 м/км<sup>2</sup>, С-ТС – 52,1 км<sup>2</sup>/1 скв. и 32,1 м/км<sup>2</sup>, для всей территории Удмуртии эти коэффициенты равны соответственно 26,2 км<sup>2</sup>/1 скв. и 65,6 м/км<sup>2</sup>. Число пробуренных глубоких скважин, законченных строительством за 10 лет, составило 78, в 44-х из которых получены притоки нефти [1].

В результате геологоразведочных работ на территории Удмуртской Республики за 1999–2008 гг. открыто 76 новых залежей на старых месторождениях и 16 новых месторождений.

По результатам зонально-региональных работ на Косинской площади пополнился фонд выявленных структур на 13 поднятий потенциально перспективных на поиски залежей нефти. Подтверждены ранее выявленные структуры: Косинская и Ключевская, также было подтверждено блоковое строение кристаллического фундамента. На Глазовской площади выделены перспективные структуры и дана их оценка прогнозных локализованных ресурсов категории Д<sub>1</sub>лок. По результатам проведенных работ предложены участки для изучения недр за счет собственных средств недропользователей: Северный, Юго-Западный, Юго-Восточный. На Никольской площади установлен ряд перспективных структур (7 шт.) и подтверждены 4 ранее выявленные структуры. По результатам региональных сейсморазведочных работ на Сюмсинско-Новозятцынской площади подтверждены ранее выявленные и подготовленные структуры: Клабуковская, Раменцевская, Полянцевская, Осипинцевская, Чузинская, для лицензирования рекомендованы Раменцевский, Арлетьевский и Шмыкинский участки.

Из открытых за последнее десятилетие месторождений – 3 приурочены к Татарской НГО (Веселовское, Логошурское, Быргындинское), остальные расположены на территории Верхнекамской НГО (Георгиевское, Сушинское, Западно-Ежовское, Западно-Ельниковское, Орешниковское, Утягановское, Кыквинское,

Погребняковское, Западно-Погребняковское, Байкузинское, Марагинское, Костоватовское, Ялыкское).

Основными перспективными направлениями геологоразведочных работ на нефть и газ для Удмуртской Республики по-прежнему остается Камско-Кинельская система палеовпадин, ее бортовые и внутренние биогермные сооружения позднедевонского возраста. Полученные результаты региональных работ на Глазовской, Никольской, Коссинской и Сюзьминско-Новозятцынской площадях позволяют сделать заключение о перспективности исследуемой территории на поиск углеводородного сырья и о необходимости проведения детальных сейсморазведочных работ на выявленных и подтвержденных объектах.

#### *Литература*

*1. Александрова Т.В., Шибанова А.М., Макарова С.В., Бурцева Н.В., Майорова Т.И., Попова Н.В.* Геологическая изученность и тенденции развития ресурсной базы углеводородного сырья северных земель Волго-Уральской НГП // ВЕСТНИК ПЕРМСКОГО УНИВЕРСИТЕТА. Пермь: ПГУ, 2012.

## **ПЕРСПЕКТИВЫ ДОБЫЧИ И РАЗРАБОТКИ ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

Р.Р. Салимов

*Пермский государственный национальный исследовательский университет, студент 3 курса, rishat199210@mail.ru*

Научный руководитель: старший преподаватель О.В. Ситчихин.

С начала XX века потребность в нефти стремительно возрастает, без нефти невозможно представить такие отрасли промышленности, как химическая, топливно-энергетическая, пищевая, текстильная и другие. Однако на фоне возрастающих потребностей большое количество нефтяных месторождений как в России, так и за рубежом находится на падающей добыче, более того пик добычи в некоторых странах намечается на ближайшие годы, а где-то он и вовсе наступил. В этой связи всё внимание нефтегазодобывающих компаний в будущем будет обращено на так называемые нетрадиционные источники углеводородов, на природные битумы. «Природные битумы – это полезные ископаемые органического происхождения с

первичной углеводородной основой, представляющие собой смесь углеводородов и их азотистых, кислородистых, сернистых, металлосодержащих компонентов, и залегающие в недрах в твёрдом, вязком и вязко-пластичном состояниях» [1]. Запасы природного битума в России исчисляются 30 млрд. тонн, что во много раз превышает исчерпываемые запасы обычных (лёгких) и средних нефтей. Битум рассматривается в качестве одного из главных источников компенсации и восполнения запасов углеводородов.

Прежде всего, необходимо рассмотреть проблемы, какие испытывает российская нефтяная промышленность на современном этапе поиска, разведки и непосредственного освоения месторождений природных битумов:

- малая интенсивность проведения поисково-разведочных работ;
- отсутствие на большинстве месторождений современного оборудования для эффективной добычи полезного ископаемого;
- недостаточное внимание к извлечению из битумов таких ценных компонентов, как ванадий, никель, сульфакислоты;

Потенциал освоения природных битумов России уместно рассматривать на примере Республики Татарстан, наиболее подготовленном к промышленному освоению месторождений битумов регионе. Здесь открыто большое количество залежей, уже введено в эксплуатацию несколько месторождений, а также разработана многообещающая «Концепция освоения ресурсов природных битумов до 2020 года», которая направлена на поддержание достигнутого уровня добычи нефти на прежнем для республики уровне (30 млн. т. в год). Скопления битумов на территории Татарии располагаются в районах с уже развитой нефтедобычей и сложившейся инфраструктурой, это позволяет эффективно решать многие организационно-технические задачи, характерные для начального периода освоения новых видов природного сырья при более низких затратах с использованием действующих производственных мощностей, трудовых ресурсов. В перспективе в нашей стране промышленная добыча и разработка именно таких скоплений битумов, расположенных непосредственно в месторождениях, где обычная нефть «исчерпана» или идёт на падающей добыче, гораздо прибыльнее и проще «вдохнуть» новую жизнь в эти месторождения, где имеются подъездные пути, линии электропередач, постоянное водоснабжение, чем открывать новые.

