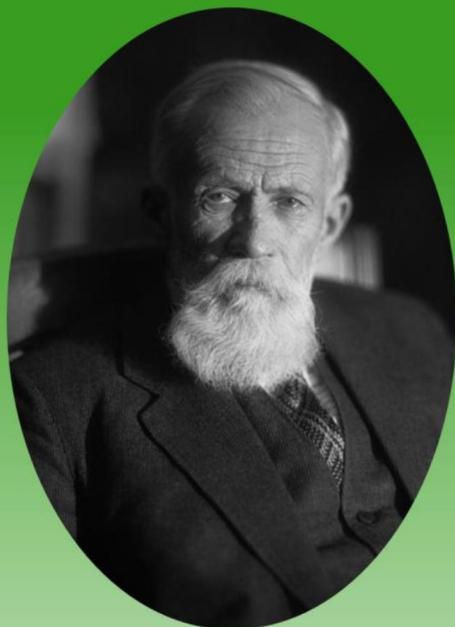


Министерство образования и науки Российской Федерации
Национальный исследовательский Томский политехнический университет



РАЗВИТИЕ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ СИБИРИ: ОТ В.А. ОБРУЧЕВА, М.А. УСОВА, Н.Н. УРВАНЦЕВА ДО НАШИХ ДНЕЙ

**Материалы Всероссийской научной геологической
молодежной школы**



Томск 2013

**Министерство науки и образования РФ
Национальный исследовательский
Томский политехнический университет (ТПУ)
Институт природных ресурсов (ИПР)**



*Материалы Всероссийской научной геологической молодежной школы
«Развитие минерально-сырьевой базы Сибири:
от В.А. Обручева, М.А. Усова, Н.Н. Урванцева до наших дней»,
посвященные 150-летию со дня рождения академика В.А. Обручева,
130-летию академика М.А. Усова, основателям Сибирской горно-
геологической школы и 120-летию Н.Н. Урванцева*

**Издательство
Томского политехнического университета
2013**

УДК 553.04.(571.1/.6)(063
ББК 33.346(2Р5)л0
Р17

В сборник включены материалы докладов I Всероссийской геологической молодежной школы «Развитие минерально-сырьевой базы Сибири: от В.А. Обручева, М.А. Усова, Н.Н. Урванцева до наших дней».

Тезисы публикуются в авторской редакции при минимальной редакторской правке.

Ответственные редакторы: В.Г. Ворошилов, д.г.-м.н. профессор
Л.Г. Ананьева, к.г.-м.н. доцент
Н.М. Недоливко, к.г.-м.н. доцент

Технический редактор: С.В. Бикова

Предисловие

26–30 сентября 2013 года в Национальном исследовательском Томском политехническом университете на базе Института природных ресурсов состоялась Всероссийская научная геологическая молодежная школа «Развитие минерально-сырьевой базы Сибири: от В.А. Обручева, М.А. Усова, Н.Н. Урванцева до наших дней». Молодежная школа проходила в рамках Всероссийского геологического форума, посвященного юбилейным датам: 150-летию академика В.А. Обручева и 130-летию академика М.А. Усова, основателей Сибирской научной горно-геологической школы, с именем которых связано горно-геологическое инженерное образование, становление геологической службы и горнодобывающей промышленности в Сибири. Научный форум также посвящен 120-летию выдающегося ученого, геолога, профессора Н.Н. Урванцева, выпускника горно-геологического отделения Томского технологического института, открывшего уникальное Норильское медно-никелевое месторождение, сыгравшее решающую роль в промышленном развитии Восточной Сибири, Якутии и России.

Участниками «Геологической школы» стали молодые представители университетов России: Российского университета дружбы народов, г. Москва, Новосибирского национального исследовательского государственного университета, Санкт-Петербургского государственного университета, Российского государственного геологоразведочного университета имени Серго Орджоникидзе, г. Москва, Тюменского государственного нефтегазового университета, Национального исследовательского Томского государственного университета, Национального исследовательского Томского политехнического университета. Доклады затронули научные и практические проблемы в области геологии, геохимии, рационального природопользования, охраны и защиты окружающей среды. Авторы, представленных научных работ, использовали самую современную аппаратуру и новаторские методики исследования.

Для участников школы в день открытия ведущими учеными Национального исследовательского Томского политехнического университета был проведен цикл лекций, который вызвал живой интерес. С докладом «Феномен В.А. Обручева – путешественника, ученого и писателя» выступил профессор, д.г.-м.н. Л.П. Рихванов, рассказавший об интереснейших фактах жизненного пути Владимира Афанасьевича. Еще одна актуальная в современном мире тема была отражена в докладе к.г.-м.н., доцента А.В. Ежовой «Методы изучения зоны контакта палеозойских отложений на примере литолого-геофизических исследований Северо-Останинского нефтяного месторождения».

В рамках «Геологической школы» были также проведены мастер-классы, в которых были представлены передовые и современные направления геологических исследований:

- Применение космогеологических технологий в геологических исследованиях (д.г.-м.н., профессор А.А. Поцелуев);
- Современные методы обработки геохимической информации при геологических исследованиях (д.г.-м.н., профессор В.Г. Ворошилов);
- Современные методы исследования минерального состава и структурно-текстурных особенностей осадочных отложений для моделирования нефтегазовых месторождений (к.г.-м.н., доцент Л.А. Краснощекова, аспирант Д.А. Черданцева).

В период работы «Геологической школы» была организована культурная программа. Проведены экскурсии: по городу, в кабинет-музей В.А. Обручева и М.А. Усова, минералогический и палеонтологический музеи.

Хотелось бы надеяться, что такие встречи начинающих ученых укрепят их в правильности выбранного пути и расширят их профессиональный кругозор.

Доцент, кандидат геолого-минералогических наук Л.Г. Ананьева

ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ КАРТИРОВАНИЕ, ПОИСКИ, РАЗВЕДКА И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ. ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ

МОДЕЛИРОВАНИЕ ГЕОТЕРМИЧЕСКОГО РЕЖИМА ГЕНЕРАЦИИ ТОГУРСКИХ И БАЖЕНОВСКИХ НЕФТЕЙ ФЕСТИВАЛЬНОЙ СТРУКТУРЫ

В.А. Андриянов

Научный руководитель доцент Г.А. Лобова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. Ведущая роль среди признаков регионально-зональной нефтегазоносности принадлежит присутствию в разрезе нефтематеринских толщ и времени генерации углеводородов (УВ).

Термобарические факторы, как известно, играют существенную роль в преобразовании осадочных пород и рассеянного органического вещества (РОВ), заключенного в нем [3].

Для изучения термического режима потенциально нефтематеринских пород в последнее время широкое распространение получили методы палеотемпературного моделирования [2, 4, 8].

В настоящей работе, для моделирования режима генерации, применен метод, наиболее полно учитывающий изменение во времени параметров геотермополя, в том числе влияния палеоклимата на интенсивность генерации УВ глубокопогруженными нефтепроизводящими осадочными комплексами. Основными нефтегенерирующими толщами на Фестивальной структуре, расположенной в юго-восточной части Западно-Сибирской провинции, являются баженовская (K1b-J3t) и тогурская (J1t) свиты [7].

Задача наших исследований – оценить время вхождения нефтематеринских отложений в главную зону нефтеобразования (ГЗН), определить геотемпературные условия генерации баженовских и тогурских нефтей в разрезах 2-х глубоких скважин Фестивальной структуры.

Методика исследования. Геотемпературное моделирование проведено с применением компьютерной технологии [4] и идентификации нефтегазоматеринских пород по геотемпературному критерию (рис. 1) [1].

Используя рассчитанную величину теплового потока из «основания», смоделированы распределения температур в разрезах скважин на моменты начала и завершения формирования каждой из 22 свит (толщ) мезозойско-кайнозойского возраста и триасовой коры выветривания.

Расчеты проведены с учетом палеоклиматических условий – векового хода температур поверхности Земли [6].

Решением обратной задачи геотермии по распределению температур в скважине на первом этапе рассчитывается тепловой поток через поверхность подстилающего основания.

Затем, на втором этапе, по известным значениям теплового потока решается прямая задача геотермии – непосредственно рассчитываются температуры в заданных точках осадочной толщи в заданные моменты геологического времени, соответствующие моментам завершения формирования свит.

Пороговая температура вхождения в ГЗН для баженовской нефтематеринской толщи, с РОВ, в основном, сапропелевого типа, принята равной 85 °С.

Пороговая температура вхождения в ГЗН для гумусового тогурского РОВ принята 95 °С.

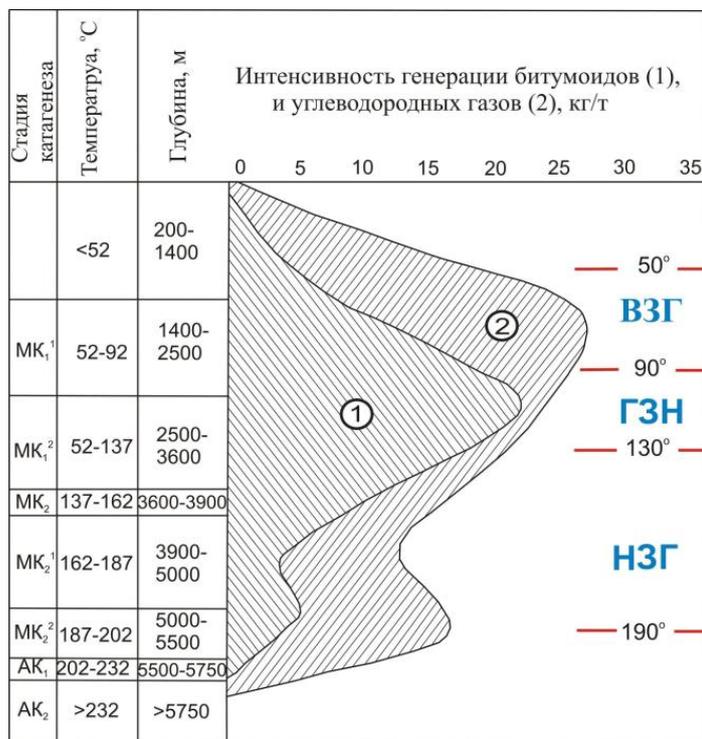


Рис. 1. Шкала катагенеза и зональности процессов нефтегазообразования по [1]

Температурные интервалы реализации УВ-потенциала материнских пород:

ВЗГ – верхняя зона газообразования; ГНЗ – главная зона нефтеобразования; НЗГ – нижняя (глубинная) зона газообразования

Исходные данные. Для расчетов использованы стратиграфические разбивки, вскрытых скважинами 255 Фестивальной и 1 Северо-Фестивальной, разрезов.

Для палеотемпературного моделирования разреза скважины 1 Северо-Фестивальной использованы как измерения пластовых температур, полученных при гидродинамических исследованиях скважины, так и палеотемпературы, рассчитанные по отражательной способности витринита (ОСВ). Для палеотемпературного моделирования разреза скважины 255 Фестивальной взяты только палеотемпературы, рассчитанные по ОСВ. В таблице 1 приведены исходные данные.

Результаты исследования. Расчетный тепловой поток из «основания» осадочного чехла в скважине 1 Северо-Фестивальной составил 49 мВт/м², в скважине Фестивальной 255 – 50 мВт/м². Значение теплового потока на поверхности разреза, вскрытого скважиной Фестивальной 255, увеличилось до 52 мВт/м². Поверхностный тепловой поток в 1 Северо-Фестивальной остался практически на том же уровне (0,04919 мВт/м²).

Для нефтей баженовского типа установлены следующие термодинамические параметры генерации (рис. 1). Максимальная температура ГЗН баженовских нефтей достигает 106 °С на скважине Фестивальной 255 (рис.1а) и 116 °С на скважине Северо-Фестивальной 1 (рис.1б). Интенсивное нефтеобразование началось в альб-

сеномане (92 млн л назад), с момента формирования покурской свиты. Мощности осадочного разреза на момент вхождения баженовских нефтематеринских отложений в ГЗН в разрезах 255 Фестивальной и 1 Северо-Фестивальной, составляли, соответственно, 1950 м и 2055 м.

Таблица 1

Характеристика разрезов скважин Фестивальная 255 и Северо-Фестивальная 1

№ п/п	Характеристики	Фестивальная 255	Северо-Фестивальная 1
1	2	3	4
1	Забой, м	3301	3270
2	Отложения на забое (свита)	Палеозой (PZ)	Палеозой (PZ)
3	Кровля баженовской свиты, м	2748	2708
4	Мощность баженовской свиты, м	31	23
5	Мощность меловых отложений	2026	1967
6	Мощность палеогеновых отложений, м	680	704
1	2	3	4
7	Мощность неогеновых + четвертичных отложений, м	42	37
9	Результаты испытаний (интервал, тип флюида, пластовая температура)	-	3240 м – газ; 123 °С 3145 м – нефть; 123 °С 3130 м – нефть+фильтрат; 118 °С
10	Температура, рассчитанная по отражательной способности витринита (ОСВ)	3159 м – 120 °С 3122 м – 120 °С 2793 м – 101 °С	2800 м – 102 °С

Для тогурских нефтей максимум температур в ГЗН достигает 120 °С в разрезе 255 Фестивальной и 134 °С – в 1 Северо-Фестивальной. Вхождение в ГЗН тогурских отложений в разрезе скважины 255 Фестивальной наступает в альб-сеномане. С этого же времени тогурская свита входит в «нефтяное окно» в разрезе скважины 1 Северо-Фестивальной. Мощности разрезов к этому времени достигали 2275 м и 2265 м, соответственно. Максимумы палеотемператур в очагах как баженовских нефтей, так и тогурских, приходится на время максимального прогрева осадочной толщи, что соответствует геологическому времени в 37,6 млн. л назад [5]. Очаги интенсивного нефтеобразования баженовских и тогурских нефтей в разрезах скважин «работают» и в настоящее время.

На рисунке 1 хорошо видна зависимость глубинных палеотемператур от векового хода температур на поверхности Земли: похолодание в неоген-четвертичное время заметно «охладило» породы разреза. Изменение температуры поверхности Земли ощущается до глубины более 3000 м.

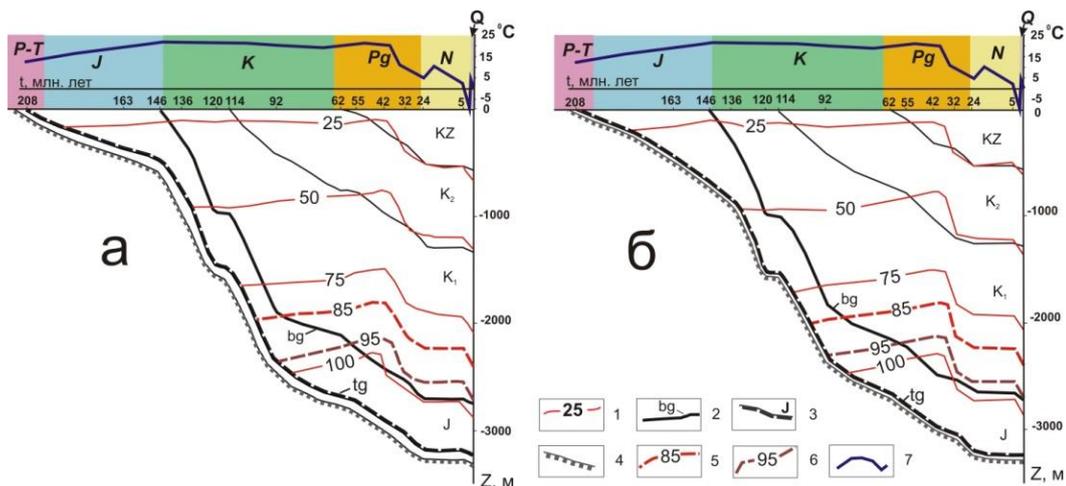


Рис. 2. Геотемпературный разрез для скважин: а) Фестивальная 255;

б) Северо-Фестивальная: 1 – изотермы; 2 – баженовская свита;

3 – тогурская свита;

4 – подошва мезозойско-кайнозойского чехла; 5 – пороговая температура ГЗН баженовских нефтей; 6 – пороговая температура ГЗН тогурских нефтей;

7 – график векового хода температур на поверхности Земли

Заключение. В результате палеотемпературного моделирования установлено, что очаг генерации баженовских нефтей в пределах Фестивальной структуры начинает «работать» на рубеже раннего и позднего мела (114 млн. л назад). Для тогурских нефтей условия генерации наступают несколько позже (92 млн. л назад). Обе нефтематеринские свиты находятся в ГЗН и в настоящее время. Наличие нефтематеринских свит в разрезах скважин и длительное существование геотермических условий генерации нефти в них, позволяет дать высокую прогнозную оценку нефтегазоносности Фестивальной структуры.

Литература

1. Бурштейн Л.М., Жидкова Л.В., Конторович А.Э., Меленевский В.Н. Модель катагенеза органического вещества (на примере баженовской свиты) // Геология и геофизика. – 1997. – Т. 38. – № 6. – С. 1070–1078.
2. Галушкин Ю.И., Махоуз М. Вклад эрозии и интрузивно-гидротермальной деятельности в формирование глубинного профиля катагенеза органического вещества осадочных бассейнов // Геохимия. – 2006. – № 12. – С.1325–1337.
3. Ермаков В.И., Скоробогатов В.А. Тепловое поле и нефтегазоносность молодых плит СССР. – М.: Недра, 1986. – 222 с.
4. Исаев В.И. Интерпретация данных гравиметрии и геотермии при прогнозировании и поисках нефти и газа. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – 172 с.
5. Исаев В.И., Лобова Г.А., Рояк М.Э., Фомин А.Н. Нефтегазоносность центральной части Югорского свода // Геофизический журнал. – 2009. – Т.31. – № 2. – С. 15–46.
6. Исаев В.И., Фомин А.Н. Очаги генерации нефтей баженовского и тогурского типов в южной части Нюрольской мегавпадины // Геология и геофизика. – 2006. – Т. 47. – № 6. – С. 734–745.
7. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. – 253 с.

8. Подгорный Л.В., Хуторский М.Д. Термическая эволюция литосферы зоны сочленения Балтийского щита и Баренцевоморской плиты // Физика Земли. – 1998. – №3. – С. 56–65.

ГЕОЛОГО-ПАЛЕОМАГНИТНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГРАНИТОИДОВ ЕРУДИНСКОГО МАССИВА И ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИЕ РЕКОНСТРУКЦИИ

П.И. Кадильников

Научный руководитель: ведущий научный сотрудник Д.В. Метелкин
*Новосибирский национальный исследовательский государственный университет
г. Новосибирск, Россия*

Проблематика геолого-структурного положения тектонических блоков и составление реконструкции последовательности тектонических событий в юго-западном обрамлении Сибирского кратона может быть решена при помощи палеомагнитного метода. По современным представлениям в тектонической истории Земли в позднем протерозое протекали события связанные с распадом суперконтинента Родиния. Однако, вопросы эволюции этих процессов, структурные особенности и взаимное положение тектонических элементов, в частности положение Сибирского кратона и ключевого в строении Енисейского кряжа Центрально-Ангарского террейна, дискуссионны. Формирование современной структуры Енисейского кряжа сопряжено с многократным проявлением интрузивного магматизма в различных геодинамических обстановках. Одним из таких образований является расположенный в центральной части кряжа Ерудинский гранитоидный массив. В результате ранее проведенных исследований было выяснено, что гранитоиды Ерудинского массива должны быть отнесены к тейскому магматическому комплексу, сформированному в условиях аккреции около 880 млн лет назад [2, 3].

В ходе полевых наблюдений и микроскопическом наблюдении в шлифах были охарактеризованы четыре петрографические разновидности пород: неизменные двуполевошпатовые гранит-порфиры, хлоритизированные и серицитизированные двуполевошпатовые гранит-порфиры, амфиболизированные гранит-порфиры, лейкократовые граниты дайковых тел.

В большинстве случаев граниты являются породами с низкими концентрациями, неравномерным распределением, и разнообразием фаз первичных магнитных минералов [5]. Ерудинские граниты исключением не являются. Состав и коэрцитивный спектр магнитной фракции был определен при помощи изучения зависимости остаточной намагниченности насыщения от температуры по методике Лурье [8]. Было установлено, что наиболее вероятными магнитными минералами, отвечающими за сохранение первичной компоненты намагниченности, являются магнитомягкие или средней магнитной жесткости минеральные фазы, относящиеся к рядам титаномагнетита и/или гемоильменита.

Несмотря на древний возраст пород и сильную степень вторичных преобразований в породе первичные магнитные минералы не претерпели значительных изменений и сохранили информацию о геомагнитном поле в момент становления массива.

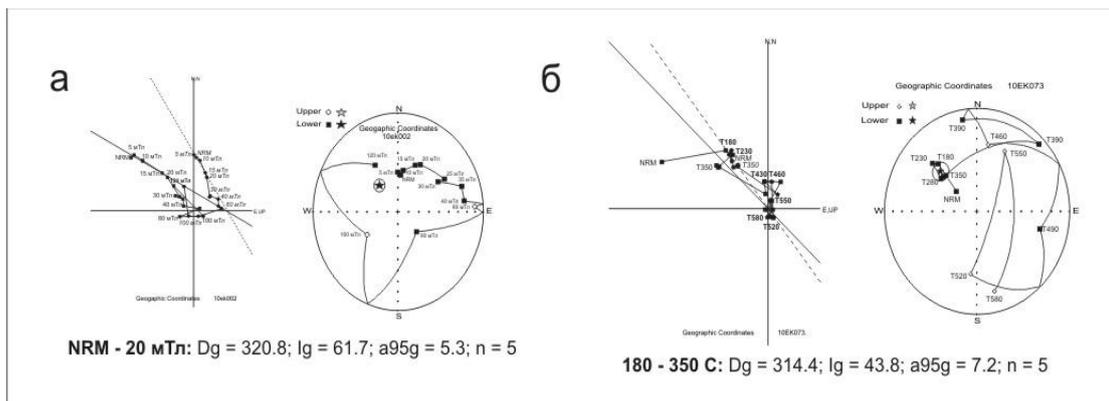


Рис. 1. а) результаты размагничивания переменным полем образца неизменных двуполевошпатовых гранит-порфиров; б) результаты терморазмагничивания образца двуполевошпатовых гранит-порфиров сайта 10ек05.

Жирным шрифтом указан характеристический интервал размагничивания.

Dg – наклонение; Ig – склонение; a95g – овал доверия, внутри которого с 95 % вероятностью лежит проекция окончания вектора характеристической компоненты; n – число шагов измерения, по которым устанавливается направление вектора намагниченности

Выделение первичной характеристической компоненты намагниченности производилось двумя способами: для большей части образцов чисткой переменным магнитным полем с помощью криогенного магнитометра 2G Enterprises и ступенчатым нагревом в экранированной печи системы Апарина для немногочисленных образцов содержащих минералы повышенной магнитной жесткости. Характеристическая компонента при этом устанавливается на интервале до 20 мТл и 250–400 градусов соответственно (рис. 1). Вектор среднего направления выделенной компоненты имеют северо-западное склонение и крутое положительное наклонение. Координаты палеомагнитного полюса – $lat = 64.0^\circ$; $long = 5.4^\circ$ определены с кругом доверия $A95 = 10,5^\circ$ и значимо отличаются от неопротерозойского интервала ТКДП Сибири [5], что указывает на удаленность Центрально-Ангарского террейна от Сибирского палеоконтинента в момент тейского магматического события (Палеоширота террейна – 54° ; Сибири – 37°).

В современных палеотектонических реконструкциях на рубеже 880 млн. лет назад континентальные массы были расположены в южном полушарии в составе суперконтинента Родинии [4]. Центрально-Ангарский террейн мог находиться в умеренных широтах северного полушария, аккреционно-коллизонное событие, породившее Ерудинские граниты в данном случае нам не известно. Но, вероятнее всего образование изученных гранитов происходило в умеренных широтах южного полушария в пределах современного северного сегмента Гренвильского коллизонного шва и связаны с финальной стадией его становления (рис. 2).

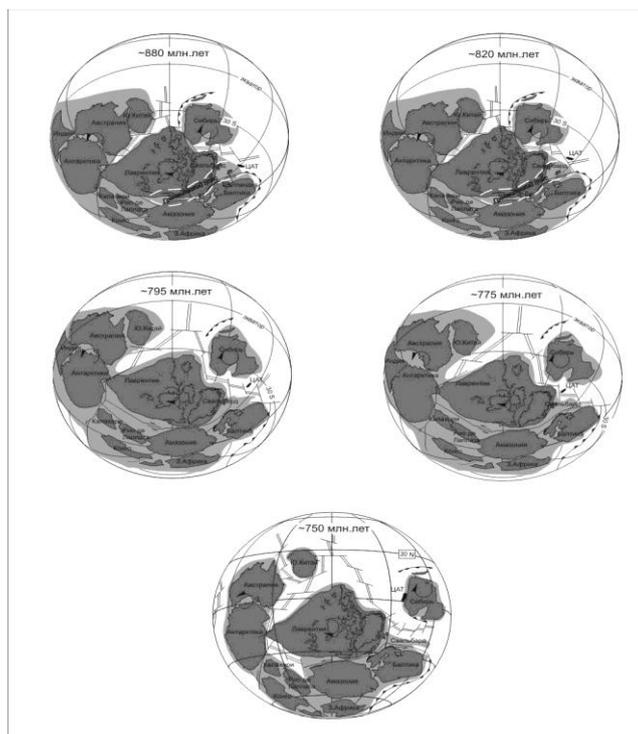


Рис. 2. Реконструкция положения Центрально-Ангарского террейна по отношению к крупным структурным элементам Родинии, основанная на данных Д.В. Метелкина [4], с добавлениями и изменениями автора. (Аббр. ЦАТ – Центрально-Ангарский террейн)

Близкие по возрасту гранитные массивы отмечаются в Гренландии [6]; Шотландии [9]; Норвегии [7]. За период 100–120 млн. лет, отделяющих момент тейского гранитообразования и столкновением с Сибирью 750 млн лет назад [2], террейн должен был проделать путь около 4 тыс. км., двигаясь к экватору со средней скоростью 7 см/год, учитывая опережающее движение Сибирского палеоконтинента и при этом дрейф должен был сопровождаться вращением вокруг вертикальной оси со средней скоростью 2 за 1 млн. лет при вращении Сибири не более 0,5 за 1 млн. лет. Такая взаимная кинематика может быть реализована в условиях стабильного развития океанического пространства между террейном и структурами Родинии, а также трансформного сближения при косой субдукции океанической плиты, с движением которой, вероятно, согласовано перемещение Центрально-Ангарского террейна [1] (рис 2). Наличие, сдвиговых компонент, в кинематике разломов Татарско-Ишимбинской сутурной зоны могут подтверждать такой вариант палеомагнитно-тектонической реконструкции.

Литература

1. Верниковский В.А., Верниковская А.Е. Тектоника и эволюция гранитоидного магматизма Енисейского кряжа // Геология и геофизика, 2006. – Т. 47. – № 1. – С. 35–52.
2. Верниковская А.Е., Верниковский В.А., Сальникова Е.Б., Даценко В.М., Котов А.Б., Ковач В.П., Травин А.В., Яковлева С.З. Гранитоиды Ерудинского и Чиримбинского массивов Заангарья Енисейского кряжа – индикаторы

- неопротерозойских коллизионных событий // Геология и геофизика. – 2002. – Т. 43. – № 3. – С. 259–272.
3. Верниковская А.Е. Геохимия и геохронология неопротерозойских гранитоидов Енисейского кряжа и Таймыра: Дис. д-ра геол-минер. наук. – Новосибирск, 2005. – 307 с.
 4. Метелкин Д.В. Эволюция структур Центральной Азии и роль сдвиговой тектоники по палеомагнитным данным: Автореф. Дис. д-ра геол-минер. наук – Новосибирск, 2010. – 33 с.
 5. Нагата Т. Магнетизм горных пород. – М: Мир, 1965. – 348 с.
 6. Kalsbeek F., Thrane K., Nutman A.P., Jensen H. Late Mesoproterozoic to early Neoproterozoic history of the East Greenland Caledonides: evidens of Grenvillian orogenesis? // Geol. Soc. Lond., 2000. – V. 157. – P. 1215–1255.
 7. Kirkland C.L., Daly J.S., and Whitehouse M.J. Provenance and terrane evolution of the Kalak Nappe Complex, Norwegian Caledonides: Implication for Neoproterozoic paleogeography and tectonics // Journal of Geology. 2006. – V. 115. – P. 21 – 41.
 8. Lowrie W. Identification of ferromagnetic minerals in a rock by coercivity and unblocking temperature properties // Geophys. Res. Lett. – 1990. – V. 17. – P. 159–162.
 9. Millar I.L. Neoproterosoic extensional basic magmatism associated with emplacement of the West Highland granite gneiss in Moin Supergroop of NW Scotland // Geol. Soc. Lond., 1999. – V. 156. – P. 1153–1162.

ОЦЕНКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ СТОЙКИМИ ОРГАНИЧЕСКИМИ ВЕЩЕСТВАМИ БАСЕЙНА РЕКИ АМУР

А.Д. Косткина

Научный руководитель профессор А.П. Хаустов
Российский университет дружбы народов, г. Москва, Россия

В течение последних десятилетий речная система Амура, особенно в пределах Среднеамурской низменности, несет значительную антропогенную нагрузку, связанную с хозяйственной деятельностью в данном регионе.

Одной из главных проблем является загрязнение речных вод, и она неразрывно связана с наиболее опасной группой химических соединений – стойких органических загрязнителей (СОЗ).

Загрязнение экосистемы реки Амур стойкими органическими загрязнителями имеет большое значение. Связано это с тем, что СОЗ обладают токсическими свойствами, проявляют устойчивость к разложению, характеризуются биоаккумуляцией и являются объектом трансграничного переноса по воздуху, воде и мигрирующими видами, а также осаждаются на большом расстоянии от источника их выброса, накапливаясь в экосистемах суши, водных экосистемах и в жировых тканях живых организмов.

В этой связи особо актуальным является трансграничное поступление загрязняющих веществ с сопредельных территорий Китая.

Целью данной работы является анализ загрязнения трансграничных водных объектов бассейна реки Амур стойкими органическими веществами.

В качестве исходной информации для анализа были взяты результаты анализа проб, отобранных в ходе совместного российско-китайского мониторинга качества вод трансграничных водных объектов за период 2008–2011 гг. [2, 3, 4, 5].

В соответствии с Программой мероприятий по осуществлению совместного российско-китайского мониторинга качества вод трансграничных водных объектов учреждения Росгидромета совместно с китайскими организациями осуществляют отбор

проб воды на 9 створах на реках Аргунь, Амур, Уссури, Раздольная и озера Ханка (рис. 1 и табл.).

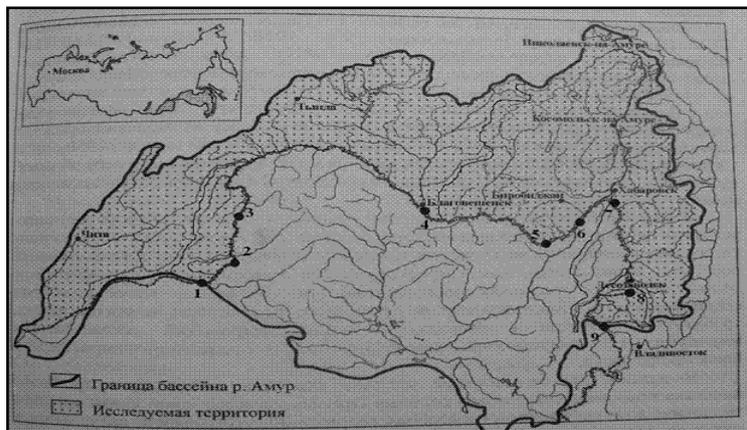


Рис. 1. Схематическая карта створов совместного российско-китайского мониторинга

Таблица

Створы совместного российско-китайского мониторинга качества вод трансграничных водных объектов

№ п/п	Название водного объекта	Местоположение	Привязка контрольного створа
1	р. Аргунь	Забайкальский край (Россия), автономный район Внутренняя Монголия (КНР)	с. Молоканка – с. Агуруту
2			с. Кути – с. Хэйшаньтоу
3			с. Олочи – с. Шивэй
4	р. Амур	Амурская область (Россия), провинция Хэйлуцзян (КНР)	ниже г. Благовещенска – г. Хэйхэ
5		Еврейская автономная область (Россия), провинция Хэйлуцзян (КНР)	1 км выше с. Амурзет – г. Миншань
6		Еврейская автономная область (Россия), провинция Хэйлуцзян (КНР)	с. Нижнеленинское – с. Тунцзяндунган
7	р. Уссури	Хабаровский край (Россия), провинция Хэйлуцзян (КНР)	7 км выше с. Казакевичево – 2 км выше заставы Усучжэнь
8	оз. Ханка	Приморский край (Россия), провинция Хэйлуцзян (КНР)	Исток р. Сунгача–Лунванмяо
9	р. Раздольная	Приморский край (Россия), провинция Хэйлуцзян (КНР)	Место на российско-китайской границе – Саньчаоку

Для оценки качества поверхностных вод производился расчет по 15 стойким органическим загрязнителям (нефтепродукты, ПХБ, дихлорфенол, трихлорфенол, ДДТ, ДДЕ, 2,4-Д, линдан, бензол, толуол, этилбензол, ксилолы, дибутилфталат, атразин, гексахлорбензол) комплексного показателя – удельного комбинаторного индекса загрязненности воды (УКИЗВ) и определялся класс качества воды в соответствии с РД 52.24.643-2002 «Руководящий документ. Методические указания. Метод комплексной оценки степени загрязненности поверхностных вод по гидрохимическим показателям».

Необходимо отметить, что в расчет УКИЗВ помимо гидрохимических показателей был включен микробиологический – ТКБ (термотолерантные колиформные бактерии).

Учитывая тот факт, что в последние годы отмечен высокий уровень микробиологического загрязнения р. Амур [1], включение в расчет УКИЗВ

показателя ТКБ можно считать целесообразным. Микробиологический показатель может оказаться решающим при оценке пригодности воды для использования. Такой подход делает данный метод комплексной оценки качества вод более совершенным.

Помимо УКИЗВ, определялись критические показатели загрязненности (КПЗ) и коэффициент запаса (к).

При оценке степени загрязненности воды были использованы значения предельно допустимых концентраций (ПДК) загрязняющих веществ для водных объектов рыбохозяйственного значения, принятых для Российской Федерации.

Результаты расчета УКИЗВ можно увидеть на рис. 2.

По российским данным меньше всего СОЗ загрязнены створы, привязанные к реке Аргунь, а именно 1 (с. Молоканка – с. Агуруту) и 3 (с. Олочи – с. Шивэй). УКИЗВ для них составляет 1.79 и 1.78 соответственно, а качество воды относится ко 2 классу, то есть она является слабо загрязненной.

Наихудшее качество отмечено для створа, привязанного к реке Раздольная (место на российско-китайской границе – Саньчаоу), – вода является грязной (4 класс, разряд «б»), и УКИЗВ составляет 5.75.

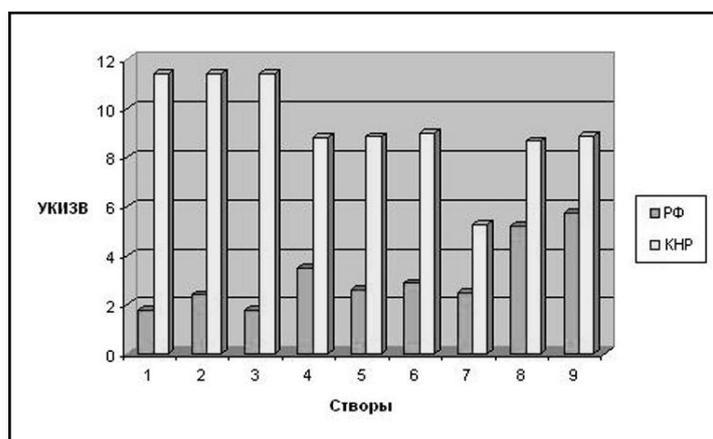


Рис. 2. Значения УКИЗВ для стойких органических загрязнителей (СОЗ)

В створах 2 (р. Аргунь), 5, 6 (р. Амур), 7 (р. Уссури) вода является загрязненной (3 класс, разряд «а»), створе 4 (р. Амур) – очень загрязненной (3 класс, разряд «б»), створе 8 (оз. Ханка) – грязной (4 класс).

Если исходить из рассчитанных по китайским данным УКИЗВ, то здесь можно сказать следующее.

Меньше всего СОЗ загрязнен створ, привязанный к реке Уссури (7 км выше с. Казакевичево – 2 км выше заставы Усучжэнь). УКИЗВ для него составляет 5.26, а качество воды относится ко 4 классу, разряду «г», то есть она является очень грязной.

Наихудшее качество отмечено для створов, привязанных к реке Аргунь – вода является экстремально грязной (5 класс), и УКИЗВ составляет 11.42. Надо отметить, одинаковые значения УКИЗВ для всех 3-х створов, привязанных к р. Аргунь сильно выделяются среди остальных значений. Для них совершенно одинаковы количество веществ, чьи концентрации выше ПДК, количество критических показателей загрязненности, а также классы качества воды, что дает основание утверждать о меньшей точности результатов анализов проб воды.

Для всех остальных створов значения УКИЗВ меньше, но класс качества воды тот же – 5 класс.

Как уже было сказано выше, наибольший УКИЗВ, рассчитанный по российским данным, имеет место в створе на российско-китайской границе (р. Раздольная), в то время как по китайским данным это наблюдается в 3-х створах р. Аргунь (Молоканка – Агуруту, Кути – Хэйшаньтоу, Олочи – Шивэй). Столь большие различия можно объяснить применением разных методов исследования, различием в условиях выполнения анализов.

Необходимо также отметить, что на основе значений УКИЗВ была сформирована классификация качества воды в бассейне реки Амур, в которой поверхностные воды в зависимости от степени их загрязненности были разделены на следующие категории:

- 2-й класс – слабо загрязненная
- 3-й класс – загрязненная (разряды «а», «б»)
- 4-й класс – грязная (разряды «а», «б»; «в», «г»)
- 5-й класс – экстремально грязная.

Далее была построена карта загрязнения бассейна реки Амур стойкими органическими загрязнителями (рис. 3):

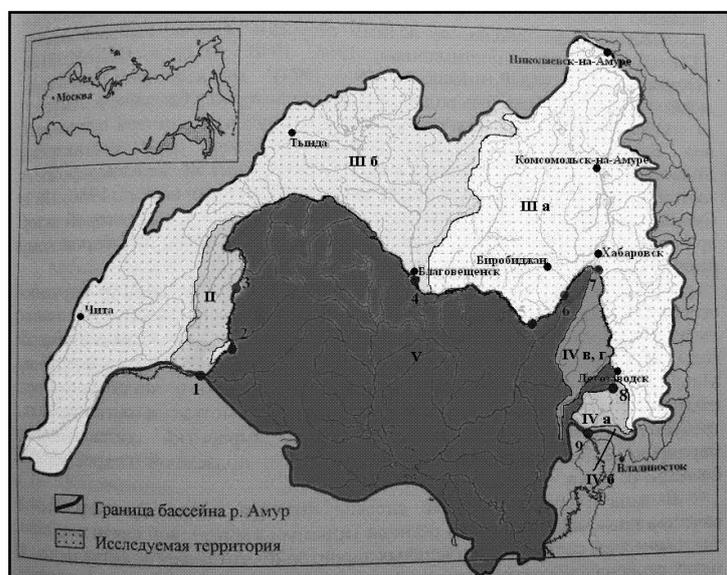


Рис. 3. Карта загрязнения бассейна реки Амур стойкими органическими веществами

Легенда к карте

Класс качества воды		Значения УКИЗВ (с учетом КПЗ)	Цифра на карте
2	Слабо загрязненная	[1,78-1,79]	II
3	Разряд «а»	[2,39-2,88]	III а
	Разряд «б»	[3,51]*	III б
4	Разряд «а»	[5,21]*	IV а
	Разряд «б»	[5,75]*	IV б
	Разряд «в», «г»	[5,26]*	IV в, г
5	Экстремально грязная	[8,65-11,42]	V

*В данном случае критические показатели загрязненности (КПЗ) выявлены не были, поэтому не учитываются

Глядя на карту, можно увидеть, что большая часть территории бассейна реки Амур характеризуется 3 и 5 классом качества воды, причем последний отмечен для территории Китая. Столь большие различия объясняются неодинаковой производимой Россией и Китаем хозяйственной нагрузкой на экосистему Амура.

Нельзя не сказать о том, что качественное состояние воды на участках бассейна реки Амур зависит от концентраций загрязнителей, определяющих характеристику и уровень загрязненности воды.

Так, для участков, имеющих 2 класс качества воды, наибольшую долю в общую оценку степени загрязненности воды вносят нефтепродукты, которые отнесены к критическим показателям загрязненности воды.

Для участков с загрязненной водой (3 класс, разряд «а») наибольшую долю в общую оценку степени загрязненности воды вносят нефтепродукты, дибутилфталат и ПХБ.

Для участков с очень загрязненной водой (3 класс, разряд «б») наибольшую долю в общую оценку степени загрязненности воды вносит 2,4-Д (2,4 – Дихлорфеноксиуксусная кислота).

Для участков с грязной водой (4 класс, разряд «а») наибольшую долю в общую оценку степени загрязненности воды вносит трихлорфенол, отнесенный к критическим показателям загрязненности воды.

Для участков с грязной водой (4 класс, разряд «б») наибольшую долю в общую оценку степени загрязненности воды вносят ПХБ и трихлорфенол, отнесенные к критическим показателям загрязненности воды.

Для участков с очень грязной водой (4 класс, разряд «в», «г») наибольшую долю в общую оценку степени загрязненности воды вносят ПХБ, трихлорфенол, ДДТ, 2,4-Д, и линдан, отнесенные к критическим показателям загрязненности воды.

Для участков с экстремально грязной водой (5 класс) такие вещества, как нефтепродукты, ПХБ, дихлорфенол, трихлорфенол, ДДТ, ДДЕ, 2,4-Д, линдан и дибутилфталат являются критическими показателями загрязненности воды и вносят достаточно большую долю в общую оценку степени ее загрязненности.

В довершение всего вышесказанного хотелось бы отметить, что для снижения риска загрязнения СОЗ бассейна реки Амур нужно провести углубленные исследования качественного и количественного состава этих токсичных веществ. Кроме того, существует необходимость в проведении исследований механизмов биоаккумуляции в различных органах и тканях гидробионтов (особенно с длительным жизненным циклом), поскольку это позволит провести оценку возможного влияния СОЗ на состояние и воспроизводство биоресурсов.

Литература

1. Бардюк В.В., Стойко Л.С. К вопросу комплексной оценки качества поверхностных вод // Электронный научный журнал «Экономика и экологический менеджмент» [Электрон. ресурс] – 2011. – № 2. – Режим доступа: <http://economics.open-mechanics.com/articles/378.pdf>
2. Отчет о результатах Российско-Китайского мониторинга в 2008. – Хабаровск: Амурское бассейновое водное управление, 2009.
3. Отчет о результатах Российско-Китайского мониторинга в 2009. – Хабаровск: Амурское бассейновое водное управление, 2010.
4. Отчет о результатах Российско-Китайского мониторинга в 2010. – Хабаровск: Амурское бассейновое водное управление, 2011.

5. Отчет о результатах Российско-Китайского мониторинга в 2011. – Хабаровск: Амурское бассейновое водное управление, 2012.

ЭКОЛОГИЧЕСКОЕ И ГЕОХИМИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ ПРИРОДНЫХ ВОД НА ЛЕВОМ БЕРЕГУ Р.ТОМИ В ПРЕДЕЛАХ Г. ТОМСКА

О.О. Левина

Научный руководитель доцент Е.Ю. Пасечник

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время левый берег реки Томи в пределах города Томска активно развивается. На данной территории ведется строительство окружной автодороги, коттеджных поселков, дач, но в то же время здесь расположены многочисленные водные объекты и водозабор, снабжающий весь город питьевой водой. Поэтому эколого-геохимическое исследование природных вод этой территории является актуальной темой.

В 2012–2013 гг. автором исследовались подземные и поверхностные воды левого берега р. Томи в районе г. Томска (рис.). Химический и микробиологический анализ был проведен в лаборатории НОЦ «Вода» ТПУ.

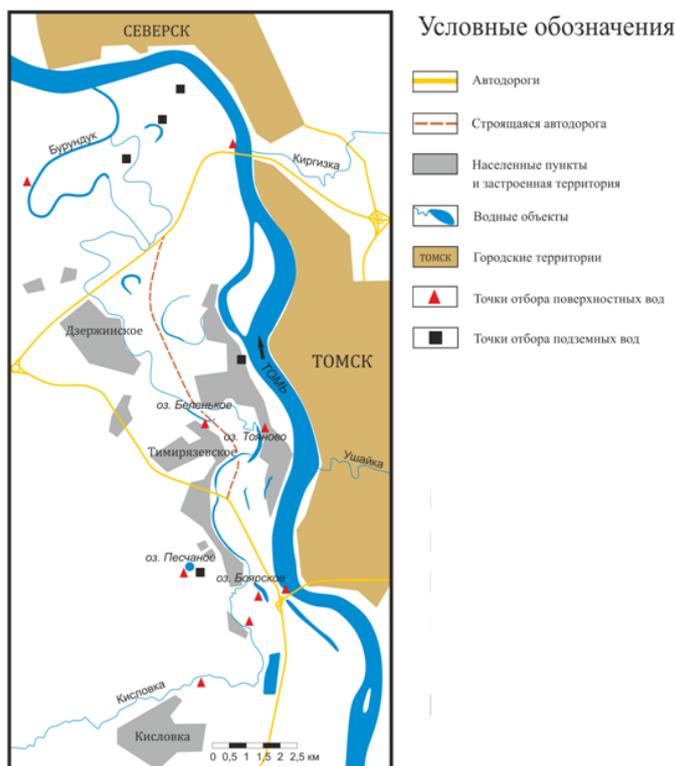


Рисунок. Обзорная карта-схема мест отбора природных вод

Отбор подземных вод был проведен со скважин различных глубин. Первые 3 пробы отобраны на междуречье рек Томи и Бурундук в нескольких километрах от Нового моста через р. Томи, здесь планируется строительство коттеджного поселка.

Первая скважина, глубина которой составляет 30 м, расположена на левом берегу р. Томи приблизительно в 300–400 м от уреза воды. Скважина самоизливающаяся, водоносный пласт приурочен, скорее всего, к четвертичным отложениям. Вода, согласно формуле М.Г. Курлова, является умеренно пресной, гидрокарбонатной магниево-натриево-кальциевой, нейтральной, мягкой, с повышенным содержанием железа.

Скважина № 2 расположена в лесистой местности, вблизи подковообразного озера. Скважина самоизливающаяся, глубиной 48 м. Питание подземных вод осуществляется из четвертичного водоносного горизонта. Вода умеренно пресная, гидрокарбонатно-хлоридная кальциево-натриевая, слабощелочная, мягкая.

Скважина № 3 является самоизливающейся, глубиной 96 м, пробурена в 2012 г., для водоснабжения частного дома. Вода собственно пресная, хлоридная

натриево-магниевое-кальциевая, нейтральная, очень жесткая, с повышенным содержанием железа и марганца.

Четвертая проба отобрана со скважины, глубиной 50 м, питающей озеро Песчаное, в поселке Тимирязево. Скважину пробурили в 1980-х гг. для заполнения водоема, подпитка которого производится посредством установленной насосной станции из палеогеновых отложений. Вода умеренно пресная, гидрокарбонатная магниевое-кальциевая, слабощелочная, мягкая.

Пятая проба – вода из скважины, расположенной на дачном участке в пос. Нижний Склад, вблизи береговой дамбы. Воды умеренно пресные, гидрокарбонатные магниевое-кальциевые, нейтральные, мягкие, с повышенным содержанием железа.

При сравнении результатов химического анализа проб с ПДК воды нецентрализованного водоснабжения [1, 3], было выявлено, что в воде из скважины №1 более чем в 13 раз превышено содержание Fe, почти в 2 раза – кремния, и незначительное превышение Mn (1,3 раза) фиксировалось в октябре 2012 г. В пробе № 2 более чем в 2 раза превышена норма ХПК, железо – в 2,7...2,8 раз, а содержание брома в 2,4 раза выше ПДК, также имелось незначительное превышение Mn (1,08 раза) в 2012 г. Качество воды скважины 3 не соответствует требованиям норматива по следующим компонентам: ХПК (превышение в 8,7...9,4 раза), Cl⁻ – (более 1,5 раза), общей жесткости (1,1 раза), магния (1,3...1,4 раза), Feобщ (более 56 раз), Mn (4,4...7,8 раз), кремния (почти в 2 раза). В 2013 г. выявлено превышение содержания нефтепродуктов в 1,5 раза, брома – более 13 раз и величины БПК₅ – 1,2 раза. Воды скважины возле оз. Песчаное не соответствуют требованиям СанПиНа по железу и кремнию, а также в 2013 г. было зафиксировано небольшое превышение значения нефтепродуктов (1,02 раза). Вода из скважины в п. Нижний Склад превышает ПДК воды нецентрализованного водоснабжения в 5 раз по содержанию железа. По остальным исследуемым показателям качество этих вод не выходит за рамки ПДК.

Отбор поверхностных вод был проведен на четырех озерах левобережья г. Томска (Беленькое, Боярское, Песчаное, Тояново), на реках Томь, Кисловка, Бурундук. По результатам химического анализа проб, в соответствии с РД 52.24.643-2002, была проведена комплексная оценка степени загрязненности проб озер и рек по 11 ингредиентам (БПК₅, ХПК, Cl⁻, SO₄²⁻, Feобщ., NO³⁻, NO²⁻, NH⁴⁺, нефтепродукты, Cu, Zn) отдельно за каждый год исследования. В качестве норматива используем ПДК вредных веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования. Также выполнена оценка по 11 веществам (O₂, Cl⁻, SO₄²⁻, Feобщ., NO³⁻, NO²⁻, NH⁴⁺, нефтепродукты, Cu, Zn, PO₄³⁻), но в качестве норматива используем ПДК для водных объектов рыбохозяйственного значения. Результаты данной оценки представлены в таблице.

При микробиологическом исследовании были обнаружены индикаторные бактерии на загрязнение органическим веществом, микроорганизмы, окисляющие железо, в некоторых пробах сульфатвосстанавливающие бактерии и другие. Энтеробактерии ни в одном образце воды не были обнаружены, что, возможно, связано с низкой температурой воды (менее 20 °С) при отборе. Бензолорисляющие бактерии обнаружены в пробах пр. Бурундук, оз. Песчаное и скв. «Н. Склад», толуолорисляющие – в пробах всех исследуемых рек, оз. Беленькое и Песчаное, петанорисляющие – в пробах р. Томь, Бурундук, оз. Тояново, скв. № 3, скв. «оз. Песчаное» и скв. «Н. Склад», фенолорисляющие – в пробах всех исследуемых рек и оз. Тояново, что указывает на наличие этих групп углеводов в воде в различное время.

Таблица

Класс и качество поверхностных вод с учетом ПДК для культурно-бытового водопользования и водных объектов для рыбохозяйственного значения

Водный объект	Класс и качество вод			
	с учетом ПДК для культурно-бытового водопользования		с учетом ПДК для водных объектов рыбохозяйственного значения	
	2012 г.	2013 г.	2012 г.	2013 г.
Томь	-	1 – условно чистая	3 «а» класс загрязненная вода*	2 – слабо загрязненная
Кисловка	2 – слабо загрязненная		4 «а» – грязная	3 «б» – очень загрязненная
Бурундук	2 – слабо загрязненная		4 «а» – грязная	3 «а» – загрязненная
Беленькое	1 – условно чистая	2 – слабо загрязненная	3 «а» – загрязненная	3 «б» – очень загрязненная
Боярское	1 – условно чистая		2 – слабо загрязненная	3 «а» – загрязненная
Песчаное	1 – условно чистая		2 – слабо загрязненная	3 «а» – загрязненная
Тояново	2 – слабо загрязненная		4 «а» – грязная	3 «б» – очень загрязненная

Примечание: * – согласно данным Департамента природных ресурсов и охраны окружающей среды Томской области, [7]

Аллохтонная микрофлора, которая поступает извне, из различных источников загрязнения обнаружена почти во всех пробах. Протей (*Proteus vulgaris*), являющийся условно патогенным микроорганизмом, выявлен в р. Томь, оз. Песчаное и во всех исследуемых скважинах, что указывает на загрязнение воды органическим веществом животного происхождения. Плесневые грибы «выросли» в пробах вод р. Кисловка, Бурундук и оз. Тояново, указывающие на контакт с загрязненной почвой или воздухом.

Основное значение при оценке санитарного режима водоема имеют бактерии – сапрофиты, разлагающие органическое вещество. По их количеству в поверхностных водах можно судить о санитарном состоянии водных объектов, [6]. В итоге воды всех исследуемых водоемов и водотоков в рассматриваемый период являются умеренно-загрязненными, кроме оз. Тояново в 2012 г., когда качество вод оценивалось как грязное.

Не смотря на то, что качество вод большинства исследуемых объектов не имеет критический характер, все же пробы не соответствуют химическим и микробиологическим нормативам по некоторым показателям.

Поэтому еще большая антропогенная нагрузка на данной территории может привести к деградации хрупких экосистем, поскольку содержание некоторых веществ (нефтепродукты, фосфаты, ион аммония, тяжелые металлы и другие) увеличилось за последние годы, что связано с эвтрофикацией водоемов и с хозяйственной деятельностью человека вблизи водных объектов.

Литература

1. Гигиенические нормативы ГН 2.1.5.1315-03 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования».
2. Приказ Росрыболовства от 18.01.2010 № 20 «Об утверждении нормативов качества воды водных объектов рыбохозяйственного значения, в том числе нормативов предельно допустимых концентраций вредных веществ в водах водных объектов рыбохозяйственного значения». – М., 2010 – 214 с.

3. Санитарные нормы и правила СанПиН 2.1.4.1175-02 «Гигиенические требования к качеству воды нецентрализованного водоснабжения. Санитарная охрана источников». – М., 2002 – 18 с.
4. Санитарные нормы и правила СанПиН 2.1.5.980-00 «Гигиенические требования к охране поверхностных вод». – М., 2000 – 11 с.
5. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования безопасности и пищевой ценности пищевых продуктов» СанПиН 2.3.2.1078-01.
6. Таубе П.Р., Баранова А.Г. Химия и микробиология воды. – М.: Высшая школа, 1983. – 280 с.
7. Экологический мониторинг: Доклад о состоянии окружающей среды Томской области в 2012 году / Гл. ред. А.М. Адам, – Томск: Дельтаплан, 2013. – 172 с.

ЭТАПЫ СОЗДАНИЯ ИНФОРМАЦИОННО-ПОИСКОВОЙ СИСТЕМЫ ДЛЯ ОЦЕНКИ СТЕПЕНИ ПОДТОПЛЯЕМОСТИ ТЕРРИТОРИИ ГОРОДА ТОМСКА

В.Д. Покровский

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Томск – старинный студенческий, культурный и промышленный город, который имеет сложную инфраструктуру. Современная пяти- десятиэтажная и более высотная застройка концентрируется в жилых микрорайонах, а также представлена отдельными зданиями в старых кварталах. Промышленные предприятия рассредоточены в пределах селитебной застройки.

Для Томска, как и многих других городов мира, характерны опасные геологические процессы, одним из которых является техногенное подтопление, вызывающее сложности в эксплуатации подземных коммуникаций, резко ухудшающее экологическую обстановку и создающее угрозу для зданий и сооружений.

Известны и такие объекты городского хозяйства, где техногенное изменение гидрогеологических условий приводит к возникновению чрезвычайных ситуаций катастрофического характера. Это оползневой склон Лагерного и микрорайон «Солнечный», где в результате развития процессов подтопления основания жилых высокоэтажных домов потеряли устойчивость и находятся в аварийном состоянии, и многие другие объекты.

Изучение процессов подтопления на территории города начато специалистами-гидрогеологами в 70-80 годы прошлого столетия и продолжается в настоящее время, однако результаты исследований реализованы далеко не полностью. Одним из существенных факторов, сдерживающих оперативное использование имеющейся информации, является традиционная форма представления картографических построений на бумажных носителях.

Современные методы обработки картографической информации позволяют по-новому представить элементы геологического строения и гидрогеологических условий в виде фрагментов многослойной электронной карты, что позволяет существенно расширить сферу применения накопленного фактического материала.

В задачи исследований входили актуализация материалов ранее проведенных исследований и построение современных электронных карт специализированной гидрогеологической информации с использованием средств ГИС – технологий, а

также создание базы данных и системы, обеспечивающей комплексный анализ имеющихся материалов.

В основу работы положены фактические материалы, собранные в ходе исследований, проводившихся в городе сотрудниками Томского политехнического и Томского государственного архитектурно-строительного университетов, ТомскТИСИЗ, Института проблем жилищно-коммунального хозяйства, электронная топооснова города [1] и материалы натуральных исследований автора, проводившихся для уточнения закономерностей и эволюции процессов подтопления на некоторых участках города.

Исследование проводилось на базе теоретических представлений о механизмах развития процессов подтопления, изучения естественно-природных и техногенных факторов их формирования, компьютерных технологий анализа пространственно-временных изменений параметров геологической среды и взаимообусловленности разнонаправленных процессов. Соответственно использован весь цикл необходимых методических приемов, начиная с комплексного анализа и актуализации материалов проведенных ранее инженерных изысканий, натурального обследования до построения картографических моделей с использованием ГИС – технологий.

Работу по созданию системы условно можно разделить на три этапа. Работа первого этапа заключалась в оцифровке созданных ранее карт и оценке степени подтопления точечных объектов на основе глубин залегания уровня подземных вод.

В качестве топографической основы, на которую производились привязки, использованы покрытия электронной карты города: изолинии абсолютных отметок рельефа и кварталы застройки с адресной привязкой. Оцифрованная геолого-гидрогеологическая информация представлена семейством линий (изолинии уровней грунтовых вод, верховодки) и замкнутых полигонов (контуры территорий развития верховодки и различных типов фильтрационных разрезов, участки с различной интенсивностью водопотребления) [2, 4].

Затем оцифрованные границы были конвертированы, как точечные объекты, которые в дальнейшем были преобразованы в grid объекты и это позволило оценивать гидрогеологические, геологические и географо-геодезические условия в любой точки территории города Томска.

На основе цифровой модели рельефа и уровней подземных вод, полученной из линейных объектов горизонталей, созданы грид-представления этих поверхностей с непрерывным распределением по площади проинтерполированных значений абсолютных отметок рельефа и уровней подземных вод (верховодки и первого от поверхности грунтового водоносного горизонта).

Путём пространственного вычитания этих поверхностей (абсолютные отметки рельефа и уровней подземных вод) получена новая результирующая специализированная гидрогеологическая карта глубин залегания подземных вод.

Средствами ГИС реализована возможность обращения к содержанию электронной карты глубин залегания в полуавтоматическом режиме. Содержание запроса сводится к вводу географических координат объекта, интересующего пользователя, в ручном режиме, а отклик информационной системы вырабатывается автоматически и содержит значение глубины залегания подземных вод в точке запроса.

Эта информация является одним из ключевых критериев для оценки степени подтопления территории (объекта).

Средствами ПК ArcGis на любой точке карты в автоматическом режиме мы определяем разницу между абсолютными отметками рельефа и абсолютными отметками грунтовых вод, верховодки, залегающих в этих же точках.

На втором этапе создания системы выяснялась роль и взаимосвязь факторов подтопления, определялась их количественная оценка, производилось построение новых электронных карт специализированной гидрогеологической информации (цифровой модель рельефа и на ее основе карты порядков речных долин, уклонов поверхности рельефа, дренированности территорий), разрабатывалась возможность оценки степени подтопления в любой точке территории города.

На третьем этапе предполагалось ввести прогностическую составляющую в работу системы [5]. Созданная информационно-поисковая система является статичной. Она оперативно и с высокой достоверностью и детальностью отражает существующее состояние геологической среды, позволяет охарактеризовать отдельные факторы формирования подтопления. В тоже время, возникающие профессиональные, технические, управленческие, социальные и экономические вопросы зачастую требуют обоснованного эволюционного представления развития состояния территории, в том числе и развития процессов подтопления.

Возможность реализации таких требований может быть осуществлена приданием информационно-поисковой системе функциональных возможностей прогностического характера.

Результатом создания блока прогнозирования, выполненного средствами ПК GMS, является модель, способная оценить степень подтопляемости при изменении объемов питания подземных вод.

Основные научные выводы по работе.

Результаты исследований могут использоваться при инженерно-геологических изысканиях и быть востребованы различными ведомствами и службами, обеспечивающими жизнедеятельность города, для контроля и оперативного управления состоянием геологической среды, оценки вероятности возникновения, масштабов и интенсивности нежелательных последствий антропогенного воздействия, обоснования управленческих и инженерных решений обеспечения комфортной экологически безопасной обстановки, принимаемых на различных уровнях, от разработки генерального плана до природоохранных мероприятий на конкретных участках городской территории, оценки стоимости земель городской территории, оптимизации планирования выделения финансовых средств для проведения реставрационных работ в исторически значимой части г. Томска, совершенствования туристического бизнеса.

Литература

1. Авсейков А.С., Нейфельд Е.А., Рюмкин А.И., Тябаев Е.С. Геоинформационная система по исторической территории Томска // Геоинформатика. Теория и практика. – Вып.1 – Томск: Изд-во Томск. ун-та, 1998. – С. 273–283.
2. Покровский В.Д. Исследование процессов подтопления территории города Томска средствами геоинформационных систем // Сборник научных трудов Международного форума-конкурса молодых ученых. – Санкт-Петербург, 2012. – С. 219.
3. Покровский В.Д. Оценка характера и степени техногенного подтопления архитектурных памятников города Томска // Петрология магматических и метаморфических комплексов: Материалы Всероссийской петрографической конференции. – Томск, 2007. – Вып. 6. – С. 210–212.

4. Покровский В.Д. Разработка информационно-поисковой системы оценки потенциальной подтопляемости архитектурных памятников г. Томска с использованием средств ГИС-технологий // Геоэкология и рациональное природопользование: от науки к практике: Всероссийская (с международным участием) научно-практическая конференция молодых ученых – Белгород, БелГУ, 15–17 окт. 2007. – Белгород: БелГУ, 2007. – С. 152.
5. Покровский В.Д. Схематизация гидрогеологических условий микрорайона Черемошники (г. Томск) для гидродинамического моделирования // Проблемы геологии и освоения недр: Сборник научных трудов XIV международного симпозиума студентов и молодых ученых им. Академика М.А. Усова – Томск, 2010. – С. 301–302.
6. Покровский Д.С., Дутова Е.М., Кузеванов К.И. Применение геоинформационных технологий для оценки гидрогеоэкологических условий застраиваемых территорий // Известия ВУЗов. Строительство, 2008. – № 3 (591). – С. 107–112.
7. Покровский Д.С., Кузеванов К.И. Гидрогеология и подтопление территории г. Томска // Подземные воды юга Западной Сибири. Формирование и проблемы рационального использования: Сб. научн. тр. / Институт геологии и геофизики СО АН СССР / Отв. ред. В.А. Николаев. – Новосибирск: Наука, 1987. – Вып. 683. – С. 146–153.

ФАЦИИ И МАГНИТНАЯ ВОСПРИИМЧИВОСТЬ БАКЧАРСКОЙ РУДОВМЕЩАЮЩЕЙ ТОЛЩИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

М.А. Рудмин

Научный руководитель профессор А.К. Мазуров

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

Бакчарское железорудное проявление расположено в юго-восточной части Западно-Сибирского железорудного бассейна. В административном отношении оно находится в 200 км от г. Томска на северо-запад.

Оолитовые железные руды относятся к трем горизонтам (снизу вверх): нарымскому, колпашевскому и бакчарскому [1, 3]. Рудные горизонты залегают в соответствующих свитах: бакчарский горизонт приурочен к подошве люллинворской свиты, колпашевский – к ганькинской свите, нарымский – к кровле ипатовской свиты [3].

Существенный вклад в изучение железных руд Западно-Сибирского бассейна в середине прошлого века внесли А.А. Бабин, Н.Х. Белоус, Ю.П. Казанский, И.В. Николаева, А.Н. Кондаков и др. [1, 3, 6]. В 60-е годы XX в.в. по горнотехническим и гидрогеологическим (высокая водообильность рыхлого разреза) условиям отработки геологоразведочные работы на Бакчарском рудопроявлении прекратились, и интерес к железным рудам Томской области со времен пропал. В настоящее время выявились перспективы на освоение Бакчарских железных руд при помощи скважинной гидродобычи. Проблема заключается в том, что данная технология не позволяет извлекать оолитовые железные руды в полном объеме. Из выделенных типов руд Бакчарского проявления [1, 3, 5–6], методом скважинной гидродобычи возможно добывать только рыхлые оолитовые руды.

Цель данной работы – с одной стороны, установить фации, к которым приурочены «рыхлые» руды, с другой – обосновать экспрессный способ выделения продуктивных фаций в разрезе.

В данной статье описываются результаты комплексного изучения литолого-фациальных особенностей и магнитных свойств рудовмещающих толщ

месторождения. Для выяснения закономерностей распределения железных руд автор использовал фациальный анализ, одним из главных результатов которого являлось создание фациальных схем. В рамках поставленной задачи осуществлялся анализ стратиграфических колонок скважин, геологических разрезов, а также изучались работы предшественников [1, 3–6], в сопровождении с оптическими исследованиями образцов бакчарских руд.

По минеральному составу и текстурно-структурным особенностям на месторождении были выделены следующие природные типы руд [1, 3, 5–6]:

- гидрогетитовая оолитовая рыхлая руда;
- гидрогетитовая оолитовая руда с сидеритовым цементом;
- гидрогетитовая оолитовая руда с хлорито-глинистым цементом;
- гидрогетитовая оолитовая руда с гидрослюдистым цементом;
- гидрогетитовая оолитовая руда с сидерит-хлоритовым цементом.

Основная масса руды этих типов характеризуется гидрогетитовыми оолитовыми агрегатами концентрически-зонального строения. Можно сделать вывод, что главное отличие между выделенными типами руд заключается в характере и составе цемента, что определяется фациальной обстановкой.

После проведенных наблюдений нами выделены следующие основные фации [4, 7] осадочных отложений рудной толщи (рис. 1), которым соответствуют определенные природные типы руд. Выделенные фации рекомендуется использовать для прогнозирования площадей распространения перспективных оолитовых руд.

Фация пляжных отложений относится к группе литоральных фаций и характеризуется серыми, часто с зеленоватым оттенком, мелкозернистыми песками, алевритами и слабо сцементированными, мелкозернистыми, серыми песчаниками. Количество рудных оолитов в отложениях данной фации редко превышает 20 %. Фация оолитовых песков принадлежит к группе литоральных фаций, но в сравнении с предыдущей более отдалена от береговой линии. Главной отличительной особенностью этой фации является наличие разнозернистых, оолитовых песков черного, коричневатого-черного цвета, которые последовательно переходят в слабо сцементированные мелко-, среднезернистые, оолитовые песчаники с хлоритовым и глинистым цементом. Фация песчано-алевритовых терригенных осадков относится к группе неритовых фаций и характеризуется средне, слабо сцементированными, оолитовыми песчаниками с хлоритовым, гидрослюдистым, сидеритовым цементом, в большинстве случаев переслаиваются с маломощными зеленовато-серыми алевролитами и глинами. В кровле песчано-алевритовой фации обычно встречаются маломощные (до 2 м) линзы гравелитов. Фация алевритистых глин принадлежит к группе неритовых фаций более высоких глубин и включает в себя слоистые, серые, часто с зеленоватым оттенком, глины, согласно переслаивающиеся с серыми алевролитами.

Фация оолитовых песков является переходной к гиполитори, т.е. к открыто морским отложениям мелководного шельфа и располагается в пределах изобаты 30...50 м [4]. Учитывая общий равнинный рельеф берега древнего мел-палеогенового моря [3], эта фациальная обстановка характеризуется слабой динамикой водной среды, переменной геохимической обстановкой (щелочность, окислительный потенциал и т.д.) [4] и является благоприятной для формирования концентрически-зональных оолитов, глинистых (монтмориллонита) и хлоритовых минералов. На приуроченность сыпучих гидрогетитовых руд к фации оолитовых песков указывают следующие их основные особенности: хорошая степень сортированности аллотигенного материала, постоянство гранулометрического

состава (0,2...0,5 мм), практически полное отсутствие сидерита и глауконита, а также концентрически-зональное строение оолитовых зерен с гидрогетитовыми и кварцевыми «затравками». В более глубинных условиях, образовывались лептохлорит-гидрогетитовые оолиты, в частых случаях, со скрытокристаллическим строением, а также микрозерна сидерита и глауконита.

Как уже было установлено [3], на фоне общего морского режима Западно-Сибирского железорудного бассейна в мел-палеогеновое время, формирование каждого рудного горизонта происходило в трансгрессивно-регрессивный цикл. На основе этих условий в бакчарском и колпашевском горизонте отмечается постепенное фациальное замещение крепко сцементированных руд, слабо сцементированными и рыхлыми.

В результате изучения фактических материалов (керна скважин 2005–2013 гг.) нами были построены фациальные схемы (рис. 1) на площади Бакчарского рудопроявления для основных этапов формирования рудовмещающей толщи (кровли ипатовской, подошвы и кровли ганькинской, подошвы люллинворской свит).

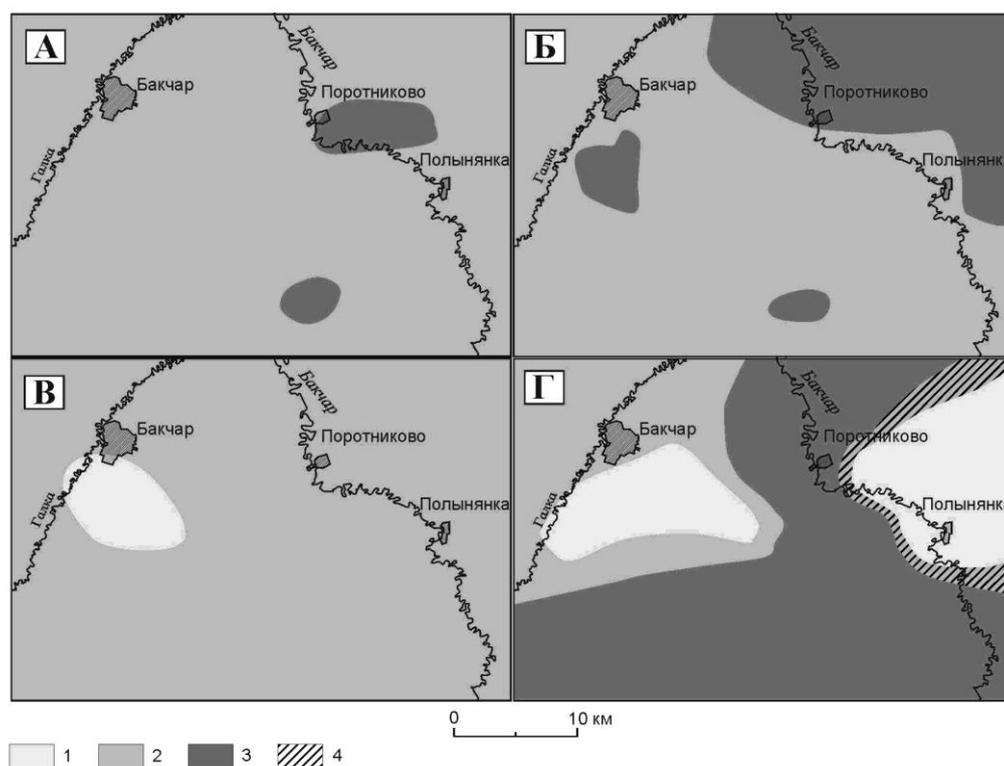


Рисунок. Фациальные схемы рудовмещающих отложений Бакчарского железорудного проявления:

А – кровля ипатовской свиты; Б – подошва ганькинской свиты;

В – кровля ганькинской свиты;

Г – подошва люллинворской свиты; 1 – фация оолитовых песков; 2 – фация песчано-алевритовых осадков; 3 – фация алевритистых глин; 4 – предполагаемые фации

В кровле ипатовской свиты (рис., А; время формирования около 70–80 млн. лет назад [3]) на всей площади рудопроявления были распространены фаии песчано-алевритовых терригенных осадков (80 %) и алевритистых глин (20 %), что объясняет преобладание в нарымском рудном горизонте крепко сцементированных

оолитовых руд с сидерит-хлоритовым цементом. В ганькинской свите (рис., Б-В) преобладала фация песчано-алевритовых терригенных осадков (70 %), однако в кровле свиты средне цементированные оолитовые песчаники переходят в слабо цементированные, что является следствием смены обстановки осадкообразования. Относительное преобладание фации оолитовых песков (32 %) в подошве люллинворской свиты (рис., Г; время формирования около 50 млн. лет [3]) обусловило наличие рыхлых оолитовых руд в нижней части бакчарского рудного горизонта.

При этом важно понимать, что сменяющие друг друга фации оолитовых песков и песчано-алевритовых терригенных осадков отвечают переходной морской обстановке (между литоральной и неритовой). Природные типы руд приурочены именно к этим двум фациям. Фация оолитовых песков локализует слабо цементированные и сыпучие руды, фация песчано-алевритовых терригенных осадков – крепко и средне цементированные.

Для установления магнитных свойств рудовмещающих толщ Бакчарского месторождения совместно с фациальными исследованиями производилось измерение магнитной восприимчивости методом каппаметрии. Важно отметить, что первые данные по магнитной восприимчивости некоторых образцов оолитовых железных руд Бакчарского рудопроявления были опубликованы в 2009 году [2]. Магнитная восприимчивость сравнивалась с процентным содержанием железа, полученным по данным рентгенофлуоресцентного анализа.

В целом среднее значение магнитной восприимчивости Бакчарского рудопроявления составляет $0,411 \cdot 10^{-3}$ ед. СИ, для нерудных вмещающих толщ (как до-, так и пострудных) – $0,259 \cdot 10^{-3}$ ед. СИ, для рудного горизонта – $0,822 \cdot 10^{-3}$ ед. СИ.

Литологические типы также имеют характерные значения магнитной восприимчивости. Рудовмещающая толща в большинстве скважин вскрывается маломощной (от 0,2 до 1 м) толщей гравелитов, которые характеризуются высокими значениями магнитной восприимчивости ($2,315 \cdot 10^{-3}$ ед. СИ), при относительно невысоком содержании железа. Слабо различаются по магнитной восприимчивости крепко цементированные оолитовые песчаники колпашевского и нарымского горизонта, хотя содержание железа в них по данным РФА имеет порядковое отличие, это объясняется наличием хлорит-сидеритового цемента в последних. Продуктивные оолитовые пески характеризуются наиболее постоянными значениями магнитной восприимчивости ($0,507 \cdot 10^{-3}$ ед. СИ) при относительно низком стандартном отклонении $0,111 \cdot 10^{-3}$ ед. СИ. Крепко цементированные песчаники люллинворской свиты имеют сидеритовый цемент, что объясняет наиболее высокие значения магнитной восприимчивости и содержания железа.

Оолитовые песчаники ганькинской свиты характеризуются пониженными значениями магнитной восприимчивости относительно остальных литологических типов руд. Это обусловлено относительно меньшим количеством гетит-гидрогетитовых оолитов, что также отражается в пониженном содержании железа, и преобладанием немагнитного глинистого, хлорит-глинистого цемента.

Крепко цементированные оолитовые песчаники колпашевского горизонта имеют относительно низкое среднее содержание железа в сравнении с оолитовыми песками бакчарского горизонта. Однако средняя магнитная восприимчивость первых значительно выше последних ($0,878 \cdot 10^{-3}$ и $0,507 \cdot 10^{-3}$ ед. СИ соответственно). Также отмечается повышение среднего значения магнитной восприимчивости от слабо до крепко цементированных оолитовых песчаников колпашевского горизонта при относительно равном содержании железа. Приведенные факты доказывают, что

магнитная восприимчивость зависит не только от содержания железа в толще пород, но и от структурных особенностей (табл.).

Таблица

Магнитная восприимчивость и процентное содержание железа фаций рудовмещающей толщи Бакчарского месторождения

Фация	Магнитная восприимчивость, $X \cdot 10^{-3}$ ед. СИ		Относительное процентное содержание железа, %	
	Среднее	Стандартное отклонение	Среднее	Стандартное отклонение
Фация пляжных отложений	0,35	0,189	3,5	1,2
Фация оолитовых песков	0,39	0,104	14,5	3,7
Фация песчано-алевритовых терригенных осадков	1,34	0,266	13,4	2,0
Фация алевритистых глин	0,56	0,195	6,5	0,9

В табл. 1 представлены рассчитанные значения магнитной восприимчивости и относительного процентного содержания железа для вышеописанных фаций. Фация оолитовых песков имеет близкое среднее процентное содержание с фацией песчано-алевритовых осадков, при этом существенно отличается средним значением магнитной восприимчивости. Это объясняется, в первую очередь, структурным фактором, согласно которому крепко и средне сцементированные песчаники имеют более высокую магнитную восприимчивость в сравнении со слабо сцементированными и рыхлыми.

В результате исследований были выделены фации рудовмещающей толщи и созданы схемы, на которых отмечены площади распространения этих фаций в пределах Бакчарского железорудного проявления. Установлена приуроченность известных природных типов руд к выявленным фациям. На основе гранулометрического и минерального состава, хорошей степени сортированности обломочного материала, концентрически-зонального строения оолитов сыпучие руды были отнесены к фации оолитовых песков. По полученным данным каппаметрии были высчитаны характерные параметры магнитной восприимчивости фаций и литологических типов рудного горизонта.

Показана зависимость между структурными особенностями осадков и значениями магнитной восприимчивости. На примере колпашевского горизонта, доказано, что крепко сцементированные руды имеют более высокие значения магнитной восприимчивости в отличие от слабо сцементированных, несмотря на почти равное процентное содержание железа. В итоге установлено, что с увеличением степени цементации возрастает средняя магнитная восприимчивость пород. Полученные данные могут быть успешно использованы при дифференциации осадочных отложений, вмещающих оолитовые железные руды.

Измерение магнитной восприимчивости кернового материала методом каппаметрии возможно выполнять в полевых условиях. В силу низких финансовых затрат на проведение данного метода и простоты обслуживания прибора, каппаметрия позволяет на основе эмпирических данных оперативно определять железорудные отложения по керну скважин. А высчитанные нами параметры магнитной восприимчивости рекомендуется использовать для выделения продуктивных толщ при проведении геологоразведочных работ на Бакчарском проявлении.

Литература

1. Бабин А.А. Бакчарское железорудное месторождение (геология, закономерности размещения и генезис железных руд): Автореф. дис... канд. Геол.-минер. Наук. – Томск: ТПИ, 1969.
2. Бакшт Ф.Б., Пшеничкин А.Я. Каппаметрические исследования пород и руд Бакчарского месторождения // Проблемы и перспективы развития минерально-сырьевой базы и предприятия ТЭК Сибири. Материалы межрегиональной научно-практической конференции и круглых столов. – Томск: ЦНТИ, 2009. – С. 160–167.
3. Западно-Сибирский железорудный бассейн / под ред. Ф.Н. Шахова. – Новосибирск: СО РАН СССР, 1964.
4. Логвиненко Н.В. Морская геология. – Л: Недра, 1980. – 344 с.
5. Мазуров А.К., Боярко Г.Ю., Емешев В.Г., Комаров А.В. Перспективы освоения Бакчарского железорудного месторождения, Томская область // Руды и металлы. – М., 2006 – № 2 – С. 64–70.
6. Николаева И.В. Бакчарское месторождение оолитовых железных руд. – Новосибирск: Изд-во СО АН СССР, 1967. – 129 с.
7. Рудмин М.А. Особенности осадочных отложений, вмещающих железные руды Бакчарского месторождения (Томская область) // Металлогения древних и современных океанов, 2013. Рудоносность осадочных и вулканогенных комплексов: материалы, Миасс, 22–25 Апреля, 2013. – Миасс: ИМин УрО РАН, 2013 – С. 120–123

СИЛИКАТНО-КАРБОНАТНАЯ НЕСМЕСИМОСТЬ В ОЛИВИН-ФЛОГОПИТОВОМ ИЙОЛИТЕ ВУЛКАНА ОЛДОИНЬО ЛЕНГАИ, ТАНЗАНИЯ: ПО ДАННЫМ ИЗУЧЕНИЯ ВКЛЮЧЕНИЙ РАСПЛАВА

В.С. Секисова

Научный руководитель старший научный сотрудник В.В. Шарыгин
*Новосибирский национальный исследовательский государственный университет,
г. Новосибирск, Россия*

Вулкан Олдоиньо Ленгаи, единственный в мире активный натрокарбонатитовый вулкан, находится в южной части рифта Грегори, Танзания [3]. Вулканический конус Олдоиньо Ленгаи, сложенный эффузивными и пирокластическими породами, состоит из двух структурных единиц: «Ленгаи I» (фонолитовые породы) и «Ленгаи II» (более молодые нефелинитовые породы). При этом Ленгаи I формирует около 60% от объема вулкана, Ленгаи II – около 35%, карбонатиты составляют всего лишь 5% [1, 3, 4, 6]. Интрузивные породы (ийолиты, якупирангиты, уртиты и др.) присутствуют в виде ксенолитов в пирокластических породах нефелинитового состава [3]. Предполагается, что ийолиты – продукт кристаллизации оливин-нефелинитового расплава в промежуточной камере [4, 7]. Один из образцов оливин-флогопитового ийолита был выбран для термобарогеохимических исследований.

Минералогия и петрография изученного ийолита

Изученный образец ийолита окрашен в зеленоватый до темно-зеленого, почти черного цвет. Текстура породы массивная, структура – порфириовидная. Порода содержит разновеликие (от 0,4 до 2 см) вкрапленники, представленные оливином и флогопитом; клинопироксен и нефелин находятся в подчиненном количестве. Фенокристы погружены в мелко-, среднезернистую основную массу, состоящую из клинопироксена, флогопита, нефелина, в ней также присутствуют апатит,

титаномагнетит, перовскит, сульфиды, титанит, Ti-андрадит. В основной массе в интерстициях между зернами встречается стекло коричневого, реже зеленого цвета. Здесь также присутствуют сегрегаты вытянутой формы (до 4 мм), состоящие из титаномагнетита, титанита, перовскита и стекла.

Включения расплава в минералах ийолита

Включения расплава были обнаружены, главным образом, в нефелине, реже они встречаются в апатите и оливине, еще реже в клинопироксене, Ti-магнетите и Ti-андрадите (рис. 1).

Нефелин ($Ne_{76-79}Ks_{19-21}$) содержит большое количество первичных включений расплава, которые совместно с кристаллическими включениями (перовскит, титаномагнетит, апатит, клинопироксен и др.) обычно декорируют зоны роста минерала-хозяина. Вторичные включения встречаются очень редко. Форма включений округлая, овальная, реже неправильная, ограниченная. Размер включений заметно варьирует от 5 до 90 μm . По фазовому составу можно выделить 3 типа включений расплава:

1 тип: зеленоватое стекло + газо-карбонатная глобула \pm субмикронные глобулы \pm сульфидная глобула (рис. 1, а). Данный тип включений расплава является наиболее распространенным, чаще встречается в краевых зонах нефелина. Газо-карбонатная глобула представлена округлым газовым пузырем (до 60 % от объема) и тонкоракристаллизованной карбонатной оторочкой (до 40 %).

Карбонатный агрегат обычно обрамляет только половину газового пузыря, реже располагается по всему его краю. Некоторые включения помимо крупной (до 20 μm) газо-карбонатной глобулы содержат большое количество субмикронных глобул, почти равномерно распределенных в зеленом силикатном стекле.

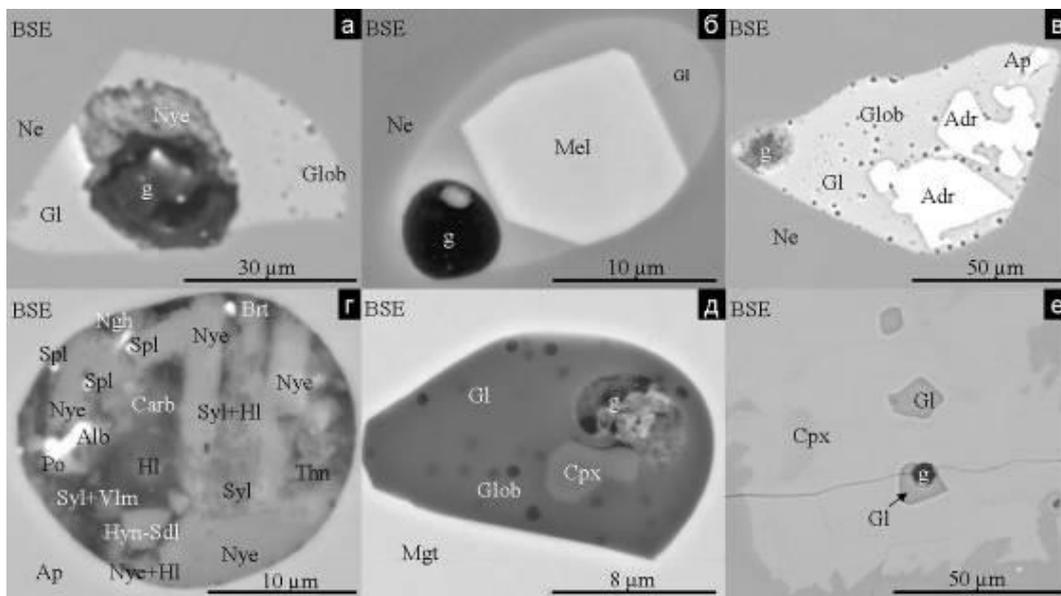


Рис. Включения расплава в минералах ийолита:

а-в – в нефелине (*а* – I тип, *б* – II тип, *в* – III тип), *г* – в апатите, *д* – в титаномагнетите, *е* – в клинопироксене. *Gl* – стекло, *Ne* – нефелин, *Glob* – субмикронные глобулы, *g* – газовый пузырь.

Nye – ньеререйт, *Mel* – алюмоакерманит, *Ap* – апатит, *Cpx* – клинопироксен, *Mgt* – титаномагнетит, *Syl* – сильвин, *Hl* – галит, *Po* – пирротин, *Alb* – алабандин, *Spl* – шпинель, *Brt* – барит, *Ngh* – нейборит, *Carb* – Mg-Fe-карбонат, *Vlm* – вилломит, *Hyn-Sdl* – минерал группы гаюина-содалита, *Thn* – тенардит, *Adr* – Ti-андрадит /шорломит

2 тип: стекло + газовый пузырь ± дочерние фазы (рис. 1, б). Такой тип включений встречается довольно редко. Двухфазные включения (стекло + газовый пузырь) чаще приурочены к центральным зонам кристаллов нефелина. Во включениях также могут присутствовать дочерние фазы, представленные клинопироксеном, реже алюмоакерманитом [8]. Включения расплава с клинопироксеном обычно приурочены к центральным зонам, а включения с алюмоакерманитом – к краевым зонам минерала-хозяина.

3 тип: стекло + газовый пузырь + дочерние/ксеногенные фазы ± субмикронные глобулы ± сульфидная глобула (рис. 1, в). Данный тип включений встречается редко. В качестве дочерних/ксеногенных фаз присутствуют клинопироксен, реже фторapatит, Ti-гранат. Обычно такие включения расплава располагаются на краю кристаллов нефелина. Как правило, они не содержат крупной газо-карбонатной глобулы, здесь присутствуют только субмикронные глобулы.

Было проведено более сотни термометрических экспериментов для включений расплава в нефелине. Наиболее интересные наблюдения были получены для включений I типа. При температуре 540–560 °С карбонатный агрегат переходит в карбонатный расплав. Дальнейшее нагревание приводит к тому, что начинает плавиться силикатное стекло (580–640 °С). При этом газовый пузырь округляется. Далее возможно появление новообразованных фаз (пузырьков, кристаллов) как в газо-карбонатной глобуле, так и в силикатной жидкости. Появление и исчезновение (за счет объединения с газо-карбонатной глобулой) данных фаз происходит в довольно широком диапазоне температур (620–870 °С). В этом интервале температур присутствующие во включениях субмикронные глобулы постепенно начинают объединяться между собой, а затем с крупной газо-карбонатной глобулой. Последующее повышение температуры приводит к тому, что карбонатная часть глобулы становится однородной (880–910 °С), в ней полностью исчезают мелкие пузырьки. Начиная с 870 °С довольно быстро уменьшается газовый пузырь в газо-карбонатной глобуле, гомогенизация которой зафиксирована при температуре 910 °С. Дальнейшее нагревание (до 1030 °С) не приводило к каким-либо фазовым изменениям, либо происходила разгерметизация включений. Полной гомогенизации включений расплава в нефелине (исчезновения карбонатного расплава в силикатной жидкости) достичь не удалось. Следует отметить, что после сброса температуры большинство включений приобретало исходный фазовый состав (силикатное стекло + газо-карбонатная глобула).