В ближайшие десятилетия разумным видится комплексное использование битума, которое будет являться более рентабельным,

чем использование его (битума) как источник мономинерального сырья для получения только нефти и продуктов её переработки. В Татарстане планируется развитие перспективных направлений переработки битуминозной нефти, базирующееся на технологических схемах новых процессов глубокой переработки (гидрокрекинг при невысоком давлении, деасфальтизация, термоконтактный крекинг), ОАО «Татнефть» закупает современные разработки канадских нефтяников, позволяющие свести к минимуму потерю ценных компонентов битума при его переработке. Достижение качественного комплексного использования битума на месторождениях других регионов (где практически отсутствует современное оборудование для добычи битумов) в ближайшее время представляется не возможным, однако, уже сейчас, оглядываясь на успехи Татарстана, компании Урала-Поволжья, Западной Сибири осуществляют плодотворную работу в этой области. Ведутся работы по применению передвижных и полустационарных установок переработки битума, внедрение таких установок обеспечит комплексное, практически безотходное использование исходного сырья.

Наше государство не остаётся в стороне от проблемы восполнения минерально-сырьевой базы и всячески идёт навстречу компаниям, создавая приемлемые и взаимовыгодные условия для дальнейшей успешной деятельности в рамках так называемого государственно-частного партнерства. «С 2007 года правительство Российской Федерации освободило владельцев месторождений природных битумов от платы налога на добычу полезных ископаемых. Это явилось существенной поддержкой для инвесторов» [2]. В плане рентабельности более приемлемым является добыча битумов карьерным способом, на месторождениях Татарстана этот метод совершенно не уместен, так как горы песчаной породы на благоустроенных участках городов не мыслимы, здесь можно говорить лишь о том, скважинный метод добычи битума во много раз экологически чище, чем карьерный (или шахтный). Однако и скважинная добыча битума в Татарстане сформирует положительную ценовую обстановку в ближайшие годы. Так директор Татарского научно-исследовательского и проектного института (ТатНИПИнефть) Равиль Ибатуллин отмечает, что в переработке добытой на территории республики битуминозной нефти большой упор делается на нефтехимию, в которой «появляются новые, альтернативные пределы рентабельности». И это действительно так: к примеру, сера, которая, казалось бы, ухудшает качество нефтей и которой в природных битумах имеется в достаточном количестве, в период экономического



кризиса 2008-2009 годов на мировых рынках стоила гораздо дороже, чем сама нефть.

При обосновании налоговых льгот, предоставляемых владельцам месторождений битума, были подсчитаны доходы будущих периодов и выгода от того, что деньги идут на развитие перспективных новых производств, в которых заняты тысячи людей. Учитывая падение добычи легких и средних нефтей, правительство России неизбежно бы столкнулось с проблемой трудоустройства высвобождаемого персонала и выплатой пособий по безработице. Таким образом, говоря о будущем битумов, подчеркнем - развитие добычи природных битумов позволит решить не только энергетические, но и экономические, а также социальные проблемы в государстве.

#### *Литература*

1. Гольдберг И.С. Природные битумы СССР. – Л.: Недра, 1981. – 195 с.
2. Искрицкая Н.И. Экономическая целесообразность освоения месторождений природных битумов // НефтьГазПромышленность. – 2007. – №29.

## СОДЕРЖАНИЕ

### **СЕКЦИЯ 1. МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ. МЕТОДЫ ПОИСКА И РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ..... 3**

Арлюкова К.Р., Журавлева А.А., Стреляев В.И.

К ХАРАКТЕРИСТИКЕ СОСТАВОВ И УСЛОВИЙ ОБРАЗОВАНИЯ ГРАНИТОИДНЫХ КОМПЛЕКСОВ ЕНИСЕЙСКОГО КРЯЖА..... 3

Давыдова А.Е.

МЕТОДЫ ОПТИМИЗАЦИИ РАЗРАБОТКИ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ..... 6

Восканян С.В.

ГЕОЛОГО – СТРУКТУРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ГАЗМИНСКОГО РУДНОГО ПОЛЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ ЗОЛОТО–СЕРЕБРО–ПОЛИМЕТАЛЛИЧЕСКОГО РУДОПРОЯВЛЕНИЯ «ВЕРИН САР»..... 9

Грабарь Д.В.

ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ГЛАВНЫХ КОМПОНЕНТОВ РУД ЗАПАДНО-ВИШНЕВСКОГО МЕДНОКОЛЧЕДАННОГО РУДОПРОЯВЛЕНИЯ..... 12

Ибрагимов З.Р.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «РЕЗЕРВУАР 1» РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН В СОПОСТАВЛЕНИИ С ДАННЫМИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН..... 15

Ичетовкин Р.С.

ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕДНО–ПОРФИРОВОЙ ПЛОЩАДИ “УБИЕНКИНСКАЯ” (ЧУКОТСКИЙ АО)..... 19

Камкичева О.Н.

МИНЕРАЛОГО-ПЕТРОХИМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ КОНТАКТОВО-МЕТАСОМАТИЧЕСКИХ ЖЕЛЕЗОРУДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЮГА СИБИРИ..... 21

Карепина К.В.

РАДИОМЕТРИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЖЕЛЕЗОНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО ПОЯСА НА ПРИМЕРЕ БАКЧАРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)..... 24

Колодяжная Л.С.

ИССЛЕДОВАНИЕ КОРРЕЛЯЦИОННЫХ СВЯЗЕЙ МЕЖДУ ОСНОВНЫМИ КОМПОНЕНТАМИ В РУДАХ ЮЖНО-САРАНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ..... 27

Рязанова Е.И.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРИНЦИПА АНАЛОГИИ ПРИ ПОИСКАХ МЕДНО-ПОРФИРОВОГО ОРУДЕНЕНИЯ В СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ ПОЛУОСТРОВА КАМЧАТКА..... 30

Сабельников И.С.

ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕДНО-ПОРФИРОВЫХ ПЛОЩАДЕЙ МУРГАЛЬСКОЙ МЕТАЛЛОГЕНИЧЕСКОЙ ЗОНЫ

|   |           |
|---|-----------|
| (ЧУКОТСКИЙ АО).....   | 33        |
| <u>Седунова А.П.</u><br>ИССЛЕДОВАНИЕ СООТНОШЕНИЙ СТРУКТУРНЫХ ПОЛЕЙ<br>ДУБРОВСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....  | 36        |
| <u>Усольцева Д.А.</u><br>ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ШУБИНСКОГО<br>МЕСТОРОЖДЕНИЯ СТРОИТЕЛЬНОГО ГИПСА В КУНГУРСКОМ<br>РАЙОНЕ ПЕРМСКОГО КРАЯ.....  | 39        |
| <u>Лунев Б.С., Краснянская О.А., Плиско А.С.</u><br>ПОПУТНЫЕ АЛМАЗЫ В СТРОИТЕЛЬНЫХ ПЕСКАХ-ОТСЕВАХ<br>АЛЛЮВИА ЗАПАДНОГО УРАЛА.....   | 41        |
| <u>Осипова Е.А.</u><br>ЦИРКОНИЙ-ТИТАНОВЫЕ МИНЕРАЛЫ РОССЫПЕЙ И ТЕХНОГЕННЫХ<br>ОТЛОЖЕНИЙ.....   | 44        |
| <u>Лунев Б.С., Свинцов А.Ю., Игинбеков В.А., Муртазин Д.Г., Наборщикова О.В.</u><br>МЕЛКОЕ ЗОЛОТО (СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ<br>ПОИСКОВ И РАЗРАБОТКИ).....   | 46        |
| <br><b>СЕКЦИЯ 2. МИНЕРАЛОГИЯ, ГЕОХИМИЯ И<br/>ПЕТРОГРАФИЯ.....</b>   | <b>52</b> |
| <br><u>Ваганов С.С.</u><br>КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ТЕМПЕРАТУРЫ ПЛАВЛЕНИЯ<br>ДОЛЕРИТОВ ПЕРМСКОГО КРАЯ МЕТОДОМ СИНХРОННОГО<br>ТЕРМИЧЕСКОГО АНАЛИЗА.....   | 52        |
| <u>Леонтьев В.И.</u><br>ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ РУДОНОСНЫХ МЕТАСОМАТИТОВ<br>ЗОЛОТОРУДНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПОДГОЛЕЧНОЕ<br>(ЦЕНТРАЛЬНЫЙ АЛДАН).....   | 54        |
| <u>Пшенникова Н.А.</u><br>ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ФОРМИРОВАНИЯ ДОННЫХ<br>ОТЛОЖЕНИЙ ОЗЕРА Б. АЛГИНСКОЕ.....  | 57        |
| <u>Фахрутдинов Э.И., Хазиев Р.Р.</u><br>ЛИТОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКАЯ НЕОДНОРОДНОСТЬ ПЕРМСКИХ И<br>ВЕРХНЕКАМЕННОУГОЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА СЕВЕРО-<br>ВОСТОЧНОМ СКЛОНЕ ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА ПО ДАННЫМ<br>МИКРОСКОПИИ И РЕНТГЕНОФЛУОРЕСЦЕНТНОГО АНАЛИЗА<br>КЕРНА..... | 60        |
| <u>Хамадиев Р.И., Николаева В.М.</u><br>ПРОЦЕССЫ ОБРАЗОВАНИЯ ПИРИТОВЫХ КОНКРЕЦИЙ В ЮРСКИХ<br>ОТЛОЖЕНИЯХ НА ТЕРРИТОРИИ ТАТАРСТАНА.....   | 63        |
| <u>Айрапетян А.Т., Геворкян Р.Г.</u><br>ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ КАМЕННОЙ СОЛИ<br>АВАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (АРМЕНИЯ).....   | 66        |

|  |     |
|--|-----|
| <u>Ахвердян Г.Г., Геворкян Р.Г.</u><br>ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ РЕДКИХ ЭЛЕМЕНТОВ В<br>ЧАБУХЛИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ МЕДИ (АРМЕНИЯ).....   | 68  |
| <u>Бадрутдинов Л.Ф., Зинатуллина И.И.</u><br>ГРАУВАККИ АТЛЯНСКОГО ПОЛИГОНА.....  | 71  |
| <u>Громова А.И., Рыбалко В.А.</u><br>АМФИБОЛИТЫ ПОЛЯРНОГО УРАЛА И ИХ ПРАКТИЧЕСКОЕ<br>ЗНАЧЕНИЕ.....   | 73  |
| <u>Дугарова Н.А.</u><br>ГЕОДИНАМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ОФИОЛИТОВ ГОР<br>СЕВЕРНОЙ, ЗЕЛЕННОЙ И БАРХАТНОЙ (КУЗНЕЦКИЙ АЛАТАУ).....   | 76  |
| <u>Зенина К.С.</u><br>ПЕРТИТОВЫЕ СТРУКТУРЫ ПОЛЕВЫХ ШПАТОВ РЕДКОМЕТАЛЬНОЙ<br>ПЕГМАТИТОВОЙ ЖИЛЫ (МОНГОЛЬСКИЙ АЛТАЙ).....   | 79  |
| <u>Зенина К.С.</u><br>ОСОБЕННОСТИ МИНЕРАЛОГИИ РЕДКОМЕТАЛЬНОГО ПРОЯВЛЕНИЯ<br>УЧАСТКА ЦАХИРИН (ЗАПАДНАЯ МОНГОЛИЯ).....   | 82  |
| <u>Павловская А.В., Корбвяк Е.В.</u><br>КОМПЛЕКСНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ МИНЕРАЛЬНОГО СОСТАВА<br>ГЛИНИСТО-КАРБОНАТНЫХ ПОРОД СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ НА<br>ПРИМЕРЕ ОСАДКОВ ВАНАВАРСКОЙ СВИТЫ.....     | 85  |
| <u>Пастухова Е.Н.</u><br>СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ЗОЛОТА СЕВЕРНЫХ И ЮЖНЫХ<br>РАЙОНОВ ВЯТСКО-КАМСКОЙ ВПАДИНЫ.....   | 88  |
| <u>Тарев Д.Д.</u><br>ЗАВИСИМОСТЬ ОКРАСКИ КАЛИЕВЫХ ПОЛЕВЫХ ШПАТОВ ОТ<br>СОДЕРЖАЩИХСЯ В НИХ ПРИМЕСЕЙ.....  | 91  |
| <u>Хайртдинова Л.Р.</u><br>ТИПОМОРФИЗМ КВАРЦА ИЛЬМЕНСКИХ ГОР (Ю.УРАЛ) ПО ДАННЫМ<br>ЭПР.....  | 94  |
| <u>Лимонова К.Н.</u><br>МИНЕРАЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ КАЛИЙНОЙ<br>РУДЫ ВЕРХНЕКАМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (НА ПРИМЕРЕ<br>СКВАЖИН №1, №9 ПЛАСТА КР-2).....                            | 96  |
| <u>Мелентьева Д.П.</u><br>ОСОБЕННОСТИ МИНЕРАЛЬНОГО СОСТАВА ЖЕЛЕЗИСТЫХ ПЛОТИН<br>НА УЧАСТКЕ САМОИЗЛИВА ВОД ШАХТЫ «БЕЛЫЙ СПОЙ» ПО<br>ДАННЫМ ТЕРМИЧЕСКОГО (ДСК/ТГ) АНАЛИЗА.....             | 99  |
| <u>Насибуллин Р.Н., Курбанова Р.Г.</u><br>ЛИТОЛОГО-МИНЕРАЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПЛАСТОВ 2-6<br>НИЖНЕКАЗАНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ПИОНЕРСКОГО УЧАСТКА<br>ВОСТОЧНОГО БОРТА МЕЛЕКЕССКОЙ ВПАДИНЫ..... | 101 |
| <u>Скорородова А.А.</u><br>СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ<br>ОРГАНИЧЕСКОГО УГЛЕРОДА В ПРИРОДНЫХ ВОДАХ.....   | 104 |