Фторapatит содержит карбонатно-солевые включения расплава (рис. 1, г), обычно располагающиеся в центре кристаллов. Форма включений округлая, реже удлиненная, размеры от 5 до 20 мкм. Фазовый состав: тонкораскристаллизованный агрегат + газовый пузырь ± дочерние фазы. Дочерние фазы и тонкораскристаллизованный агрегат представлены ньеререйтом, реже грегориитом, сильвином, галитом, алабандином, пирротинном, флюоритом, баритом, нейборитом, Mg-Fe-карбонатом, тенардитом, виллиомитом, витеритом, минералом группы шпинели и др. Силикатные фазы (Ba-Ti-слюда, алюмоакерманит, куспидин, гаюин-содалит) присутствуют в незначительных количествах.

По минеральному составу тонкораскристаллизованный агрегат соответствует натрокарбонату. При этом типичных для нефелина включений силикатного расплава в апатите не найдено.

Термометрические эксперименты показали, что тонкораскристаллизованный агрегат при температуре 560 °С полностью переходит в расплав. Нередко при

дальнейшем нагревании появляются фазы (около 600 °С), которые сразу же начинают округляться и объединяться с газовым пузырем. По-видимому, эти фазы представляли собой расплав, предположительно хлоридного, фторидного и/или сульфатного состава. Последующее повышение температуры приводит к уменьшению газового пузыря, который исчезает при 850 °С в удлинённых включениях. Гомогенизация подавляющей части округлых включений происходит в интервале 1050–1080 °С, реже при температурах 930–960 °С.

Включения в *титаномагнетите* (TiO_2 – до 10,3 мас. %) были выявлены в отраженном свете и на сканирующем электронном микроскопе. Наиболее обычны включения перовскита ($< 15 \mu\text{m}$), реже встречаются одиночные включения расплава (рис. 1, д), приуроченные к центру зерен титаномагнетита. Форма их округлая, овальная, размеры достигают 20 μm . Фазовый состав: стекло + газовый пузырь \pm сульфидная глобула \pm клинопироксен \pm субмикронные глобулы (карбонат-хлорид-сульфат?). Как правило, включения расплава присутствуют в кристаллах титаномагнетита из перовскит-титанит-Ti-магнетитовых сегрегатов и флогопит-клинопироксеновой оторочки, окружающей оливин.

Макрокристы *оливина* ($\text{Fo}_{80-84}\text{Fa}_{16-19}\text{Ln}_{<0,5}$) содержат вторичные включения, приуроченные к залеченным трещинам. Форма включений разнообразная: овальная, вытянутая, неправильная. Размеры варьируют от 5 до 40 μm . Фазовый состав: стекло + газовый пузырь \pm сульфидная глобула \pm дочерние/ксеногенные фазы, которые представлены флогопитом, клинопироксеном, Ti-магнетитом, перовскитом, ньеререйтом, Zr-фазой (кальцитрит?), Na-Ca-фосфатом (накафит?). Подавляющее количество включений почти полностью раскристаллизовано. Стекло в них встречается редко и располагается в интерстициях между дочерними кристаллами. Также в оливине найдены включения отдельных зерен флогопита, клинопироксена, титаномагнетита и их срастания. Термические эксперименты с включениями в оливине не проводились.

В *клинопироксене* ($\text{En}_{20-46}\text{Fs}_{47-51}\text{Wo}_{48-52}$; Na_2O – до 3,0 мас. %) включения расплава встречаются крайне редко (рис. 1, е). Обычно это одиночные включения, приуроченные к центральным светло-зеленым зонам кристаллов минерала-хозяина, практически лишенным кристаллических фаз. Форма включений неправильная, размер от 5 до 20 μm . Они не содержат карбонатной глобулы. Краевые зоны клинопироксена, напротив, “нафаршированы” включениями титаномагнетита, перовскита, нефелина и других минералов. Включения расплава в них встречаются крайне редко.

Химический состав включений расплава

Остаточные стекла расплавных включений в нефелине заметно варьируют по составу (мас. %): SiO_2 40,5–52,6; TiO_2 0,3–2,9; Al_2O_3 4,3–12,1; FeO 4,3–15,0; MnO 0,3–0,8; MgO 1,0–2,6; CaO 2,7–9,0; Na_2O 3,7–17,5; K_2O 4,3–6,7; F 0,4–1,3; Cl 0,1–0,8; SO_3 до 2,4; P_2O_5 до 1,3; $\text{H}_2\text{O}_{\text{SIMS}}$ 1,0–2,3 и $(\text{Na}+\text{K})/\text{Al} = 1,1–4,5$. При этом стекла включений с низкой концентрации SiO_2 в этом минерале довольно близки по составу стеклам основной массы. По сравнению со стеклом основной массы стекла включений расплава в клинопироксене характеризуются более высокими концентрациями SiO_2 (до 53,9) и низкими TiO_2 (до 1,6 мас. %). Также в них выше концентрации K_2O и Al_2O_3 (7,4–10,6 и 15,0–22,1 соответственно) и ниже FeO и CaO , чем в стеклах включений расплава в нефелине. Стекла включений расплава в титаномагнетите по сравнению со стеклами включений в нефелине характеризуются

более высокими концентрациями TiO_2 и FeO , но более низким содержанием SiO_2 (табл.).

По сравнению с валовым составом породы стекла включений в минералах ийолита обогащены щелочами и сильно обеднены MgO и CaO . При этом они заметно варьируют по содержанию SiO_2 , Al_2O_3 , FeO и щелочей. В ряду составов от породы (как исходный расплав) через стекла включений расплава в минералах до стекла основной массы постепенно увеличиваются сумма щелочей и содержание FeO , но уменьшаются количества MgO , отчасти CaO и Al_2O_3 . Повышение $(Na+K)/Al$ отношения в этом ряду (до 7,5 в стекле основной массы) указывает на то, что эволюция расплава при кристаллизации ийолита имела ярко выраженный апатитовый характер. Включения в апатите по составу очень близки к среднему составу натрокарбонатита [5]. Валовый состав для одного включения (EDS, мас. %): Na_2O 21,4; K_2O 8,2; CaO 20,5; MgO 1,7; FeO 3,2; MnO 0,4; BaO 1,3; SrO 1,4; SiO_2 2,2; SO_3 1,3; P_2O_5 0,4; F 3,9; Cl 0,9 (сумма 66,8). Карбонатная оторочка вокруг газового пузыря во включениях в нефелине (I тип) представлена, главным образом, Na-Са-карбонатами (ньеререит и грегориит). По составу ньеререит из включений очень близок к ньеререиту из натрокарбонатитов вулкана Олдоиньо Ленгаи [2].

Таблица

Химический состав (мас.%) ийолита, стекол включений в минералах и стекла основной массы

	Порода	Gl g.m.	Cpx	Cpx	Mgt	Mgt	NeI	NeI	NeII	NeII	NeII	NeIII	NeIII
<i>n</i>		3	1	4	1	2	3	3	1	3	1	1	6
SiO_2	40.96	44.29	49.74	50.27	46.30	42.64	51.82	52.42	52.71	51.46	52.51	46.91	46.46
TiO_2	3.47	3.03	1.57	1.48	1.18	3.05	0.41	0.30	0.54	0.56	0.26	1.92	1.46
ZrO_2	0.04	0.23	0.22	0.00	0.07	0.17	0.02	0.01	0.00	0.04	0.01	0.18	0.06
Al_2O_3	10.06	6.95	20.54	17.32	15.39	8.56	10.69	10.64	10.83	12.07	11.05	8.04	6.78
FeO	11.56	14.95	4.39	5.64	9.55	13.20	10.79	11.16	7.49	8.33	6.98	11.46	12.12
MnO	0.22	0.57	0.17	0.29	0.47	0.46	0.44	0.45	0.38	0.43	0.33	0.61	0.53
MgO	8.81	1.42	0.29	0.54	1.02	2.25	1.83	1.55	2.26	1.20	2.10	0.95	1.20
CaO	14.40	4.36	1.19	1.08	2.87	3.18	3.32	3.43	3.09	2.71	3.64	5.21	7.09
BaO	0.04	0.45	0.15	0.18	0.26	0.30	0.66	0.19	0.21	0.13	0.13	0.13	0.09
SrO	0.08	0.19	0.22	0.01	0.20	0.16	0.25	0.27	0.27	0.26	0.29	0.29	0.26
Na_2O	5.08	13.22	11.16	3.73	13.41	15.12	12.03	11.43	13.54	13.32	14.20	13.98	14.61
K_2O	2.70	5.76	7.40	10.61	7.13	6.34	5.95	6.36	5.90	6.71	6.10	6.29	5.97
P_2O_5	1.05	0.69	0.22	-	0.84	0.86	0.18	0.13	0.14	0.12	0.05	0.12	0.62
F	-	0.61	0.42	0.51	0.48	0.58	0.44	0.59	0.49	0.50	0.47	0.65	0.79
Cl	-	0.79	0.25	0.24	0.41	0.60	0.18	0.20	0.20	0.17	0.14	0.40	0.37
SO_3	-	1.88	0.17	0.17	0.65	1.81	0.36	0.69	0.17	0.34	0.00	1.49	1.48
CO_2	0.33	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
H_2O_{SIMS}	-	-	-	-	-	-	1.48	1.25	-	-	-	-	-
Сумма	98.81	92.07	100.23	99.28	99.39	98.64	100.84	101.08	98.22	98.35	98.26	98.63	99.89
O- (F,Cl) ₂	0.00	0.27	0.29	0.38	0.44	0.00	0.23	0.29	0.25	0.25	0.23	0.36	0.42
Сумма	98.81	91.80	99.94	98.90	98.95	98.64	100.62	100.78	97.97	98.10	98.03	98.27	99.47

Cpx – включения в клинопироксене, Mgt – включения в титаномagnetите, Gl g.m. – стекло основной массы, NeI, NeII, NeIII – включения I, II и III типа в нефелине, *n* – количество анализов, прочерк – не определялось.

Выводы

Расплавные включения в минералах ясно показывают, что при кристаллизации ийолитов Ленгаи имела место сложная жидкостная несмесимость (силикат – сульфид – Na-Са-карбонат), причем сульфидный компонент имел

подчиненный характер. Согласно результатам термометрических наблюдений натрокарбонатитовый и силикатный расплавы сосуществовали при температурах выше 580 °С. Наличие в нефелине включений расплава с различным соотношением компонентов в газо-карбонатной глобуле указывает на то, что захват включений происходил из гетерогенной среды. Следует отметить, что полной гомогенизации этих включений достичь не удалось, что, вероятно, также указывает на гетерогенный захват. Таким образом, нефелин и апатит кристаллизовались из среды, в которой сосуществовали силикатный, сульфидный и натрокарбонатитовый расплавы. При этом апатит преимущественно содержит включения натрокарбонатитового расплава. Температуры гомогенизации включений в этом минерале указывают на то, что в интервале температур 850–1080 °С и выше (после отделения от исходной магмы) натрокарбонатитовый расплав представлял собой гомогенную жидкость. Присутствие большого количества субмикронных глобул, почти равномерно распределенных в силикатном стекле включений в нефелине и титаномagnetите, свидетельствует о том, что ликвация имела место и в постзахватный период.

Согласно термометрическим данным при температурах около 600 °С могло происходить отделение хлоридных, фторидных и сульфатных расплавов от исходной натрокарбонатитовой жидкости, на что указывает присутствие галита, сильвина, флюорита и др. во включениях в апатите и хлоридно-сульфатные субмикронные глобулы во включениях в Ti-магнетите.

Работа выполнена при поддержке РФФИ (грант 11-05-00875).

Литература

1. Зайцев А.Н. Минералогия, геохимия и посткристаллизационные преобразования вулканических карбонатитов рифта Грегори (Восточная Африка) // Диссертация докт. геол.-минерал. наук. – СПбГУ, 2010. – 451 с.
2. Зайцев А.Н., Келлер Й., Спратт Дж., Джефриес Т.Е., Шарыгин В.В. Химический состав ньеререита и грегориита из натрокарбонатитов вулкана Олдоиньо Ленгаи, Танзания // Записки РМО, 2008. – Ч. 137. – Вып. 4. – С. 101–111.
3. Dawson J.B. The geology of Oldoinyo Lengai // Bulletin Volcanologique, 1962. – V. 24. – P. 349–387.
4. Dawson J.B., Smith J.V., Steele I.M. Petrology and mineral chemistry of plutonic igneous xenoliths from the carbonatite volcano, Oldoinyo Lengai, Tanzania // Journal of Petrology, 1995. – V. 36. – P. 797–826.
5. Keller J., Zaitsev A.N. Geochemistry and petrogenetic significance of natrocarbonatites at Oldoinyo Lengai, Tanzania: Composition of lavas from 1988 to 2007 // Lithos, 2012. – V. 148. – P. 43–53.
6. Klaudius J., Keller J. Peralkaline silicate lavas at Oldoinyo Lengai, Tanzania // Lithos, 2006. – V. 91. – P. 173–190.
7. Sharygin V.V., Kamenetsky V.S., Zaitsev A.N., Kamenetsky M.B. Silicate–natrocarbonatite liquid immiscibility in 1917 eruption combeite–wollastonite nephelinite, Oldoinyo Lengai volcano, Tanzania: Melt inclusion study // Lithos, 2012. – V. 152. – P. 23–39.
8. Wiedenmann D., Keller J., Zaitsev A.N. Melilite-group minerals at Oldoinyo Lengai, Tanzania // Lithos, 2010. – V. 118. – P. 112–118.

**ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ВЕРХНЕРИФЕЙСКОЙ ЧЕРНОСЛАНЦЕВОЙ ФОРМАЦИИ
БАЯНХОНГОРСКОЙ СТРУКТУРНО-ФОРМАЦИОННОЙ ЗОНЫ ЦЕНТРАЛЬНОЙ МОНГОЛИИ
НА ПРИМЕРЕ УЧАСТКА РЕКИ УЛЗИТ-ГОЛ**

М.В. Селиверстова

Научный руководитель А.С. Гибшер

*Новосибирский национальный исследовательский государственный университет,
г. Новосибирск, Россия*

В основу работы положены материалы детальных геологических исследований, полученные в ходе полевых работ в 2012 году. Район проведения полевых исследований расположен в Баянхонгорской зоне Центральной Монголии.

Баянхонгорская структурно-формационная зона (СФЗ) состоит из двух подзон – верхнерифейского осадочного комплекса и венд-кембрийского офиолитового пояса. С северо-востока офиолиты ограничены мощной нижнепалеозойской терригенной толщей дзагинской серии. Стратиграфические аналоги этой серии широко развиты на большой территории Центральной Азии. С юго-запада она ограничена древним Байдарикским выступом, который является фундаментом для осадочного бассейна.

Черносланцевая формация Баянхонгорской СФЗ в стратиграфической номенклатуре – улзитгольская серия залегает на метаморфических породах раннего докембрия с крупным перерывом и несогласием и представлена двумя верхнерифейскими свитами – буридуингольской и гучинской.

Буридуингольская свита сложена строматолитовыми доломитами и известняками (нижняя подсвита), филлитовыми и черными сланцами (средняя подсвита) и известняками (верхняя подсвита). Гучинская свита сложена переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов с четко выраженной флишевой структурой.

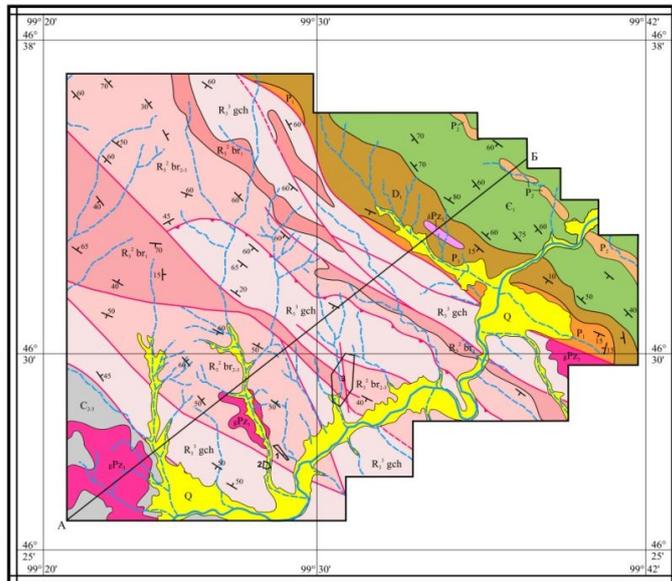
На геологической карте опорного участка (рис.) видно, что вся СФЗ имеет чешуйчатое строение. Чешуи – тектонические блоки с простиранием от 310 до 340 градусов, ограниченные серией ветвящихся разломов. Количество таких блоков зависит от масштаба карты, а разрывные нарушения неодинаковы по своему рангу. Одни из них разделяют чешуи, разные по составу, а нередко и по возрасту. Другие – локализованы внутри чешуй одного состава.

Плоскости большинства разломов на исследуемом участке субвертикальны либо круто падают на юго-запад. По кинематике здесь преобладают сдвиги, а сбросы и надвиги имеют подчиненное значение. Образование подобных геологических комплексов связывают с косою коллизией. Реализовались эти движения в послепермское время, так как в них были вовлечены кембрийские, девонские, каменноугольные и пермские отложения.

Зоны наиболее крупных дизъюнктивных нарушений, как правило, маркируются тектоническими брекчиями, состоящими из обломков и матрикса. Обломки имеют вытянутую форму и направлены вдоль плоскости разрывного нарушения. Иногда они подворачиваются, образуя «псевдоскладки», по которым можно предположить кинематику движений тектонических блоков между собой. Среди обломков преобладают черные сланцы, в подчиненном количестве – вмещающие породы. Размер таких блоков колеблется от первых миллиметров до нескольких сантиметров. Матрикс – пылеватый материал, по составу также соответствующий черным сланцам. Такие брекчии образуются в результате дробления и механического перемещения и проскальзывания обломков черных

сланцев по ослабленным зонам, так как именно эти породы самые мягкие и некомпетентные для улзитгольской серии.

**Геологическая карта
опорного участка реки Улзит-Гол
М 1:100000**



Легенда

	Осадочные толщи	Интрузивные образования
Кайнозой	Q	Валуны, галечники, гравийники, пески, супеси, суглинки, глина, глина
	P ₁ P ₂	P ₁ Песчаники, алевролиты P ₂ Песчаники, алевролиты
Палеоген	C ₂₋₃	P ₁ Песчаники, алевролиты; туфы, туффы среднего и кислого состава
	D	gP ₁ Граниты
	E	Гидро и туффы среднего состава
Протерозой	C	Базальты и андезиты; известняки, доломиты
	R ₁ ¹ gch R ₁ ² br. R ₁ ³ br.	R ₁ ¹ gch Терригенная толща с фациальной стратификацией и турбидитами R ₁ ² br. Черные и филлитовые сланцы; черные и серые известняки с отдельными пачками терригенных пород R ₁ ³ br. Преимущественно стратификационные доломиты и известняки, части осадочные

Условные обозначения

Тектонические разломы:
 а - прогрессивные
 б - ретроградные

Элементы тектонической зоны

Гидрогеология:
 а - реки
 б - ручьи

Участки детальной съемки масштабом 1:2000 и 1:10000 (соответствуют листам 1, 2, 3)



**Рис. Геологическая карта опорного участка реки Улзит-Гол, масштабом 1:100000.
Составлена Гибишером А.С. и Селиверстовой М.В.**

Анализируя разрывное нарушение на геологической карте, мы можем говорить о положении его плоскости, однако в реальном масштабе это не плоскость, а зона, шириной иногда до сотен километров. На опорном участке разломы, как правило, выполняют седловины, но в редких случаях в береговых обнажениях удается наблюдать их строение.

Пликративные дислокации на изучаемой территории широко распространены и представлены системами складок разного ранга. Простирания осей крупных складок субпараллельны основным разломам и находятся внутри тектонических чешуй. Мелкие складки разнообразны как по морфологии, так и по своему генезису. Так, для карбонатных толщ характерны небольшие складки, сопровождающиеся межслоевыми срывами и проскальзываниями. Для филлитовых сланцев (степень метаморфизма не превышает зеленосланцевой фации) характерна изоклиальная складчатость. В процессе деформации терригенной породы происходит перераспределение вещества в осадке, и переотложение его в ослабленные зоны: замки складок (чаще всего антиклинальных). Они как бы «окварцованы», притом реликты слоистости сохранены. Такие структуры напоминают стволы деревьев с годичными кольцами. Они становятся гораздо крепче и устойчивы к выветриванию, из-за чего зачастую слагают положительные формы рельефа. Иногда в областях

шарниров складок образуются полости отслаивания, куда кристаллизуется кварц и сульфидные минералы, такие как пирит, арсенопирит и т.п.

Среди осадочных и магматических пород широко развиты кварцевые жилы нескольких генераций. Характер их проявления непосредственно зависит от состава пород, которые они нарушают, а также от момента их образования. Чаще всего, они приурочены именно к ослабленным зонам – различным срывам, трещинам и т.п.

Также на всей территории широко распространены силлы и дайки основного состава. Они прорывают все толщи серии, но субконформны простираниям чешуй и основных разломов, что указывает на общность процесса их формирования.

Итак, на основе литературных данных и полевого изучения взаимоотношений различных структурных элементов намечается следующая общая последовательность деформаций черносланцевой формации:

1. в результате аккреции крупных блоков породы подверглись метаморфическим изменениям;
2. в результате сдвигового тектоногенеза произошло расчешуивание толщ черносланцевого бассейна, внедрение силлов и даек основного состава, формирование ранних генераций кварцевых жил;
3. появление пликативных дислокаций с миграцией вещества в замки антиклинальных складок, формирование следующей генерации кварцевых жил;
4. на последнем этапе по сетке крупных трещин проявилась последняя генерация кварцевых жил.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ МИНЕРАЛОГИЯ ЛЕЖАЛЫХ КЕКОВ ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ ВОРОНЦОВСКОЙ ЗИФ (СВЕРДЛОВСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Т.С. Строев

Научный руководитель доцент С.В. Петров

Санкт-Петербургский государственный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

Темпы развития промышленности заставляют искать все новые источники получения благородных металлов. Применение технологии цианидного выщелачивания золота позволило возвести в ранг месторождений, ряд объектов, разработка которых классическими методами ранее являлась низкорентабельной или нецелесообразной.

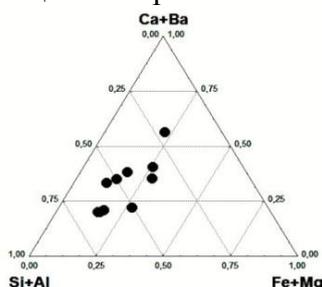


Рис. 1. Химический состав основных петрогенных оксидов в пробах кеков (на диаграмме показано соотношение оксидов обозначенных элементов)

В качестве источника получения золота традиционно рассматриваются отходы золотодобывающих предприятий. Наиболее развито использование отходов при разработке россыпных месторождений золота, особенно дражным способом. На таких предприятиях наблюдается неоднократный возврат к обогащению лежалых отходов промывки (иногда до 5...6 раз). Это становится возможным в связи с изменениями в технологии обогащения песков и введения в строй новой обогатительной техники, которая позволяет извлекать более мелкое самородное золото. Отходы обогащения коренных золотых руд более сложные по составу (по granulometрии вещества и его минеральному составу), они характеризуются разнообразием форм

золота и невысоким содержанием металла, доступного для извлечения традиционными способами. Еще более сложными для изучения являются руды подвергавшиеся чановому цианидному выщелачиванию. Кеки выщелачивания этих золотых руд характеризуются высокой дисперсностью, обычно это материал крупностью менее 70 мкм, низким содержанием металла (0,5...1,5 г/т), сложным минеральным составом. В данной статье описываются особенности вещественного состава и аспекты возможной переработки материала кеков выщелачивания Воронцовской золотоизвлекательной фабрики (ЗИФ) в г. Краснотурьинск Свердловской области.

Воронцовская ЗИФ перерабатывает первичные руды Воронцовского месторождения при помощи чанового выщелачивания по методу «уголь в пульпе». Среди первичных руд месторождения по вещественному составу выделяются три природных типа: сульфидно-силикатные, сульфидно-карбонатные и сульфидно-скарновые. Данные природные типы в различных соотношениях поступают на обогащение, поэтому нельзя рассматривать их в качестве технологических сортов. Методика переработки связана с растворением золота в растворе цианидов, последующей сорбцией металла на активированный уголь. В результате передела образуются хвосты выщелачивания (кеки), с содержанием золота 1,2...1,3 г/т. Отходы обезвоживаются и перевозятся на склад кека, где подлежат хранению и дальнейшей переработке не подвергается. Наличие определенных содержаний металла в кеках выщелачивания не может не вызывать интерес к возможности дополнительного получения золота из отвального продукта. Однако разработка возможных схем вторичной переработки, оценка экономической целесообразности передела не может вестись без тщательного изучения вещественного состава материала и определения форм нахождения золота в кеках выщелачивания.

Работы по изучению хвостов переработки руд Воронцовского месторождения проводились на материале двух минералого-технологических проб массой более 100 кг (пробы № 1 и № 2), отобранных из разных частей склада кека. Каждая из проб состояла из частных навесок, которые исследовались отдельно. Кроме того, исследовано 25 проб отобранных по сети 25x25 м с поверхности склада кека.

Гранулометрический анализ лежалых кеков. Разделение исходного материала по классам крупности производилось с использованием ситового метода. Материал кеков разделили на 6 фракций в зависимости от размера частиц: $-125 +0$ мм; $-0,2 +0,125$ мм; $-0,5 +0,2$ мм; $-1,0 +0,5$ мм; $-5 +1$ мм; $+5$ мм. Доминирующим классом крупности явился класс $-0,125 +0$ мм, составивший в среднем по шести навескам 94,8 мас. % с вариацией 1 % (табл. 1). Выход остальных фракций снижается с увеличением крупности частиц, но при этом резко возрастает коэффициент вариации выходов гранулометрических классов.

Доминирование частиц размером менее 0,125 мм обусловлено схемой переработки материала руд, его предварительным измельчением до крупности $-0,07$ мм. Частицы более крупных фракций представляют собой недомол, а так же обломки активированного угля, образовавшиеся на этапе сорбции-десорбции драгоценных металлов и не отсеянные при грохочении. Значительный выход класса крупности $+5$ мм связан с особенностями формирования склада хранения хвостов. Фракция состоит из материала, искусственно привнесенного в кеки с целью повышения плотности субстрата, для возможности ведения отгрузочных работ, и избегания сползаний отдельных участков под действием силы тяжести, представленного крупными обломками карбонатных пород, иногда размером до 15...18 мм. Вариации выходов крупных фракций ($-5,0 +0,125$ мм) составляют от

44 % до 143 %, при суммарной вариации по этим фракциям 53,5 %, что свидетельствует о неоднородности гранулометрического состава материала навесок.

Химический состав лежалых кеков. Исследование химического состава пробы № 2 показало наличие неравномерности распределения основных петрогенных элементов по навескам. Содержание SiO₂ варьирует от 19,5 % до 40,4 % при коэффициенте вариации 24,7 %; Fe₂O₃ от 9,1 % до 20,5 % (вариация 34,3 %); CaO от 16,7 % до 31,6 % (вариация 30,7 %); Na₂O 0,14...0,64 % (вариация 45,1 %); BaO 0,52...1,97 % (вариация 49,6 %).

По результатам анализа навесок пробы № 2, а так же пробы № 1 была построена тройная диаграмма, иллюстрирующая распределение основных петрогенных компонентов (рис. 1.). Основное различие навесок заключается в соотношении алюмосиликатной и карбонатной составляющих при постоянном количестве мафических компонентов. Такое разнообразие химических составов кеков обусловлено различным соотношением природных типов руды в шихте, подвергаемой выщелачиванию. Содержания микроэлементов от навески к навеске также сильно варьируют, так вариация содержаний Zn составляет 37 %, As – 33 %, Cu – 38 %, Cl – 45 %. Ni и Pb проявлены, как следовыми концентрациями, так и сотыми долей массовых процентов.

Таблица 1

Гранулометрический состав материала пробы № 2

Навеска	+5 мм	-5,0+1,0 мм	-1,0+0,5 мм	-0,5+0,2 мм	-0,2+0,125 мм	Итого	
						+0,125 мм	-0,125 мм
ВК-1		0,027	0,021	3,046	5,676	8,77	91,23
ВК-2		0,069	0,028	1,899	4,985	6,98	93,02
ВК-3	0,052	0,064	0,024	0,307	3,130	3,58	96,42
ВК-4	0,59	0,103	0,058	1,474	4,843	7,07	92,93
ВК-5	0,199	0,054	0,260	0,212	1,857	2,58	97,42
ВК-6		0,002	0,011	0,184	1,918	2,11	97,88
Среднее	0,14	0,053	0,067	1,187	3,735	5,18	94,82
Вариация, %		65,9	143,0	98,1	44,4	53,5	1,0

Для исследования присутствия и содержания остаточной концентрации цианида выполнен анализ пробы кека и активированного угля методом инфракрасной спектроскопии. На инфракрасном спектре поглощения исследованного материала не обнаружено даже следовых количеств цианидного иона. Предел обнаружения остаточного цианида в кеке около 10⁻⁵...10⁻⁶ %.

Минеральный состав лежалых кеков. Минеральный состав материала лежалых хвостов напрямую зависит от грануломерии частиц, слагающих кеки. Частицы размером крупнее 5 мм чаще всего представлены обломками карбонатных пород, лишенной рудной минерализации. В этой фракции иногда отмечаются отдельные агрегаты сульфидных минералов, встречаются обломки метасоматически измененных пород с включениями сульфидов, в частности пирита. Благородные металлы в этой фракции практически отсутствуют, лишь изредка отмечаются концентрации в первые г/т.

Частицы классов крупности -5 +1 мм по большей части сложены обломками активированного угля, используемого для сорбции золота. Содержание частиц угля в

этом классе почти 50 мас. %. Трещины на поверхности угля забиты шламом карбонатного и силикатного состава, реже отмечаются пленки глинистых частиц и гидроокислов железа, экранирующие поверхность угля. На отдельных зернах угля присутствуют обильные новообразованные мелкие кристаллы гипса.

Во фракциях менее 1 мм содержание активированного угля значительно меньше (содержание угля падает с 2 % в классе $-1 +0,5$ мм до 0,0015 % в классе $-0,07$ мм). Основную массу частиц этих фракций составляют силикаты и карбонаты.

Главные породообразующие минералы, также как и в руде, в кеках представлены карбонатами (среднее содержание по пробам – 37 %), слюдами и гидрослюдами (21 %), полевыми шпатами (8 %), минералами глин (монтмориллонит, каолинит и др. – 4,5 %), хлорит (3 %), часто отмечается барит (1,6 %).

Основную массу минералов тяжелой фракции составляет пирит, представленный как идиоморфными, гипидиоморфными кристаллами, так и осколками зерен. Доля пирита среди минералов тяжелой фракции составляет порядка 65 %. Пирит представлен зональными зернами, в которых зональность обусловлена закономерным распределением выщелоченных зон, пойкилитовых включений нерудных минералов (кварц, карбонат, полевой шпат) (рис. 2а), а также изменением химического состава минерала. Последнее определяется колебаниями содержания мышьяка. В периферических зонах кристаллов пирита примеси мышьяка практически нет, а к центру его содержание постепенно повышается, иногда до 6 мас. %. В кристаллах обогащенных примесью мышьяка присутствуют мелкие единичные включения самородного золота (рис. 2 б).

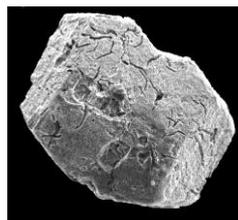
Характерной особенностью морфологии кристаллов пирита в тяжелой фракции кеков является наличие форм растворения на поверхности кристаллов. Характер поверхности минеральных частиц свидетельствуют о процессах растворения и окисления минерала на стадиях передела и хранения материала кеков. Предположено образование части подобных форм растворения является следствием деятельности тионовых бактерий (род *Thiobacillus*) (рис. 3) [1]. Пленки гидроокислов железа также были зафиксированы на поверхности некоторых зерен пирита.



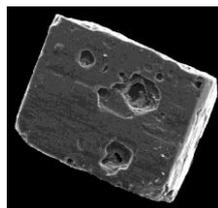
**Рис. 2. Зональные кристаллы пирита в тяжелой фракции лежалого кека.
(Снимок BSE)**

а) зональное расположение пойкилитовых включений нерудных минералов в пирите, снимки BSE

б) зональный мышьяк содержащий пирит. Центр – обогащенная зона с включением самородного золота (1 мкм, белое зерно), периферия – безмышьяковый пирит



а



б

Рис. 3. Морфология кристаллов пирита в тяжелой фракции лежалого кека (снимок SE)

а) каналные формы растворения на кристалле пирита размером 70 мкм, снимки SE б) ямочные формы растворения в кубическом кристалле размером 90 мкм

Кроме перечисленных минералов, в тяжелой фракции обнаружены арсенопирит, пирротин, халькопирит, галенит, сфалерит, джемсонит, бурнонит, тетраэдрит, сульфотеллурид серебра и меди, а также апатит, магнетит, ильменит, рутил, гематит, гидрогематит, лейкоксен. Самородное золото встречено только в качестве включений в пирите и арсенопирите (рис. 2б). Свободных частиц материале тяжелой фракции не обнаружено. Пробность минерала колеблется между 773...832 %. По морфологии выделения металла можно отнести к каплеобразным и пластинчатым.

Минеральный баланс благородных металлов в кеках. Для построения минерального баланса использовались данные минералогического анализа и результаты определения благородных минералов в мономинеральных фракциях или минеральных группах (ассоциациях) (табл. 3).

В результате анализа полученных данных оказалось, что в пробах кеков около 22 % золота и около 45 % серебра сосредоточено в породообразующих минералах (вполне возможно, что это субмикронные включения в силикатах, кварце или в сростках этих минералов с сульфидами). Наиболее богатые благородными металлами сульфидные фракции проб (табл. 2). Содержание золота в сульфидах около 25 г/т, а серебра – 41 г/т. В сульфидах содержится 42,7 % золота и 33,3 % серебра от общего количества этих металлов в материалах отходов.

Активированный уголь крупной фракции кеков выщелачивания несет до трети золота при содержании почти 2000 г/т (0,2 мас. %) (табл.2). Для серебра цифры несколько ниже – содержание серебра в угле почти 2500 г/т (0,25 %), но извлечение несколько ниже – около 20 % (табл. 2).

Таблица 2

Минеральный баланс золота в кеках

Минералы, минеральные группы	Содержание минералов, мас. %	Содержание Au в минералах, г/т	Распределение Au по минералам, %	Содержание Ag в минералах, г/т	Распределение Ag по минералам, %
Породообразующие минералы	95,36	0,4	22,6	1,65	44,8
Магнетит, и прочие минералы железа	1,42	2,2	1,9	5,3	2,1
Пирит, арсенопирит и др.	2,85	25,3	42,7	41	33,3
Активированный уголь	0,028	1980	32,8	2480	19,8
Свободное золото	нет		0		0
Сумма	99,658	1,69	100	3,51	100

По результатам исследований форм нахождения драгоценных металлов определено, что золото в материале лежалых кеков выщелачивания практически равномерно распределено между активированным углем, сульфидами и породообразующими минералами.

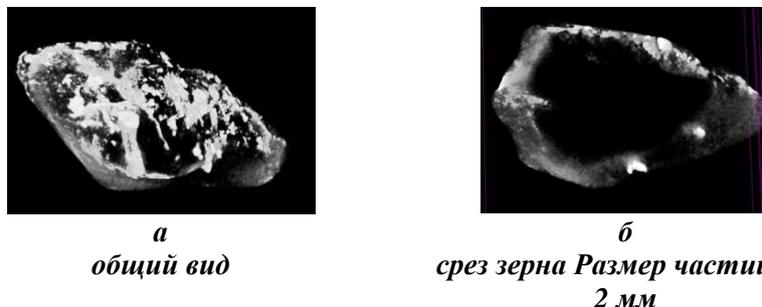


Рис. 4. Нанотомографический снимок зерна активированного угля, светлым показаны участки, ассоциируемые с золотом, ввиду наличия повышенной плотности (рентгеновский нанотомограф Sky Scan 2011)

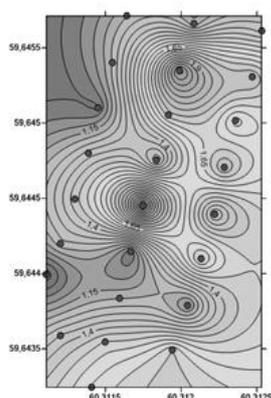


Рис. 5. Распределение золота по площади склада кеков Воронцовской ЗИФ, г/т

Материал фракции +0,5 мм практически полностью сложен активированным углем. Нахождение золота в угольных частицах связано с их сорбционными свойствами. Поверхность зерен характеризуется определенной площадью. Во время сорбции эта площадь начинает заполняться металлом, при этом золото проникает не на всю толщину частиц активированного угля. Процесс заполнения поверхности более скоротечен, чем процесс пропитывания на глубину. Чем больше золота поглощает уголь, тем меньше свободных частей поверхности, тем ниже сорбционная емкость. Распределение золота по зерну угля наглядно отображают результаты нанотомографии отдельных зерен (рис. 4).

С целью проверки однородности распределения золота по всей территории была составлена сеть опробования 25x25 метров, намечено 25 пунктов пробоотбора, равномерно распределенные по поверхности хвостохранилища, разбито три профиля опробования, соответствующие вытянутой форме объекта исследования. По результатам исследования проб установлено, что распределение содержания металла в материале навесок напрямую зависит от количества активированного угля в них. Наиболее высокие содержания характерны чистым угольным продуктам, низкие содержания характерны продуктам, несущим определенную часть силикатно-карбонатной составляющей. При этом наиболее бедные пробы отличаются наибольшим массовым выходом (рис. 5).

Среднее содержание золота в классе крупности $-5 +1$ превысило 1700 г/т. Наиболее продуктивными оказались центральные участки склада. Распределение содержаний золота в классе крупности $-1 +0$ мм является относительно равномерным. Аномальных значений общего содержания золота по площади склада кека выявлено не было, среднее содержание металла по 25 пробам оказалось равным фабричным данным.

Данные, полученные по результатам изучения вещественного состава материала кеков, технологических испытаний, площадного опробования позволяют судить о стабильной продуктивности материала кека на золото.

Литература

1. ООО «Арджейси Геологоразведка», Исследование хвостов переработки руд Воронцовского месторождения с целью выделения золота. – СПб.: Арджейси. – 2011.

ОЦЕНКА ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ТРАНСФОРМАЦИЙ ПРИ ВЫЧИСЛЕНИИ ОРТОГОНАЛЬНЫХ ФУНКЦИЙ В ГРАВИМАГНИТОРАЗВЕДКЕ

Д.В. Федоренко

Научный руководитель доцент Е.В. Гусев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При качественной интерпретации гравитационных и магнитных аномалий широко используются различные трансформации. При этом обычно используются векторные величины, направленные вертикально, такие как V_z , Z (ΔT). Но зачастую возникает необходимость в расчете горизонтальных составляющих поля по значениям вертикальных (ортогональные преобразования). Используются эти преобразования, например, для расчета псевдогравитационных полей (напряженность V_z , полученная через расчет магнитного потенциала из значений магнитного поля), а также для количественной интерпретации гравитационных и магнитных аномалий векторным способом.

С математической точки зрения, две функции одной и той же переменной $\varphi(x)$ и $f(x)$ называются ортогональными на промежутке (α, β) , если интеграл их скалярного произведения, взятый в пределах от α до β , равен нулю:

$$\int_{\alpha}^{\beta} \varphi(X) \cdot f(X) dX = 0 \quad (1)$$

$$\int_{\alpha}^{\beta} \varphi(Y) \cdot f(Y) dY = 0 \quad (2)$$

В этом смысле в геофизике ортогональными считаются функции V_{zz} и V_{zx} , H и Z . Вопрос о вычислении H по заданному распределению Z в двумерном виде подробно рассмотрен ещё И.М. Пудовкиным (1950), палеточные методы расчета H по Z рассматривали А.А. Логачёв (1973), V_{zx} и V_{zy} по V_{zz} – К.Ф. Тяпкин.

Одним из наиболее простых и распространенных алгоритмов для расчета ортогональных составляющих является алгоритм С.В. Шалаева [2].

Вычисление горизонтальной составляющей через вертикальную сводится к вычислению интегралов по профилю.

$$V_{zx}(0) = \frac{1}{\pi} \int_{-\infty}^{\infty} \frac{V_{zz}(x)}{x} dx \quad (3)$$

Введя в выражение (3) значение V_{zz} в точке $x=0$, получим исходную формулу для расчета (4).

$$V_{zx}(0) = \frac{1}{\pi} \int_{-\infty}^{\infty} \frac{V_{zz}(x) - V_{zz}(0)}{x} dx \quad (4)$$

Так как подинтегральная функция при x , стремящемся к нулю, превращается в dV_{zz}/dx , то есть нигде не обращается в бесконечность, вычисление интеграла (4) может быть выполнено беспрепятственно, и сам интеграл заменен суммой (5).

$$V_{zx}(0) = \sum C_n [V_{zz}(X_n) - V_{zz}(X - n)] \quad (5)$$

Таблица 1

Коэффициенты C_n , используемые в формуле 5 (по С. В. Шалаеву)

n	0	1	2	3	4	5
X_n	0.5	1	2	4	8	16
C_n	0.52454	0.29708	0.25267	0.23542	0.22779	0.22415

В работе [1] приведен пример такого расчета, иллюстрирующий его удовлетворительную точность на качественном уровне. Однако расчеты, проведенные автором неоднократно для правильных тел, показали значительный разброс погрешностей для аномалий разного размера. Поэтому возникла проблема оценки оптимальных параметров трансформации для достижения минимальных погрешностей.

Для практических расчетов формула неудобна тем, что начальные значения исходной функции берутся на полушаге от расчетной точки. Однако её можно упростить, считая, что значения поля между точками измерений изменяются по линейному закону. Тогда суммирование можно проводить от 1 до 5 по коэффициентам, приведенным в таблице 2.

Таблица 2

Коэффициенты

n	1	2	3	4	5
X_n	1	2	4	8	16
C_n	0.55935	0.25267	0.23542	0.22779	0.22415

Для оценки оптимальных параметров трансформации по аналитическим формулам для правильных тел (прямоугольные параллелепипеды различной формы и глубины залегания и сферические источники) рассчитывались графики V_{zz} и V_{zx} , а затем для сравнения по V_{zz} вычислялись значения V_{zx} в соответствии с приведённой формулой. Такие расчеты проведены для различных шагов задания исходной функции, то есть для различных размеров окна трансформации (32 точки) по отношению к ширине аномалии. На рис. 1–2 приведен пример одного из расчетов для прямоугольного параллелепипеда квадратного сечения. В данном случае оптимальным шагом следует считать 50 метров, при этом относительная погрешность в экстремальных точках не превышает 10 %.

Анализ графиков от тел различной формы и глубины залегания позволил сделать следующие выводы.

Для двухмерных тел наиболее приемлемый результат пересчета достигается, если шаг съёмки выбран так, чтобы ширина расчетного окна равнялась ширине наблюдаемой аномалии.

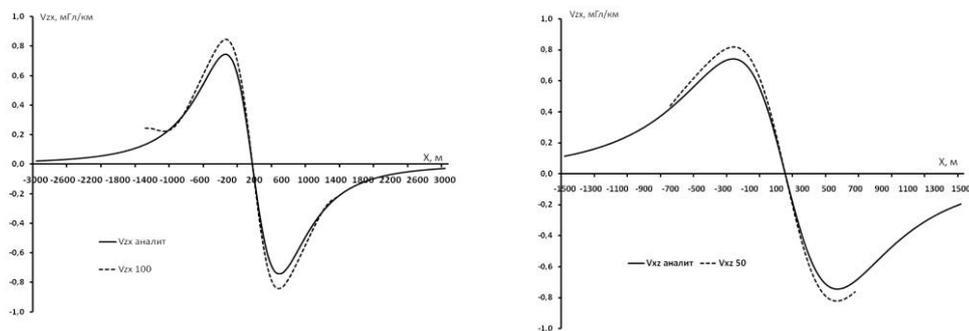


Рис. 1. Графики V_{zx} теоретический (сплошная линия) и вычисленный по формуле (пунктирная кривая) с шагами 100 (слева) и 50 (справа) метров

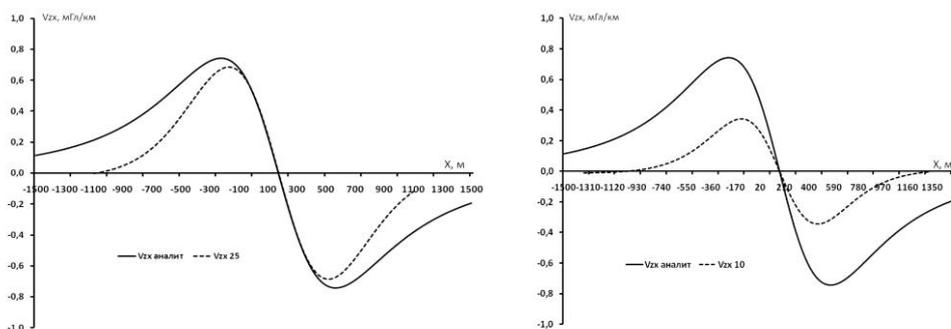


Рис. 2. Графики V_{zx} теоретический (сплошная линия) и вычисленный по формуле (пунктирная кривая) с шагами 25 (слева) и 10 (справа) метром

Для трехмерных тел шаг съёмки должен быть подобран так, чтобы ширина расчетного окна была равна абсциссе полумаксимумы наблюдаемой аномалии.