|  |            |
|--|------------|
| <u>Тахауов А.А., Аношин Д.В.</u><br>ТЕКТИТЫ КРАТЕРА ЖАМАНШИН.....  | 108        |
| <u>Трапезников Д.Е.</u><br>АНАЛИЗ ПРОЦЕССА ОБРАЗОВАНИЯ СТОЛБЧАТОЙ ОТДЕЛЬНОСТИ В<br>БАЗАЛЬТАХ.....  | 111        |
| <u>Лукина С. П.</u><br>ХАРАКТЕРИСТИКА ГИПСА СОКОЛИНО-САРКАЕВСКОГО<br>МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПО ДАННЫМ ТЕРМИЧЕСКОГО (ДСК/ТГ) АНАЛИЗА   | 114        |
| <u>Исаева Г.А.</u><br>ХАРАКТЕРИСТИКА СИЛЬВИНИТОВ ИЗ СКВ. №194 ЧАШКИНСКОЙ<br>ПЛОЩАДИ.....   | 117        |
| <u>Юрова П.И.</u><br>СТРУКТУРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ МУСКОВИТА ИЗ РЕДКОМЕТАЛЬНЫХ<br>ПЕГМАТИТОВ МОНГОЛЬСКОГО АЛТАЯ.....   | 120        |
| <b>СЕКЦИЯ 3. ПАЛЕОНТОЛОГИЯ, СТРАТИГРАФИЯ И<br/>РЕГИОНАЛЬНАЯ ГЕОЛОГИЯ.....</b>  | <b>123</b> |
| <u>Дёмина Л.А.</u><br>ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ВОЗРАСТ ХАРТМАНЮШОРСКОГО<br>ГЛУБИННОГО РАЗЛОМА НА ПОЛЯРНОМ УРАЛЕ.....   | 123        |
| <u>Есенина А.В., Киричкова А.И.</u><br>ФЛОРА КОНТИНЕНТАЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ СРЕДНЕГО ТРИАСА<br>ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ.....                                  | 126        |
| <u>Гринев О.М., Коршунова А.Д.</u><br>ЛИТОЛОГО-СТРУКТУРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ЖЕЛЕЗОНОСНОГО<br>КОМПЛЕКСА БАКЧАРСКО-КОЛПАШЕВСКОГО РУДНОГО РАЙОНА<br>(ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ).....         | 129        |
| <u>Лихачева О.Ю.</u><br>ЗОНАЛЬНАЯ ДИАТОМОВАЯ ШКАЛА КАК ОТРАЖЕНИЕ<br>КОЭВОЛЮЦИИ БИОЛОГИЧЕСКИХ И ГЕОЛОГИЧЕСКИХ СОБЫТИЙ<br>НЕОГЕНА ПРИМОРЬЯ (ЮГ ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА РОССИИ)..... | 133        |
| <u>Романова А.В.</u><br>ИЗМЕНЧИВОСТЬ ПАЛЕОСООБЩЕСТВ ПЛАНКТОННЫХ<br>ФОРАМИНИФЕР ОХОТСКОГО МОРЯ В ГОЛОЦЕНЕ-ПОЗДНЕМ<br>ПЛЕЙСТОЦЕНЕ.....                                       | 136        |
| <u>Щемелинина А.А.</u><br>СРЕДНЕЮРСКИЕ И НИЖНЕМЕЛОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ ЦЕНТРАЛЬНОЙ<br>ЧАСТИ КМА ПО ОПОРНОМУ РАЗРЕЗУ СКВ. 7 (ПО<br>ПАЛИНОЛОГИЧЕСКИМ ДАННЫМ).....                   | 139        |
| <u>Худорожкова Е.И.</u><br>ВЕЛИКИЕ ВЫМИРАНИЯ В ИСТОРИИ ЗЕМЛИ: ПЕРВОЕ ВЕЛИКОЕ<br>ВЫМИРАНИЕ В ИСТОРИИ ЗЕМЛИ.....   | 142        |

|  |     |
|--|-----|
| <u>Ахтерякова А.В., Резвый А.С.</u><br>ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ИЗУЧЕНИЯ ЧЕТВЕРТИЧНЫХ<br>ОТЛОЖЕНИЙ ТОБОЛЬСКОГО МАТЕРИКА У ПОСЕЛКА БОБРОВСКИЙ<br>(Р. ИРТЫШ, ХМАО).....                                    | 145 |
| <u>Бамбуев А.В., Будаев Р.Ц., Коломиец В.Л.</u><br>ЭОЛОВЫЙ МОРФОЛИТОГЕНЕЗ МЕЖДУРЕЧЬЯ СЕЛЕНГИ И ЧИКОЯ<br>(ЗАПАДНОЕ ЗАБАЙКАЛЬЕ).....   | 147 |
| <u>Горбатов А.А., Лунёва Д.Е., Полухина А.Ю.</u><br>ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И НАДПОЙМЕННОЙ ТЕРРАСЫ ДОЛИНЫ<br>СРЕДНЕЙ АНГАРЫ (ЗОНА ЗАТОПЛЕНИЯ БОГУЧАНСКОЙ ГЭС).....  | 149 |
| <u>Емельянова Е.В., Макаренко Н.А., Архипов А.Л.</u><br>ПЕТРОГЕОХИМИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ И ГЕОДИНАМИЧЕСКАЯ<br>ПОЗИЦИЯ БАЗИТОВ ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ НИЖНЕДЕВОНСКОЙ<br>БЫСКАРСКОЙ СЕРИИ СЕВЕРНОЙ ХАКАСИИ.....           | 152 |
| <u>Изыхеев В.С., Коломиец В.Л., Будаев Р.Ц.</u><br>О ПРИРОДЕ ФОРМИРОВАНИЯ ЧИКОЙСКОЙ ТЕРРАСЫ (ЗАПАДНОЕ<br>ЗАБАЙКАЛЬЕ).....  | 156 |
| <u>Субботин Д.А.</u><br>ПАЛЕОНТОЛОГИЧЕСКАЯ ИСТОРИЯ РОДА «ЛОШАДИ»( <i>EQUUS</i> ).....  | 159 |
| <u>Субботин Д.А.</u><br>ИСТОРИЯ ОДОМАШНИВАНИЯ ПРЕДСТАВИТЕЛЕЙ РОДА <i>EQUUS</i> .....   | 162 |
| <u>Элбакидзе Е.А.</u><br>РИТМИКА КОЛЕБАНИЙ УРОВНЯ ЯПОНСКОГО МОРЯ В РИСС-<br>ВЮРМСКОЕ ВРЕМЯ.....  | 164 |
| <u>Почикалов А.В.</u><br>ВЕЩЕСТВЕННЫЙ СОСТАВ СРЕДНЕЮРСКИХ АЛЛЮВИАЛЬНЫХ<br>ПАЛЕОПОЧВ КНЯШИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ВОСТОЧНОЕ<br>ПОДМОСКОВЬЕ).....  | 168 |
| <u>Стаценко В.А.</u><br>ГЕОЛОГИЯ И ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ<br>СРЕДНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ТЕВЛИНСКО-РУССКИНСКОГО<br>МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ХМАО).....   | 171 |
| <u>Чехлова Т.В., Почикалов А.В.</u><br>ТИПЫ И ОСОБЕННОСТИ СОВРЕМЕННОГО РАСПРОСТРАНЕНИЯ<br>МЕЗОЗОЙСКИХ ПАЛЕОПОЧВ.....   | 173 |
| <u>Санжиханов Г.Д., Коломиец В.Л., Будаев Р.Ц.</u><br>ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И<br>ПАЛЕОГИДРОЛОГИЧЕСКИЕ РЕКОНСТРУКЦИИ АККУМУЛЯЦИИ 65-<br>МЕТРОВОЙ ТЕРРАСЫ Р. СЕЛЕНГИ (ЗАПАДНОЕ ЗАБАЙКАЛЬЕ)..... | 176 |
| <u>Салимов Р.Р.</u><br>ПОНЯТИЕ «ФАЦИЯ» В СОВРЕМЕННОЙ СИСТЕМЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ<br>НАУК.....  | 179 |
| <u>Иванова М.С.</u><br>ЛАБОРАТОРНО-МИКРОСКОПИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ<br>КАРБОНАТНЫХ ПОРОД НИЖНЕГО КАРБОНА ЗАПАДНОГО УРАЛА.....   | 182 |

|  |            |
|--|------------|
| <b>СЕКЦИЯ 4. ГЕОФИЗИКА. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ.....</b>   | <b>187</b> |
| <u>Диханов Е.Н., Ефименко О.С., Ефименко С.А.</u><br>РЕНТГЕНОФЛУОРЕСЦЕНТНЫЙ АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБ НА РЕНИЙ И ГЕРМАНИЙ.....   | 187        |
| <u>Кауркин М.Д.</u><br>ЛАБОРАТОРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЗОНДА ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО КАРОТАЖА С ТОРОИДАЛЬНЫМИ АНТЕННАМИ С ЦЕЛЬЮ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЙ ПРОВЕРКИ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТАКИХ ЗОНДОВ ПРИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ СКВАЖИН..... | 190        |
| <u>Антипина Е.С.</u><br>ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ДАННЫМ СПЕКТРОМЕТРИЧЕСКИХ РАДИОАКТИВНЫХ МЕТОДОВ В ОТКРЫТОМ СТВОЛЕ.....  | 193        |
| <u>Иванова Е.В.</u><br>ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КЛАСТЕРНОГО АНАЛИЗА В ЗАДАЧЕ ИДЕНТИФИКАЦИИ СЕЙСМИЧЕСКИХ СОБЫТИЙ.....  | 197        |
| <u>Кубарев В.Г.</u><br>КОМПЛЕКСНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ГИС И РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КУМКОЛЬ (КАЗАХСТАН).....   | 200        |
| <u>Курашов И.А.</u><br>О ПУТЯХ ПОВЫШЕНИЯ КРАТНОСТИ СУММИРОВАНИЯ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ.....   | 203        |
| <u>Матвеева Н.А., Утёмов Э.В.</u><br>ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ НИЗКОЧАСТОТНОГО СЕЙСМИЧЕСКОГО ЗОНДИРОВАНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВЕЙВЛЕТ АНАЛИЗА НА БАЛАЕВСКОЙ СТРУКТУРЕ ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА.....                  | 206        |
| <u>Муравьев Л.А., Фадеева Н.В., Бызов Д.Д., Шумская М.И.</u><br>ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ЯДЕРНО-МАГНИТНОЙ РЕЛАКСОМЕТРИИ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД.....   | 209        |
| <u>Романюк В.О.</u><br>ПЕРЕСЧЕТ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА БОБРИКОВСКО-ТУЛЬСКОЙ ЗАЛЕЖИ ШЕРШНЕВСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....   | 212        |
| <u>Харисов А.Г., Утёмов Э.В., Хамидуллина Г.С.</u><br>НЕКОТОРЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ГРАВИМЕТРИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА В ПРЕДЕЛАХ БАЛЛАЕВСКОЙ СТРУКТУРЫ ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА.....   | 214        |
| <u>Шадрина С.И.</u><br>ОЦЕНКА ПРЕДЕЛОВ ЭКВИВАЛЕНТНОСТИ РЕШЕНИЯ ОБРАТНОЙ  |            |