В случаях, когда шаг съёмки, а значит, и ширина расчетного окна меньше или больше ширины аномалии для двухмерных тел и абсциссы полумаксимумы для трехмерных, результаты получаются неудовлетворительными, и пересчитанный график V_{zx} значительно отличается от теоретического.

Литература

1. Тафеев Г.П., Соколов К.П. Геологическая интерпретация магнитных аномалий. Л.: Недра, 1981. – 328 с.
2. Шалаев С.В. Геологическое истолкование геофизических аномалий с помощью линейного программирования. – Л.: Недра, 1972. – 139 с.

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

КОНТРОЛЬ НАД РАЗРАБОТКОЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

Р.К. Абдулаев

Научный руководитель доцент В.Н. Арбузов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Контроль за разработкой нефтяных и газовых месторождений включает в себя все виды промыслово-геофизических исследований (ПГИ) скважин в пределах эксплуатируемой нефтяной залежи. Особенно важным условием повышения эффективности геофизических исследований является создание системы контроля за разработкой нефтяных месторождений, определяющих фонд изучаемых скважин, их расположение на площади месторождения, очередность и периодичность работ. Значение контроля за разработкой сложно переоценить в современных условиях развития нефтедобывающей отрасли, в условиях уменьшения объемов бурения и увеличения необходимости рационального использования эксплуатируемого фонда [1].

Промыслово-геофизические исследования для контроля за разработкой нефтяных месторождений производятся в следующих скважинах:

- обсаженных и зацементированных, вышедших из бурения до их перфорации;
- контрольных с неперфорированными пластами;
- остановленных, из ствола которых извлечено технологическое оборудование (до или после капитального ремонта);
- пьезометрических;
- эксплуатационных, эксплуатирующихся ШГН;
- эксплуатационных, эксплуатирующихся ЭЦН.

Настоящие типовые комплексы методов промысловой геофизики применяются при исследовании обсаженных скважин эксплуатационного фонда на месторождениях нефти с целью контроля за процессом разработки залежей и техническим состоянием скважин. Комплексы методов исследований подразделяются на полные и специальные. Полные комплексы применяются для одновременного решения нескольких основных взаимосвязанных задач контроля за разработкой нефтяных месторождений: определение характера текущего насыщения пласта, эксплуатационных характеристик пластов, выявление затрубных циркуляций. Полными комплексами методов изучаются обычно все продуктивные пласты как перфорированные, так и неперфорированные, вскрытые данной скважиной и для измерений [4].

Специальные геофизические исследования проводятся в эксплуатационных нефтяных и газовых скважинах, применяемых для определения дебита скважины, технического состояния колонны, профиля притока или профиля приемистости. При этом используют термометрию; расходомерию; барометрию; СТИ; ЛМ локатор муфт; акустическую шумометрию; электромагнитную дефектоскопию и толщинометрию; спектрометрический нейтронный гамма-каротаж (СНГК); ИННКимпульсный нейтрон-нейтронный каротаж и некоторые другие виды и методы каротажа. Каждый комплекс включает основные и дополнительные методы. К основным относятся только те методы, которые достаточно широко опробованы и обеспечены в настоящее время необходимой серийной аппаратурой или будут обеспечены ею в ближайшем будущем. Дополнительные методы – это методы, дополняющие основной комплекс в тех

случаях, когда он оказывается недостаточно эффективным, а также новые методы, находящиеся в стадии освоения. Комплекс, состоящий из основных и дополнительных методов, является типовым, но он может уточняться в зависимости от конкретных геолого-технических условий, наличия аппаратуры и особенностей разработки отдельных нефтяных месторождений, а также поставленных задач с учетом возможностей и эффективности тех или иных методов исследований по взаимосогласованному плану между геофизической и промыслово-геологической службами [2].

При применении того или иного метода у нас есть возможность решить конкретную поставленную задачу. Так при использовании импульсного нейтронного каротажа, гамма-каротажа или термометрии определяется положение ВНК, интервалы обводнения, перетоки нефти в водоносные пласты. При применении нейтронного каротажа (НГК, НКТ), гамма-каротажа и импульсного нейтронного каротажа определяется ГНК, интервалы разгазирования, оценка газонасыщенности; при использовании термометрии, локации муфт, термокондуктивной расходомерии, микрокавернометрии – оцениваются эксплуатационные характеристики пласта: исследование профиля притока и выявление отдающих интервалов, выявление поглощающих интервалов, определение источников обводнения минерализованной и пресной водой. При использовании термометрии, акустического каротажа и гамма-каротажа представляется возможным изучить техническое состояние скважин: выявление негерметичности цементного кольца и затрубных циркуляций, выявление негерметичности колонн, исследование затрубного пространства и др. [3].

Одним из важных условий повышения эффективности геофизических исследований является создание и строгое соблюдение системы контроля за разработкой нефтяных и газовых месторождений.

Основными факторами, определяющими системный контроль, являются фонд изучаемых скважин, их расположение на площади месторождения, очередность и периодичность работ.

Геофизические исследования в скважинах эксплуатационного фонда начинаются обычно с термометрических измерений во избежание нарушения теплового равновесия в скважине из-за перемешивания жидкости прибором и кабелем. Затем проводят другие, предусмотренные программой работ операции [4].

К настоящему времени промыслово-геофизический контроль за эксплуатацией нефтяных и газовых скважин приобрел статус самостоятельного направления, как по задачам, так и по методам их решения. Его конечной целью является информация для оптимизации работы скважины, прогнозирования отработки продуктивных пластов, обоснования мероприятий по подземному ремонту, а также для решения других стратегических и текущих проблем разработки месторождений [4].

Литература

8. Добрынин В.М., Серебряков В.А. Геолого-геофизические методы прогнозирования аномальных пластовых давлений. – М.: Недра, 1989. – 287 с.
9. Итенберг С.С., Дахкильгов Т.Д. Геофизические исследования в скважинах. – М.: Недра, 1982. – 351 с.
10. Лысенко В.Д. Оптимизация разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1991. – 296 с.
11. Руководство по применению промыслово-геофизических методов для контроля за разработкой нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1978. – 256 с.

ЗОНАЛЬНОСТЬ НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ В ЗОНЕ ВОДОНЕФТЯНЫХ КОНТАКТОВ (НА ПРИМЕРЕ ГЕРАСИМОВСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ)

А.М. Баркалова

Научный руководитель доцент Н.М. Недоливко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Целью настоящего исследования является изучение зональности изменения коллекторов в зоне водонефтяных контактов. В качестве объекта изучения выбран пласт Ю₁₂ Герасимовского нефтегазоконденсатного месторождения.

Район работ расположен в юго-западной части Томской области на территории Парабельского района. В географическом отношении площадь работ находится в юго-восточной части Западно-Сибирской низменности на участке Обь-Иртышского междуречья. В стратиграфическом отношении территория исследования относится к восточной подзоне Нюрольской фациальной зоны Обь-Иртышской фациальной области. В геологическом строении принимают участие карбонатные и терригенно-карбонатные образования доюрского фундамента и несогласно перекрывающие их слабодислоцированные отложения мезозойско-кайнозойского чехла. По отложениям платформенного чехла район работ относится к Центральной тектонической области и расположен в зоне сочленения двух крупных структур первого порядка: Нюрольской впадины и Пудинского мегавала. Согласно «Тектонической схеме фундамента» он принадлежит Центральной Западно-Сибирской складчатой системе и расположен в пределах Межовского срединного массива.

По отражающему горизонту Ф₂ абсолютные отметки на площади меняются от -2600 до -3120 м в погруженных участках территории. Отмечаются многочисленные дизъюнктивные нарушения.

Герасимовское месторождения находится в Казанском нефтегазоносном районе Васюганской нефтегазоносной области. Нефтегазоперспективный интервал юрского разреза подразделяется на геттанг-раннетоарский (урманская и тогурская свиты); верхнетоар-ааленский (салатская свита), байос-батский (тюменская свита) и келловей-волжский (васюганская, георгиевская и баженовская свиты).

Месторождение открыто в 1983 году, первооткрывательницей является параметрическая скважина 444, пробуренная на западном крыле структуры и установившая газо- и нефтеносность пластов васюганской и тюменской свит.

Резервуарами для залежей нефти являются песчаные пласты Ю₁₅-Ю₈, для залежей газа – Ю₇-Ю₁¹, экраном для залежей могут служить углисто-глинистые пачки У₁₄-У₁, глинистые отложения нижневасюганской подсвиты, георгиевской свиты и аргиллиты баженовской свиты.

Вопросами преобразования пород в зонах водонефтяных контактов в разные годы занимались многие ученые: Б.А. Лебедев [1], Р.С. Сахибгареев [2, 3], и др. В их работах, были отмечены разнообразные изменения коллекторов, включающие окремнение, цементацию, растворение кварца, появление вторичных минералов. Работы показали, что изменению подвергаются не только коллекторы в зоне водонефтяных контактов, но и вмещающие породы в целом, и даже покрывки. Чтобы проследить это, нами были выбраны минералогический состав цементов песчаника и их фильтрационно-емкостные и физические свойства: пористость, проницаемость, водонасыщенность, плотность. Эти свойства могут быть независимы, но могут быть определенным образом взаимосвязаны. Задача состоит в том, чтобы установить, есть ли эта связь, и если есть – рассчитать тесноту этой связи с помощью корреляционного анализа.

Пласт Ю₁₂ на месторождении представлен песчаниками с включениями грубообломочных пород руслового генезиса. При испытании в скв. 18 в интервале 2878,0–2893,0 м (а.о. –2769,2 – –2784,2 м) после проведения гидроразрыва из него получен приток нефти дебитом 4,6 м³/сут.

Литологические исследования показали неоднородность строения пласта и вторичных преобразований песчаников пласта Ю₁₂, выразившуюся в вертикальной зональности: сверху вниз по разрезу выделяются следующие зоны:

1) водонасыщенная с пелитоморфным каолинит-хлорит-гидрослюдистым цементом (2874–2877,0 м);

2) нефтенасыщенная (2878,0–2893,0 м);

2А) нефтенасыщенная слабого изменения с пелитоморфным каолинит-хлорит-гидрослюдистым и неравномерно раскристаллизованным каолиновым цементом (2878,0–2887,3 м);

2Б) нефтенасыщенная со следами древнего водонефтяного контакта безбитумная подзона растворения (2887,3–2889,0 м);

2В) нефтенасыщенная со следами древнего ВНК битумсодержащая с растворением и раскристаллизованным каолиновым цементом, и пленками окисленного битума (2889,0–2891,6 м);

2Г) нефтенасыщенная со следами древнего ВНК, безбитумная, со следами растворения и каолиновым цементом (2891,6–2893 м).

Вклад каждого из компонентов цемента и его общего содержания в формирование коллекторских свойств пород пласта оценивался с помощью корреляционного анализа. На первом этапе оценивалось изменение пласта в целом, на втором рассматривалась каждая вышеперечисленная зона.

Породы представлены алевролитами и песчаниками средне- и мелкозернистыми, сцементированными разными по составу цементами. Содержание цемента в песчаниках пласта варьирует в пределах 7,1–25 %. Повышенное содержание отмечается в карбонатизированных разностях, где его количество может подниматься до 44 %. В цементе преобладают сидерит, хлорит, гидрослюда, каолинит, присутствует новообразованный кварц, часто роль своеобразного цемента выполняет окисленный битум.

Минералогический состав цемента и его содержание по пласту изменяются. Наибольшее количество цемента наблюдается в подошвенных и кровельных участках пласта, наименьшее – в средней части пласта. В нефтенасыщенной части ближе к подошве пласта количество цемента сокращается; коэффициент корреляции между количеством цемента и глубиной составляет ($K = -0,22$).

Увеличение цемента в кровле пласта связано, главным образом, с кальцитовым ($K = -0,23$) и хлорит-гидрослюдистым ($K = -0,54$) цементом, наиболее распространенными в верхней части пласта. В середине и подошве пласта, в песчаниках, значительную роль приобретает каолинит ($K = 0,62$), сидерит ($K = 0,34$) и кварц ($K = 0,12$).

Коллекторские свойства пород (пористость, проницаемость), их водонасыщенность и карбонатность по пласту меняются в разных участках по-разному, но в целом с глубиной значения этих параметров возрастают, а плотность – снижается. Корреляционная зависимость этих параметров с глубиной достаточно высокая.

На рис. 1 показана зависимость свойств пород от состава цементов. Видно, что кварц, в основном, распространен в плохо проницаемых породах с малой плотностью и высокой степенью водонасыщения; гидрослюда и хлорит – в породах с низкими коллекторскими свойствами, высокой плотностью и высокой степенью

водонасыщения; кальцит – в плотных, водонасыщенных прослоях с низкими фильтрационно-емкостными свойствами, сидерит – в породах с хорошими коллекторскими свойствами, низкой плотностью и водонасыщенностью.

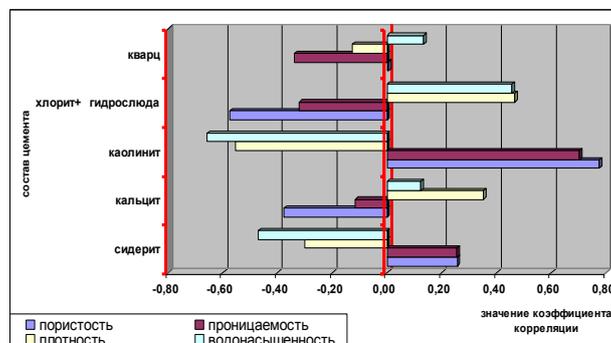


Рис. Графическая зависимость свойств пород от состава цемента

Результаты анализа изменения коллекторских свойств и цементов пород по пласту, без учета зонального строения пласта не корректны и часто труднообъяснимы. Поэтому нужно проследить изменение коллекторских свойств и цементов в пласте с учетом зонального строения.

Анализ зависимости свойств пород от состава и суммы цемента в зоне **1 водонасыщенной** показал, что основными факторами, снижающими коллекторские свойства и повышающими плотность песчаников, являются общее содержание цемента и кальцит. Напротив, факторами, увеличивающими пористость и проницаемость и снижающими плотность пород является каолинит. Этот минерал тяготеет к породам с более высокой степенью растворения. Общее количество цемента в нерастворенных участках и содержание вышеуказанных компонентов увеличиваются (значение $K = -0,25 - -0,54$), в то время как коэффициент корреляции между коллекторскими свойствами пород и содержанием каолинита в этой зоне очень высок ($K = 0,21 - 0,90$).

В средней нефтенасыщенной зоне **2А** главными факторами, влияющими на снижение коллекторских свойств и увеличение плотности пород, являются карбонаты (высокие отрицательные значения коэффициента корреляции между карбонатностью пород и их пористостью).

В участках растворения отмечается как повышенное содержание каолинита, так и хлорит-гидрослюдистого цемента. Вместе с тем, увеличение общего количества цемента снижает растворимость составных частей породы ($K = -60$).

В безбитумной подзоне **2Б, 2Г** растворении, резко возрастает роль каолинита и кварца, высока роль хлорит-гидрослюдистого цемента. Каолинит и кварц приурочены к участкам растворения ($K_k = 0,67$; $K_{кв} = 0,61$) с высокой остаточной водонасыщенностью ($K_k = 0,56$; $K_{кв} = 0,82$), хлорит-гидрослюдистый цемент, напротив, тяготеет к областям, в которых растворение проявлено слабо ($K = -0,41$).

В связи с этим понятна высокая положительная связь коллекторских свойств, с одной стороны, и содержанием кварца и каолинита – с другой. В этой зоне особое значение приобретает каолинит в связи с его высоким содержанием в поровом пространстве песчаников.

Цементы в битумсодержащей подзоне (2В) также сложены в основном каолинитом. Коэффициенты корреляции между коллекторскими свойствами и содержанием минерала высокие по модулю и имеют положительное значение ($K = 0,95 -$

0,97), а суммарное влияние цемента также измеряется тесной положительной корреляцией ($K=0,83-0,85$). Поэтому роль каолинита в формировании коллекторских свойств пород в выделенной подзоне трудно переоценить: пористость и проницаемость связаны высокой корреляционной зависимостью с каолинитом ($K=0,96-0,92$) и суммарным содержанием цемента в целом ($0,89-0,66$).

Кальцит практически не влияет на формирование коллекторских свойств в связи с его малым количеством, он находится в тупиковых участках пор, удаленных от процессов растворения ($K= -0,82$) и битумообразования ($K= -0,59$). Сидерит присутствует на участках, в незначительных количествах. Тесная обратная корреляционная зависимость устанавливается между плотностью и водонасыщенностью пород – с одной стороны, и содержанием каолинита и цемента в целом – с другой. В составе цементирующего материала в этой подзоне высокая роль принадлежит окисленному битуму ($K=0,96$), который заполняет все свободное поровое пространство между пакетами каолинита.

Литература

12. Лебедев Б.А. Геохимия эпигенетических изменений. – М.: Недра, 1992. – 126 с.
13. Сахибгареев Р.С., Виноградов А.Д. Древние водонефтяные контакты как показатели истории формирования и разрушения залежей // Доклады АН СССР. – 1981. – Т. 257. – № 2. – С. 445–448.
14. Сахибгареев Р.С., Казарбин В.В. Направленность изменения карбонатных пород в зоне растворения древних и современных ВНК в зависимости от состава и типа коллекторов // Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения залежей углеводородов, и их значение для оптимизации геологоразведочных работ. – Л.: ВНИГРИ, 1990. – С. 54–63.

ИСТОРИЯ ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ГЕОСИНЕКЛИЗЫ В ПЛАНЕ ФОРМИРОВАНИЯ В ПАЛЕОЗОЙСКИХ ИЗВЕСТНЯКАХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

А.А. Буй, В.И. Речинская

Научный руководитель доцент А.Е. Ковешников

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Следствием детальной изученности Западной Сибири в последние годы явился тот факт, что прирост открытий новых месторождений значительно снизился. Все большее внимание исследователи обращают на объекты, которые до настоящего времени не доизучены или вследствие удаленности месторождений от газонефтепроводного транспорта или ввиду сложности и дороговизны изучаемого объекта. Ко второй группе относятся месторождения нефти и газа, приуроченные к палеозойским и докембрийским отложениям Западно-Сибирской геосинеклизы. Образования данного возраста представлены вендскими доломитами, известняками, кремнисто-глинистыми и кремнисто-карбонатными породами кембрийско-среднекарбонного возраста. Наиболее признанной точкой зрения на формирование месторождений нефти и газа в доюрском комплексе Западно-Сибирской геосинеклизы является мнение, что породы-коллекторы в них сформировались в зоне поверхностного выщелачивания доюрских отложений, именуемом горизонт НГГЗК (нефтегазоносный горизонт зоны контакта) палеозойских и мезозойских отложений [1]. Этот горизонт представляет собой как породы, в той или иной степени преобразованные процессами выщелачивания в зоне гипергенеза при длительном континентальном стоянии региона,

так и переотложенные коры выветривания, которые в виде плащеобразных тел развиты на огромных территориях Западно-Сибирской геосинеклизы. Эти образования хорошо интерпретируются при изучении ГИС, при их изучении в 70-ые годы 20 века получен ряд притоков нефти и газа.

Наряду с зоной НГГЗК до настоящего времени слабо изученным объектом являются породы-коллекторы, сформированные в результате проявления трещинно-метасоматических процессов, таких как выщелачивание, доломитизация, трещинообразование [2]. Эти процессы имеют следующие особенности. Они связаны с тектоническими нарушениями и являются следствием гидротермальной проработки преимущественно карбонатных или кремнисто-карбонатных и кремнисто-глинистых отложений, которые до этого были последовательно преобразованы такими процессами как прогрессивный эпигенез (катагенез), регрессивный катагенез, гипергенез. Именно процессы гипергенеза, наложенные на предшествующие и сформировали породы-коллекторы, с которыми связано формирование месторождений в зоне НГГЗК [4].

Процессы гидротермального метасоматоза, как проявленные последними, наложились на все, осуществившиеся ранее процессы, в том числе и на породы горизонта НГГЗК.

Все палеозойские и докембрийские образования, вскрытые бурением на территории Западно-Сибирской геосинеклизы на основании изучения их литологического состава и установления возраста отложений, подразделены на 23 структурно-фациальных района, составляющих в совокупности палеозойский фундамент Западно-Сибирской геосинеклизы (рис. 1).

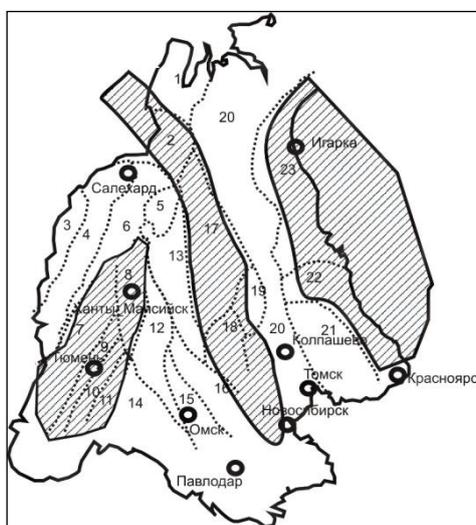


Рис. 1. Развитие известняков на территории Западно-Сибирской геосинеклизы.

Штриховка – мощность известняков более 500 м, (в центральной зоне – до 1000–1800 м). Остальная территория – малая мощность известняков или их отсутствие. Структурно-фациальные районы: 1 – Бованенковский, 2 – Новопортовский, 3 – Тагильский, 4 – Березово-Сартыньинский, 5 – Ярудейский, 6 – Шеркалинский, 7 – Шаимский, 8 – Краснотенинский, 9 – Тюменский, 10 – Косолаповский, 11 – Уватский, 12 – Салымский, 13 – Усть-Балыкский, 14 – Ишимский, 15 – Тевризский, 16 – Туйско-Барабинский, 17 – Варьеганский, 18 – Нурольский, 19 – Никольский, 20 – Колташевский, 21 – Вездеходный, 22 – Тыйский, 23 – Ермаковский

При суммировании мощностей по каждому из показанных на рис. 1 СФР, и при суммировании отдельно только карбонатных отложений нами была построена карта

мощностей карбонатных отложений палеозойского возраста. На ней можно выделить три участка повышенных мощностей известняков: 1 – (Шаимский, Красноленинский, Тюменский, Косолаповский, Уватский); 2 – (Тыйский и Ермаковский); 3 – (Нюрольский, Варьеганский и Новопортовский), которые показаны на рис. 2.

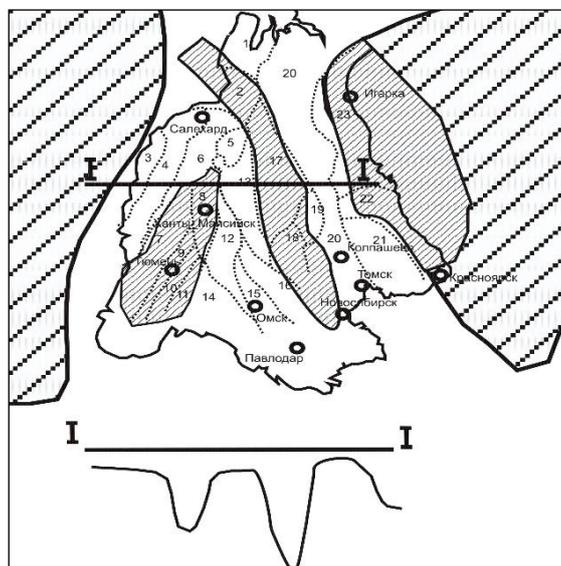


Рис. 2. Участки палеозойского фундамента, испытавшие как наименьшую, так и наибольшую структурную перестройку при осуществлении герцинской складчатости показаны на разрезе.

*Штриховка – мощность известняков более 500 м, (в центральной зоне – до 1000–1800 м).
Остальная территория – малая мощность известняков или их отсутствие. Крупная штриховка – границы Русской платформы и Восточной Сибири*

Обращает на себя внимание расположение установленных зон повышенной мощности известняков, которые, вероятно, имеют тектоническую природу. При отложении на дне палеозойского моря все формирующиеся породы залежали близко горизонтально. Только при проявлении герцинской складчатости эти образования были смяты в складки северо-западного и северо-восточного простирания. Какое-то влияние на заложение складок могли наложить огромные блоки эпикарельской (докембрийской) складчатости, показанные на рисунке, соответственно с запада (Русская платформа) и с востока (Восточная Сибирь), или их очертание связано с какими-то другими причинами, например участками суши, существовавшими в палеозое на изученной нами территории (Казахстаниды, Ангариды).

Можно предположить, что при осуществлении тектонических движений при осуществлении герцинской складчатости палеозойские отложения, накопившиеся на территории Западно-Сибирской геосинеклизы, были смяты в складки северо-западного и северо-восточного простирания [3]. Наиболее погруженные участки палеозойского фундамента на настоящий момент и являются участками максимальной мощности известняков. При изучении их расположения, обращает на себя внимание определенное сходство их очертаний с границами Русской платформы и Восточной Сибири, хотя, это сходство может оказаться и не значимым.

При смятии палеозойских пород отдельные глобальные участки, показанные мелкой штриховкой, не испытали погружения, т.е. оставались тектонически

стабильными (в них палеозойский разрез представлен максимально полно), в то время как остальная территория Западно-Сибирской геосинеклизы испытала то или иное воздымание, и палеозойские отложения на этих участках были уничтожены процессами гипергенеза при длительном континентальном стоянии региона. Здесь мы имеем дело с неполным разрезом палеозойских отложений или почти полным их отсутствием.

Учитывая редкую сеть скважин, вскрывших палеозойские отложения на значительной части Западно-Сибирской геосинеклизы, на этих, значительно эродированных участках, мы будем иметь дело не со всем разрезом палеозойских отложений, как это имеет место быть в выделенных нами перспективных районах, а с фрагментами палеозойского разреза, сохранившимися от эрозии в наиболее погруженных участках этих максимально приподнятых участков палеозойского фундамента Западно-Сибирской геосинеклизы.

На рисунке 2 по линии I–I показан условный разрез палеозойских отложений, где линия соответствует подошве палеозойского комплекса. Налицо структура типа чередующихся синклиновых прогибов и антиклинорных выступов, значительно эродированных в период континентального стояния региона (пермь–триас).

Выводы

1. В палеозойских и докембрийских отложениях Западно-Сибирской геосинеклизы породы-коллекторы сформированы как в зоне захороненной коры выветривания пермь-триасового возраста (горизонт НГГЗК), а также в известняках по линейным трещинным зонам проявления гидротермально-метасоматических процессов, таких как выщелачивание, доломитизация, окварцевание, трещинообразование

2. Чем больше суммарная мощность известняков того или иного СФР, тем выше вероятность обнаружения месторождения нефти и газа в палеозойских отложениях, преобразованных гидротермальными процессами и зонами трещинообразования, расположенных в пределах этих СФР.

2. Зоны максимальной мощности в палеозойском разрезе известняков являются синклиновыми участками проявления герцинской складчатости, в то время как антиклинорные участки в значительной степени эродированы в период континентального стояния региона.

4. Наиболее перспективными для установления развития месторождений нефти и газа, связанных с проявлениями гидротермальной проработки пород являются синклиновые участки, в участках максимального дробления пород, где, в телах известняков могут быть установлены участки формирования пород-коллекторов гидротермально-метасоматической природы, а после проявления в завершающей стадии процессов трещинообразования – месторождений нефти и газа, в которых пустотное пространство, сформированное на любой предшествующей стадии преобразования пород связано этой системой трещин воедино.

Литература

1. Конторович В.А. Сейсмогеологические критерии нефтегазоносности зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений Западной Сибири (на примере Чузикско-Чижапской зоны нефтегазонакопления) // Геология и геофизика. – 2007. – Т. 48. – № 5. – С. 538–547.
2. Ковешников А.Е., Недоливко Н.М. Вторично-катагенетические преобразования доюрских пород Западно-Сибирской геосинеклизы // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 320. – № 1. – С. 82–86.

3. Конторович А.Э., Иванов И.А., Ковешников А.Е. и др. Геологические условия нефтегазоносности верхней части палеозойского разреза Западной Сибири (на примере Межовского срединного массива) // В кн.: Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа / Под ред. И.С. Грамберга и др. – Новосибирск: Наука, 1991. – С. 152–171.
4. Нестерова А.С., Сидоров Е.Ю., Ковешников А.Е. Последовательность постседиментационных преобразований палеозойских отложений Чузикско-Чижапской зоны нефтегазонакопления // Трофимукские чтения – 2013: Материалы Всероссийской молодежной конференции с участием иностранных ученых, 8–14 сентября 2013 г. – 2013. – С. 200–202.

ПРИМЕНЕНИЕ ВЕРМИКУЛИТА В КАЧЕСТВЕ ОБЛЕГЧАЮЩЕЙ ДОБАВКИ К ТАМПОНАЖНЫМ РАСТВОРАМ

В.М. Горбенко, К.М. Минаев

Научный руководитель старший преподаватель К.М. Минаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На ряде месторождений строительство скважин осложняется наличием в разрезе высокопроницаемых пластов и пластов с низким поровым давлением. Наиболее эффективным технологическим решением, позволяющим значительно сократить затраты на цементирование обсадной колонны в данных условиях и повысить качество крепления скважины является использование облегченного тампонажного раствора с заданной плотностью.

Наиболее часто снижение плотности тампонажных растворов осуществляют за счет увеличения водоцементного соотношения. Однако это влечет за собой необходимость введения водоудерживающих добавок, в противном случае происходит нарушение седиментационной устойчивости цементного теста, увеличение водоотдачи и фильтрации тампонажного раствора. Для обычной портландцементной суспензии при водоцементном соотношении 0,55 проявляется заметное водоотделение, которое при достижении этого показателя 0,6 достигает недопустимых значений. Скорость фильтрации жидкости через суспензию можно уменьшить, повысив вязкость жидкости, степень дисперсности твердой фазы, введением воздухововлекающих добавок. Чаще всего вязкость цементного раствора повышают путем введения бентонитовой глины, однако при этом формирующийся цементный камень будет обладать низкой прочностью. В качестве воздухововлекающих добавок широкое применение находят алюмокалиевые полые микросферы, которые являются отходами сжигания топлива на ТЭЦ. Данные тампонажные системы хорошо изучены, обладают предсказуемыми и относительно легко регулируемыми свойствами. В то же время, главный недостаток алюмокалиевых полых микросфер – их дефицитность. Альтернативой данным микросферам в качестве воздухововлекающей добавки может выступать вспученный вермикулит.

Вермикулит – минерал из группы гидрослюд, является продуктом вторичного преобразования слюды биотита, обладает тепло- и звукоизолирующими свойствами, а также высокой впитывающей способностью. Минерал не подвержен разложению под действием микроорганизмов, химически инертен, нейтрален к действию щелочей и кислот, является нетоксичным экологически чистым и стерильным материалом [4].

По мнению ряда авторов [1, 2, 5, 7, 8], эффективность облегченных тампонажных материалов с добавкой вермикулита обусловлена физико-химическими процессами его взаимодействия с цементом с образованием новых гидратных фаз,

упрочняющих структуру композиционного материала. По сравнению с широко применимыми гелцементными растворами, такой тампонажный раствор обладает лучшими закупоривающими свойствами; способствует увеличению высоты подъема цементного теста в трещиноватых породах. Кроме того, он характеризуется низкой теплопроводностью, обеспечивающей лучшие условия твердения цемента; релаксирующей способностью, повышающей морозостойкость и трещиностойкость.

В работе [9] авторами был произведен подбор оптимальной рецептуры вермикулитсодержащего тампонажного раствора с плотностью 1,48–1,5 г/см³ при водотвердом соотношении 0,8 отвечающей требованиям ГОСТ 1581-96.

Стоит отметить, что в ТюменНИИгипрогазе проводилось цементирование с использованием цементвермикулитовых растворов. Цементирование проводилось комбинированным способом (прямой – обратной заливкой) эксплуатационных колонн [10]. Дополнительно в состав композиции входил регулятор скорости схватывания хлорид кальция. Разработчиками отмечается, что оптимальными технологическими показателями обладают системы с плотностью 1490–1520 кг/м³, при водоцементном соотношении 0,8–0,9, однако на данный момент для обеспечения одноступенчатого цементирования эксплуатационных колонн требуется применение растворов с плотностью 1350–1450 кг/м³. Таким образом, объем применения цементвермикулитовых растворов сильно сократился, и в настоящее время применяется только для цементирования кондукторов в интервалах многолетнемерзлых пород [3].

В работе [6] отмечается, что при использовании вермикулитоцементных растворов зачастую возникали осложнения, связанные с невозможностью проведения процесса его продавливания в затрубное пространство после кратковременной остановки циркуляции. Проведенные экспериментальные исследования показали, что причиной этого является расслоение и образование вермикулитовых пробок, водяных поясов, нерегулируемое сокращение сроков схватывания.

Поэтому целью данной работы является разработка седиментационно устойчивых рецептур вермикулитсодержащего тампонажного раствора плотностью 1350–1400 кг/м³, что позволит использовать его при одноступенчатом цементировании скважины. Для снижения стоимости цементирования, цемент марки ПЦТ-I-G-CC-1 был заменен на более дешевый ПЦТ-I-100. Для получения более низкой плотности цементного раствора, по сравнению с ранее испытанными рецептурами, применен вермикулит меньшей насыпной плотности (150 кг/м³) и более крупной фракции (до 1 мм). Данная марка вермикулита обеспечивает большее воздухововлечение, соответственно, обеспечивает большее снижение плотности при сохранении тех же пропорций, что и ранее испытанные вермикулитоцементные смеси. Однако такие растворы обладают меньшей седиментационной устойчивостью. Низкая стабильность раствора способствует возникновению межпластовых перетоков и межколонных нефтегазопроявлений в период ожидания затвердевания цемента, а высокая скорость фильтрации способствует формированию проницаемого цементного камня. Поэтому для дополнительной регулировки вязкостных характеристик тампонажного раствора проведено изучение влияния добавок бентонитовой глины и полимерных реагентов на свойства вермикулитсодержащего тампонажного раствора и камня.

Результаты представлены в таблице. Добавка полимеров: карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ), метилцеллюлоза (МетилЦ), крахмал во всех случаях приводит к уменьшению водоотделения цементного теста, в результате образуются устойчивые системы, стабилизируется плотность раствора, уменьшается вероятность образования вермикулитовых пробок. Практически во всех случаях увеличивается

время загустевания цементного раствора, прочность цементного камня остается примерно на том же уровне. Для использования стоит рекомендовать метилцеллюлозу, поскольку данный реагент обеспечивает требуемую плотность тампонажного раствора, хорошо растворяется, значительно увеличивает время загустевания и снижает водоотделение.

Таблица

Результаты испытаний цементных составов (90/10 цем./вермик.) с добавками полимеров

Измеряемые параметры	Добавка				
	Нет	0,12% КМЦ	МетилЦ 0,15 %	МетилЦ 0,075% Бентонит 1,5%	0,06% крахмал
Плотность, г/см ³	1,35-1,40	1,37	1,35	1,40	1,40
Растекаемость, мм	>250	250	220	215	205-210
Время загустевания, мин – 30 Вс (75°С)	110	148	145	105	152
Прочность на изгиб через двое суток, МПа	1,35	1,40	1,35	1,30	1,46
Водоотделение, см ³	40	2,4	0	0	1,0

По результатам проведенных исследований можно сделать следующие выводы: несмотря на то, что в лабораторных условиях облегченные тампонажные растворы на основе вермикулита имеют характеристики удовлетворяющие требованиям ГОСТ 1581-96, необходимы полевые исследования и проведение пробных заливок, чтобы сделать заключение о применимости данных растворов для цементирования скважин.

Основным достоинством вермикулита при использовании его в качестве облегчающей добавки является неограниченное количество при имеющемся производстве, возможность регулировать насыпную плотность и фракционный состав.

В качестве недостатков стоит отметить:

1. высокую смазывающую способность вермикулита (сравнима с графитом), в результате чего уменьшается адгезия цементного раствора к обсадным трубам, соответственно при расхаживании труб возможно образование заколонных перетоков;

2. релаксирующую способность вермикулита за счет зацементированного воздуха, вермикулит в отличие от микросфер не имеет замкнутых полостей, и способен поглощать воду, в результате чего под давлением и при циркуляции необратимо меняется плотность цементного раствора;

3. инертность вермикулита, в результате чего под вопросом остается возможность образования единой структуры с цементной фазой.

Литература

5. А.с. 1339233 СССР, МКИЗ Е 21 В 33/138. Тампонажный раствор / А.А. Ключов, Т.В. Кузнецова, М.М. Шаляпин, Н.А. Данюкин, Е.М. Нанивский, Ю.Ф. Захаров (СССР). – № 4056952/22-03. Заявлено 16.04.86.

15. А.с. 884367 СССР, МКИЗ Е 21 В 33/138. Облегченный тампонажный раствор для низкотемпературных скважин / А.А. Ключов (СССР). – № 2977437/ 22-03. Заявлено 25.08.80.

16. Белей И.И., Штоль В.Ф., Щербич Н.Е. Типы применяемых облегченных тампонажных растворов для крепления скважин на газоконденсатных месторождениях севера Тюменской области. // НТЖ Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 2005. – № 3. – С. 30–32.

17. Большая Советская Энциклопедия: в 30 т. / Гл. ред. А.М. Прохоров. – 3-е изд. – М.: Советская энциклопедия, 1970 – Т. 4: Брасос–Веш., 1971. – 500 с.
18. Горский А.Т., Баталов Д.М., Швецов В.Д. Применение вермикулитоцементных растворов для цементирования скважин // Тр. ЗапСибНИГНИ. – Тюмень, 1983. – Вып. 66. – С. 54–59.
19. Данюшевский В. С., Алиев Р. М., Толстых И. Ф. Справочное руководство по тампонажным материалам. – М.: Недра, 1987. – 372 с.
20. Ключов А.А. К эффективности использования тампонажных растворов пониженной плотности // ЭИ Геология, бурение и разработка газовых и морских нефтяных месторождений. – М., 1985. – Вып. 10. – С. 9–11.
21. Ключов А.А. Разработка и исследование цементных тампонажных композиций, твердеющих при пониженных температурах / Диссертация на соиск. ученой степ. докт. техн. наук. – М., 1993. – 560 с.
22. Минаев К.М., Горбенко В.М. Разработка облегченных вермикулитсодержащих тампонажных материалов // Новые технологии – нефтегазовому региону: материалы Всероссийской научно-практической конференции. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2013. – Т. II. – С. 69–71.
23. Облегченная тампонажная смесь / В.В. Ипполитов, В.В. Подшибякин, И.И. Белей, В.С. Коновалов, В.В. Вялов. – № RU2243358C1. Заявлено 29.04.2003.

ПЕРСПЕКТИВА ДОБЫЧИ АКВАМАРИННЫХ ГАЗОГИДРАТОВ НА ШЕЛЬФЕ И КОНТИНЕНТАЛЬНОМ СКЛОНЕ МИРОВОГО ОКЕАНА

А.Е. Давыдова

Научный руководитель доцент В.Г. Крец

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одной из основных проблем современной энергетики является неизбежное сокращение в средне- и долгосрочной перспективе запасов основных традиционных ее источников получения (в первую очередь нефти и газа). При этом продуктивность разрабатываемых месторождений углеводородов неуклонно снижается, новые крупные месторождения открываются все реже, а использование угля наносит существенный ущерб окружающей среде. Поэтому и приходится разрабатывать труднодоступные залежи нефти и газа в суровых природно-климатических условиях, на больших глубинах и, кроме того, обращаться к не конвенциональным углеводородам (нефтяные пески и горючие сланцы). Все это, значительно увеличивая стоимость получаемой энергии, так и не решает окончательно существующую проблему.

В связи с имеющейся ограниченностью и невосполнимостью традиционных ресурсов природного (горючего) газа, а также с растущим в XXI в. спросом на этот энергоноситель, человечество вынуждено обратить внимание на его значительные ресурсы, заключенные в нетрадиционных источниках, и, прежде всего, природных газовых гидратах. Согласно современным геологическим данным, в донных осадках морей и океанов в виде твердых газогидратных отложений находятся огромные запасы углеводородного газа. Так, потенциальные запасы метана в газогидратах оцениваются величиной $2 \times 10^{16} \text{ м}^3$.

К настоящему времени установлено, что около 98 % залежей газогидратов являются аквамаринными и сосредоточены на шельфе и континентальном склоне Мирового океана у побережий Америки, Азии, Норвегии, Японии, а также в Каспийском и Черном морях, на глубинах воды более 200–700 м, и только всего 2 % – в

приполярных частях материков (рис. 1). Сегодня установлено свыше 220 залежей газогидратов [2].

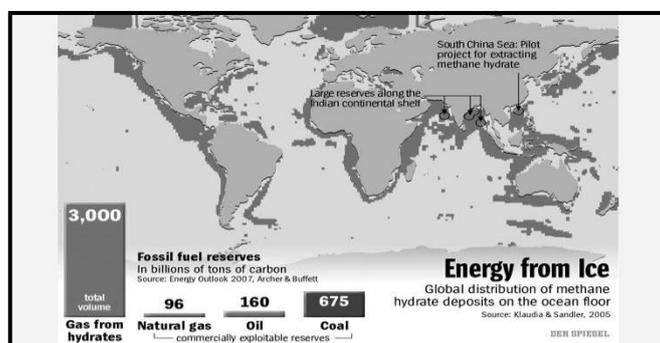


Рис. Месторождения газогидратов

Газовые гидраты – соединения включения, в которых молекулы газа заключены в кристаллические ячейки, состоящие из молекул воды, удерживаемых водородной связью. Для образования гидрата необходимыми условиями являются: наличие газа, воды, определенное давление и температура одновременно. Химические связи между молекулами отсутствуют. Молекулы воды объединены водородной связью, легко распадающейся при понижении давления или повышении температуры. Гидраты могут стабильно существовать в широком диапазоне давлений и температур. Например, гидрат метана существует при давлениях от 20 нПа до 2 GPa (от 2×10^{-8} до 2×10^3 МПа) и температурах от 70 до 350 К.

Некоторые свойства гидратов уникальны. Например, один объем воды при переходе в гидратное состояние связывает 207 объемов метана. При этом ее удельный объем возрастает на 26 % (при замерзании воды ее удельный объем возрастает на 9 %). Один м³ гидрата метана при P=26 атм и T=0 °С содержит 164 объема газа. При этом на долю газа приходится 0,2 м³, на воду 0,8 м³. Удельный объем метана в гидрате соответствует давлению порядка 1400 атм. Разложение гидрата в замкнутом объеме сопровождается значительным повышением давления.

Извлекаемые запасы гидратированного газа зависят от множества факторов, наиболее важными из которых можно назвать: глубина и размер зоны образования гидратов; удельное содержание гидрата в разрезе пород; толщина продуктивных пластов; размер и степень переохлаждения залежи; суммарные запасы газа в залежи; эффективность применяемой технологии разработки. При глубинах воды от 0,7 до 2,5 км, что характерно для условий Черного моря, освоение ГГЗ в большинстве случаев может быть эффективным при гидратонасыщенности свыше 30–50 %. Это вопрос, требующий индивидуального решения для каждого региона, для каждой страны. Следует подчеркнуть, что далеко не на всей площади Мирового океана могут существовать газогидратные залежи, пригодные для коммерческого освоения. Только 9–12 % поверхности Мирового океана являются перспективными для выявления коммерчески эффективных залежей газогидрата [3].

Гидраты обладают высокими электросопротивлением и акустической проводимостью, что позволило создать эффективные средства их поисков и разведки. Они практически непроницаемы для воды и газа, что способствовало сохранности углеводородов в недрах земли во времени. Образование газогидратов происходит с выделением, а разложение с поглощением тепла.