|  |     |
|--|-----|
| ЗАДАЧИ ВЭЗ НА ОСНОВЕ СТАТИСТИЧЕСКОГО<br>МОДЕЛИРОВАНИЯ.....   | 218 |
| <u>Рахмангулова Л.И.</u><br>ОСОБЕННОСТИ ПОСТРОЕНИЯ ТРЕХМЕРНОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ<br>МОДЕЛИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПОМОЩЬЮ<br>СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ.....                             | 221 |
| <u>Ильичева А.Г.</u><br>ПРИМЕНЕНИЕ ЭЛЕКТРОМЕТРИИ ПРИ ИЗУЧЕНИИ<br>ЗАКАРСТОВАННЫХ ТЕРРИТОРИЙ.....  | 224 |
| <u>Логинов Д.В.</u><br>ДЕТАЛЬНАЯ МАГНИТОРАЗВЕДКА ПРИ ИЗУЧЕНИИ БАЗАЛЬТОВЫХ<br>ПРОЯВЛЕНИЙ.....   | 226 |
| <u>Мартюшев И.Г.</u><br>МОБИЛЬНАЯ УСТАНОВКА (МУВР) ДЛЯ ВЫВОДА СКВАЖИН НА<br>ОПТИМАЛЬНЫЙ РЕЖИМ РАБОТЫ И ПРОВЕДЕНИЯ ГДИ СКВАЖИН<br>ОБОРУДОВАННЫХ УЭЦН МЕТОДОМ УСТАНОВИВШИХСЯ<br>ОТБОРОВ..... | 229 |
| <u>Мехоношина Е.М.</u><br>ЗНАЧЕНИЕ И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ УПРУГИХ ПАРАМЕТРОВ ГОРНЫХ<br>ПОРОД ПО ГИС.....  | 232 |
| <u>Огнева Т.А.</u><br>ОБ ИСПОЛЬЗОВАНИИ КРИВЫХ ДАР-ЗАРРУК ПРИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ<br>ДАННЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ЗОНДИРОВАНИЯ.....  | 235 |
| <u>Пачина А.А.</u><br>ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ЭЛЕКТРОМЕТРИИ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ<br>ГЛУБИНЫ ЗАБИВКИ СВАЙ.....   | 238 |
| <u>Скоркина А.А.</u><br>ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСИЛЕНИЯ ГРУНТОВ ОТНОСИТЕЛЬНО ОПОРНОЙ<br>СТАНЦИИ НА ПРИМЕРЕ РЕГИОНАЛЬНОЙ СЕЙСМОЛОГИЧЕСКОЙ<br>СЕТИ ПЕРМСКОГО КРАЯ.....                                  | 241 |
| <u>Филимончиков А.А.</u><br>ТЕХНОЛОГИЯ ВЕДЕНИЯ РАБОТ МЕТОДОМ ТЕХНОГЕННЫХ<br>ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ПОЛЕЙ.....  | 243 |
| <u>Девяткова Е.А.</u><br>КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ МЕТОДОВ ГИС ДЛЯ КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА<br>ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ И ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОБСАДНЫХ<br>КОЛОНН НА ПРИМЕРЕ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ «СОНАТА»..   | 246 |
| <u>Уточкин Ю.В.</u><br>РАЗРАБОТКА ОПТИМАЛЬНОГО КОМПЛЕКСА ГИС ДЛЯ<br>СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА ПРИМЕРЕ<br>ОТЕЧЕСТВЕННОГО КОМПЛЕКСА ИМИДЖИНГОВЫХ<br>ИССЛЕДОВАНИЙ.....                 | 251 |
| <u>Попова Н.С.</u><br>ОЦЕНКА КОЭФФИЦИЕНТА ПОРИСТОСТИ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ<br>ТУРНЕЙСКОГО ЯРУСА ПО ГЕОФИЗИЧЕСКИМ ДАННЫМ.....   | 254 |



|  |            |
|--|------------|
| <b>СЕКЦИЯ 5. ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА.....</b>  | <b>257</b> |
| <u>Ахметшина Э.Р.</u><br>ВЕЩЕСТВЕННЫЙ СОСТАВ ТУРНЕЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ<br>БАВЛИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....  | 257        |
| <u>Бешлеев С.Х.</u><br>ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ФОРМИРОВАНИЯ<br>ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ НЕФТИ И ГАЗА В ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ<br>НЮРОЛЬСКОЙ ВПАДИНЫ.....   | 258        |
| <u>Зайнуллин Р.И.</u><br>ЕСТЕСТВЕННЫЕ РАДИОНУКЛИДЫ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ<br>ТАТАРСКОГО СВОДА.....   | 262        |
| <u>Закиров В.В.</u><br>ПРОБЛЕМА ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ.....   | 264        |
| <u>Закиров В.В.</u><br>ПРОБЛЕМА СОДЕРЖАНИЯ СЕРОВОДОРОДА В НЕФТИ И<br>НЕФТЕПРОДУКТАХ.....   | 267        |
| <u>Закирова Г.А., Халяфутдинов И.М.</u><br>ВЫБОР ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ<br>ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ НЕФТИ ПЛАСТА БС <sub>10</sub> <sup>2</sup><br>СУТОРМИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....   | 269        |
| <u>Нугманов И.А., Вафин Р.Ф.</u><br>СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ БОБРИКОВСКО-<br>ТУРНЕЙСКОГО ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ОБЪЕКТА ЮЖНОГО<br>МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ.....   | 271        |
| <u>Преснякова О.В.</u><br>ВЛИЯНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ СТРОЕНИЯ НА<br>УСПЕШНОСТЬ БУРЕНИЯ НА ЮГО-ВОСТОЧНОМ И ВОСТОЧНОМ<br>СКЛОНЕ ЮТС.....   | 274        |
| <u>Троицкая А.Н.</u><br>ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЮЖНОЙ ЧАСТИ КАРСКОГО МОРЯ<br>НА ОСНОВЕ 2Д БАССЕЙНОВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ.....  | 277        |
| <u>Халяфутдинов И.М., Закирова Г.А.</u><br>«РЕАНИМАЦИЯ» МАЛОДЕБИТНОГО И ОБВОДНЕННОГО ФОНДА<br>СКВАЖИН НА ЗАЛЕЖИ НЕФТИ ПЛАСТА БС <sub>9</sub> <sup>1</sup> СУТОРМИНСКОГО<br>МЕСТОРОЖДЕНИЯ (НА ПРИМЕРЕ БУРЕНИЯ БОКОВЫХ И БОКОВЫХ<br>ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СТВОЛОВ)..... | 280        |
| <u>Хафизов А.Р.</u><br>УВЕЛИЧЕНИЕ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ НА ПОЗДНЕЙ<br>СТАДИИ РАЗРАБОТКИ БАВЛИНСКОГО НЕФТЯНОГО<br>МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....  | 283        |
| <u>Аникеев О.М.</u><br>К ВОПРОСУ О НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НАДВИГОВЫХ ДИСЛОКАЦИЙ..   | 286        |

|   |     |
|---|-----|
| <u>Галимова Г.М.</u><br>МИНЕРАЛЫ-ИНДИКАТОРЫ ЛИТОГЕНЕЗА И ИХ ВЛИЯНИЕ НА<br>ИЗВЛЕКАЕМОСТЬ УГЛЕВОДОРОДОВ.....  | 289 |
| <u>Гарафетдинов А.И., Зинатуллина И.П.</u><br>ГЕОЛОГО-ЛИТОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ДАНКОВО-ЛЕБЕДЯНСКОГО<br>ГОРИЗОНТА ФАМЕНСКОГО ЯРУСА АЛЕКСЕЕВСКОГО<br>МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....  | 292 |
| <u>Дуглав Ю.А., Носова Ф.Ф., Плотникова И.Н., Пронин Н.В.</u><br>ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА ОРГАНИЧЕСКОГО<br>ВЕЩЕСТВА ПОРОД ВЫНГАЯХИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ЕГО<br>СВЯЗЬ С НЕФТЯМИ.....                                   | 294 |
| <u>Дулуш С.А.</u><br>СТРОЕНИЕ И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ КЕЛЛОВЕЙ-<br>ОКСФОРДСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ В КИЕВ-ЕГАНСКОЙ ЗОНЕ<br>НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ.....  | 298 |
| <u>Каминский Е.Ю.</u><br>ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ<br>ВЕРХНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ В ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ<br>ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ).....   | 301 |
| <u>Каминский Е.Ю.</u><br>К 50-ЛЕТИЮ ОТКРЫТИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ НА<br>ТЕРРИТОРИИ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ.....   | 304 |
| <u>Кривошекова Н.С.</u><br>МЕТОДИКА, ПЕРВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИЗУЧЕНИЯ<br>СТРОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ СПОСОБОМ<br>ГЕОМЕТРИЧЕСКОЙ КОРРЕЛЯЦИИ (НА ПРИМЕРЕ ШЕРШНЕВСКОГО<br>МЕСТОРОЖДЕНИЯ).....                             | 307 |
| <u>Кузьмин С.С.</u><br>ИСТОРИЯ ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ОСТАНИНСКОГО<br>МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....   | 311 |
| <u>Куклина Е.Т., Вафин Р.Ф.</u><br>ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРЫ АНОМАЛЬНО ВЯЗКИХ НЕФТЕЙ УФИМСКОГО<br>КОМПЛЕКСА ВЕРХНЕ-КАРМАЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ИХ<br>СВОЙСТВА.....   | 313 |
| <u>Минлигалиева Л.И.</u><br>ИССЛЕДОВАНИЕ ВЕРХНЕТУРНЕЙСКИХ НЕФТЕЙ НОВО-<br>ЕЛХОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ МЕТОДОМ ГАЗОВОЙ<br>ХРОМАТОГРАФИИ С ЦЕЛЬЮ ВЫЯВЛЕНИЯ ИХ СВЯЗИ С<br>ОРГАНИЧЕСКИМ ВЕЩЕСТВОМ ПОРОД ДОМАНИКОВОГО<br>ГОРИЗОНТА..... | 316 |
| <u>Полянский Р.В.</u><br>ПАЛЕОГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ<br>ТАЛАХСКОГО ГОРИЗОНТА НА ТЕРРИТОРИИ ЮГО-ЗАПАДНОЙ<br>ЯКУТИИ.....   | 319 |

|   |     |
|---|-----|
| <u>Пронин Н.В., Носова Ф.Ф.</u><br>ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА ОРГАНИЧЕСКОГО<br>ВЕЩЕСТВА ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКИХ ТОЛЩ<br>ЮРСКОГО ВОЗРАСТА.....   | 322 |
| <u>Пушкарёв М.С., Дешин А.А., Подурару В.Н.</u><br>СТРАТИФИКАЦИЯ РАЗРЕЗА БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ПО ДАННЫМ<br>ГАММА-КАРОТАЖА И ПИРОЛИЗА (НА ПРИМЕРЕ СКВ. 312<br>САЛЫМСКОЙ ПЛОЩАДИ).....   | 325 |
| <u>Пушкарёв М.С., Подурару В.Н., Дешин А.А.</u><br>ОСОБЕННОСТИ НЕФТЕПРОЯВЛЕНИЙ И КАРОТАЖНЫЕ ПРИЗНАКИ<br>ПРОДУКТИВНЫХ ИНТЕРВАЛОВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ В<br>ПРИОБСКОМ И САЛЫМСКОМ НГР.....   | 328 |
| <u>Родченко А.П.</u><br>ИЗМЕНЕНИЕ СОСТАВА ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА В РАЗРЕЗЕ<br>ГОЛЬЧИХИНСКОЙ СВИТЫ (ЗАПАДНАЯ ЧАСТЬ ЕНИСЕЙ-<br>ХАТАНГСКОГО РЕГИОНАЛЬНОГО ПРОГИБА).....  | 331 |
| <u>Самохин А.А.</u><br>ТАЗОВСКАЯ ГУБА КАК КВАЗИГРАБЕН И ЕЁ (ЕГО) ВОЗМОЖНАЯ РОЛЬ<br>В РАСПРЕДЕЛЕНИИ ВЫЯВЛЕННЫХ ТИПОВ ЛОВУШЕК И ЗАЛЕЖЕЙ<br>УГЛЕВОДОРОДОВ НА ТЕРРИТОРИИ СЕВЕРНЫХ ОБЛАСТЕЙ<br>ЗАПАДНОЙ СИБИРИ.....  | 334 |
| <u>Саринов А.А., Лагутаев В.А.</u><br>ПРИМЕНЕНИЕ ТЕРМИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ<br>НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ ПОРОД ПЛАСТОВ А <sub>2</sub> И А <sub>3</sub> ВЕРЕЙСКОГО<br>ГОРИЗОНТА.....  | 337 |
| <u>Спиридонов Д.А., Костров Ю.В.</u><br>ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ КОРЫ ВЫВЕТРИВАНИЯ<br>ФУНДАМЕНТА ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ ПО КЕРНУ<br>ДЛИТЕЛЬНОГО ХРАНЕНИЯ МЕТОДОМ ГАЗОВОЙ ХРОМАТОГРАФИИ<br>С РАСШИРЕННЫМ ДИАПАЗОНОМ (ДО С <sub>23</sub> ) ОПРЕДЕЛЕНИЯ УВ..... | 338 |
| <u>Сюрин А.А.</u><br>УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ<br>НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ БАТСКОГО РЕГИОНАЛЬНОГО РЕЗЕРВУАРА<br>УРЕНГОЙСКОГО РАЙОНА (ЗАПАДНО-СИБИРСКАЯ НГП).....  | 341 |
| <u>Тельнова А.В.</u><br>СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ПОРОД-<br>КОЛЛЕКТОРОВ В ДОЮРСКОМ ФУНДАМЕНТЕ ЮГО-ВОСТОЧНОГО<br>СКЛОНА СРЕДНЕВАСЮГАНСКОГО МЕГАВАЛА.....   | 344 |
| <u>Титов Ю.В.</u><br>К ВОПРОСУ ОБ УСЛОВИЯХ ОБРАЗОВАНИЯ НИЖНЕМЕЛОВЫХ<br>ОТЛОЖЕНИЙ БОЛЬШЕХЕТСКОЙ ВПАДИНЫ (НА ПРИМЕРЕ ПЛАСТА<br>БУ <sub>18</sub> ПЯКЯХИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ).....  | 347 |
| <u>Торговых И.А.</u><br>ИСТОРИКО-ГЕНЕТИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ<br>ЮРСКО-МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО<br>РЕГИОНАЛЬНОГО ПРОГИБА.....   | 350 |