В таблице приведен состав гидратов некоторых залежей.

Таблица

Состав гидратов и некоторых ГГЗ (Taylor, 2002)

ГГ месторождение	Состав газа, mol %							
	CH ₄	C ₂	C ₃	i-C ₄	n-C ₄	C ₅₊	CO ₂	N ₂
Hakon Mosby Mud volcan	99.5	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1		
Nankai Trough, Japan	99.3						0.63	0.07
Bush Hill White, USA	72.1	11.5	13.1	2.4	1	0		
Bush Hill Yellow, USA	73.5	11.5	11.6	2	1	0.3	0.1	
Green Canyon White, USA	66.5	8.9	15.8	7.2	1.4	0.2		
Green Canyon Yellow, USA	69.5	8.6	15.2	5.4	1.2	0		
Bush Hill, USA	29.7	15.3	36.6	9.7	4	4.8		
Messoyakha, Russia	98.7	0.03					0.5	0.77
Mallik, Canada	99.7	0.03	0.27					
Nankai Trough -1, Japan	94.3	2.6	0.57	0.09	0.8		0.24	1.4
Blake Ridge, USA	99.9	0.02						0.08

Установлено, что газогидраты обладают высоким электросопротивлением и высокой акустической проводимостью кернов. Эти свойства гидрата позволили создать геофизические методы выявления и разведки гидратированных пластов и определения удельной концентрации гидрата в породе. Гидратонасыщенность пород в зоне гидратообразования изменяется в широком пределе от 0 до 100 %. Наиболее широко известные данные соответствуют величине 30–70 %.

Объем газа в гидратном состоянии определяется выражением:

$$V_G = \frac{22400 \cdot V_H \cdot \rho_H}{M_H}, \quad (1)$$

где V_H – объем гидрата, m^3 ; ρ_H – плотность гидрата, g/cm^3 ; M_H – молекулярная масса гидрата, g . Газ в газогидратной залежи может находиться в свободном, связанном, гидратированном и растворенном состоянии. Суммарные запасы газа в ГГЗ, Q , m^3 , определяются:

$$Q = Q_G + Q_H + Q_J, \quad (2)$$

где: Q_G – объем газа в свободном состоянии, m^3 ; Q_H – объем газа в гидратном состоянии, m^3 ; Q_J – объем газа в растворенном состоянии, m^3 .

$$Q_G = V \cdot m \frac{PT}{P_0 T_z} [1 - S_w (1 + S_h V_h - S_h)], \quad (3)$$

где: V – объем залежи, m^3 ; m – пористость вмещающих пород; P – пластовое давление, МПа; T – пластовая температура, К; T_0 , P_0 – нормальная температура и атмосферное давление; z – коэффициент сжимаемости свободного газа в залежи; S_w – суммарное содержание поровой воды в залежи; V_h – удельный объем воды в гидратном состоянии, m^3/m^3 , для метана $V_h=1,26$; S_h – часть поровой воды, перешедшей в залежи в гидратное состояние. Величина S_h всегда меньше 1 и определяется выражением:

$$S_h < (S_w - 1) / \left(\frac{1}{V_h} - 1 \right), \quad (4)$$

Объем газа в гидратном состоянии в залежи определяется выражением:

$$Q_H = V \cdot m \cdot S_w \cdot S_h \cdot V_h \cdot \psi, \quad (5)$$

где ψ – коэффициент реагирования, равный количеству объемов газа (при нормальных условиях), содержащихся в одном объеме воды при их переходе в гидратное состояние

$$\psi = \frac{22400}{M_h}, \text{ m}^3/\text{m}^3 \quad (6)$$

Объем газа, растворенного в воде:

$$Q_j = V \cdot m \cdot S_w \cdot (1 - S_h) \cdot \lambda, \quad (7)$$

где λ – растворимость газа в воде, контактирующей с гидратом в залежи, m^3/m^3 [1].

Таким образом, необходимо подчеркнуть важность научной новизны исследований аквамаринных залежей газогидратов, представляющих собой перспективное направление развития энергетической отрасли. В настоящее время газогидраты представляют интерес как альтернативная замена существующих энергетических ресурсов.

Литература

1. Воробьев А.Е., Молдабаева Г.Ж., Чекушина Е.В. Современная оценка мировых запасов аквальных залежей газогидратов // Маркшейдерия и недропользование. – 2011. – №4. – С. 8–14.
2. Димитров Л. Оценка пространственного распределения и запасов газогидратов в Черном море // Геология и геофизика. – 2002. – №7. – Т. 43. – С. 672–684.
3. Макогон Ю.Ф. Газогидраты. История изучения и перспективы освоения // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. – 2010. – №2 (20). – С. 5–21.

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ОРГАНИЧЕСКОГО УГЛЕРОДА В ПОРОДАХ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ САЛЫМСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА ПО ДАННЫМ АНАЛИТИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

А.А. Дешин

Научный руководитель научный сотрудник Е.В. Пономарева
*Новосибирский национальный исследовательский государственный университет,
г. Новосибирск, Россия*

В практике нефтяной геологии, пожалуй, трудно назвать нефтесодержащий резервуар, аналогичный баженовской свите Западно-Сибирского бассейна. Сапропелево-кремнисто-глинистые осадки свиты накапливались в условиях сероводородного заражения, в относительно глубоководном обширном морском бассейне. Площадь распространения свиты превышает 1 млн. км², средняя мощность около 30 м.

Весьма разнообразный состав нефтей Салымского свода, очевидно, связан с «созреванием» нефти в различных геотермических зонах (современные температуры 70–138 °С). Для баженовской свиты характерны также аномально высокие пластовые давления со средним коэффициентом аномальности 1,3–1,5.

В качестве района исследования был выбран Салымский нефтегазоносный район, административно он расположен в Ханты-Мансийском автономном округе и включает север Тюменской области. Этаж нефтеносности охватывает широкий стратиграфический диапазон – от палеозоя до неокома. Большая часть Салымского нефтегазоносного района расположена в пределах Ханты-Мансийского автономного

округа, чья территория относится к числу наиболее изученных сейсморазведкой и глубоким поисково-разведочным бурением. Нефтепоисковые работы в Салымском нефтегазоносном районе были начаты в 1952 году с проведения мелкомасштабной аэромагнитной съёмки, речных сеймопрофилей и колонкового бурения. В 1967 г. при проходке скв. 12 Салымской площади при опосковании отложений юры-неокома впервые были получены притоки нефти из баженовской свиты (начальный дебит составлял 700 т/сут).

Так была установлена нефтеносность высокоуглеродистых пород баженовской свиты и открыт новый уникальный нефтеносный объект, представляющий резерв прироста запасов нефти на разрабатываемых месторождениях.

Баженовская свита – главная нефтематеринская порода Западно-Сибирского седиментационного бассейна. Чтобы оценить генерационный потенциал нефтематеринской свиты нужно определить следующие параметры [1, 6, 9]:

- качество органического вещества;
- степень катагенеза органического вещества;
- объем пород, вмещающих органическое вещество;
- процентное содержание органического углерода в породе.

Одной из задач для оценки объемов генерации углеводородов является определение содержания $C_{орг}$, которое производится двумя методами:

- с использованием геохимических анализов, метод Либиха, метод Вюрц-Штролейна;
- с использованием связи $C_{орг}$ – ГИС (геофизические исследования скважин), в настоящей работе используются показатели гамма каротажа (ГК) и бокового электрического каротажа (БК).

Из 760 скважин пробуренных на территории исследования, автором для анализа было отобрано 150 скважин вскрывших баженовскую свиту на всю мощность и имеющих гамма и боковой каротажи на полном разрезе свиты.

На основании каротажа естественной радиоактивности (ГК) и каротажа удельного сопротивления (БК), а также индукционного каротажа (ИК) из разреза выделялась баженовская свита. В совокупности данных геофизических исследований скважин с результатами испытания была проведена корреляция отложений волжско-раннеберриасского времени исследуемой территории и построена карта толщин баженовской свиты.

Толщина баженовской свиты на территории Салымского нефтегазоносного района изменяется от 20 до 50 метров [2]. На юге исследуемой территории толщина баженовской свиты достигает значений 45–47 метров, наибольшие толщины приурочены к Салымскому куполовидному поднятию, в центральной части преобладают толщины от 30 до 40 метров, в северной части района толщина свиты уменьшается до 23 метров. В целом толщины увеличиваются к югу, юго-востоку и востоку Салымского района, к западной и северной частям, напротив, толщины свиты уменьшаются.

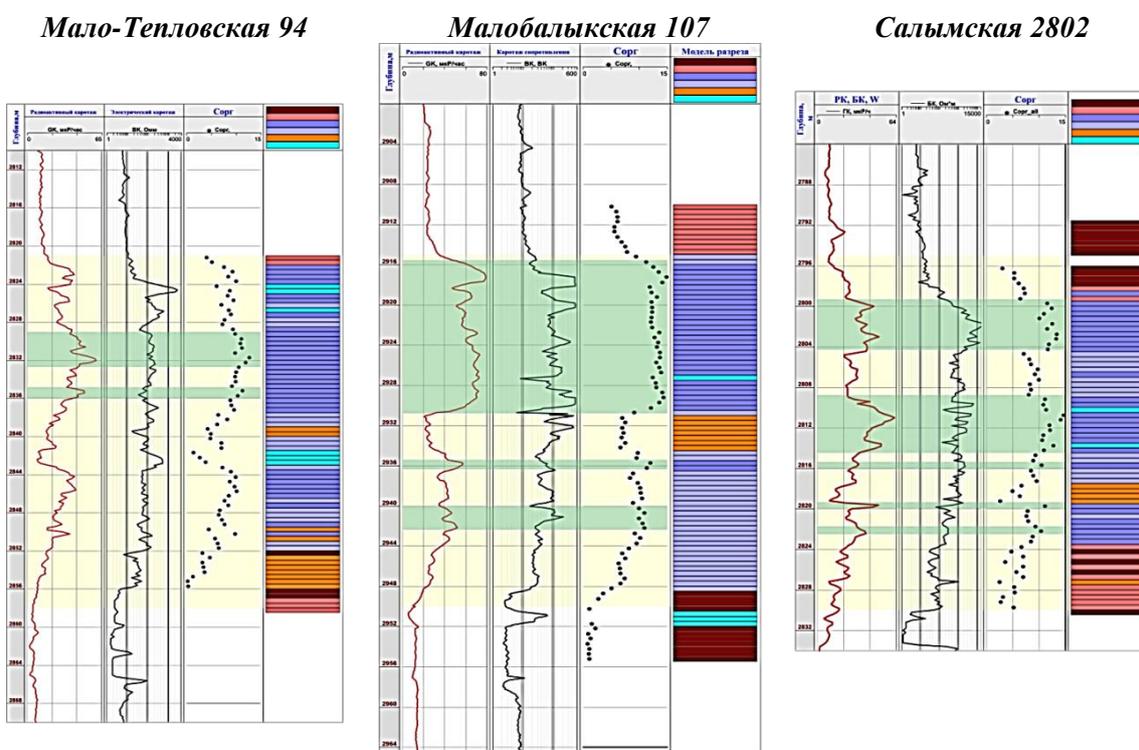
Для построения карты значений $C_{орг}$ использовались значения каротажа естественной радиоактивности – ГК и удельного сопротивления – БК. На основе средних значений ГК и БК были построены соответствующие карты. С помощью зависимости значений $C_{орг}$ от радиоактивности и удельного сопротивления, на основе соответствующих карт, была построена карта средних содержаний $C_{орг}$ на территории Салымского района.

На исследуемой территории содержание $C_{орг}$ в баженовской свите изменяется от 5 до 20 %, максимумы приурочены к центральной части Салымского куполовидного

поднятия, район скважины № 1 Западно-Салымской площади, где значения $C_{орг}$ достигают 20 %. Также локальное повышение содержания $C_{орг}$ наблюдается на юго-востоке Демьянского куполовидного поднятия.

В интервале баженовской свиты максимальные значения $C_{орг}$ приурочены к верхней и средней части разреза и достигают значений $C_{орг}$ до 22 %. Максимальные значения $C_{орг}$ соответствуют смешанным глинисто-кремнистым высокорadioактивным породам.

Полученные в процессе исследования результаты, в совокупности с картой катагенетической преобразованности волжско-раннеберриасских отложений и данными о качестве органического вещества, в дальнейшем позволят детализировать количественную оценку масштабов генерации углеводородов в волжско-раннеберриасских отложениях на исследуемой территории, что в свою очередь позволит судить о невыявленных ресурсах.



**Рис. Приуроченность интервалов $C_{орг} > 10\%$ к литологическим типам
На примере скважин Мало-Тепловская 94, Малобалыкская 107 и Салымская 2802**

Интервалы с содержанием $C_{орг} > 10\%$ сложены смешанными глинисто-кремнистыми высокорadioактивными породами, с карбонатными прослоями, значения $C_{орг}$ в таких интервалах достигают 15 % – 22 %. Интервалы $C_{орг} > 10\%$ сложены смешанными глинисто-кремнистыми низкорadioактивными породами, значения $C_{орг}$ в таких породах до 11–12% (рис.).

Таким образом, в ходе работы были построены карты содержания $C_{орг}$, толщин главной нефтематеринской свиты Западно-Сибирского бассейна. Данная работа с привлечением карт катагенетической преобразованности органического вещества и геохимических показателей, позволят в дальнейшем оценить нефтематеринский потенциал свиты и наметить перспективные, в плане нефтеносности, участки.

Литература

1. Вассоевич Н.Б. Современные представления об условиях образования нефти. – М.: Знание, 1981. – 40 с.
2. Гурари Ф.Г., Вайц Э.Я., Меленевский В.Н., Москвин В.И. и др. Условия формирования и методика поисков залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты. – М.: Недра, 1988. – 125 с.
3. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. – М.: Недра, 1975. – 679 с.
4. Конторович А.Э., Сурков В.С. Геология и полезные ископаемые России. Западная Сибирь. – М.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2000. – 477 с.
5. Конторович А.Э., Фомин А.Н., Красавчиков В.О., Истомин А.В. Катагенез органического вещества в кровле и подошве юрского комплекса Западно-Сибирского мегабассейна // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50. – № 11. – С. 1191–1200.
6. Неручев С.Г. Нефтепроизводящие свиты и миграции нефти. – Л.: Недра, 1969. – 240 с.
7. Нестеров И.И. Салымский нефтеносный район. – Тюмень, 1970. – 256 с.
8. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.
9. Трофимук А.А., Конторович А.Э. Некоторые вопросы теории органического происхождения нефти и проблема диагностики нефтепроизводящих толщ // Геология и геофизика. – 1965. – №12. – С. 3–14.

ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ КРУПНЕЙШИХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В МАГМАТИЧЕСКИХ ПОРОДАХ НА ПРИМЕРЕ ЗАРУБЕЖНЫХ СТРАН Донг Ван Хоанг

Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Промышленная нефтегазоносность фундамента платформенных областей является одной из активно обсуждаемых проблем в современной геологии нефти и газа. Несмотря на сомнение многих ученых о наличии нефти и углеводородного газа в эффузивных отложениях, в последние годы значительно возрос интерес геологов-нефтяников к фундаменту как нефтегазопромысловому объекту. В разных регионах мира открыты десятки месторождений нефти и газа в фундаменте, среди которых наиболее крупными считаются месторождения Днепровско-Донецкой впадины, Мангышлака, Юго-Восточной Азии, Венесуэлы, Ливии, США [4].

В настоящее время известно более 450 месторождений с промышленными скоплениями нефти, газа и конденсата в фундаменте 54 нефтегазоносных бассейнов мира [8].

В Сиртском бассейне Ливии, который считается наиболее крупным из нефтяных бассейнов в фундаменте, открыто более 100 месторождений нефти и газа, залежи которых приурочены не только осадочному чехлу, но и к гранитоидам фундамента. Здесь находится крупнейшее месторождение Нафора-Ауджила, связанное с погребенным выступом Ракб, сложенным трещиноватыми гранитоидами. Залежи нефти на данном месторождении приурочены к выветрелым гнейсо-гранитам докембрийского фундамента, к нефтеносным известнякам и песчаникам верхнего мела, палеоцена и эоцена, но основные запасы приходится на породы фундамента (рис. 1).

В бассейне Мид-Континент в США открыты многие месторождения, в том числе Хьюгтон-Панхендл с начальными извлекаемыми запасами 2 трлн. м³ газа и 223 млн. т нефти. Коллекторами здесь являются трещиноватые биотитовые граниты их коры выветривания. Нефть залегает в гранитном докембрийском фундаменте. Пористость кристаллических пород достигает 22 %, коллектор является трещинно-каверновым.

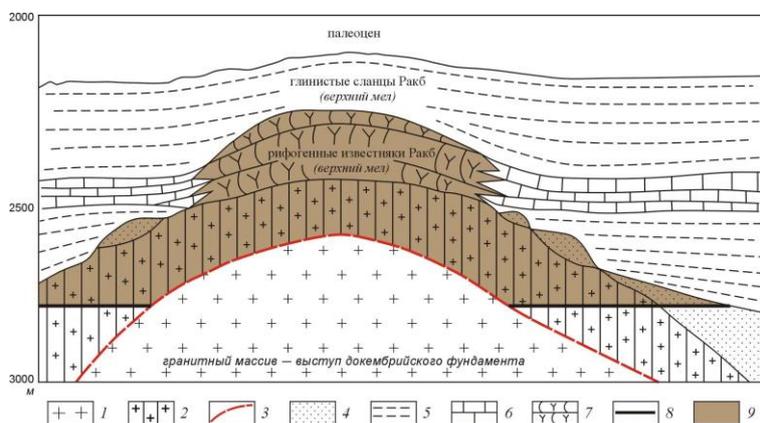


Рис. 1. Нефтяное месторождение Ауджила (бассейн Сирт, Ливия) (по Gillespie, Sanford, 1967, с изменениями)

1 – верхнепротерозойские граниты; 2 – разуплотненные граниты; 3 – граница плотных и разуплотненных гранитов; 4 – грубообломочные песчаные аркозы; 5 – глинистые породы; 6 – известняки; 7 – рифогенные известняки; 8 – водонефтяной контакт; 9 – массивная нефтяная залежь [7]

В 1953 г. вводилась в эксплуатацию нефтегазоносность фундамента Маракайбского бассейна, крупнейшим месторождением которого является Ла-Паз. Коллектор здесь представлен палеозойскими трещиноватыми гранодиоритами сланцами и вулканогенными породами. По мнению ученых здесь были благоприятные геологические условия для формирования покрывки и ловушки. Это спокойный тектонический режим, т. е в палеозое подвергается выветриванию, и в конце мела перекрыты карбонатными породами: известняки и доломиты. А в фундаменте создались трещины и опоры при воздействии термального процесса. Максимальный дебит достигается 1800 м³/сут.

Особое внимание уделяется открытию нефтяного месторождения Белый Тигр на шельфе Вьетнама. На этом месторождении фундамент является основным нефтепромысловым объектом, дающим более 90 % общей добычи. Начальные геологические запасы залежи фундамента месторождения Белый Тигр оценивались более 600 млн. т, а олигоценовых отложений – 150 млн. т, что в сумме составляет более 750 млн. т. нефти и дебиты скважин до 2000 т/сут.

Одним из дискуссионных вопросов, на который до сих пор не найден окончательный ответ, заключается в происхождении самой нефти, образующей залежь в трещиноватых гранитах. Коллекторы нефти и газа в магматических породах обладают характерными признаками: сложной структурой порового пространства и наличием блоков и ограничивающей блоки системы трещин. Часто встречаются в фундаменте разломы, вдоль которых развиты зоны трещиноватости и другие пустоты, являющиеся каналами миграции нефти и газа. Для обеспечения миграции и аккумуляции флюидов система таких пустот, связанных между собой, должна быть достаточно развита [5].

На примере нефтяных месторождений шельфа Вьетнама традиционно считается, что нефть мигрировала в гранитоидный массив из прилегающих терригенных нижнеолигоценовых отложений. Коллекторы в фундаменте образуются под влиянием многих процессов. Основными являются разрывная тектоника и гипергенные воздействия, которые способствуют образованию пустотного пространства в любых породах фундамента независимо от их состава и происхождения.

На месторождении Белый Тигр трещиноватость пород в зонах разломов, очевидно, распространена настолько широко, что является общим благоприятным фоном. Ширина трещин колеблется от 0,1–0,2 до 20–30 мм. Однако решающую роль играет в формировании пустотности воздействие глубинных гидротермальных растворов на породы фундамента.

В местах активного проявления гидротермальных процессов, гранитоиды преобразовались в породы с характерными для гидротермального метасоматоза минеральными парагенезисами и зональным строением ореолов выщелачивания, т.е. гидротермальный процесс выступает как фактор формирования вторичной пустотности.

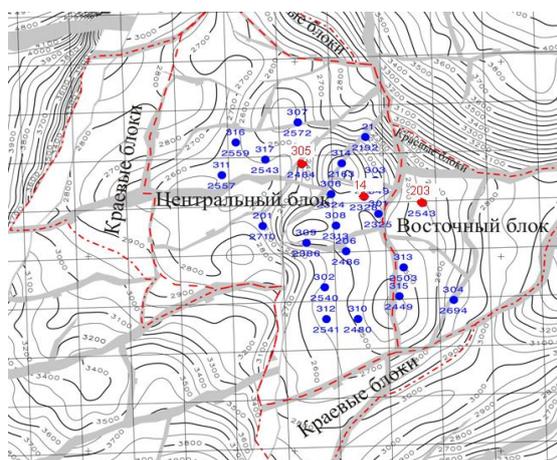


Рис. 2. Структурная карта по СГ- АФ участка Юго-Восточный Дракон

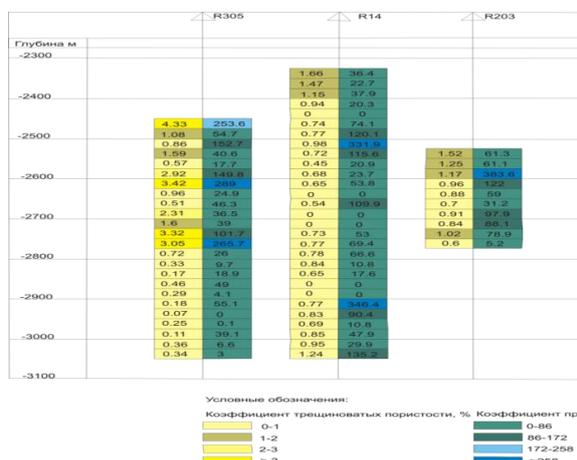


Рис. 3. Распределение ФЕС по разрезу скважин R305 – R14 – R203 месторождения Дракон

На месторождении Юго-Восточный Дракон (ЮВД), расположенном на Юго-Восточном бор Кыулонгской впадины Вьетнамского шельфа, прогибы создают благоприятные тектонические условия для существования обособленной структурной ловушки и миграции в неё из погруженных зон углеводородов вверх по восстанию слоев. Важными элементами тектонического строения ЮВД являются дизъюнктивные нарушения.

Результаты бурения скважин R305, R14, R203 месторождения ЮВД показываются, что скважина 305, которая располагается в зоне пересечения трех дизъюнктивных нарушений, имеет наиболее высокие значения ФЕС (дебит нефти от 475 до 530 м³/сут). В скважине 203 пробуренной на восточном направлении около дизъюнктивных нарушений, ФЕС по разрезу выше, чем в скважине 14 от 1,52 до 0,6 (дебит 488 м³/сут). А также в скважине 14 по разрезу наблюдается интервал плотных непроницаемых пород (дебит нефти от 462 м³/сут до 26 м³/сут).

Таким образом, в кристаллических породах фундамента существует и постоянно формирует мощная сеть трещин, каверн, и других полостей. На платформах развита

многопорядковая разломно-трещинно-блоковая структура. Нефтяные и газовые месторождения в фундаменте связаны с разломными зонами, которые формировались при воздействии дизъюнктивных нарушений, и особенно с зонами их пересечений. Отсюда следует рекомендация закладывать скважины в зоне дизъюнктивных нарушений.

Литература

1. Поспелов В.В. Кристаллический фундамент: геолого-геофизические методы изучения коллекторского потенциала и нефтегазоносности. – Москва, Ижевск, 2005. – 258 с.
2. Шнип О.А. Геологические критерии оценки перспектив пород фундамента на нефть и газ // Геология нефти и газа. – 2000. – №5. – С. 21–26.
3. Веселов К.Е., Михайлов И.Н. Нефть и газ на больших глубинах в породах кристаллического фундамента. // Геология нефти и газа. – 1994. – №2. – С. 17–21.
4. Шустер В.Л. Нефтегазоносность кристаллического фундамента // Геология нефти и газа. – 1997. – №8. – С. 17–19.
5. Леворсен А.И. Геология нефти и газа. – М.: Мир, 1970. – 640 с.
6. Кучерук Е.В. Нефтегазоносность пород фундамента // Геология нефти и газа. – 1992. – №1. – С. 45–46.
7. <http://www.ngtp.ru/rub/6/015.pdf>
8. Гаврилов В.П., Гулев В.Л., Киреев Ф.А. Гранитоидные коллекторы и нефтегазоносность южного шельфа Вьетнама. – М.: Недра, 2010. – Т. II. – 294 с.

РАЗРАБОТКА ЭЛЕКТРОННОГО ПАСПОРТА УЗЛОВ ИЗМЕРЕНИЙ РАСХОДА ГАЗА

А.В. Ермолаева

Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время в системе ОАО «Газпром трансгаз Томск» используются паспорта узлов измерений расхода газа в текстовом формате. Данные паспорта составляются в соответствии со СТО Газпром 5.32 – Единые технические требования на оборудование узлов измерения расхода и количества природного газа, применяемых в ОАО «Газпром». Для данной формы паспорта присущи следующие недостатки:

- различные формы паспорта в ОАО «Газпром трансгаз Томск»;
- невозможность сбора, обработки информации об оборудовании узлов;
- неудобство заполнения и оформления.

Таким образом, разработка электронного паспорта УИРГ необходима для:

- соблюдения требований нормативной документации – СТО Газпром 5.32-2009;
- получение достоверной информации технических и эксплуатационных характеристик УИРГ;
- формирование однотипных паспортов всех УИРГ, эксплуатируемых в ОАО «Газпром трансгаз Томск».

Разрабатываемый нами электронный паспорт должен обладать следующими функциональными возможностями:

- сбора и обработки статистических данных по УИРГ ОАО «Газпром трансгаз Томск»;
- автоматического заполнения базы данных верхнего уровня – ИСТС «Инфотех».

База данных верхнего уровня «Инфотех» имеет иерархическую структуру и содержит формы отчетности. В данных формах отчетности отражены не все параметры, соответствующие требованию паспорта, и в данной базе не предусмотрены такие функции, как сортировка и выборка. Таким образом, на сегодняшний день, ИТР ОАО «Газпром трансгаз Томск» для соблюдения требований нормативно-технической документации необходимо составить и заполнить паспорт УИРГ в текстовой форме и заполнить раздел в ССД «Инфотех».

Для разработки паспорта предполагается использовать локальную базу данных ООО «Газпром трансгаз Томск» УОРО МИКС. Данная база состоит из двух типов элементов: технических систем (ТС) и единиц оборудования (ЕО) (рис. 1).



Рис. 1. Базы данных УОРО «МИКС» и ССД «Инфотех»

К каждой технической системе может быть прикреплено несколько единиц оборудования. Одной из задач является установка связей между базами данных УОРО МИКС и ССД Инфотех для автоматического заполнения последней.

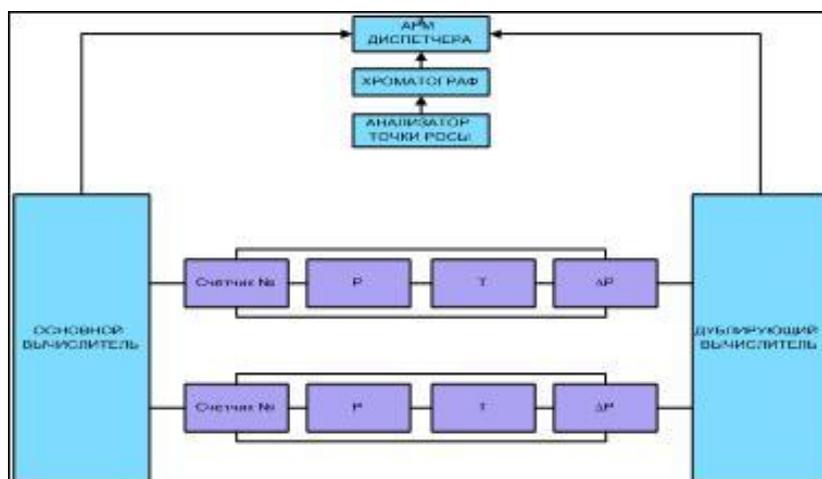


Рис. 2. Структурная схема узла учета

Также обязательным в паспорте является наличие структурной (рис. 2) и аксонометрической схем узла учета.

Раздел структурной схемы узла измерения расхода газа планируется заполнять при помощи набора специально созданных шаблонов в MSVisio. Данные шаблоны будут представлять собой текстовые типовые блоки. Пользователю будет лишь достаточно выбрать и необходимые блоки и связать их между собой.

Наибольшую сложность представляет собой разработка приложения для построения аксонометрической проекции узла измерения расхода газа.

Так как стоимость коммерческого ПО для построения аксонометрических проекций трубопроводов является достаточно высокой, то имеет место необходимость разработки собственного программного приложения на основе бесплатных программных приложений, например:

- K-3D;
- TopMod3D;
- AutoQ3D Community 3D Editor;
- 3D plus;
- 3D Canvas;
- EDrawings;
- FreeCAD.

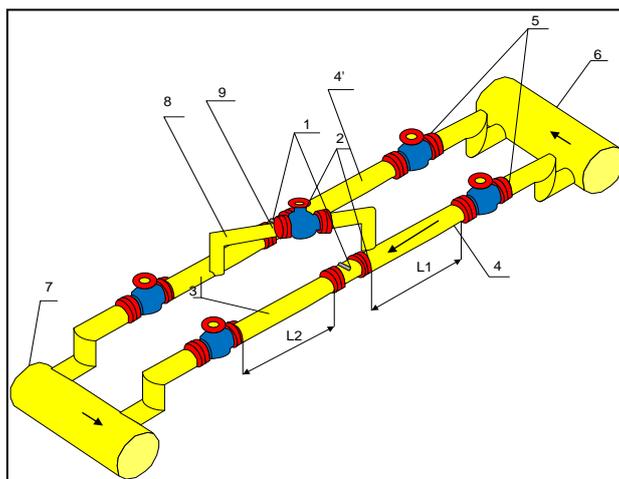


Рис.3. Аксонометрическая схема узла измерений расхода газа

1 – ультразвуковой расходомер Flowsick 600 DN300; 2 – место отбора давления газа на измерительных трубопроводах; 3 – место установки ТСП-термопреобразователь сопротивления; 4 – основной измерительный трубопровод DN300; 4' – резервный измерительный трубопровод DN300; 5 – шаровые краны DN300; 6 – входной трубопровод DN300; 7 – выходной трубопровод DN300; 8 – резервный трубопровод DN500; 9-шаровый кран DN500

Таким образом, для решения задачи по паспортизации узла учета газа, необходимо связать две базы данных «Инфотех» и «УОРО МИКС» и разработать программные приложения для построения структурной и аксонометрической схем.

Литература

1. СТО Газпром 5.32-2009. Организация измерений природного газа. – 2010. – 53 с.

2. ГОСТ Р 8.615-2005. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. – М.: Стандартинформ, 2006. – 23 с.
3. СТО Газпром 5.37-2011. Единые технические требования на оборудование узлов измерения расхода и количества природного газа, применяемых в ОАО «Газпром», 2012. – 20 с.

ФОРМИРОВАНИЕ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА В ТЕРРИГЕННЫХ НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

Жэнь Сюйцзин, Н.М. Недоливко

Научный руководитель доцент Н.М. Недоливко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Пористость является одной из двух существенных признаков резервуара. Исследование порового пространства имеет большое теоретическое и практическое значение для разведки и добычи нефти и газа.

Объектом исследования является керн, отобранный из пласта Ю₁¹ в скважинах Западно-Лугинецкого и Хвойного месторождений Томской области.

Основная задача работы – анализ особенности формирования порового пространства в терригенных нефтенасыщенных коллекторах. В качестве метода исследования применен количественный анализ в прозрачных шлифах, изготовленные после пропитывания образцов в вакууме окрашенной смолой для сохранения особенностей пор, и выполненные из песчаников разных участков пласта Ю₁¹ в скважинах Западно-Лугинецкого и Хвойного месторождений.

Известно, что в ловушке, не полностью заполненной нефтью, на водонефтяном контакте вследствие массообмена веществ: углеводороды концентрируются в верхней части, а вода вытесняется в нижнюю; водонефтяные контакты (ВНК) являются зоной интенсивного изменения нефти, поровых вод и вмещающих залежь пород; коллекторы при длительном становлении ВНК приобретает зональное строение: в верхней его части формируется нефтенасыщенная зона слабо измененных пород; ниже – зона растворения с двумя подзонами: битумсодержащей и безбитумной; еще ниже – зона цементации; а затем зона пород, не испытавших влияния залежи [1, 2].

В песчаниках изученных коллекторов встречаются поры: первичные седиментогенные, в разной степени заполненные вторичными минералами (каолинитом, кварцем и другими) и частично или полностью свободные от минерализации; вторичные поры растворения: внутризерновые, образованные за счет растворения внутренних частей обломков; поверхностные, развитые на поверхности обломков; вторичные поры перекристаллизации (межкристаллитные поры), которые располагаются между пакетами во вторичном каолиновом цементе, образующемся по первичной глинистой матрице. В разных зонах коллектора морфология, соотношение типов пор и их распределение также носят зональный характер.

В *нефтенасыщенной зоне* емкостное пространство представлено всеми выделенными разновидностями пор. В песчаниках этой зоны преобладают межзерновые поры, образованные контурами нескольких зерен. Они имеют различную конфигурацию и размеры, продиктованные седиментогенными (величина соприкасающихся обломков, их морфология, степень окатанности, сортировка, взаиморасположение) и стадийными (уплотнение, растворение под давлением, вторичная минерализация, перекристаллизация) факторами. Форма пор угловатая, треугольная, трапециевидная, полигональная, щелевидная. Стенки пор ровные или искривленные и лишь в локальных участках, в которых проявлено растворение, они

имеют заливообразные осложнения. В участках со слабым растворением обломков стенки межзерновых пор имеют неровную выпукло-вогнутую поверхность, а в случаях регенерации обломочных зерен – хорошо выраженные гладкие поверхности. Внутризерновые поры в нефтенасыщенных песчаниках отмечаются в подчиненном количестве; они приурочены к обломкам эффузивов, полевых шпатов. Внутризерновая пористость представлена в обломках пород – неправильными микрокавернозными порами с извилистыми границами, иногда образующими тонкую ячеистую сеть; в калиевых полевых шпатах – неправильными, часто близкими к изометричным порами по пертиртовым вроскам; в плагиоклазах – щелевидными порами по спайности и двойниковым швам; а также трещинными порами катагенетического уплотнения. Микрокаверновые поры растворения на поверхностях обломков развиваются локально. В полевых шпатах они чаще всего наблюдаются в измененных зернах или встречаются на концевых частях призматических обломков, при этом поверхность боковых граней призм зачастую не несет следов растворения. В кварцевых зернах, а также в обломках кислых эффузивов и кремнистых пород обнаруживается сочетание поверхностного растворения в одних участках и регенерация в соседних участках зерна или контактирующих с ним обогащенных кварцем зерен. Межкристаллитные или межпакетные микропоры образуются в участках раскристаллизации при каолинитизации первичного цемента или мусковита и располагаются между пакетами каолинита. В связи с ограниченным проявлением каолинитизации в зоне нефтенасыщения и слабой раскристаллизации каолинита поры этого типа распространены ограниченно и неравномерно. Таким образом, к особенностям пустотно-порового пространства в нефтенасыщенной зоне следует отнести резкое преобладание межзерновых пор, слабо проявленное растворение и, как следствие, относительно гладкие поверхности стенок пор.

В *битумсодержащей подзоне* растворения, сформированной в содержащей нефть и подвижные воды среде, интенсивно развиты растворение и перекристаллизация. Поровое пространство в песчаниках из этой зоны также представлено сочетанием межзерновых, внутризерновых, микрокаверновых пор на поверхностях обломков и в цементе, но повсеместно на стенках пор отмечается присутствие окислившегося нефтяного вещества, а соотношение разных типов пор и их особенности существенно изменяются. Из-за интенсивного растворения в породах из битумсодержащей подзоны практически не встречаются межзерновые поры простой конфигурации, а повсеместное развитие получили межзерновые поры сложной заливообразной морфологии с микроизвилистой поверхностью стенок. Подавляющее большинство зерен в песчаниках из этой подзоны отличается интенсивно развитой поверхностной микрокавернозностью, развитой не только на поверхности зерен полевых шпатов и химически неустойчивых обломков эффузивов и других пород, но также и на поверхности слабо подверженных химическому преобразованию зерен кварца и кремнистых пород, в частности кварцитов.

Кроме того, возрастает количество, увеличиваются размеры и усложняется конфигурация внутризерновых пор. Они развиваются не только в зернах полевых шпатов и агрегатных пород, но часто отмечаются внутри кварцевых обломков, развиваясь по микротрещинам. Значительно возрастает и роль микропор в каолинитовом цементе в связи с массовой каолинитизацией первичного глинисто-хлорит-гидрослюдистого цемента и формированием практически мономинеральных крупночешуйчатых (до 0,06–0,1 мм) агрегатов из пластинчатых зерен каолинита. Образующиеся межкристаллитные поры имеют размер 0,01–0,02 мм, распространены

относительно равномерно. В результате сочетания различных типов пор и их массового развития в битумсодержащей подзоне образуется единое связанное между собой пустотно-поровое пространство, следствием чего является существенное увеличение фильтрационно-емкостных свойств пород: пористость возрастает на 2–8 %, проницаемость – более чем в 2 раза, а иногда и на порядок.

В *безбитумной подзоне растворения* (разуплотнения) структурные преобразования, как и в битумсодержащей подзоне, связаны с интенсивным растворением обломков и цемента и широким развитием вторичных пор, образованных за счет подновления межзерновых пор, развития микропористости на поверхностях, внутри обломков, и в каолинированном цементе. Иногда каркас породы растворен так, что порода приобретает микроячеестое строение. Пористость и проницаемость пород в этой подзоне соизмеримы с таковыми в битумсодержащей.

В *зоне цементации* широко развиты вторичные кварцевые и кальцитовые цементы. Здесь осуществляется разгрузка отгесненных от водонефтяных контактов вод, обогащенных растворенными компонентами. Общее содержание вторичного кварца невысокое (1–2 %), он отмечается в виде неполных регенерационных каемок толщиной от 0,006 до 0,02 мм. При этом между обломками могут сохраняться изолированные остаточные поры или пустоты залечиваются полностью. Кальцит, в отличие от кварца, залечивает практически все оставшиеся поры. Он заполняет внутризерновые поры в полевых шпатах и образует цемент контактового и порового типа. При этом породы теряют коллекторские свойства: пористость и проницаемость пород снижаются до нуля.

Выводы:

1). Преобразование пустотно-порового пространства в не полностью заполненных нефтью ловушках носит зональный характер.

2). В зоне нефтенасыщения развиты преимущественно межзерновые поры простой морфологии с относительно гладкими стенками, резко преобладающие над микрокаверновыми порами поверхности обломков и внутризерновыми порами растворения и межкристаллитными порами в каолинированном цементе.

3). В переходной зоне ВНК поровое пространство подчеркнуто окисленным битуминозным веществом и представлено сочетанием подновленных и вновь образованных пор растворения со сложной конфигурацией и извилистыми стенками, а также обилием вновь образованных межкристаллитных пор в каолинированном цементе.

4). В подконтурной зоне ВНК поровое пространство так же связано с интенсивным растворением скелета породы и перекристаллизацией цемента и характеризуется массовым развитием пор растворения и перекристаллизации.

5). В зоне цементации поровое пространство представлено единичными мелкими остаточными порами и частично или полностью уничтожено вторичным кварцевым и кальцитовым цементом.

Литература

1. Недоливко Н.М., Онучин С.В., Громова Е.М. Геохимическая и минералогическая зональность в зонах водонефтяных контактов // Химия нефти и газа: Материалы VI международной конференции – Томск, 5–9 сент. 2006. – Томск: ИОА СО РАН, 2006. – С. 373–379
2. Недоливко Н.М. Эволюция пустотно-порового пространства в зонах водонефтяных контактов. // Известия ТПУ. – 2010. – №1 – Т. 316. – С. 99–107.

**ТИПИЧНЫЕ ЛИТОГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ РАЗРЕЗОВ
СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ
НА ПРИМЕРЕ СКВАЖИНЫ ХИКИГЛИНСКАЯ 1**

Е.Р. Исаева

Научный руководитель доцент Н.Ф. Столбова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Проблемы неоднородности продуктивных отложений; непостоянство их фильтрационно-емкостных свойств; частое отсутствие видимых связей между открытой пористостью, проницаемостью, эффективными толщинами и дебитами скважин на месторождениях углеводородного сырья, с которыми постоянно сталкиваются во время поисково-разведочных и эксплуатационных работ, не могут решиться только с седиментационных позиций образования продуктивных пластов.

С недавних пор [1] установлен тот факт, что не только первоначальные седиментационные условия, но и вторичные процессы являются ответственными за формирование пустотного пространства пород-коллекторов. Они либо улучшают его в процессе выноса петрогенных компонентов, либо ухудшают при вторичном минералообразовании. В целом инфильтрация флюидов оказывает решающее значение на формирование вторичных коллекторов нефти и газа.

Исследователями было выявлено [1], что формируются положительные и отрицательные литогеохимические аномалии в результате реакций наложенного эпигенеза. Для надежного выделения аномалий необходимы количественные методы определения химического состава осадочных пород.

Ядерно-физический метод определения U и Al₂O₃ относится к одному из таких методов [4]. Распределение этих компонентов может быть использовано с целью оценки и картирования интенсивности проявления процессов наложенного эпигенеза, а также в качестве практического инструмента выделения благоприятных для скопления нефти и газа интервалов в разрезе скважин.

Нами совместно с геологами «Красгеонац» проводились исследования на восточном склоне террасы Большехетской впадины в Северо-Восточной части Западно-Сибирской плиты [2], базирующиеся на использовании флюидодинамической концепции нефтегазообразования и комплексном литолого-фациальном, минералого-петрографическом, битуминологическом и литогеохимическом изучении объектов с использованием ядерно-аналитических возможностей исследовательского реактора ТПУ. Был изучен ряд глубоких скважин в зоне сочленения плиты с Восточно-Сибирскими тектоническими структурами: Хикиглинская-1, Северо-Ванкорская-1, Ванкорская-11, Восточно-Лодочная-1, Западно-Лодочная-1, Яковлевская-2, Полярная-1, Ичиминская-1, Ячиндинская-1, Байкаловская-1, Северо-Туколандская, Туколандо-Вадинская-320. Строение геологического разреза этих скважин имеет много общих особенностей. В данной статье более подробно рассмотрены типичные литогеохимические особенности отложений и их эпигенетические преобразования на примере разреза скважины Хикиглинская 1.

Юрско-меловая толща, вскрытая скважиной Хикиглинская 1, представлена свитами: танамская K₂tn, салпадаяхинская K₂sl, наоновская K₂ns, дорожковская K₂dr, долганская K₂dl; яковлевская K₁jak, малохетская K₁mch, суходудинская K₁sd, нижнехетская K₁nch, яновстанская J₃-K₁ jan, сиговская J₃sg, точинская J₂₋₃tch и малышевская J₂ml.

Отложения представлены чередующимися между собой глинистыми и обломочными породами с разнообразными переходными разновидностями – от песчаников к алевролитам и аргиллитам, нередко содержащих прослой известняков и

углей. Во время процесса становления отложения разреза претерпели значительные преобразования: седиментационно-диагенетические, катагенетические – при накоплении осадков и эволюции их в процессе погружения осадочного бассейна, а также наложенные эпигенетические, сопровождающие процессы флюидомиграции и формирования нефтегазовых объектов в период инверсионного развития территории.

Критерием выделения в разрезах зон разуплотненных интервалов пород (пород-коллекторов) является выявление в разрезах зон пониженных или повышенных содержаний урана, соответствующих, в конечном счете, интервалам отрицательных или положительных аномалий. Значение отношения U/Al_2O_3 , позволяет выделять отрицательные аномалии, если они по величине ниже значения $U/Al_2O_3=0,18$, принятого для терригенных отложений Западносибирской плиты [3] и положительные, если они по величине выше 0,18.