|  |     |
|--|-----|
| <u>Хасанова Р.А.</u><br>ВЛИЯНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ БОБРИКОВСКОГО ГОРИЗОНТА НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВОДОИЗОЛЯЦИОННОЙ ТЕХНОЛОГИИ СНПХ-9633..        | 353 |
| <u>Ягудина Л.Р.</u><br>АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ПЕРФОРАЦИОННЫХ СИСТЕМ С ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ СТИМУЛЯЦИЕЙ ПЛАСТА НА ПРИМЕРЕ ПЛАСТА БС <sub>10</sub> СУТОРМИНСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ..... | 356 |
| <u>Ясырева Ю.А., Кочнева О.Е.</u><br>ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЯЕМОГО ВИДА ЗАВОДНЕНИЯ НА ЯСНОПОЛЯНСКОЙ ЗАЛЕЖИ МОСКУДЬИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....               | 359 |
| <u>Львовский Е.Л.</u><br>ЛИТОЛОГО-ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД.....  | 362 |
| <u>Гайфутдинова А.М.</u><br>ВЛИЯНИЕ ИНТЕНСИВНОСТИ СОВРЕМЕННЫХ ВЕРТИКАЛЬНЫХ ДВИЖЕНИЙ ЗЕМНОЙ КОРЫ НА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ СТРУКТУР I ПОРЯДКА ЮГО-ВОСТОКА СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ..... | 365 |
| <u>Лузина К.А., Кочнева О.Е.</u><br>ВЗАИМОСВЯЗЬ ПОНЯТИЙ «ЦИКЛ», «ЦИКЛИТ» И «ЛИТМИТ».....   | 368 |
| <u>Монсева Т.В.</u><br>КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ПРОДУКТИВНОГО КОМПЛЕКСА ВОСТОЧНО-РОГОЗИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....   | 371 |
| <u>Монсева Т.В.</u><br>ВЛИЯНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ БАШКИРСКОГО ПЛАСТА НА ПРОЦЕСС ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ СИВИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....                         | 374 |
| <u>Андрянова М.А.</u><br>ОЦЕНКА ГЕОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ ПРИ ПРИНЯТИИ РЕШЕНИЙ НА СТАДИИ ПОИСКОВ НЕФТИ И ГАЗА.....  | 377 |
| <u>Бояршинова М.Г., Винокурова Е.Е.</u><br>ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ФАМЕНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ БАШКИРСКОГО СВОДА (ЗАБРОДОВСКИЙ ЛУ).....            | 380 |
| <u>Табанюхов Р.Ю.</u><br>ОДНО- И ДВУХМЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ИСТОРИИ ПОГРУЖЕНИЯ, ПРОГРЕВА И СОЗРЕВАНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ПО ПРОФИЛЮ..                                      | 382 |
| <u>Тереханов А.А.</u><br>ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ СЛАНЦЕВОГО ГАЗА.....  | 383 |
| <u>Жигалов Д.О.</u><br>ОБЪЕМЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ НЕФТЕПОИСКОВЫХ РАБОТ НА ТЕРРИТОРИИ УДМУРТСКОЙ РЕСПУБЛИКИ ЗА ПОСЛЕДНЕЕ ДЕСЯТИЛИТИЕ.....  | 386 |
| <u>Салимов Р.Р.</u><br>ПЕРСПЕКТИВЫ ДОБЫЧИ И РАЗРАБОТКИ ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ.....   | 389 |

*Научное издание*

# **ГЕОЛОГИЯ В РАЗВИВАЮЩЕМСЯ МИРЕ**

Сборник научных трудов

(по материалам V научно-практической конференции студентов,  
аспирантов и молодых ученых с международным участием)

Издается в авторской редакции

Компьютерная верстка *Е.Н. Батурина, П.А. Белкина, Д.И. Корниловой,  
А.А. Дерендяевой, Л.Р. Гузаировой, Е.П. Катаевой, Л.И. Рахмангуловой*

Подписано в печать 17.04.2012. Формат 60x84/16.  
Усл. печ. л. 23,48. Тираж 125 экз. Заказ

Редакционно-издательский отдел Пермского государственного  
национального исследовательского университета  
614990, г. Пермь, ул. Букирева, 15

Типография Пермского государственного  
национального исследовательского университета  
614990, г. Пермь, ул. Букирева, 15