Не только литогеохимические исследования имеют важнейшее значение при выделении зон перспективных пород-коллекторов и вероятных флюидоупоров, но и детальное минералого-петрографическое изучение пород, прежде всего, с позиции их эпигенетических преобразований и особенностей битуминозности, которые и позволяют сделать окончательные выводы о степени проявления процессов флюидомиграции, коллекторских свойствах пород и перспективах интервалов на нефтегазоносность.

В малышевской свите наблюдаются только отрицательные аномалии, а также развитие новообразованных минералов и преобразований пород, обусловленных процессами наложенного эпигенеза, наличие в породах эпигенетичных битумоидов, однозначно свидетельствуют о проявлении в отложениях свиты процессов флюидомиграции.

Для точинской свиты характерно незначительное проявление процессов флюидомиграции.

В отложениях сиговской свиты процессы эпигенетических преобразований выразились, в основном, в карбонатизации пород и порообразовании. В породах присутствуют эпигенетичные, часто легкие битумоиды. В верхней части свиты породы слабо уплотненные ($U/Al_2O_3 \sim 0,18$).

Наиболее обогащены ураном нефтематеринские породы яновстанской свиты: среднее содержание урана по скв. Хикиглинская 1 составляет $4,0 \times 10^{-4}$ %, а средние содержания $C_{орг}^u$ – 0,92 %. В отложениях свиты участки более уплотненных пород представлены нефтематеринскими породами с керогеном типа II. Ниже и выше упомянутого интервала породы относительно менее уплотнены и представлены прослоями алевро-аргиллитов толщиной до 4–6 м и алевритистых известняков толщиной 1–2 м. Обычно в прослоях нефтематеринских пород присутствуют сингенетичные битумоиды.

В нижнехетской свите также имеются пласты с разуплотненными-слаборазуплотненными коллекторами. Породы пористые и карбонатизированные, содержат эпигенетичные битумоиды смешанного состава. В верхней части свиты в интервале аргиллит-алевритовых пластов фиксируется положительная аномалия.

В отложениях разреза суходудинской свиты выделено по данным опробования ядра 5 отрицательных аномалий, соответствующих участкам относительно разуплотненных пород (пород-коллекторов) и две положительные аномалии, представленные более уплотненными породами. В породах интервалов отрицательных аномалий характерно формирование новообразованных минералов (гидрослюд, хлорита, каолинита, кварца, карбонатов, пирита), сопровождаемых образованием пор, повышенной трещиноватостью пород. В положительных аномалиях преобладают

сингенетичные битумоиды. Новообразованные карбонаты более характерны для нижней части разреза.

По результатам изучения шлама отложения малохетской свиты представляют собой сплошную зону разуплотненных песчаников. Детальное изучение керна свидетельствует о значительном проявлении здесь процессов флюидомиграции, выразившихся в формировании новообразованных минералов, повышенной пористости и трещиноватости пород, привносе эпигенетичных битумоидов.

Отложения яковлевской свиты представлены разуплотненными породами, близкими к отложениям малохетской свиты. По результатам изучения керна, отмечается более широкое, по сравнению с отложениями малохетской свиты, проявление в породах процессов вторичной карбонатизации. Битуминозность пород с учетом данных по шламу, снижается, что вероятно, свидетельствует об уменьшении в разрезе интенсивности процессов флюидомиграции и возможного уменьшения во флюидах продуктивных компонентов.

Отложения долганской свиты представлены разуплотненными породами: переслаиванием пластов песчаников, алевролитов, реже аргиллитов. В нижней части свиты породы относительно более разуплотнены. По результатам изучения керна и петрофизическим данным, породы исключительно разуплотнены. Содержание эпигенетичных битумоидов в них ~0,02 %.

Фиксируемая неоднородность распределения содержаний урана и глинозема по свитам пород объясняется, прежде всего, неоднородностью распределения в разрезах песчаных, алевролитовых и глинистых пород, а также разной степенью проявления процессов флюидомиграции, выразившихся, прежде всего, в дислокационно-метасоматических (эпигенетических) преобразованиях пород в результате процессов наложенного эпигенеза. Процессы флюидомиграции не только активизируют процессы нефтегазообразования, особенно в участках залегания нефтематеринских пород, но и изменяют петрофизические свойства пород, способствуя улучшению коллекторских свойств пород, либо их снижению.

Таким образом, в изученном разрезе преобладают разуплотненные породы, фиксируемые проявлениями отрицательных литогеохимических аномалий, которые соответствуют обычно пластам песчаников. Положительные аномалии имеют в разрезе подчиненное значение и располагаются в интервалах распространения глинистых и мелкообломочных пластов: аргиллитов, алевролитов, алевропесчаников и нефтематеринских пород яновстанской свиты. Процессы эпигенетических преобразований пород, связанные с процессами флюидомиграции углеводородных компонентов существенно изменили коллекторские свойства отложений малышевской, сиговской, нижнехетской, суходудинской, яковлевской и долганской свит. Однако процессы нефтегазообразования выразились, в основном, в битуминизации пород, проявившейся в разрезе также неравномерно. Судя по особенностям распределения битумоидов в разрезе, результатам уже проведенных испытаний, более интенсивно процессы флюидомиграции проявились в интервале отложений малышевской и сиговской свит. Однако и здесь в интервалах наиболее выраженных коллекторов, отмечены лишь слабые проявления газонефтегазоносности.

Представляется, что процессы флюидомиграции в изученном разрезе относительно более интенсивно проявились на нижних горизонтах в отложениях малышевской-сиговской свит, что возможно и предопределило наличие в этих интервалах проявлений газов и эмульгированной нефти в буровом растворе. По-видимому, флюидомиграционные потоки были слабо обогащены углеводородными компонентами, а их энергии оказалось недостаточно для активизации керогенов типа II

яновстанской свиты. Выше отложений яновстанской свиты процессы эпигенетических преобразований пород способствовали разуплотнению пород, формированию коллекторов, но были недостаточны для формирования залежей УВ: коллекторы с водой и пленкой нефти отмечены только в пластах нижнехетской свиты.

Литература

1. Лебедев Б.А. Геохимия эпигенетических процессов в осадочных бассейнах. – Л.: Недра, 1992. – 239 с.
2. Поляков А.А., Кринин В.А., Жемчугова Т.А. Влияние ложных флюидоупоров на нефтегазоносность нижнемеловых резервуаров Большехетской террасы // Научно-технический вестник ОАО «НК «РОСНЕФТЬ» – №4. – 2011. – С. 15–19.
3. Столбов Ю.М., Столбова Н.Ф. Исследования геохимии явлений наложенного эпигенеза с применением ядерно-физических методов анализа // Закономерности эволюции земной коры: Труды Международной конференции. – С-Пб., 1996. – С. 277.
4. Столбов Ю.М., Фомин Ю.А., Столбова Н.Ф. Возможность применения прикладной геохимии урана при исследовании процессов наложенного эпигенеза терригенных отложений Западной Сибири // Геохимическое моделирование и материнские породы нефтегазоносных бассейнов России и стран СНГ: Тр. II. Международной конференции С-Петербург. – С-Пб.: Изд-во ВНИГРИ, 2000. – С. 160–171.

ДВА МЕХАНИЗМА ОБРАЗОВАНИЯ ВЗАИМНО ОРТОГОНАЛЬНО ПОЛЯРИЗОВАННЫХ ПОПЕРЕЧНЫХ ВОЛН ПРИ НАБЛЮДЕНИЯХ МЕТОДОМ ВЕРТИКАЛЬНОГО СЕЙСМИЧЕСКОГО ПРОФИЛИРОВАНИЯ

И.А. Карпов

Научный руководитель доцент С.Б. Горшкалёв

*Новосибирский национальный исследовательский государственный университет,
г. Новосибирск, Россия*

В настоящей работе рассматриваются причины возникновения нескольких нисходящих поперечных волн с различной поляризацией. Одной из них является азимутальная анизотропия верхней части разреза, в результате которой происходит расщепление поперечной волны. Второй причиной может являться возникновение дифрагированных волн на ортогональных линейных неоднородностях. В работе приводятся результаты численного моделирования, подтверждающие правомерность такого предположения.

1. Введение

Изучение параметров анизотропии разреза крайне важно для геофизиков и геологов, имеющих дело с разведкой и разработкой месторождений нефти и газа.

Во-первых, эта информация позволяет корректное проведение обработки данных как наземной, так и скважинной сейсморазведки. Во-вторых, анизотропия несет в себе информацию о коллекторских свойствах горных пород. Так, в наши дни большой интерес для геологов представляют азимутально-анизотропные среды, то есть среды с направленной вертикальной трещиноватостью, которая образуется при наличии негидростатического напряженного состояния с выраженным горизонтальным сжатием. При этом проницаемость горной породы определяется направлением трещиноватости.

Наиболее эффективный метод изучения анизотропии – метод вертикального сейсмического профилирования (ВСП). Этот метод позволяет отслеживать изменение параметров волнового поля по мере его распространения в среде [1]. Основой изучения

анизотропии сейсмическими методами является расщепление поперечной волны на две взаимно ортогонально поляризованные квазипоперечные волны при прохождении по анизотропной толще [2].

В статье рассматриваются трехкомпонентные данные ВСП с одной из скважин Индии, предоставленные автору для изучения анизотропных свойств разреза.

2. Обработка данных

Обработке подверглись сейсмограммы ближнего пункта возбуждения, расположенного на удалении 72 м от устья скважины. Регистрация данных проводилась в интервале глубин 140–1260 м. Была проведена ориентация горизонтальных компонент записи таким образом, что компонента X лежит в вертикальной плоскости, связывающей источник сейсмических колебаний и приемник, Y – ортогонально ей. На рис. 1 изображена сейсмограмма ориентированных компонент X и Y после нормировки.

На записях наблюдаются нисходящие поперечные волны. Однако они в значительной степени зашумлены гидроволнами с последующими реверберационными импульсами, вызванными плохими условиями прижима сейсмического зонда. Вследствие того, что ориентация зонда и условия его прижима в каждой точке индивидуальны, форма реверберационного импульса является нестабильной, и подавление этой волны методами пространственно-временной фильтрации неэффективно.

Повышенная несущая частота гидроволны (~40 Гц) по сравнению с несущей частотой поперечной волны (~30 Гц) позволила использовать низкочастотный фильтр с полосой пропускания до 35 Гц для подавления волны-помехи. Естественным образом, полного подавления гидроволны не получилось. Однако на ее фоне выделились нисходящие поперечные волны на горизонтальных компонентах, что сделало возможным проведение поляризационного анализа.

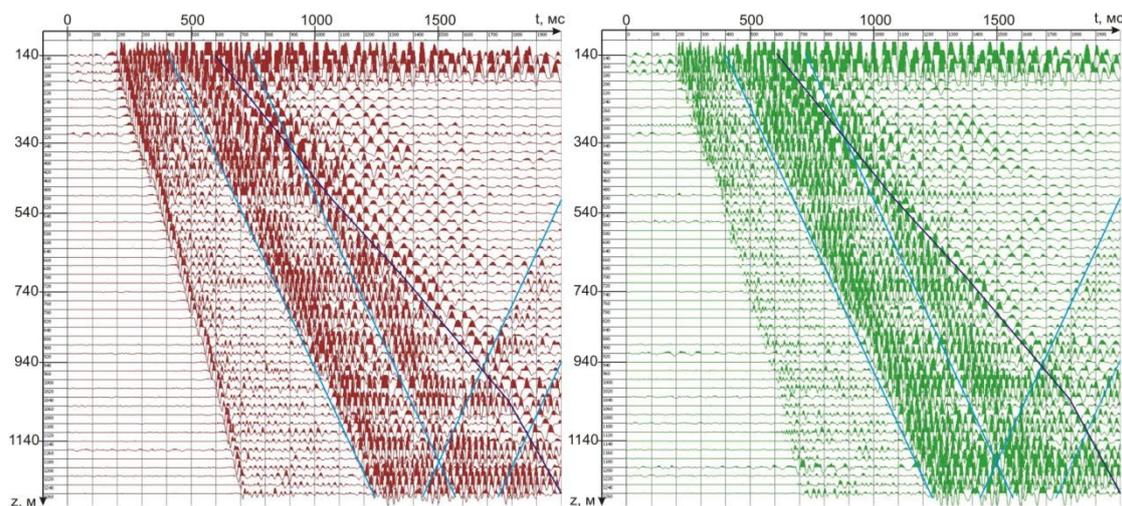


Рис. 1. Сейсмограммы X – (слева) и Y – (справа) компонент после ориентации и нормировки

Годографы: голубым – гидро-волна, фиолетовым – S-волна

Следует отметить, что на глубинах 140–220 м сильное влияние имеют интенсивные трубные волны, не позволяющие проведение поляризационного анализа в данном интервале. Поэтому дальнейшая обработка проводилась на глубинах 240–1260 м.

Для разделения поперечных волн был использован алгоритм, предложенный Горшкалевым С.Б. и Оболенцевой И.Р. в 1986 г. [3] Результат разделения представлен на рис. 2. Синий график в правой части рисунка иллюстрирует временную задержку между волнами S_1 и S_2 . В доступном для анализа интервале глубин задержка является практически постоянной (dt составляет ~ 80 мс), что свидетельствует об отсутствии анизотропных слоев в данном интервале. Временная задержка, сравнимая по величине с длительностью импульса, позволила провести разделение квазипоперечных волн другим методом – разворотом компонент записи по собственным векторам матрицы ковариации во временном окне «быстрой» квазипоперечной волны. Результат такого разделения практически не отличается от предыдущего, что свидетельствует о корректности проведенных операций.

Первое объяснение наличию двух ортогонально поляризованных поперечных волн с постоянной временной задержкой между ними ниже глубин верхнего сейсмоприемника – присутствие азимутально-изотропного слоя в верхней части разреза.

Из-за отсутствия корректных наблюдений выше глубины 240 м мы можем пользоваться лишь приближением однородной анизотропной верхней части разреза. При этом отношение V_{S1}/V_{S2} равно 1,15, что является вполне реальным отношением для анизотропных сред.

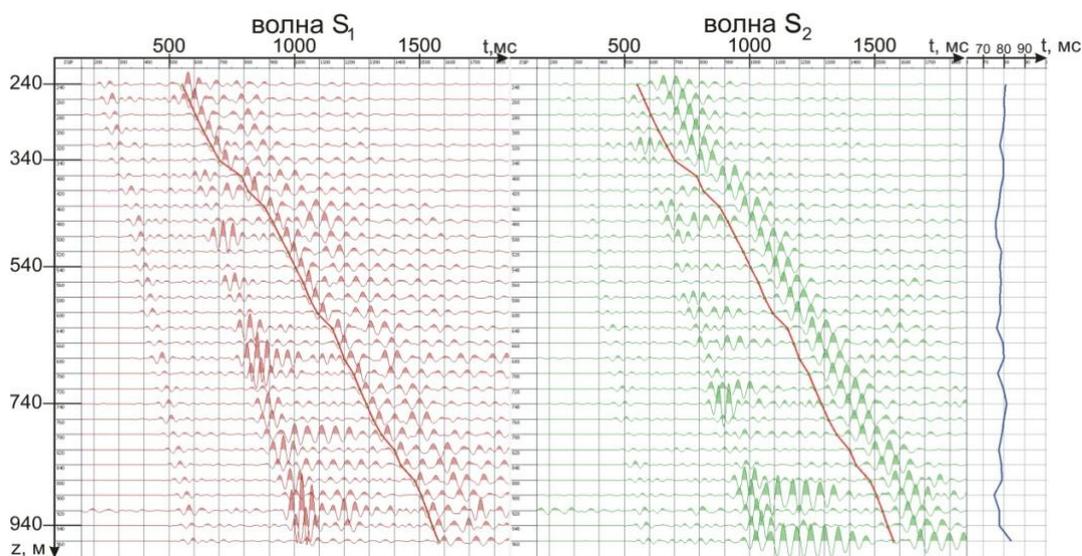


Рис. 2. Результаты поляризационного анализа с критерием разделения квазипоперечных волн по максимуму функции взаимной корреляции.
Красная линия – годограф волны S_1 . Синим – задержка между S_1 и S_2

На следующем этапе анализа были построены траектории движения частиц в горизонтальной плоскости во временном окне поперечных волн (иллюстрация для глубины 520 м на рис. 3). В окне 131 мс наблюдаются две поперечные волны с ортогональными поляризациями. Однако с увеличением временного окна проявляется третья поперечная волна с промежуточной к S_1 и S_2 поляризацией. В модели анизотропной среды третья ось синфазности квазипоперечных волн может образовываться в случае сильной анизотропии [4]. Но при этом должны наблюдаться петли годографов поперечных волн, чего в наших данных мы не видим. Таким образом, требуется альтернативное объяснение механизму образования поперечных волн.

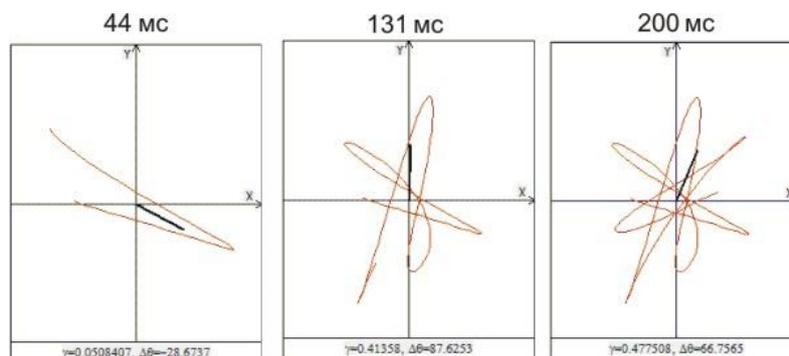


Рис. 3. Траектории движения частиц в горизонтальной плоскости на глубине 520 м во временном окне поперечных волн

Согласно результатам математического моделирования, проведенного в лаборатории численного моделирования геофизических полей ИНГГ СО РАН, при достижении волной Релея резкого уступа рельефа генерируется интенсивное поле дифрагированных объемных волн, в том числе и поперечных. В случае падения релеевской волны на горизонтальную неоднородность, вытянутую в перпендикулярном направлении по отношению к направлению распространения волны Релея, дифрагированная поперечная волна будет поляризована в вертикальной плоскости, перпендикулярной этой неоднородности, так как волна Релея поляризована в вертикальной плоскости. При наличии двух линейных неоднородностей, расположенных под углом 90° друг к другу, дифрагированные поперечные волны будут иметь взаимно ортогональную поляризацию. После изучения плана расположения скважины стало понятно, что в данном случае такой вариант возникновения поперечных волн наиболее вероятен. Скважина расположена близ перекрестка дорог, на которых, очевидно, и образовались ортогонально поляризованные S-волны. Временная задержка между ними вызвана различными удалениями источника от дорог. Образование третьей поперечной волны с промежуточным к S_1 и S_2 направлением поляризации можно объяснить дифракцией на точке сочленения дорог.

3. Моделирование волновых полей в однородной среде с поверхностной неоднородностью

Для подтверждения предположения о дифракции автором совместно с сотрудниками лаборатории численного моделирования геофизических полей ИНГГ СО РАН было проведено 3D-моделирование. Модель представляла собой однородное изотропное полупространство с параметрами, близкими параметрам верхней части разреза близ скважины, и неоднородность на дневной поверхности, имитирующую пересекающиеся дороги. Скорости и плотности объектов модели представлены в табл. 1. План расположения скважины, пункта возбуждения и поверхностных неоднородностей – на рис. 4. Размер неоднородностей, имеющих форму прямоугольных параллелепипедов, по вертикали составил 2 м. При моделировании задавалась система наблюдений ВСП: источник типа вертикальной силы расположен на дневной поверхности на удалении 72 м от скважины, точки приема располагались с шагом 10 м до глубины 400 м. Исходный сигнал – импульс Рикера с несущей частотой 35 Гц.

Параметры синтетической модели среды

	V_{D_2} , м/с	V_{S_2} , м/с	ρ , кг/м ³
Однородное полупространство	766	376	1376
Поверхностная неоднородность	5000	2900	3000

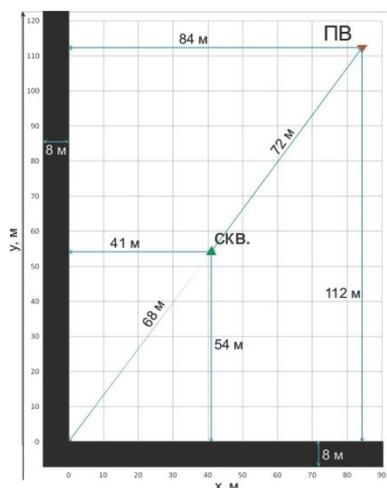


Рис. 4. Схема расположения ПВ, скважины и неоднородностей при трехмерном моделировании.

Черным цветом изображены поверхностные неоднородности

Модельные сейсмограммы X- и Y-компонент представлены на рис. 5. Следует отметить, что X- и Y- компоненты ориентированы вдоль соответствующих координатных осей, изображенных на рис. 4. На обеих сейсмограммах выражены прямые продольные и поперечные волны. В последующих вступлениях отчетливо прослеживаются поперечные волны, образовавшиеся в результате дифракции волны Релея на поверхностных неоднородностях. Интересно, что дифрагированные S-волны имеют заметно разные интенсивности на разных компонентах записи. Волна, обозначенная «S₁» (зеленый годограф на рис. 5), имеет наибольшую интенсивность на X-компоненте, а волна S₂ наиболее интенсивна на Y-компоненте записи (красный годограф на рис. 5).

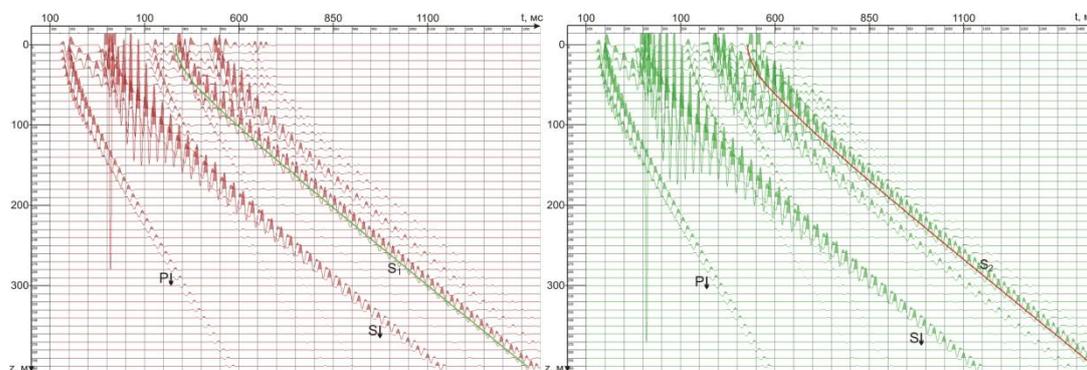


Рис. 5. Результат полноволнового 3D моделирования. X- и Y-компоненты поля

Волна S_1 , имеющая меньшие времена регистрации, очевидно, образовалась на неоднородности, расположенной ближе к ПВ параллельно оси y . Нелинейная поляризация волн S_1 и S_2 , выражающаяся в несовпадении времен экстремумов сигнала на различных компонентах, может объясняться тем фактом, что эти волны образовались в результате дифракции релеевской волны, имеющей эллиптическую поляризацию. Следует сказать, что в последующих вступлениях после волны S_2 на обоих компонентах записи наблюдается ось синфазности меньшей амплитуды.

Вероятно, так проявляет себя поперечная волна, образовавшаяся в результате дифракции волны Релея на сочленении дорог.

Эти результаты позволяют понять, что при дифракции релеевской волны на линейной неоднородности образуются S -волны с преимущественной поляризацией в ортогональном направлении. Таким образом, полноволновым трехмерным моделированием показано, что образование ортогонально поляризованных поперечных волн может происходить не только под действием анизотропии, но и при дифракции на ортогональных линейных неоднородностях. Заметим, что моделировалось распространение волн в однородном полупространстве. В реальности верхняя часть разреза, где в наших сейсмограммах ВСП данные отсутствуют, характеризуется градиентным увеличением скорости, поэтому прямой S -волны от источника типа вертикальной силы мы не наблюдаем.

4. Заключение

При наличии двух перпендикулярных линейных неоднородностей генерируются две поперечные волны с ортогональными поляризациями, которые могут быть ошибочно приняты за волны, образованные в среде с азимутальной анизотропией. Такая неоднозначность при обработке данных ВСП может возникнуть при отсутствии корректных наблюдений в верхней части скважины.

В данной работе в качестве линейных поверхностных неоднородностей при моделировании рассматривался перекресток дорог. Однако ситуация, подобная сложившейся, возникает и при наличии отсыпки скважины, представляющей собой возвышенность с крутыми стенками. Подобные отсыпки часто встречаются на скважинах в болотистой местности Западной Сибири. Чтобы избежать неоднозначностей в определении механизма образования поперечных волн, важно при работах ВСП проводить корректные наблюдения от дневной поверхности.

Литература

1. Гальперин Е.И. Вертикальное сейсмическое профилирование. – М.: Недра, 1982. – 344 с.
2. Дьелесан Э., Руайе Д. Упругие волны в твердых телах. Применение для обработки сигналов. – М.: Наука, 1982. – 424 с.
3. Оболенцева И.Р., Горшкалев С.Б. Алгоритм разделения квазипоперечных волн в анизотропных средах // Физика Земли. – 1986. – № 2. – С. 101–105.
4. Пузырев Н.Н., Тригубов А.В., Бродов Л.Ю. и др. Сейсмическая разведка методом поперечных и обменных волн. – М.: Недра, 1985. – 277 с.

ОПТИМИЗАЦИЯ РАЗМЕЩЕНИЯ ДОБЫВАЮЩИХ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН С УЧЕТОМ ДАННЫХ НАЗЕМНОЙ ГЕОХИМИЧЕСКОЙ СЪЕМКИ

В.П. Колесник

Научный руководитель заместитель директора НОЦ «Геология нефти и газа» М.Д. Заватский
Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Поиск рационального размещения добывающих и нагнетательных скважин относится к числу основных задач проектирования разработки месторождений нефти и газа. Решение этой проблемы должно быть направлено на обеспечение максимальных объемов добычи углеводородных ресурсов, что вызывает необходимость учитывать значительное число природных факторов (ФЕС пласта, его геометрических характеристик). Поэтому возможны ситуации, при поиске рационального размещения скважин, когда необходимо привлечение новых методов. В данной работе, размещение добывающих и нагнетательных скважин предлагается определять по данным наземной геохимической съемки.

В результате анализа и обобщения опыта разработки на многих нефтяных месторождениях было выявлено, что обеспечение более полного охвата пластов процессом заводнения не всегда возможно. По многим причинам отдельные пропластки, входящие в объекты разработки, не поглощают воду, следовательно, из них не вытесняется нефть; обводнение отдельных скважин происходит весьма неравномерно, что ведет к оставлению в пласте не охваченных заводнениемнефтенасыщенных зон. Для решения этой проблемы предлагается проводить наземную геохимическую съемку на площади месторождения.

Методика проведения съемки такова: на исследуемой площади отбираются пробы с определенным интервалом по прямоугольной сетке в зависимости от геологического строения залежи. Далее проводится хроматографический анализ, определяется содержание в пробах метана и его гомологов. Завершающая стадия заключается в математической обработке данных и построении карт геохимических полей [3].

В целом, задачей геохимических исследований является определение интенсивности и качественного состава газового потока из залежи до дневной поверхности, поэтому объектом исследования может являться любой сорбент, накапливающий вещество из этого миграционного потока. Таким образом, средой опробования может являться грунт, снег, воды артезианских источников, донные отложения водоемов (илы), искусственные сорбенты.

Из перечисленных сред опробования в условиях Западной Сибири особое значение имеют грунт и снег, так как только по ним можно провести площадные работы по заданной регулярной сети наблюдений с любой степенью детальности. Теоретическими и прикладными исследованиями установлено, что миграция компонентов пластовой нефти в условиях Западной Сибири происходит вертикально и наблюдается над всеми породами-покрышками [2].

Для объяснения модели миграции необходимо привлечение ряда соображений, которые прямо связаны с процессами нефтегазогенерации, нефтегазонакопления и геофлюидодинамики, то есть, скопления УВ следует рассматривать как равновесные термогидродинамические системы.

Внутри таких систем проходят процессы, приводящие к повышению пластового давления – термокрекинг высокомолекулярных углеводородов (приток УВ при разложении водонефтяной эмульсии, гидротермальные инъекции и так далее) что приводит к необходимости разгрузки пластового давления.

Вектор этой разгрузки будет определяться горным давлением, которое в основном определяется весом столба горных пород. Таким образом, главный вектор разгрузки пластовой системы будет направлен в сторону уменьшения горного давления – вертикально вверх. На практике подтверждено, что разгрузка флюидов происходит вертикально по зонам разуплотнения перекрывающих пород различного генезиса и достигает дневной поверхности [1]. При этом любые нарушения сплошности распространения продуктивных пластов (границы гидродинамически изолированных блоков; дизъюнктивные нарушения, в том числе малоразмерные и безамплитудные; границы литологических и стратиграфических замещений; выклинивание продуктивного комплекса и т.д.) закономерно приводят к появлению каналов субвертикальной микроструйной миграции флюида (рис.). В областях воздействия такого «окна проводимости», как правило, нефтегазонакопление затруднено на всех этажах разреза осадочного чехла.

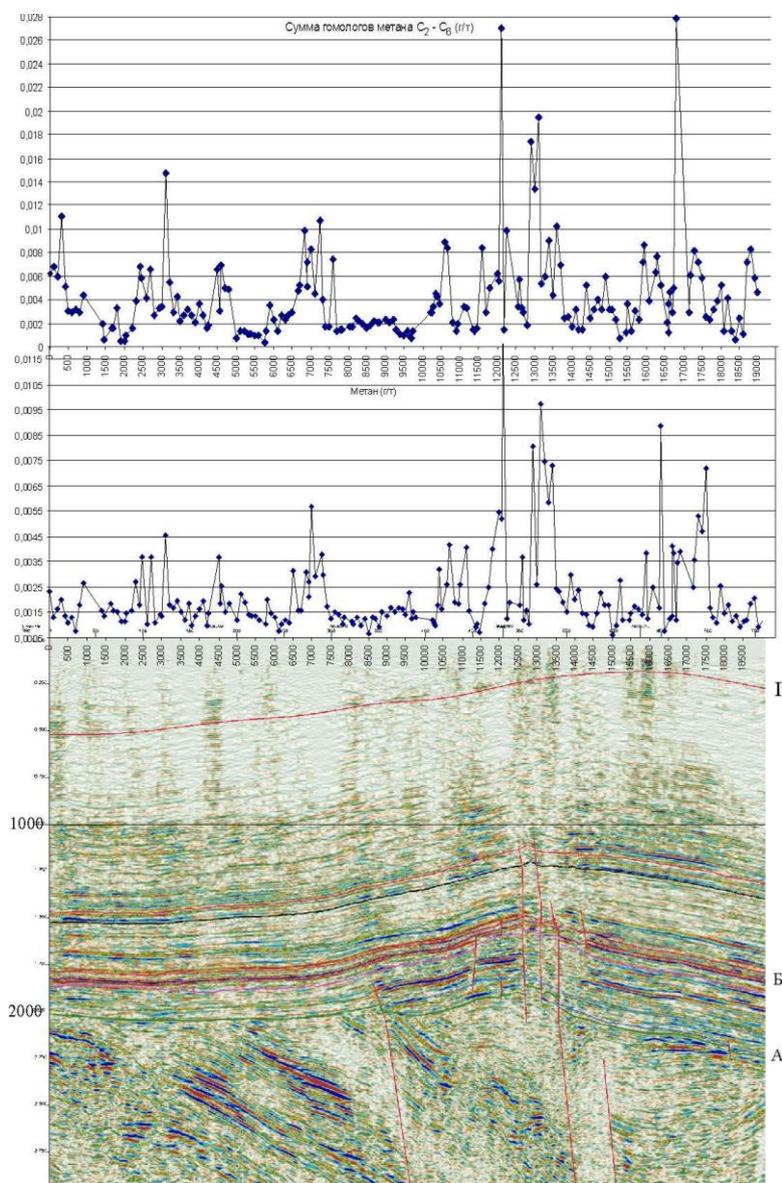


Рис. Отражение строения поднятия в наземном геохимическом поле

Итак, охват воздействием пласта, имеющего существенную изменчивость фильтрационных свойств по площади, также зависит от расположения нагнетательных скважин. Из-за разных фильтрационных свойств приемистость нагнетательных скважин различна. Причем на отдельных участках пласта в связи с весьма низкой проницаемостью коллекторов пласта или даже замещением их непроницаемыми породами обеспечить закачку воды вообще не удастся. А это приводит к тому, что часть внутренних участков залежи оказывается вне воздействия. В таких случаях предлагается проектировать нагнетательные скважины в «окнах проводимости», которые являются прямым каналом между залежью и поверхностью.

Это позволит увеличить зону воздействия на пласт, учитывая неоднородность пласта и увеличить приемистость нагнетательных скважин. Добывающие скважины предложено размещать внутри выделенных, по геохимической съемке, зон с минимальными показателями.

Предложенная процедура размещения добывающих и нагнетательных скважин позволяет учесть распределение запасов УВ по продуктивному пласту. Ее применение целесообразно, когда для поиска размещения скважин в дополнение к опыту и интуиции специалистов необходимо привлекать новые методики в силу сложного геологического строения залежи.

Литература

1. Барташевич О.В., Зорькин М.М., Зубайраев С.Л. Геохимические методы поисков нефтяных и газовых месторождений. – М.: Недра, 1980. – 300 с.
2. Бордовская М.В., Гаджи-Касумов А.С., Карцев А.А. Основы геохимии, геохимические методы поисков, разведки и контроля за разработкой месторождений нефти и газа: Учебник для студентов ВУЗов по специальности «Геология нефти и газа». – М.: Недра, 1989. – 245 с.
3. Разработка методики и технологии прямых геохимических поисков залежей нефти и газа (снежная съемка). / А.В. Рыльков, В.А. Гушин и др. // Отчет по договору 93–11. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1993. – 300 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ С ПОМОЩЬЮ ИНДИКАТОРНОГО МЕТОДА

Д.А. Конев

Научный руководитель заместитель директора НОЦ «Геология нефти и газа» М.Д. Заватский
Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

В последнее время при контроле над разработкой нефтяных залежей добывающие компании все чаще применяют индикаторный (трассерный) метод. Трассерный метод основан на введении в контрольную нагнетательную скважину заданного объема меченой жидкости, которая оттесняется к контрольным добывающим скважинам, вытесняющим агентом путем последующей (после закачки меченого вещества) непрерывной подачи воды в контрольную нагнетательную скважину. Одновременно из устья добывающих скважин начинают производить отбор проб. Отобранные пробы анализируются в лабораторных условиях для определения наличия трассера и его количественной оценки. По результатам анализа строятся кривые зависимости изменения концентрации трассера в пробах от времени, прошедшего с начала закачки трассера для каждой контрольной добывающей скважины [1].

Индикаторный метод предназначен для изучения геологического строения месторождения и фильтрационных потоков жидкости в пласте.

Трассерные исследования позволяют определить:

- гидродинамическую связь между нагнетательной и добывающими скважинами;
- межпластовые перетоки;
- скорость фильтрации меченой жидкости по пласту;
- распределение фильтрационных потоков в пласте;
- проницаемость зон пласта, по которым фильтруется меченая жидкость;
- объем пласта, через который фильтруется меченая жидкость;
- вклад нагнетаемой воды в обводненность продукции конкретной добывающей скважины;
- непроизводительную закачку нагнетаемой в пласт воды;
- влияние мероприятий по выравниванию профиля приёмистости нагнетательных скважин на изменение фильтрационных потоков в пласте;
- эффективность различных методов повышения нефтеотдачи пласта путём проведения исследований до и после воздействия.

Технология проведения индикаторных исследований происходит в следующей последовательности. Первым этапом проводится выбор нагнетательных скважин для закачки трассеров и первоначальный выбор добывающих скважин (в зоне возможного реагирования). Далее производят фоновый отбор проб жидкости. На третьем этапе определяют необходимое количество трассерных веществ для закачки в каждую конкретную нагнетательную скважину и осуществляют закачку меченой жидкости в пласт. На заключительном этапе производят отбор и анализ проб пластовой воды на содержание индикатора, а затем интерпретируют полученные данные.

При выборе индикаторов для проведения исследований учитываются специфика и условия работы.

Жидкость в пластах движется с небольшой скоростью по мельчайшим каналам, образованным системами пор или трещин, контактируя с огромной площадью поверхности породы. Горная порода имеет минералогический состав и часто содержит элементы, способствующие задержке индикатора. Насыщены они разнообразными флюидами, причём пластовые воды обычно высокоминерализованные. Давление и температура в глубоко залегающих нефтяных горизонтах – высокие. Все это предъявляет к индикаторам определённые специфические требования. Вещество, используемое для изучения движения жидкости в нефтяном пласте, должно обладать следующими признаками:

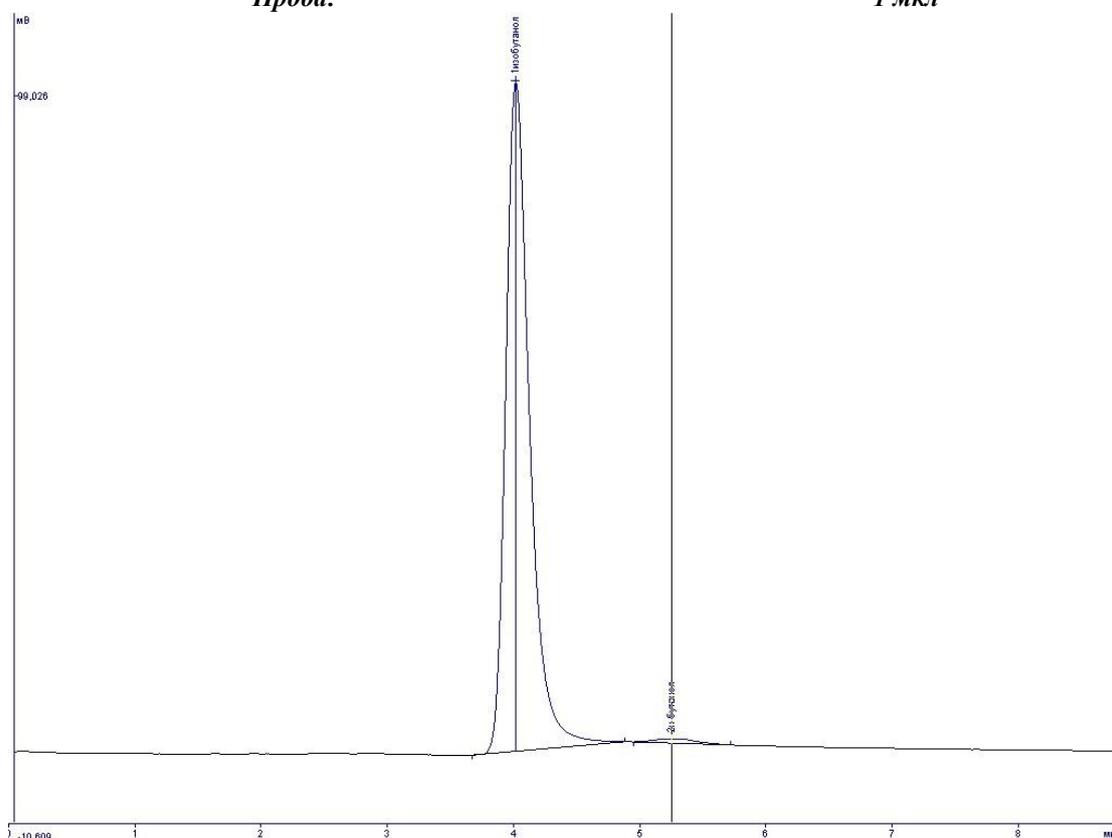
1. Химические соединения вещества должны хорошо растворяться в прослеживаемой жидкости и не растворяться в других флюидах, насыщающих пласт.
2. Сохранять свои физико-химические свойства в пластовых условиях. Радиоактивные индикаторы, кроме того, должны обладать приемлемой продолжительностью распада, обеспечивающей выполнение всего комплекса работ в требуемом объекте.
3. Не должны содержаться в пластовых жидкостях.
4. Не должны нарушать своим присутствием естественного потока. Строго следовать вместе с гидродинамическим носителем.
5. С высокой точностью и быстротой фиксироваться в широком диапазоне изменения концентрации, начиная с незначительной. Регистрация должна производиться непрерывно и автоматически непосредственно в стволе или на устье скважины.

6. Не представлять опасности для персонала, проводящего исследования. Также безопасной должна быть и жидкость, извлекаемая из пласта. Не заражать местности и водоёмов, в которые сбрасываются промышленные сточные воды.

7. Иметь стоимость, обеспечивающую экономическую эффективность индикаторных исследований.

На сегодняшний день нельзя назвать вещество, которое отвечает всем требованиям, предъявляемым к идеальному индикатору. Приходится использовать вещества, которые отвечают хотя бы основным перечисленным требованиям.

Анализ:	смесь-3
Наименование файла:	ms101538.zch
Дата/Время начала анализа:	10.03.2011 15:38
Устройство:	АЦП Z-Хром
Источник:	Канал
Длительность, мин:	00:08
Проба:	1 мкл



<i>Имя</i>	<i>Время</i>	<i>Высота</i>	<i>Площадь</i>	<i>Концентрация</i>
<i>Изобутанол</i>	<i>0:03:59</i>	<i>100.92</i>	<i>1334.85</i>	
<i>Н-бутанол</i>	<i>0:05:14</i>	<i>0.67</i>	<i>15.37</i>	

Рис. 1. Пример отчета по анализу изобутанола в воде с рисунком хроматограммы

В качестве трассеров при проведении исследования применяются водорастворимые химические реагенты:

1. Флуоресцентные трассеры: флуоресцеин натрия, динатриевая соль эозина, эритрозин, родамин Ж, С. Данный тип индикатора экологически и санитарно-

гигиенически безопасен; обладает многоцветностью, что позволяет проводить одновременный запуск 5–7 и более различных цветов в нагнетательные скважины; не сорбируются породой и оборудованием скважин; не искажают фильтрационного потока за счёт изменения его вязкости и плотности; легко и быстро определяются в полевых условиях на отечественной аппаратуре; на их концентрацию и определение не влияют физико-химические свойства гидродинамического носителя.

Однако флуоресцентные индикаторы «замазываются» полярной органикой, так же частично растворимой в воде, что затрудняет их количественное определение.

2. Ионные трассеры: роданистый аммоний, натрий, карбамид, мочеви́на, нитрат натрия, аммония; тиокарбамид, динатрийфосфат. Трассеры такого типа хорошо растворяются в пластовой и нагнетаемой воде (амины), не имеют аналогов в природе, биологически неактивны (экологически чисты), химически не взаимодействуют с нефтью, устойчивы в пластовых условиях, позволяют создать гамму индикаторов со сходными физико-химическими свойствами и единым методом регистрации; легко определяются количественно на спектрометре электронно-парамагнитного резонанса.

3. Органические трассеры: спирты (изопропанол, бутанол), изомеры фторбензойной кислоты, а также стабильные радикалы (2,2,6,6-тетраметил-4-оксипиперидин-1-оксил) и амины нитроксильных радикалов. Данные трассеры растворяются как в нефти, так и в воде. Проблема заключается в их количественном определении, которое нужно проводить достаточно дорогостоящими хроматографическими методами.

В Учебно-научной геохимической лаборатории ИГиН ТюмГНГУ разработана методика количественного определения высших спиртов (как в нефти, так и в воде) на хроматографе, а также имеется возможность определять свободные радикалы на ЭПР-спектрометре. Специалистами лаборатории поставлена методика по определению неселективного трассера (изобутанола) в различных средах.

В водном растворе изобутанол определяется прямым вводом пробы в колонку. Выше (рис. 1) приводится результирующий файл хроматограммы раствора 5 мкл изобутанола в 5 мл воды (1:1000 или 0,1 % раствор). Если учесть, что минимальная площадь пика, которая может быть количественно оценена, равняется примерно 5–7, то порогом определения можно приблизительно считать 0,0005 %. Это не предел. На данный момент методика совершенствуется.

Определение изобутанола в нефти проводится не прямым методом. Сырую нефть колоть в колонку нельзя, т.к. она выйдет из строя очень быстро (максимум – за день). Поэтому существуют два альтернативных способа:

- отгон фракции до 120 °С с последующим её анализом;
- экстракция изобутанола из нефти спецрастворителем, не смешивающимся с нефтью (вода не подходит, так как равновесие растворенного изобутанола в системе нефть–вода уже установилось).

Первый способ в промышленных масштабах требует затрачивать большое количество ресурсов и времени. Поэтому был проведён эксперимент по экстракции изобутанола из нефти несмешивающейся жидкостью. Ниже приведены хроматограммы: экстракт смеси нефти с изобутанолом (4 мкл изобутанола на 1 мл нефти, или 1:0,004) (рис. 2); экстракт контрольной пробы нефти – без искусственных примесей (рис. 3).

Дальнейшая работа по доведению данной методики до промышленной стадии заключается в количественной калибровке обоих видов анализа – по воде и по нефти.

Если с водой все более или менее ясно, то по нефти следует установить коэффициент экстракции, и степень повторяемости результата.

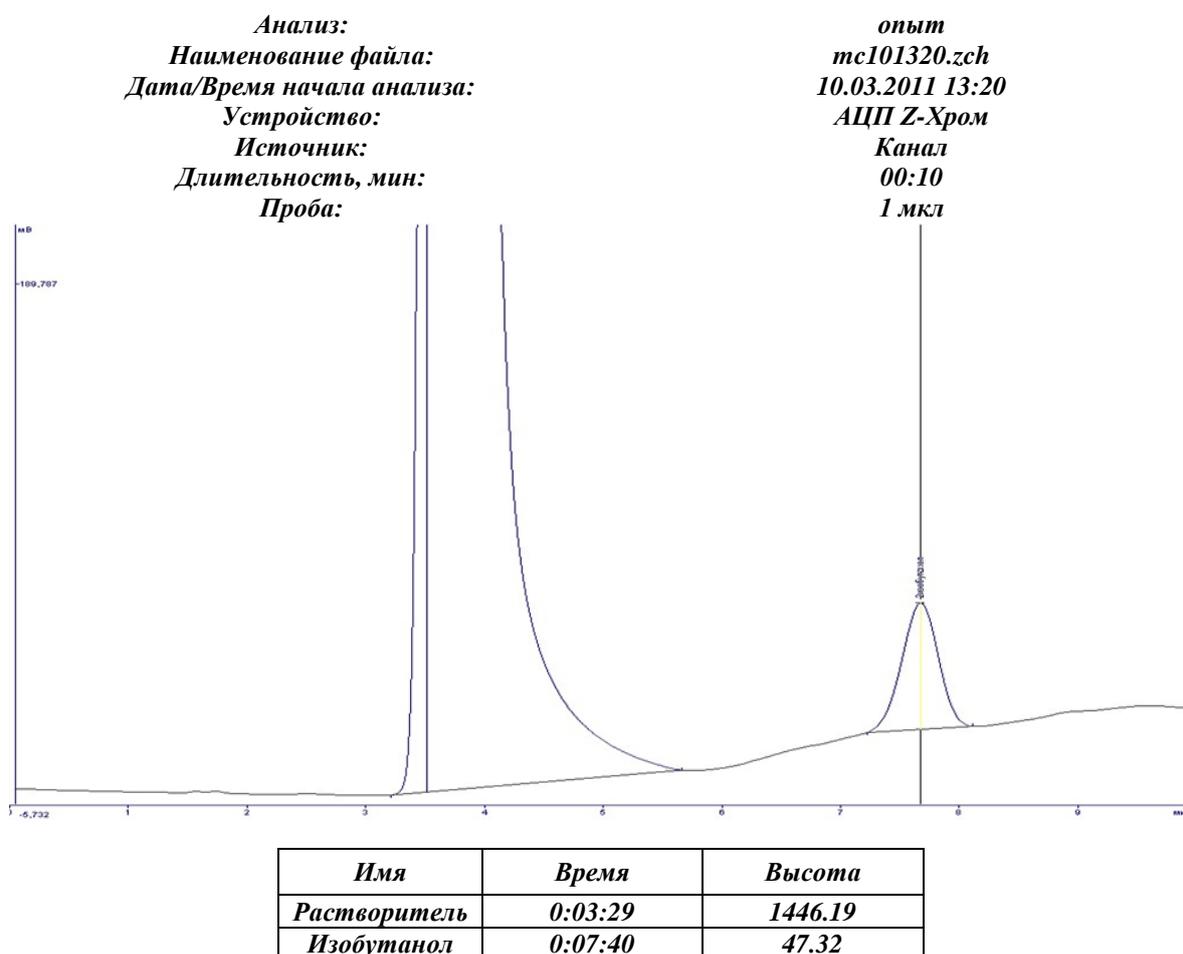


Рис. 2. Экстракт смеси нефти с изобутанолом (4 мкл изобутанола на 1 мл нефти или 1:0,004)

В обоих случаях использовался образец нефти:

Площадь:	Максимкинская
Скважина:	351
Пласт:	Ю ₁ ¹⁻⁶
Интервал:	2260–2264

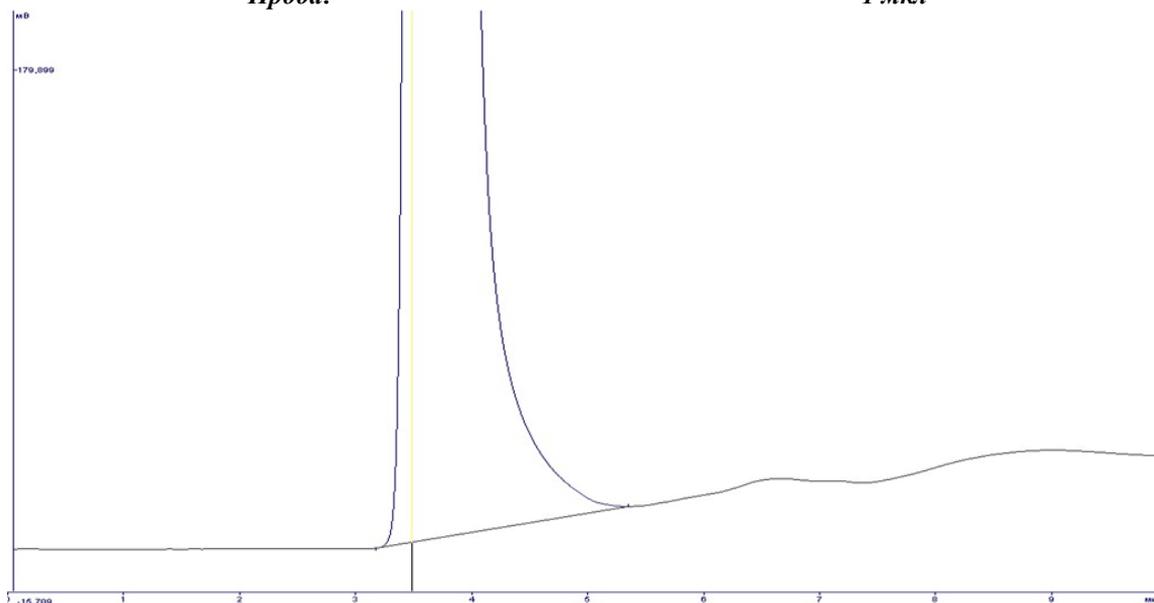
Возможные недостатки методики – по ходу массового анализа наблюдается деградация неподвижной фазы хроматографической колонки (предполагается, что это происходит из-за реакции с водой). Решается данная проблема длительным прогреванием. Это не фатально, но в случае производственных масштабов (30–80 и более анализов в сутки) это будет неприемлемо.

Поэтому специалисты лаборатории продолжают работу по постановке второй методики, которая не столь зависима от субстрата. Для её реализации требуется нитрит натрия и трихлоруксусная кислота. Для приготовления калибровочных смесей необходимо:

- метилацетат;

- этилацетат;
- ацетальдегид.

Анализ:	контроль
Наименование файла:	ms101305.zsh
Дата/Время начала анализа:	10.03.2011 13:05
Устройство:	АЦП Z-Хром
Источник:	Канал
Длительность, мин:	00:10
Проба:	1 мкл



<i>Имя</i>	<i>Время</i>	<i>Высота</i>	<i>Площадь</i>	<i>Концентрация</i>
<i>Растворитель</i>	<i>0:03:27</i>	<i>1446.19</i>	<i>49022.01</i>	<i>49022.01</i>

Рис. 3. Экстракт контрольной пробы нефти без искусственных примесей

Это компоненты, сходные с бутанолами при хроматографировании в этих условиях, поэтому желательно иметь уверенность в их отделении.

Минимальная необходимая масса закачиваемого индикатора составляет:

- флуоресцентные трассеры – от 20 до 30 кг сухого порошка на скважину;
- ионные индикаторы от 500 до 1000 кг сухого порошка на скважину;
- органические трассеры – до 200 кг на скважину.

Объем оторочки меченой жидкости составляет:

- флуоресцентные и ионные трассеры – от 6 до 12 м³ раствора;
- органические трассеры – до 6 м³ раствора.

Период отбора проб пластовой жидкости составляет 60–90 суток. Частота отбора проб происходит по следующей схеме:

- в течение первых 10–20 суток ежедневно;
- в последующие 22–60 суток 1 раз в двое суток;
- в последующие 63–90 суток 1 раз в трое суток.

Математическая интерпретация получаемых результатов позволяет рассчитать количество извлечённого на дневную поверхность трассера, скорость фильтрации жидкости по высокопроводимым каналам и продвижения фронта вытеснения нефти,

проницаемость зон охваченных дренированием, а также водозащищённый объем породы коллектора и производительность проницаемой системы.

Трассерный метод нашёл широкое применение во многих нефтедобывающих компаниях при исследовании нефтяных пластов. Интерпретация полученных с помощью этого метода данных позволяет сформировать наиболее полное представление о распределении фильтрационных потоков в пласте и его строении. На основании интерпретированных данных делается выбор метода повышения нефтеотдачи пласта.

Литература

1. Данилова Е.А., Чернокожев Д.А. Применение компьютерной технологии экспресс-анализа и интерпретации результатов трассерных исследований для определения качества выработки нефтяных пластов. [Электрон. ресурс]. Режим доступа: http://www.ogbus.ru/authors/Danilova/Danilova_1.pdf, свободный.

ИЗУЧЕНИЕ ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНОЙ МОДЕЛИ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ЗАЛЕЖИ НА ПРИМЕРЕ ПЕСЧАНЫХ ПЛАСТОВ ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ КРАСНОЛЕНИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Л.К. Кудряшова

Научные руководители профессор В.Б. Белозеров, доцент Т.А. Гайдукова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время, когда основные крупные залежи на месторождениях севера Западной Сибири находятся в завершающей стадии разработки, одним из важнейших источников прироста запасов углеводородов являются глубокозалегающие горизонты этих месторождений, а также еще не разрабатываемые месторождения Восточной Сибири. Залежи, приуроченные к ним, характеризуются сложным геологическим строением и неоднородностью фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов. Эффективность поисков, разведки и разработки подобных залежей определяются степенью достоверности геологических моделей.

Для создания более точных моделей сложнопостроенных залежей геологические объекты целесообразно рассматривать не как единое целое, а выделять в них составные части. Дискретизацию сложных объектов часто осуществляют методами классификационных построений. Одним из таких методов является фациальный анализ, согласно которому изучаемый геологический объект разбивается на участки различных отложений (фаций), в зависимости от их литологии, палеогеографических условий и обстановок осадконакопления. И дальнейшее изучение ряда свойств этого объекта выполняют не в целом, а для каждой фации в отдельности.

Вопросами детальных палеогеографических реконструкций, фациального анализа и изучения геологического строения продуктивных пластов занимались такие исследователи, как В.Н. Бородкин, В.С. Бочкарев, Ю.Н. Карогодин, В.И. Кислухин, А.Э. Конторович, Н.В. Мельников, В.С. Муромцев, А.Г. Мухер, Г.П. Мясникова, А.А. Нежданов, И.И. Нестеров, В.В. Огибенин, А.А. Трофимук, Г.Г. Шемин и др. В работах этих авторов заложены методологические основы фациального моделирования продуктивных пластов месторождений Западной и Восточной Сибири. Однако в их работах не отражены вопросы диагностики фаций по комплексу геофизических исследований скважин (ГИС), что и предопределяет актуальность темы.

Объектом исследования являются пласты ЮК₂₋₅ Красноленинского месторождения.

Несмотря на значительный период разработки, в настоящее время объект все ещё находится на начальной стадии. Полноценная система разработки не сформирована, добывающие и нагнетательные скважины хаотично разбросаны в пределах лицензионного участка. При этом необходимо отметить, что исторически именно пласты тюменской свиты Красноленинского месторождения рассматривались как наиболее продуктивные и планировались разрабатываться в качестве основного объекта. Сложности разработки связаны с неопределенностями в строении данных пластов.

Красноленинский свод расположен на юго-западе Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, отделяясь от сопредельных положительных структур того же порядка с востока – Елизаровским мегапрогибом, с запада – Мутомской котловиной. С юга, посредством Поттымской седловины, происходит его сочленение с Шаимским мегавалом, с востока – Ханты-Мансийской впадиной. Рассматриваемая в работе площадь расположена в северо-восточной части Красноленинского месторождения.

Нефтегазоносность площади связана с отложениями пород викуловской (пласты ВК₁₋₃), баженовской (пласт ЮК₀), абалакской (пласт ЮК₁), тюменской (пласты ЮК₂₋₉), шеркалинской (ЮК₁₀) свит, коры выветривания (ДЮК).

Покрышкой для продуктивных отложений тюменской свиты служат глинистые породы средней и нижней частей абалакской свиты. Породы-коллекторы тюменской свиты представлены песчано-алевритовыми отложениями с подчиненными по мощности прослоями глин. Песчаники мелкозернистые, алевритистые с преобладающей песчаной (0,12–0,30 мм) и алевритовой (0,05–0,10 мм) размерностью.

Низкие фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов тюменской свиты обусловлены рядом причин. Главной, вероятно, является высокая степень их уплотненности и преобразованности эпигенетическими процессами, проявившимися в широком развитии структур взаимного внедрения и приспособления зерен, а также в конформно-регенерационном типе контактов между зернами.

Широкое развитие аутигенных и эпигенетических карбонатных минералов, и в первую очередь сидерита, и их присутствие в поровом пространстве значительно ухудшает коллекторские свойства песчаников и особенно алевролитов. Тот же отрицательный эффект на фильтрационно-емкостные свойства оказывает присутствие в рассматриваемых породах-коллекторах высокого содержания мелкоалевритовой и глинистой фракций. Вероятно наличие пленок метаморфизованных битумоидов в поровом пространстве (часто вместе с эпигенетическим каолинитом) также может снижать их коллекторские свойства. Чистые свободные от глинистого материала поры встречаются очень редко.

Следует обратить внимание на тот факт, что среди песчаников иногда встречаются чрезвычайно сильно уплотненные разновидности, которые напоминают кварциты с мозаичной структурой. В этих породах открытые поры практически полностью отсутствуют, несмотря на почти чисто кварцевый состав.

Все залежи пластов тюменской свиты тектонически экранированы на северо-востоке, т.е. отделены зоной разломов от водоносных пластов Талинской площади.

При вскрытии всего разреза ЮК₂₋₅ отмечается преимущественная работа пластов ЮК₂, ЮК₃ (рис. 1). На их долю приходится до 80–90 % от общего объема притока. В меньшей степени в разработку вовлекается пласт ЮК₄. Его доля участия составляет 5–15 %. Пласт ЮК₅ работает в единичных скважинах. Распределение дано для скважин не стимулированных ГРП.

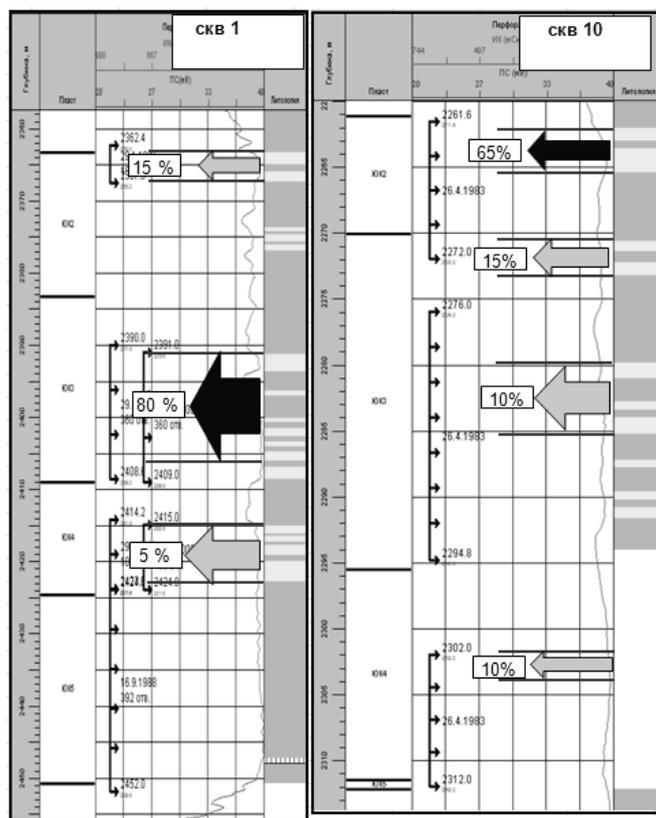


Рис. Профили притока в скважинах

Отложения юрского интервала имеют ярко выраженный конседиментационный характер осадконакопления. Палеоподнятиями являлись выступы фундамента, которые продолжали воздыматься в течение всего юрского периода и, возможно, мелового. Основное поднятие северо-западного – юго-восточного простирания осложнено рядом перпендикулярно к нему расположенных поднятий более низкого порядка. Все палеовыступы имеют вытянутую форму.

Что касается условий формирования продуктивных рассматриваемых пластов, то пласт ЮК₅ имеет континентальное происхождение. Основная доля коллектора соответствует русловому типу разреза. Максимальные эффективные толщины наблюдаются в зонах долин, хорошо определяемых по данным когерентности. Также значительные количества коллекторов могут быть найдены в присклоновых каналах, хотя по площади их распространение более ограничено. В зонах максимального поднятия доля коллекторов минимальна.

Исходя из анализа данных керна, пласт ЮК₄ развивался в условиях трансгрессии. В ряде глинистых прослоев развита биотурбация в верхнем глинистом прослое. Также в данном прослое по данным описания керна интенсивно развита сидеритизация, что говорит об условиях осадконакопления на границе морской и пресноводной сред. Песчаники в данной скважине представлены русловыми фациями, в них видно увеличение зернистости отложений вверх по разрезу и ярко выраженная косая слоистость. Интересной особенностью разреза является мощный слой алевролита с обильным включением глинистых окатышей, сложенных продуктами разрушения ранее сформировавшихся отложений.

Это характерно для эродированных зон, что позволяет говорить об относительно продолжительной эрозии в данное время. Зона осадконакопления на протяжении ЮК₄ периодически заливалась морем, а когда море отступало, преобладала русловая обстановка осадконакопления. В местах впадения рек в море могли начать формироваться комплексы осадков в форме эстуариев.

По керновым данным пласт ЮК₃ характеризуется крайней неоднородностью литологического состава, несущего в себе признаки прибрежно-морского осадконакопления. Пласт ЮК₂ имеет прибрежно-морское происхождение. По данным детального описания керна пласт ЮК₂ формировался в субаквальных условиях трансгрессивного побережья. Юрский интервал, включающий в себя пласты ЮК₂ и ЮК₃, представляет собой переход от преимущественно субаэрального осадконакопления к субаквальному. Если в пласте ЮК₃ еще наблюдается трансгрессивность отдельных слоев, то в пласте ЮК₂ прибрежно-морской характер формирования отложений выражен и устойчив. Из-за больших толщин, наиболее перспективен пласт ЮК₃, где можно обнаружить высокопродуктивный русловый коллектор, хотя отдельные прослои пласта ЮК₂, тоже обладают значительными эффективными толщинами. Песчаники там могли формироваться в условиях регрессивного бара или прибрежных конусов выноса. В случае конусов выноса следует искать песчаные тела пласта ЮК₂ в ассоциации с русловыми отложениями подстилающего комплекса.

Из всего вышесказанного следует, что по данным керна и данным каротажа пласты обладают сложным строением. Для оптимизации разработки этих пластов, следует провести дополнительные геологические исследования хотя бы зон бурения, включающие в себя построение фациальной модели. Полученная модель может использоваться для дальнейшей разведки изучаемых пластов-коллекторов на данной площади, а также может служить основой для гидродинамического моделирования.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ПРОДУКТИВНЫЕ ПЛАСТЫ МАМОНТОВСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Е.В. Кушнярева

Научный руководитель доцент Н.М. Недоливко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Мамонтовское месторождение является одним из крупнейших в Западной Сибири.

Месторождение было открыто 3 апреля 1965 года. Это второе после Самотлора месторождение по уровню максимальной добычи нефти – 35,2 млн. т (1986 г.). По этому показателю Мамонтовское месторождение превосходит Варьеганское в 1,9 раз, Талинское – в 2,6 раза, Суторминское – в 3,1 раза, Лянторское – 3,4 раза. За период эксплуатации из недр Мамонтовского месторождения извлечено нефти больше, чем из указанных выше 4 месторождений, вместе взятых.

Месторождение характеризуется многоэтапностью освоения и правильной стратегией разработки. Основная направленность – непрерывное совершенствование системы разработки, начиная от мало интенсивных систем, с целью максимального извлечения всех запасов и стабилизации добычи нефти. Это удалось обеспечить.

В административном отношении Мамонтовское месторождение расположено в Нефтеюганском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области в 40 км к юго-востоку от Нефтеюганска. Характеризуется оно большой площадью нефтеносности, сложным геологическим строением, многопластовым строением,

сосредоточением около половины запасов в водонефтяных зонах и низко проницаемых коллекторах.

Геологический разрез месторождения сложен мезозойскими и кайнозойскими терригенными отложениями осадочного чехла, залегающего на поверхности складчатого фундамента, вскрытого на Мамонтовском месторождении в интервале глубин 3262–3294 м и представленного андезитовыми и диабазовыми порфиритами и туфами.

Плотность запасов на единицу площади втрое меньше, чем, например, на Самотлоре, и в 1,5 раза меньше, чем на Усть-Балыкской площади (объект Б₁₋₅). На Мамонтовском месторождении выявлено пять залежей нефти в пластах АС₄, АС₅₋₆, БС₈, БС₁₀, БС₁₁ на глубинах 1920–2460 м. Отмечается значительная концентрация запасов (85 %) в одном из пластов.

Продуктивный *горизонт АС₄* (баррем) приурочен к кровле вартовской свиты, вскрыт скважинами по всей площади Мамонтовского месторождения в интервале глубин от 1885 м (скв. 9011) до 1980 м (скв. 6959), средняя глубина вскрытия составляет 1935 м. От нижележащего горизонта АС₅₋₆ горизонт АС₄ отделен непроницаемыми породами, толщина которых в северном направлении уменьшается за счет опесчанивания подошвы пласта. Общая толщина горизонта по площади месторождения в среднем составляет 21,2 м, что обусловлено накоплением осадочного материала в прибрежной (мелководной) шельфовой части морского бассейна. В целом, для продуктивного горизонта АС₄ характерно частое замещение песчаников непроницаемыми породами, которые выявляют литологическую неоднородность и прерывистость отложений, резкое изменение эффективных толщин на небольшом расстоянии, что свидетельствует о линзовидном характере залегания песчаных и глинистых пород. Уровень водонефтяного контакта (ВНК) в пределах месторождения колеблется в диапазоне 1900–1902 м. Колебания уровня ВНК обуславливаются резким замещением песчаных пропластков глинистыми и погрешностью замера кривизны. В пределах горизонта АС₄ изменение коллекторских свойств по залежам соответствует характеру распространения нефтенасыщенных толщин: максимальные значения приходятся на зоны с увеличенными толщинами. С уменьшением же нефтенасыщенных толщин происходит снижение значений коллекторских свойств горизонта. Нефтенасыщенная толщина составляет 8,2 м. Песчаность коллекторов составляет 46,9 %. Максимальное число прослоев нефтенасыщенной части пласта в среднем по залежи составляет 3 прослоя.

Основные геолого-физические параметры пласта приведены в таблице. Минимальные значения пористости и проницаемости по нефтенасыщенной части в среднем составляют 21,3 % и 0,095 мкм².

Залежь *пласта АС₅₋₆* (баррем) приурочена к верхней пачке верхней подсвиты вартовской свиты, пласт отделён от верхнего пласта АС₄ глинистой толщей до 20 м. В северном направлении перемычка опесчанивается до полного слияния пластов. Пласт сложен песчаниками с прослоями алевролитов и глин, количество которых увеличивается к средней части пласта. Покрышкой залежи в крыльевой части служат глинистые породы верхов вартовской свиты мощностью до 20 м и верхов вартовской и алымской свит в своде мощностью до 120 м. Залежь занимает 15 % площади месторождения. Зона максимальных нефтенасыщенных толщин (более 20 м) расположена в центральной сводовой части месторождения. Среднее значение нефтенасыщенной толщины песчаников составляет 17,2 м. Песчаность нефтенасыщенной части составляет 51,53 %, что ниже песчаности проницаемой части залежи, насыщенной нефтью и водой (59,2 %), т.к. нефтенасыщенная часть

залежи более глинизированная, чем водонасыщенная. Коллекторские свойства песчаников высокие. Зонам с повышенными значениями пористости по залежи (23,4 %) соответствуют зоны с повышенными значениями проницаемости (0,245 мкм²), приуроченные к областям значительных нефтенасыщенных толщин (от 10 м и выше). Зоны с нефтенасыщенностью более 60 % располагаются в центральной сводовой залежи. Дебит нефти через штуцер диаметром 8 мм составляет 11 м³/сут. Водонефтяной контакт определен на абсолютной отметке -1904 м. Высота залежи составляет около 30 м.

Таблица

Основные геолого-физические параметры пластов

Показатели	Средние значения по пластам			
	А ₄	А ₅₋₆	Б ₁₀	Б ₁₁
Общая толщина	21,757	49,682	21,569	9,2
Нефтенасыщенная толщина	8,172	17,228	10,813	1,3
Эффективная толщина	8,18	29,441	10,906	1,3
Непроницаемый раздел	13578	20,24	10,662	7,9
Коэффициент песчаности	0,371	0,592	0,513	0,139
Проницаемость (эфф. т.)	95,092	292,105	628,37	10,9
Расчлененность	3,085	8,158	9	1
Пористость (эфф. т.)	21,31	23,76	23,116	18,025
Пористость (неф. т.)	21,311	23,392	2,969	18,025
Проницаемость (неф. т.)	95,107	245,031	23,185	10,9
Пористость (вод. т.)	19,8	24,305	633,61	
Проницаемость (вод. т.)	6,3	365,247	5	
Коэфф. песчаности (неф. т.)	0,469	0,515	20,8	0,31
Коэфф. расчлененности (неф. т.)	3,085	5,914	55,5	1
Начальная нефтенасыщенность, %	50	54	0,824	51
Вязкость пластовой нефти мПа·с	4,14	5,48	2,938	3,01
Глубина, м	1900	1920	2450	2450
Пластовая температура, °С	63	64	76	77
Проектный уровень КИН	0,34	0,27	0,5	0,38

Залежь **пласта БС₈** (валанжин) приурочена к низам вартовской свиты и залегает на глубине 2275 м. Она занимает около 10 % площади месторождения.

Соотношение нефтеносной и водоносной эффективных толщин неблагоприятное – 1:2,8. Пласт отличается высокой песчаностью – 70 %, толщина 1-го проницаемого прослоя 3,9 м, нефтенасыщенность – 0,6. В связи с незначительными толщинами разделов от воды и повышенной вязкостью 10,4 мПа·с. дебиты нефти через штуцер диаметром 8 мм составляют 15 м³/сут. Пластовое давление составляет 23 МПа, температура – 77–79 °С, газовый фактор – 59 м³/т, давление насыщения газа в нефти 8,5 МПа. Водонефтяной контакт определен на абсолютной отметке –2256 м. Высота залежи около 17 м. Залежь пластовая, водоплавающая, среднедебитная, с коллекторами порового типа.

Основным объектом разработки на Мамонтовском месторождении является **пласт БС₁₀** (валанжин) приуроченный к мегионской свите. Он эксплуатируется совместно с нижезалегающим пластом БС₁₁ и отделяется от него аргиллитовой перемычкой толщиной 1–4 м. Пласт литологически изменчив. Коллекторы залегают в виде линз и невыдержанных прослоев толщиной до 2 м. Залежь литологически экранированная с раскрытием в юго-западном направлении. Размеры 12×21,5 км. ВНК

проведен на отметке –2397,0 – –2398,0 м. Средняя нефтенасыщенная толщина составляет 2,7 м; средняя песчанистость – 36,9 %, расчлененность – 1,28; среднее значение пористости – 21,2 %, проницаемости – 0,245 мкм²; средняя начальная нефтенасыщенность – 67,4 %.

Пласт БС₁₁ является основным объектом горизонта и представлен основной залежью и несколькими локальными поднятиями. Основная залежь развита по всей площади месторождения. Тип пластовый – сводовый. Размеры залежи составляют 48,5×33,0 км. Средняя отметка ВНК –2400 м. Структура осложнена несколькими отдельными небольшими поднятиями. По разрезу в кровельной части пласта преимущественно залегают мощные песчаные пропластки, в нижней части – в основном линзовидные прослойки песчаников. По простиранию на северо-западном и на более пологом западном склонах структуры пласт представлен монолитным песчаным телом толщиной до 15 м. В южном и юго-западном направлении пласт представлен, в основном, монолитным песчаником толщиной 6–14 м. На восточном склоне пласт БС₁₀ представляет собой массивное тело. К своду основной Мамонтовской структуры толщина продуктивного разреза сокращается и составляет 1,2–8,0 м. Средняя нефтенасыщенная толщина – 12,4 м. Средняя пористость – 21,3 %, проницаемость – 0,2 мкм². Средняя начальная нефтенасыщенность – 70,0 %. Средняя расчлененность составляет 4,2 м, песчанистость – 52,1 %.

Таким образом, продуктивные пласты Мамонтовского месторождения представлены широким спектром характеристик (табл.), требующих применения гибких и эффективных систем разработки для эффективного извлечения запасов.

Из приведенных данных о строении месторождения можно сделать следующие выводы:

- Основные запасы нефти приурочены к выдержанным монолитным и среднепрерывистым пластам.
- Значительная часть запасов сосредоточена в линзовидных, низкопроницаемых, слабонефтенасыщенных пластах и водонефтяных зонах, извлечение нефти из которых сопряжено с большими трудностями и требует применения эффективных технологий повышения нефтеотдачи.

ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ОБРАЩЕНИЯ С ОТХОДАМИ ПРОИЗВОДСТВА ПРИ ОСВОЕНИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А.С. Мишунина

Научный руководитель ассистент А.В. Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В связи с ужесточением экологических норм и правил, применяемых на производстве, с каждым годом предприятиями всё больше внимания приходится уделять политике экологической безопасности как на местах при разработке и функционировании объекта, так и при завершении всех производственных процессов.

К основным потенциальным загрязнителям при строительстве скважин относятся: отработанные буровые растворы, древесина, буровые сточные воды, шлам и продукты испытания скважин.

Для углубленной экологической и экономической оценки следует учитывать основные возможные источники и виды негативного воздействия на окружающую природную среду на различных этапах строительства скважин (табл.).

Таблица

Этапы работы скважин

Вид работ	Подготовительные работы при строительстве скважин	Углубление (бурение) скважин	Испытание скважин	Ликвидация и консервация скважин
Источник воздействия	Автотранспорт, строительная техника. Выхлопные газы автотранспортной, строительной и дорожной техники, привозной грунт (песок), материалы для строительных работ и для приготовления буровых и тампонажных растворов.	Блок приготовления буровых растворов, устье скважины, циркуляционная система, система сбора отходов бурения, амбары, емкости ГСМ, топливо и смазочные материалы, отходы бурения (шлам, сточные воды, буровые растворы), хозяйственно-бытовые сточные воды, твердые бытовые отходы. Жизнедеятельность буровой бригады.	Нефть, газ, конденсат, получаемый при испытании скважин, минерализованные пластовые воды, продукты аварийных выбросов скважин (пластовые флюиды, тампонажные смеси).	Негерметичность колонн, обсадных труб, фонтанной арматуры, задвижки высокого давления; закупорка пласта при вторичном вскрытии, прорыв пластовой воды и газа и газовой «шапки»; нефть, газ, конденсат, минерализованная вода.
Вид воздействия	Физическое нарушение почвенно-растительного покрова, природных ландшафтов зоны аэрации, нарушение температурного режима ММП, деградация верхних горизонтов ММП. Нарушение биоты в районе строительства скважин и изменение условий жизни вплоть до исчезновения отдельных видов животных и растений, миграции крупных животных			
Объект воздействия	Почвенно-растительный покров на территории, отведенной под строительство скважин. Растительный и животный мир, атмосферный воздух, почвы, грунты, поверхностные и подземные воды, ландшафт.	Биота: растительный и животный мир, почвы, грунты, поверхностные и подземные воды, атмосферный воздух, работники буровых бригад, население близлежащих населенных пунктов.	Растительный и животный мир, почвы, поверхностные и подземные воды, атмосферный воздух, среда обитания животных и человека.	

Рассмотрим способы обращения с буровыми шламами. Обращение с буровыми шламами предусматривает три варианта: захоронение в шламовом амбаре на кустовых площадках; сжигание бурового шлама на установке термического обезвреживания; накопление и переработка отхода в шламонакопителе буровых шламов.

I вариант. Захоронение в шламовом амбаре на кустовых площадках.

Для сбора и размещения бурового шлама предусматривается строительство шламовых амбаров на территории кустовых оснований. Дно шламового амбара должно быть запроектировано выше уровня грунтовых, болотных вод на 0,3 м. Также должны быть предусмотрены работы по восстановлению земель, засыпка шламовых амбаров грунтом до уровня поверхности площадки с последующей рекультивацией. Стоимость работ составит около 50 млн. руб.

Достоинства данного метода: возможность захоронения отходов на месте их образования.

Недостатки: дополнительный отвод земель на кустовом основании, платежи за захоронение отходов, мониторинг состояния подземных вод и т.д.

II вариант. Сжигание бурового шлама на установке термического обезвреживания.

Для этой цели предлагается модуль центрифугирования бурового шлама МЦБР – он предназначен для обезвреживания буровых нефтешламов при применении буровых растворов на масляной основе за счет использования центробежной силы (рис.). Затраты на применение данного варианта обращения с буровым шламом составят порядка 19 млн. руб.

Достоинства: возможность сжигания на месте образования, использование установки без разработки проектной документации, возможность использования вторичного продукта.

Недостатки: выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, платежи за выбросы.

III вариант. Накопление и переработка шламов на шламонакопителе буровых шламов.

Строительство шламонакопителя буровых шламов для централизованного сбора, накопления и обезвреживания бурового шлама. Образующиеся отходы бурения после системы очистки на месте их образования вывозятся с помощью самосвалов с кустов на специально оборудованный шламонакопитель. Стоимость работ по строительству шламонакопителя буровых шламов 90 млн. руб.

Достоинства: отсутствие платежей за негативное воздействие, переработка отходов с последующим использованием полученного продукта.

Недостатки: дополнительный отвод земель, порядком 17 га, разработка проекта на строительство шламонакопителя с последующим его согласованием, мониторинг подземных вод, почв и радиологических показателей.

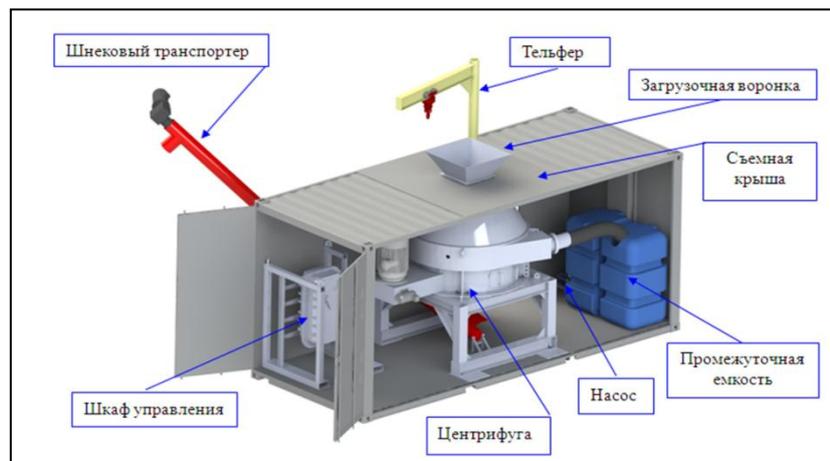


Рис. Общий вид и компоненты установки модуля центрифугирования бурового шлама МЦБР

Вследствие проведенного теоретического обоснования и сметно-финансового расчета среди представленных методов переработки отходов бурения, самым эффективным и экономичным является II метод – сжигание бурового шлама на установке термического обезвреживания.

Литература

1. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше РД 39-133-94 (Утверждена Геолкомом РФ 28.12.1993 г.). – М., 1994. – 17 с.
2. ГОСТ 17.4.3.02-85. Охрана природы. Почвы. Требования к охране плодородного слоя почвы при производстве работ. – 22 с.

**ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ПРОЯВЛЕНИЯ ВТОРИЧНЫХ ПРЕОБРАЗОВАНИЙ
ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЧУЗИКСКО-ЧИЖАПСКОЙ ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ**

А.С. Нестерова, Е.Ю. Сидоров

Научный руководитель доцент А.Е. Ковешников

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Палеозойские отложения повсеместно развиты на территории Западно-Сибирской геосинеклизы и изучены нами на примере Чузикско-Чижапской зоны нефтегазонакопления (центральная часть Нюрольского осадочного бассейна) [1, 2]. Здесь последовательно сформировались следующие образования в ранге свит и толщ (табл.): павловская, ларинская, межовская, армичевская, солоновская, надеждинская, герасимовская, лугинецкая, табаганская, соответствующие карбонатному или рифогенно-аккумулятивному типу осадконакопления, параллельно с которыми накапливались образования бассейнового комплекса, начиная с майзасской, одновозрастной с межовской свитой карбонатного комплекса и перекрывающие ее отложения лесной, мирной, чузикской, чагинской и кехорегской свитой. Вышележащие отложения лишены признаков дифференциации дна бассейна осадконакопления. Они представлены отложениями средневазюганской и елизаровской свит. Породы-коллекторы по палеозойским отложениям и сформированные в них месторождения нефти и газа характеризуются карбонатным или кремнисто-карбонатным и кремнисто-глинистым составом вмещающих пород.

С целью установления степени вторичного преобразования пород, нами были проанализированы мощности вскрытых бурением палеозойских отложений (табл.).

Таблица

*Мощность палеозойских отложений, м отложений рифогенного (Р)
и бассейнового (Б) осадочных комплексов*

Свиты (толщи)		Мощность, м		
		комплексы		Суммарно
Р	Б	Р	Б	
Горизонт НГГЗК: коры выветривания, Калиновая свита, бокситы (Р-Т)				
Елизаровская (C ₂ b ¹)		~ 120		320
Средневазюганская (C ₁ s ³ -C ₂ b ₁)		~ 200		
Табаганская (C ₁ t-s ₁)	Кехорегская (C ₁ t-s ¹⁻²)	~ 464	~ 430	430-460
Лугинецкая (D ₃)	Верхняя подсвита Чагинской (D ₃ f ³ -fm)		~ 180	480-650
	Нижняя подсвита Чагинской (D ₃ f ¹⁻²)	~ 650	~ 300	
Верхняя подсвита Герасимовской (D ₂ žv ²)	Верхняя подсвита Чузикской (D ₂ žv ²)	615	~ 70	470-1135
Нижняя, средняя подсвиты Герасимовской (D ₂ ef-žv ¹)	Нижняя подсвита Чузикской (D ₂ ef-žv ¹)	~ 520	~ 400	
Надеждинская (D ₁ e ³) и Солоновская (D ₁ e ⁴)	Мирная толща (D ₁ e)	~ 220 ~ 200	~ 400	400-420
Армичевская (D ₁ p)	Лесная (D ₁ l-p)	~ 630	~ 480	480-1030
Кыштовская (D ₁ l)		~ 400		
Межовская (S ₂)	Майзасская (S ₁₋₂ p)	~ 360	~ 410	360-410
Ларинская (S ₁)		> 360		360
Павловская толща (O ₂ k-O ₃ aš)		~ 65		315
Жигаловская толща (e ₂ -e ₃)		> 250		

По пробуренным скважинам их суммарная мощность составляет от 3600 до 5000 м. Палеозойские образования с конца карбона до начала юры в результате проявления герцинского тектогенеза были смяты в складки, частично разрушены при выведении на доюрскую поверхность. При накоплении всех отложений палеозойского разреза наиболее погруженные из них испытывали воздействие процесса прогрессивного эпигенеза или катагенеза. Они же, при воздымании региона и размыве верхних участков палеозойского разреза, претерпели воздействие процесса регрессивного эпигенеза.

По исследованиям Япаскурта [3] все осадочные породы, при перекрытии их вышележащими отложениями проходят погружение и преобразованы процессом, именуемым «прогрессивный литогенез» или катагенез, за которым, при продолжении погружения, следует метагенез или метаморфизм. Если породы прекратили погружение, и начинают воздыматься, процесс сменяется на регрессивный эпигенез, а для метаморфизма это – стадия регрессивного метаморфизма или диафореза. По О.В. Япаскурту [3], «Регрессивно-эпигенетические новообразования бывают присущи таким участкам стратисферы, которые испытывали погружение попеременно с инверсионным воздыманием (например, в пределах Западно-Сибирской эпипалеозойской плиты) либо с латеральными тектоническими смещениями своих отдельных блоков».

Таким образом, все изменения палеозойских пород, как при их погружении, так и при воздымании являются последовательными стадийно-эпигенетическими преобразованиями, которые нами и будут рассмотрены в настоящей работе.

Чем более глубокий уровень возрастной палеозойского разреза мы будем рассматривать, тем большую степень катагенетических изменений вправе ожидать увидеть. Процессы формирования месторождений нефти и газа в палеозойских отложениях изученной территории представляется в следующем виде. После накопления отложений палеозойского моря, первоначальное залегание которых, вероятно, имело близкое к горизонтальному положение, и прекращения существования палеозойского моря в конце карбона, последовал длительный период континентального стояния региона, во время которого, вследствие сближения таких крупных тектонических блоков, как Русская платформа и Восточная Сибирь, ранее близкого горизонтально залегающие палеозойские отложения были смяты в складки северо-западного и северо-восточного простирания; породы были разбиты на блоки, часть из которых испытала воздымание, а часть – опускание.

Приподнятые в рельефе блоки претерпели интенсивное выветривание зоны проявления процессов гипергенеза. Карбонатные породы при этом растворялись, и слагающий их материал выносился в окружающие сушу моря в виде растворов, а породы кремнисто-глинистого и карбонатно-кремнистого состава были механически разрушены, и при этом сформировался плащеобразно залегающий горизонт (НГГЗК), именуемый нефтегазоносным горизонтом зоны контакта палеозойских и мезозойских образований, и сформировалась кора выветривания. На выходах магматических пород основного состава сформировались бокситы. В период континентального стояния вся территория Западно-Сибирской геосинеклизы представляла собой всхолмленную равнину в условиях полупустынного климата.

Палеозойские отложения последовательно прошли: диагенез, прогрессивный катагенез, при воздымании – регрессивный катагенез, потом – гипергенез. При начале формирования юрско-палеогенового моря и накопления все возрастающих толщ мезозойского и кайнозойского возраста, палеозойские породы вновь были вовлечены в процесс прогрессивного эпигенеза (катагенеза), первичный – для юрско-меловых

пород, и вторичный – для палеозойских отложений, ранее уже прошедших подобные преобразования, после чего на их состав и коллекторские свойства влияли все описанные выше процессы. Отдельные останцы палеозойского палеорельефа представляли собой участки суши до конца юрского периода (в них было открыто первое газовое месторождение Западной Сибири, район Предуралья).

В процессе перекрытия палеозойских отложений чехлом мезозойско-кайнозойских пород они постепенно включились в диагенетические и катагенетические преобразования, которые проходили юрско-меловые отложения. Диагенетические процессы преобразования юрских отложений если и осуществлялись, то только в узкой зоне контакта палеозойских пород с дном юрского моря.

Стадиально-эпигенетические преобразования палеозойских пород

Палеозойские отложения карбонатного состава, лишенные примеси глинистых минералов, вероятно, как при прохождении ими прогрессивного, так и регрессивного катагенеза не претерпели значительного изменения состава, только могли быть в различной степени перекристаллизованы. В них по трещинам отлагались те или иные минералы (кальцит, кварц). При выведении пород, претерпевших последовательно прогрессивный и затем регрессивный катагенез в зону поверхностного выщелачивания (гипергенез), они были в значительной степени разрушены, и все следы изменений, произошедших с породами в предшествующие этапы их преобразования, были уничтожены.

Глинисто-карбонатные отложения бассейнового комплекса, особенно отложения чагинской свиты, сложенной кремнеаргиллитами, радиоляритами ведут себя в зоне гипергенеза по-иному. В этих породах при прохождении ими прогрессивного катагенеза происходило изменение глинистых минералов в сторону формирования хлоритов, перераспределялся кремнезем, слагающий остатки раковин радиолярий.

При регрессивном катагенезе, сопровождавшемся уменьшением давления и температуры, происходило как преобразование хлоритов вновь в более простые формы глинистых минералов, так и выщелачивание кремнезема с формированием на месте ранее существовавших существенно кремнистых прослоев – зон развития микропористого кремнисто-глинистого агрегата.

В дальнейшем, при продолжающемся воздымании территории и абразии вышележащих отложений – последние претерпели воздействие процессов поверхностного выщелачивания, выразившегося в выносе имевшегося в породе остаточного биогенного кремнезема и биогенного кальцита с формированием кремнисто-глинистого агрегата минералов плотного сложения, которые сохранились от разрушения поверхностными реагентами.

Последующее погружение дна юрского моря и соответствующее перекрытие палеозойских останцов отложениями юрско-палеогенового моря привело к проявлению процессов каолинизации с сидеритизацией, что несколько ухудшило облик сформированного пустотного пространства пород. При осуществлении последовавшей трещинной проработки (гидротермально-метасоматическая доломитизация и гидротермальное выщелачивание) в конечном итоге сформировались породы-коллекторы и связанные с ними месторождения нефти и газа, которые объединили все пустотное пространство пород в единую систему.

Подробное изложение особенностей этих процессов требует отдельного рассмотрения.

Выводы

1. Палеозойские отложения последовательно преобразованы стадиально-эпигенетическими преобразованиями такими как: прогрессивный эпигенез (катагенез);

регрессивный эпигенез; гипергенез (формирование кор выветривания по кремнисто-глинистым породам); вторичный прогрессивный эпигенез или вторичный катагенез.

2. Процессы диагенеза, прогрессивного эпигенеза и регрессивного эпигенеза на формирование пород-коллекторов не оказали заметного влияния.

3. Процессы гипергенеза привели к развитию пород-коллекторов по кремнисто-глинистым породам, приближенным к доюрской поверхности. По известнякам породы-коллекторы сформировались преимущественно в стадию вторично-катагенетического преобразования пород при проявлении таких вторичных процессов, как выщелачивание и доломитизация.

Литература

1. Конторович В.А. Сейсмогеологические критерии нефтегазоносности зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений Западной Сибири (на примере Чузикско-Чижапской зоны нефтегазонакопления) // Геология и геофизика. – 2007. – Т. 48. – № 5. – С. 538–547.
2. Конторович А.Э., Иванов И.А., Ковешников А.Е. и др. Геологические условия нефтегазоносности верхней части палеозойского разреза Западной Сибири (на примере Межовского срединного массива) // В кн.: Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа / Под ред. И.С. Грамберга и др. – Новосибирск: Наука, 1991. – С. 152–171.
3. Япаскурт О.В. Литология: Учебник для студентов высших учебных заведений. – М.: Издательский центр «Академия», 2008. – 336 с.

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ЛИТОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЮРСКИХ И МЕЛОВЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ (НА ПРИМЕРЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ)

Е.О. Никифорова

Научный руководитель доцент М.В. Шалдыбин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Западно-Сибирская провинция является крупнейшим нефтегазоносным регионом России, в процессе выполнения работы изучались её юрские и меловые отложения, что обусловлено стратиграфической приуроченностью к ним основных промышленных залежей нефти и газа.

В работе были рассмотрены отложения пород-коллекторов, вскрытых на Ефремовском, Малобалыкском, Приразломном (все нижний мел) и Крапивинском (юра) месторождениях.

Таким образом, цель проводимых исследований заключалась в изучении продуктивных на УВ скважин, вскрывших нефтегазопродуктивные пласты, их анализ и сопоставление основных особенностей отложений указанных возрастов.

Для выполнения поставленной цели было проведено послойное макроописание керн, описание петрографических шлифов, а также были проанализированы результаты гранулометрического и рентгенофазового анализов рассматриваемых отложений.

Проведённое макроописание керн позволило построить литологические колонки, характеризующие разрез рассматриваемых месторождений, а также определить обстановку осадконакопления, характерную для их отложений.

По результатам описания пород в шлифах для каждой из скважин были построены классификационные диаграммы Шутова, а также диаграммы, отражающие результаты гранулометрического и рентгенофазового анализов.

Сравнение отложений юрского и мелового возрастов, что и являлось целью работы, проводилось посредством построения обобщающих диаграмм.

На сводной диаграмме, построенной по результатам исследования в шлифах отложений всех четырёх месторождений, видно, что изученные породы обладают сходным составом (рис. 1). По составу рассмотренные песчаники были отнесены преимущественно к кварцево-полевошпатовым грауваккам, полевошпатово-кварцевым грауваккам и граувакковым аркозам. Можно отметить, что в отложениях Ефремовского месторождения по отношению к остальным несколько понижено содержание кварца, в Крапивинском – содержание кварца немного выше, но в целом эти отличия незначительны и, вероятно, не могут свидетельствовать о существенном влиянии минерального состава на коллекторские свойства пород.

По результатам гранулометрического анализа все изученные породы являются мелкозернистыми, реже тонко-, тонко-мелко-, средне-мелко-, мелко-среднезернистыми песчаниками и единичными алевропесчаниками (рис. 2). Примесь алевритового материала составляет от 5,73 % до 28,95 %, пелитового – от 1,51 % до 6,79 %.

Отдельно выделяется Ефремовское месторождение, в котором содержание песчаной фракции по отношению к другим повышено и колеблется от 90,44 % до 94,54 %, содержание пелитовой фракции низкое (от 0 % до 1,74 %).

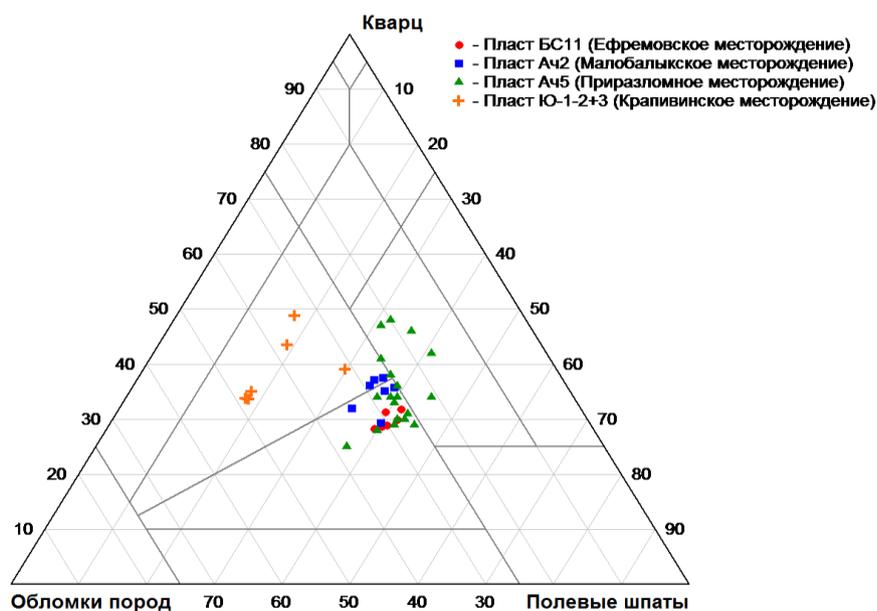


Рис. 1. Сводная классификационная диаграмма В.Д. Шутова с результатами количественно-минералогического анализа:

*а – граувакковые аркозы; б – полевошпатово-кварцевые граувакки;
в – кварцево-полевошпатовые граувакки*

Вероятно, это связано с уникальными фаціальными условиями образования данных песчаных пластов, при которых в породы попадал преимущественно песчаный материал. Сортировка главным образом плохая, реже хорошая и средняя. Коллекторы Приразломного и Крапивинского месторождений, несмотря на их различие по возрасту также представляют собой песчаники и обладают сходными гранулометрическими характеристиками.

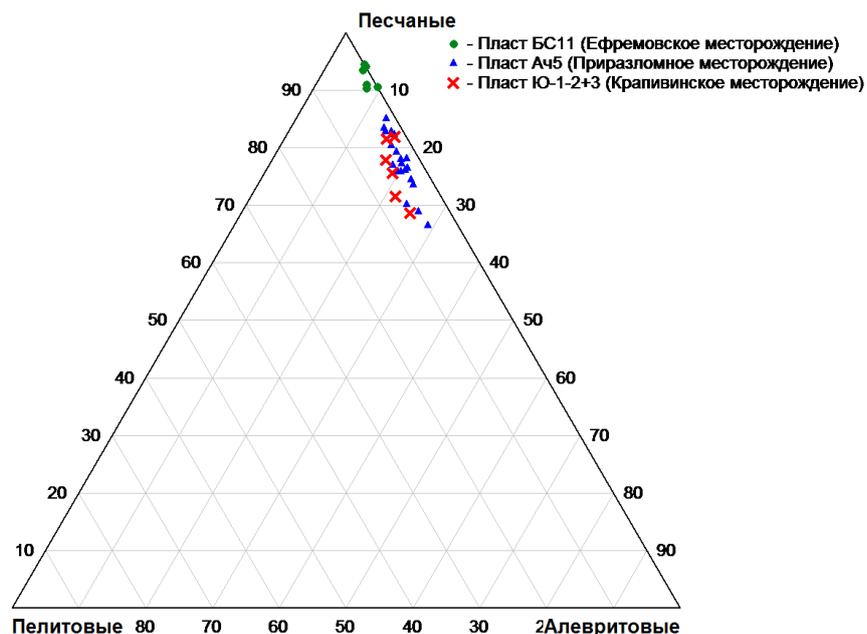


Рис. 2. Сводная диаграмма с результатами гранулометрического анализа

Наибольшая разница между изученными отложениями была выявлена по результатам рентгенофазового анализа глинистого цемента, что наглядно представлено на построенной сводной диаграмме (рис. 3). В отложениях Приразломного месторождения в составе глинистого цемента резко преобладает хлорит (от 48 % до 59 %), в то время как в отложениях Крапивинского и Ефремовского месторождений преобладающим минералом глинистой части является каолинит (от 46 % до 68 % и от 36 % до 60 % соответственно).

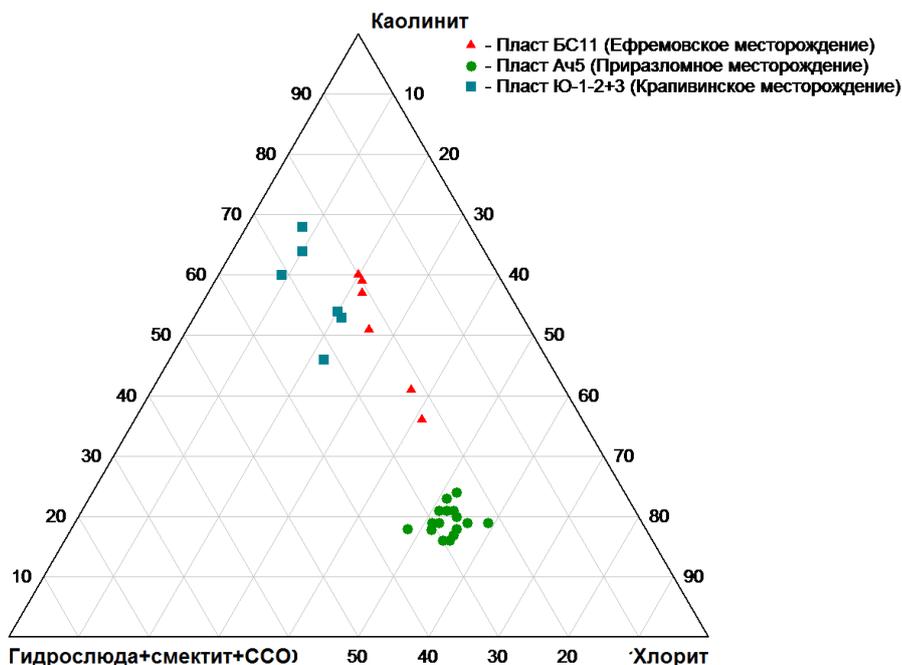


Рис. 3. Сводная диаграмма с результатами рентгенофазового анализа

Таким образом, сопоставив полученные результаты можно выделить следующие отличия юрских отложений от меловых:

- повышенное содержание обломков (до 48,5 %);
- преобладание в составе глинистой составляющей каолинита (до 68 %);
- больший средневзвешенный диаметр зёрен (до 0,28 мм);
- несколько большее значение пористости, полученное в результате изучения пород в шлифах.

Следует отметить, что из всех рассмотренных объектов наилучшими коллекторскими свойствами, вероятно, обладают отложения Ефремовского и Крапивинского месторождений, относящиеся к меловому и юрскому возрасту соответственно.

Меловые отложения Ефремовского месторождения незначительно уступают юрским по ряду вышеуказанных признаков, характеризуясь помимо всего прочего самым низким из всех рассмотренных месторождений содержанием пелитовой фракции (от 0 % до 1,74 %), отрицательно влияющей на коллекторские свойства пород.

Исходя из всего вышесказанного, можно сделать вывод, что выявленные в результате проведённых исследований отличия между меловыми и юрскими отложениями незначительны и несущественно влияют на коллекторские свойства пород.

Литература

1. Гайдукова Т.А. Нефтегазоносные провинции и области России. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2006. – 113 с.
2. Ежова А.В. Литология. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 336 с.
3. Конторович А.Э. Геология нефти и газа. Геология нефти и газа Сибири. – Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС, 2008. – Т. 1. – 539 с.
4. Недоливко Н.М., Ежова А.В. Петрографические исследования терригенных и карбонатных пород-коллекторов. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 172 с.
5. Шванов В.Н. Петрография песчаных пород (компонентный состав, систематика и описание минеральных видов). – Л.: Недра, 1987. – 269 с.

ВЫДЕЛЕНИЕ ЦИКЛИТА Б₁₀ В КАЧЕСТВЕ ЛОКАЛЬНОГО РЕПЕРА НА ГУРАРИНСКО-СОБОЛИНОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

О.Н. Присяжнюк

Научный руководитель доцент Т.Г. Перевертайло

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Объектом исследований являются нижнемеловые отложения, изученные на примере Гураринско-Соболиного нефтяного месторождения (Каргасокский район, Томская область), приуроченного к структурам III порядка: Среднесоболиному и Соболиному локальным поднятиям, осложняющим сводовую часть Соболиного вала (южная часть Усть-Тымской впадины).

Изучение и оценка нижнемеловых нефтяных залежей юго-востока Западно-Сибирской плиты связаны с большими трудностями, обусловленными как их сложным геологическим строением, так и несоответствием полученных результатов сейсмостратиграфии с геологическими особенностями разреза.

В состав нижнемелового продуктивного комплекса на территории Томской области входят отложения куломзинской, тарской и киялинской свит [1]. В общих чертах куломзинская свита имеет следующее строение: непосредственно на битуминозных аргиллитах бажендовской свиты залегает толща темно-серых слабо алевритистых глин с редкими тонкими прослойками алевролитов.

Выше по разрезу залегает ачимовская пачка песчаников (пласты B_{16-22}). В восточных районах (Пайдугинский мегавал, Усть-Тымская впадина, Парабельский мегавал) ачимовские песчаники отсутствуют. Местоположение этой пачки в разрезе можно проследить только по повышенным значениям электрического сопротивления на каротажных кривых. На ачимовская толща представлена глинами темно-серыми с зеленоватым или голубоватым оттенком, в различной степени алевритистыми. В верхней части куломзинской свиты выделяются два мощных пласта песчаников, которые в пределах Нижневартовского и Каймысовского сводов хорошо прослеживаются на больших расстояниях.

Периоду медленной регрессии с юго-востока на запад соответствуют преимущественно песчаные прибрежно-морские отложения тарской свиты. Близость берега обусловила в этой зоне частую смену фаций, что объясняет неоднородность пачек глин и песчаников, плохую выдержанность пластов по площади.

Кровля свиты устанавливается по появлению в разрезе пестроцветных пород киялинской свиты и на рассматриваемой территории отбивается по кровле циклита B_{10} . Корреляция этих отложений возможна лишь на расстояниях, не превышающих первые десятки километров.

Континентальные отложения готерив-баррема в северо-западной части Томской области сложены сероцветными угленосными породами вартовской свиты, на юге и юго-востоке – пестроцветными образованиями киялинской свиты, представленной серыми и светло-серыми песчаниками и сургучно-красными, коричневыми, серо-зелеными глинами, как правило, тонкодисперсными, без видимых плоскостей наложения, часто с зеркалами скольжения, нередко с известковыми желваками. Для отложений киялинской свиты характерно почти полное отсутствие углистого материала. Корреляция таких пластов затруднительна даже между соседними скважинами.

Трудности расчленения и корреляции песчаных пластов, установление границ куломзинской, тарской и киялинской свит в основном связаны с отсутствием в этих отложениях четких однозначных реперных поверхностей. В связи с этим представляется важным выделение локального репера B_{10} , сформировавшегося в переходной обстановке и залегающего в кровле тарской свиты [4]. С точки зрения нефтеносности песчаный пласт B_{10} является основным объектом разработки, с которым связано 25 % запасов нефти всего Гураринско-Соболиного месторождения.

Циклит B_{10} обладает индивидуальной литолого-геофизической характеристикой. Он уверенно выделяется на каротажных диаграммах глубокой отрицательной аномалией кривой ПС, высокими значениями кажущегося сопротивления в подошвенной части.

По конфигурации каротажной кривой метода потенциалов собственной поляризации (ПС) выделено 4 типа электрометрических моделей фаций (ЭМФ). На Гураринском участке циклит характеризуется относительно одинаковым строением и отнесен к 1 типу (рис.). Общая мощность отложений изменяется от 8,2 м в скважине Г-9 до 19 м в скважине Г-182. Высокие значения относительного коэффициента $\alpha_{ПС}$ (0,87–1) на каротаже свидетельствуют об очень высокой гидродинамической активности среды седиментации [3].

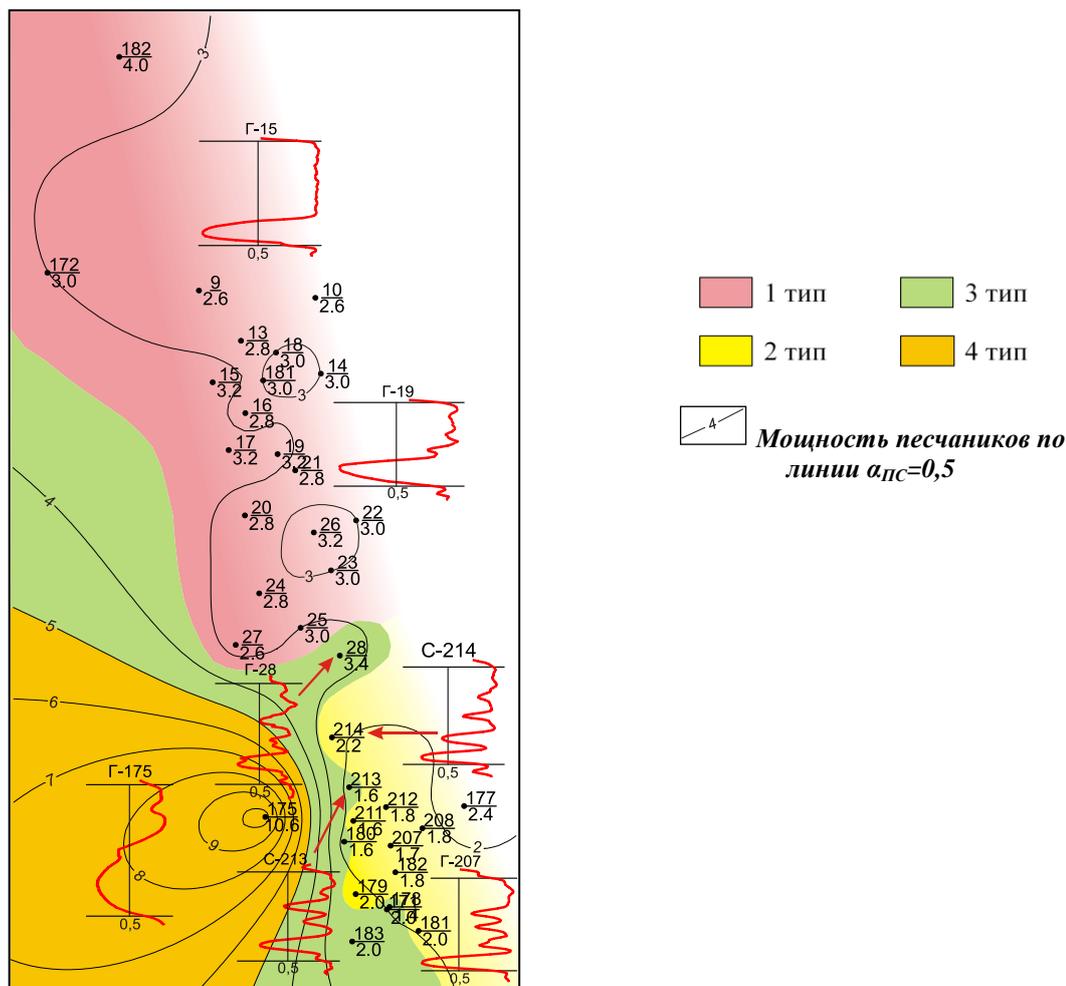


Рис. Литолого-фациальная карта циклита B_{10} типы электрометрических моделей и зоны их распространения

На Соболином участке общая мощность отложений циклита B_{10} увеличивается, минимальные значения составляют 11,3 м в скважине С-213, а максимальные – 21,5 м в скважине С-175. Здесь по форме кривой ПС выделены второй, третий и четвертый типы ЭМФ. Второй тип наблюдается в районе южного склона Соболиной структуры (С-178, С-181, С-182, С-183) и схож с ЭМФ на Гуларинском участке (рис.).

Однако положительная аномалия характеризуется зубчатой или рассеченной линией, указывающей на непостоянство и частую смену палеогидродинамических уровней. Третий тип является преобладающим и представляет собой сложную аномалию в виде двух треугольников, расположенных один над другим в зоне отрицательных отклонений кривой ПС.

Нижний треугольник имеет прямые кровельную и подошвенную линии и высокие значения $\alpha_{ПС}$, равные 0,7–1 (1–2 гидродинамические уровни). Кровельная и подошвенная линии верхнего треугольника чаще всего рассечены, а значения $\alpha_{ПС}$ составляют 0,4, лишь иногда увеличиваясь до 0,6 (4–3 гидродинамические уровни). Мощность песчаников (по линии $\alpha_{ПС}=0,5$) на Соболиной площади несколько меньше и составляет от 1,5 до 2,8 м, резко увеличиваясь в скважине С-175 до 10 м. Кривая ПС на каротаже этой скважины имеет вид прямоугольника с наклонной кровельной и подошвенной линиями и зубчатой боковой (рис. 1, 4 тип).

Циклит B_{10} в разной степени охарактеризован керном скважин Г-182, Г-181, С-213, С-178, С-181. На Гураринском участке в скважине Г-181 в основании циклита с внутриформационным размывом залегают песчано-алевритовые и глинистые породы в виде чередования слоев небольшой мощности (0,25–0,35 м) с тонкой горизонтальной или слабоволнистой слоистостью, участками нарушенной биотурбацией. В скважине Г-182 песчаники представлены мелко- и среднезернистыми разностями светло-серого и буровато-серого цвета, преимущественно однородными.

Песчаный пласт разделен на две части прослоем глин (0,55 м) зеленовато-серого цвета с обилием раковинного и углефицированного растительного детрита (УРД). Между глинами и вышележащим песчаником отмечается четкий контакт, свидетельствующий о резкой смене гидродинамических режимов. В составе вышележащей глинистой толщи выделяются глины зеленовато-серые, темно-серые, бурые, пестроцветные. Повсеместно отмечаются желваки кальцита, раковинный и растительный детрит, в верхней части слоя – включения хлорита.

На Соболином участке разрез циклита B_{10} в скважине С-213 полностью охарактеризован керном. В основании циклита с резким контактом на нижележащих отложениях снизу вверх по разрезу залегают: кальцит-алевролитовая неоднородная порода (0,4 м) с текстурами «воздушного вздымания или вспучивания», с обилием раковинного детрита; глины светло-серые (0,45 м) и алевролиты зеленовато-серые (0,45 м) с намывами УРД, образующими тонкую пологоволнистую слоистость. Пласт (1,8 м) сложен песчаниками бурого цвета, мелко- и среднезернистого состава, однородными, нефтенасыщенными. Выше наблюдается чередование глин, песчаников и алевролитов. Песчаники мелкозернистые, серые и буровато-серые, с косоволнистой, разнонаправленной слоистостью, иногда с запахом углеводородов. Глины зеленовато-серые и вишневые, участками комковатые. Алевролиты с очень тонкой пологоволнистой слоистостью, с включением обломков раковин. Участками наблюдается слоистость с чередованием пологоволнистых и косоволнистых серий, образующихся в условиях нестабильной динамики среды. Кроме того, встречается пологая ритмическая слоистость, формирование которой обусловлено периодичностью седиментации при спокойном выпадении осадка.

В скважине С-181 мощность песчаного пласта по керну составляет 2 м. Песчаники буровато-серого цвета мелко- и среднезернистые, однородные, нефтенасыщенные. Вверх по разрезу они перекрываются глинисто-алевритовой породой (2,2 м) зеленовато-серого цвета, с отпечатками растений с сохранившейся структурой растительной ткани, крупными ходами червей (в поперечнике 0,5–1 см), ориентированными под разными углами к оси керна. Отмечается тонкий прослой (5 мм) каменного угля. Такие генетические признаки характерны для опресненного (отделенного от моря) бассейна седиментации [2].

Выводы

Из вышеизложенного следует, что, во всех описанных скважинах песчаный пласт имеет небольшую мощность (от 1,5 до 3,8 м), представлен песчаниками буровато-серыми, среднезернистыми, однородными, нефтенасыщенными, несогласно или с размывом залегающими на подстилающих породах. Кривая ПС образует отрицательную аномалию в форме остроугольного треугольника с высокими значениями $\alpha_{ПС}=0,8-1$, характерную для отложений пляжа.

Состав, залегающих на песчаниках, алеврито-глинистых отложений и характерная форма кривой ПС, говорят о трансгрессивном залегании пляжевых песков, перекрывающихся отложениями забаровых лагун. Накопление осадочного материала происходило, по-видимому, в опресненном бассейне (наличие следов

жизнедеятельности пресноводных червей), характеризующимся малыми глубинами, застойностью водной среды, вследствие чего шло образование карбонатных осадков. Пестроцветность и буроватость глинистых пород обусловлена наличием гидроксидов железа, которые выносились с континента и отлагались вблизи береговой линии.

Строение циклита в скважине С-175 по форме кривой ПС резко отличается. Повидимому, образование песчаного тела здесь связано с фациями промоин разрывных течений, возникающих в забаровых лагунах в период штормов или заполнения их пресными водами, стекающими с суши. Морская вода, устремляясь через бар в сторону моря, прорывала на дне лагун и вдольбереговых баров так называемые желоба или промоины. Так как разрывные течения могли носить кратковременный характер и достигать высокой скорости [3], седиментологическая модель этих фаций характеризуется вторым гидродинамическим уровнем. Большая мощность песчаных отложений (10 м) вероятно, связана с размывом нижележащих пляжевых песков и «вложением» в них песчаного тела промоин разрывных течений.

Прибрежно-морской комплекс фаций тарской свиты на рассматриваемой территории заканчивается формированием циклита Б₁₀. Выше разрез представлен континентальными пестроцветными отложениями киялинской свиты. Песчаный пласт Б₁₀, который в пределах исследуемой территории хорошо выдержан по мощности и имеет индивидуальную, четко выраженную геофизическую характеристику, может служить локальным реперным горизонтом, по которому отбивается кровля тарской свиты.

Литература

1. Даненберг Е.Е., Белозеров В.Б., Брылина Н.А. Геологическое строение и нефтегазоносность верхнеюрско-меловых отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область). – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2006. – 291 с.
2. Ежова А.В. и др. Изучение литолого-петрографического состава пород продуктивных пластов Гураринского месторождения. // Отчет о НИР х/д 2-91/03. – Томск, 2003. – 125 с.
3. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 260 с.
4. Перевертайло Т.Г. Корреляция продуктивных пластов нижнемеловых отложений Гураринско-Соболиного нефтяного месторождения // Геологическое строение и нефтегазоносность отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область). – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2006. – С. 162–167.

УЧАСТКИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ПАЛЕОЗОЙСКИХ КАРБОНАТНЫХ ОБРАЗОВАНИЙ ПОВЫШЕННОЙ МОЩНОСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ГЕОСИНЕКЛИЗЫ КАК ОБЪЕКТ ДЛЯ ПОИСКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

В.И. Речинская, А.А. Буй

Научный руководитель доцент А.Е. Ковешников

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Все последние десятилетия наиболее перспективным объектом в плане прироста запасов нефти и газа на территории Западной Сибири являются палеозойские образования Западно-Сибирской геосинеклизы. В настоящее время до сих пор не до конца ясно как формируются породы-коллекторы в доюрских отложениях, к которым относятся вендские и палеозойские отложения. На сегодняшний день наиболее признанной является точка зрения, в которой говорится, что породы-коллекторы в

доюрских отложениях Западно-Сибирской геосинеклизы сформировались в период континентального стояния региона, когда по выведенным на доюрскую поверхность отложениям палеозоя и венда в результате проявления процессов гипергенеза или поверхностного выщелачивания на отдельных участках в палеозойских образованиях сформировались коры выветривания, являющиеся породами-коллекторами. Такие зоны именуется нефтегазоносным горизонтом зоны контакта доюрских и мезозойских отложений (НГГЗК). Они приурочены к доюрской поверхности и имеют широкое распространение по площади [1]. Как показано на рисунке (рис.) важным, но не единственным фактором для формирования пород-коллекторов в доюрских отложениях являются коры выветривания [2]. Если горизонт НГГЗК контролирует месторождения нефти и газа, которые связаны с зонами гипергенеза по кремнисто-глинистым и кремнисто-карбонатным образованиям, то подобная связь менее заметна для известняков, которые лишены терригенной примеси, вследствие чего, преобразованы процессами гипергенеза наименее интенсивно. Здесь проявились процессы гидротермально-трещинной проработки, ведущие к формированию пород-коллекторов и впоследствии – к возникновению месторождений нефти и газа. По этим породам формируются либо зоны выщелачивания, либо доломиты замещения [3].

В целом известняки, лишенные терригенной примеси, можно рассматривать как объект, перспективный для формирования пород-коллекторов трещинной гидротермально-метасоматической природы. Определяющим критерием здесь будет близость или удаленность от доюрской поверхности (как в случае с горизонтом НГГЗК), а зона гидротермально-метасоматической проработки пород. Подобные трещинные зоны, которые, даже при прохождении ими участков коры выветривания, являются системообразующим элементом, который соединяет воедино все пустотное пространство пород. Из этого следует, что, чем выше мощность известняков, установленных бурением, которые лишены терригенной примеси, тем больше вероятность проявления трещинной тектоники по телам этих известняков с последующим преобразованием их в породы-коллекторы и с последующим попаданием в эти породы-коллекторы тех или иных порций нефти и газа.

На примере известняков, вскрытых скважиной Арчинской 40 (Нюрольский СФР) видно, что трещинные зоны с повышенными значениями проницаемости в разрезе скважины перемежаются с зонами отсутствия высоких значений проницаемости на фоне низких значений пористости по всему разрезу. Зоны, развития пород-коллекторов представлены известняками, в той или иной степени преобразованными вторичными процессами, такими как трещинообразование, окварцевание, выщелачивание, и доломитизация, которая даже ведёт к формированию доломитов замещения. Горизонт НГГЗК здесь представлен породами, характеризующимися повышенными значениями проницаемости при низких значениях пористости. Установлено, что в данной скважине породы-коллекторы сформированы в виде узких трещинных зон проявления вторичных процессов гидротермальной трещинной природы (табл.). Если принять, что формирование пород-коллекторов в известняках происходило не только в горизонте НГГЗК, но и по трещинным зонам, то, при равной степени проявления трещин логично ожидать, что при большей мощности известняков палеозойского возраста при бурении будет встречено больше зон трещинной проработки. И, чем больше будет мощность известняков, которые были преобразованы вторичными процессами, тем большая вероятность формирования по этим породам месторождений нефти и газа, сформированных в результате проявления трещинных гидротермально-метасоматических процессов.

Таблица

Коллекторские свойства амфиоровых известняков среднедевонского возраста по скважине Арчинская 40

Интервал, м	Литологический состав пород	Проницаемость, $K_{пр}, 10^{-3} \text{ мкм}^2$	Пористость открытая $K_{п}, \%$	Тип* коллектора
3031,5–3039,5	Известняк амфиоровый	32,7	0,4	–
3039,5–3042,7	Известняк амфиоровый	0,0	0,3	–
3042,7–3045,7	Известняк амфиоровый доломитизированный	11,5	2,4	VIB(T)
3048,0–3050,0	Известняк амфиоровый	24,8	0,9	–
3053,1–3056,5	Известняк амфиоровый окварцованный	17,8	0,9	VIB(T)
3059,3–3061,6	Известняк амфиоровый	0,35	1,1	–
3065,6–3069,6	Известняк амфиоровый	10,6	0,4	–
3069,6–3073,6	Известняк амфиоровый пористый трещиноватый	22,5	1,7	VIB(T)
3073,6–3077,6	Известняк амфиоровый	20,1	0,4	–
3077,6–3081,6	Долomit замещения	14,7	1,4	VIB(T)
3081,6–3085,9	Известняк амфиоровый доломитизированный	6,9	1,9	VIB(M,T)
3085,9–3090,0	Известняк амфиоровый доломитизированный	13,2	0,4	–
3104,4–3107,0	Известняк амфиоровый	16,0	0,2	–

*Тип коллектора по К.И. Багринцевой с добавлениями А.Е. Ковешникова, 1990 г.

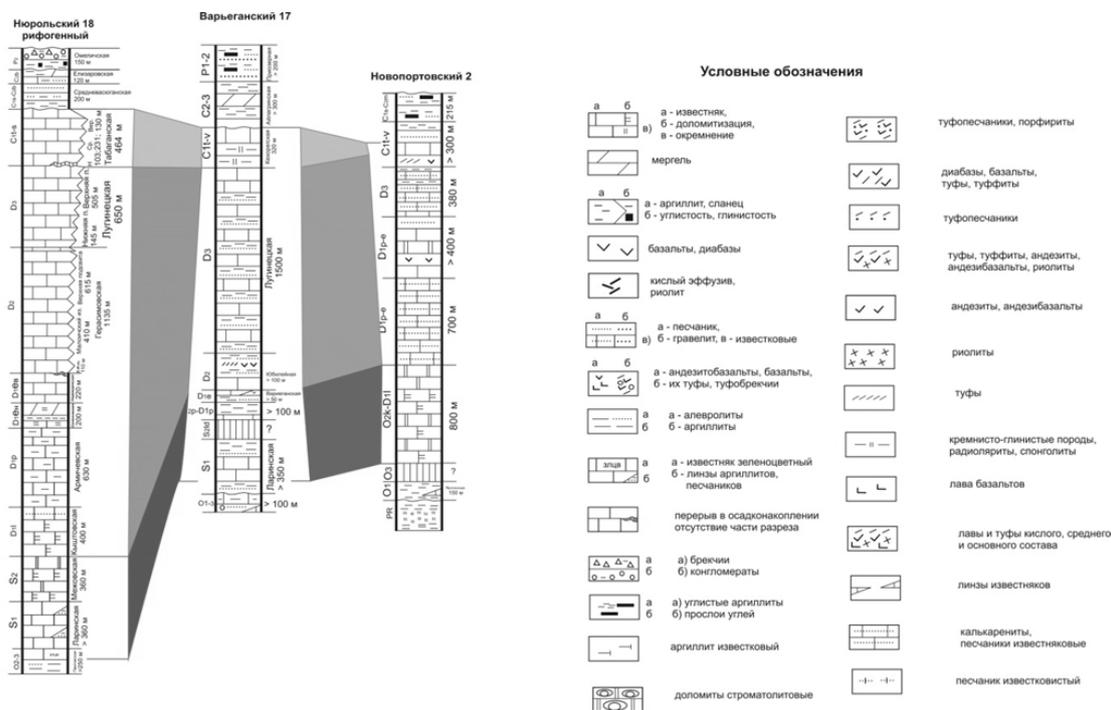


Рис. Геологический профиль по линии: Нюрольский, Варьеганский, Новопортровский СФР с указанием мощности известняков в трех интервалах снизу вверх (ордовик-силур; девон; нижний карбон)

Нами был проведен анализ мощности палеозойских отложений Западно-Сибирской геосинеклизы, который позволил сделать некоторые обобщения.

Применительно к доюрским (вендским и палеозойским) отложениям территория Западно-Сибирской геосинеклизы разделена на 23 структурно-фациальных района (СФР), которые характеризуются близким типом разреза, и единым комплексом отложений того или иного возраста, а также близкими по химизму вторичными преобразованиями палеозойских пород.

Анализ мощностей как в целом палеозойского разреза, так и известняков, развитых в пределах того или иного структурно-фациального района позволил установить развитие трех обширных участков, на которых мощность известняков в палеозойском разрезе составляет более 500 м и даже до 1800 м. Первый из этих участков соответствует: Шаимскому (D_2-C_2b) с мощностью известняков в разрезе 500 м; Красноленинскому (D_2-C_1s) – 600 м; Тюменскому (D_3fm-C_1s) – 500–700 м, Косолаповскому (D_3fm-C_1s) – 1100–1200 м и Уватскому (D_3fm-C_1) – 700 м структурно-фациальным районам. Второй зоной является юго-восточная часть Западно-Сибирской геосинеклизы, включающая докембрийские доломиты (соответствует Тайскому (PR- C_3), 1600 м и Ермаковскому (E- S_1) – 850 м структурно-фациальным районам. Третьей зоной является полоса северо-западного простирания, которой соответствуют Нюрольский (O_2-C_1s) – 1100–3400 м, Варьеганский (O_2-C_1s) – 1000 м, Новопортовский (O_2-C_1v) – 1700–1880 м структурно-фациальные районы (рис.).

Как видно по рисунку, все три структурно-фациальных района характеризуются мощными разрезами известняков, наибольшая мощность которых была накоплена в девонский период. На территории названных СФР открыто и наибольшее количество месторождений нефти и газа на территории Западно-Сибирской геосинеклизы.

Выводы

1. На территории Западно-Сибирской геосинеклизы породы-коллекторы и месторождения нефти и газа в палеозойских образованиях формируются не только в период континентального стояния региона (преимущественно по кремнисто-глинистым образованиям), но и по известнякам, пустотное пространство которых формируется при интенсивном проявлении вторичных процессов, таких как трещинообразование, выщелачивание, доломитизация с формированием пород-коллекторов и месторождений нефти и газа по породам-коллекторам, представленным доломитами замещения и известняками, преобразованными тем или иным процессом.

2. Те палеозойские разрезы Западно-Сибирской геосинеклизы повышенной мощности, в которых будут преобладать известняки, лишенные терригенной примеси, преобразованные гидротермальными процессами, и будут являться наиболее перспективными объектами для поисков в дальнейшем месторождений нефти и газа, при применении соответствующих геофизических методов.

3. Выделено три зоны палеозойского разреза, где мощность известняков составляет более 500 м: 1 – Шаимский, Красноленинский, Тюменский, Косолаповский и Уватский СФР; 2 – Тыйский и Ермаковский, и, наиболее перспективный участок, включающий: 3 – Нюрольский, Варьеганский и Новопортовский СФР, характеризующийся мощностью известняков в разрезе более 1000 м и даже до 1880 м.

Литература

1. Конторович В.А. Сейсмогеологические критерии нефтегазоносности зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений Западной Сибири (на примере Чузикско-Чижапской зоны нефтегазонакопления) // Геология и геофизика. – 2007. – Т. 48. – № 5. – С. 538–547.
2. Буй А.А., Речинская В.И., Ковешников А.Е. Карбонатные образования палеозоя Западно-Сибирской геосинеклизы повышенной мощности как объект для поиска

месторождений нефти и газа // Трофимуковские чтения – 2013: Материалы Всероссийской молодежной конференции с участием иностранных ученых, 8–14 сентября 2013 г. – Новосибирск, 2013. – С. 145–148.

3. Ковешников А.Е. Породы-коллекторы доюрских карбонатно-кремнисто-глинистых отложений Зарадно-Сибирской геосинеклизы // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 321. – № 1. – С. 138–143.

ВТОРИЧНО-КАТАГЕНЕТИЧЕСКИЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ, ВЕДУЩИЕ К ФОРМИРОВАНИЮ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ В ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ЧУЗИКСКО-ЧИЖАПСКОЙ ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Е.Ю. Сидоров, А.С. Нестерова

Научный руководитель доцент А.Е. Ковешников

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Палеозойские отложения Западно-Сибирской геосинеклизы являются одним из наиболее перспективных объектов для поисков месторождений нефти и газа. Образования палеозойского возраста, развитые в юго-восточной части Западно-Сибирской геосинеклизы изучены нами на примере Чузыкско-Чижапской зоны нефтегазонакопления, являющейся центральной частью Нюрольского осадочного бассейна [1, 2]. Палеозойские образования включают карбонатные или рифогенно-аккумулятивные зоны, сложенные последовательно накапливающимися отложениями свит и толщ: павловской, ларинской, межовской, армичевской, солоновской, надеждинской, герасимовской, лугинецкой, табаганской.

Параллельно происходило формирование образований депрессионных зон или бассейнового комплекса: начиная с майзасской, одновозрастной с межовской свитой карбонатного комплекса и перекрывающие ее отложения лесной, мирной, чузыкской, чагинской и кехорегской свитой. Выше залегают отложения, утратившие признаки дифференциации дна бассейна, которые представлены отложениями средневазюганской и елизаровской свит. На изученной нами территории породы-коллекторы и сформированные в них месторождения нефти и газа характеризуются карбонатным или кремнисто-карбонатным и кремнисто-глинистым составом.

Палеозойские отложения (табл.) имеют мощность от 3600 до 5000 м. Все породы, при перекрытии их последующими отложениями, погружались, и последовательно в той или иной степени претерпевали воздействие процессов прогрессивного катагенеза. В результате некоторое изменение претерпели кремнисто-глинистые отложения чузыкской и чагинской свит, особенно таких пород как кремнеаргиллиты и радиоляриты. При завершении формирования морских отложений (конец карбона) и до начала формирования отложений юрско-палеогенового моря палеозойские отложения были смяты при проявлении процессов герцинского тектогенеза, в результате чего были сформированы складки северо-восточного и северо-западного простирания.

Палеозойские отложения, при осадении на дне палеозойского моря имели, вероятно, положение, близкое к горизонтальному, но при начавшемся складкообразовании они были либо приподняты и разрушены, либо приподняты и сформировали доюрский рельеф, либо не изменили своего положения. Только те породы, что претерпели воздымание, прошли преобразования процессами регрессивного катагенеза (проявляется при подъеме на более высокие горизонты ранее более глубоко погруженных пород).

Все палеозойские отложения, приближенные таким путем к доюрской поверхности, испытали преобразования процессами гипергенеза или поверхностного выщелачивания той или иной степени интенсивности.

В результате, по известнякам сформировались узкие зоны повышения пористости, по кремнисто-глинистым породам сформировались мощные зоны поверхностного выщелачивания, наложенные на зоны проявившихся ранее последовательно процессов прогрессивного и регрессивного катагенеза (изменение глинистых минералов, перераспределение кремнезема), в результате чего были сформированы коры выветривания, в том числе и переотложенные.

Таблица

**Доюрские отложения Чузикско-Чижанской зоны нефтегазоаккумуляции:
рифогенный (Р) и бассейновый (Б) комплексы**

Свиты (толщи)	
Р	Б
Горизонт НГГЗК: коры выветривания, Калиновая свита, бокситы (Р-Т)	
Елизаровская (C ₂ b ¹) Среднеवासюганская (C ₁ s ³ -C ₂ b ₁)	
Табаганская (C ₁ t-s ₁)	Кехорегская (C ₁ t-s ¹⁻²)
Лугинецкая (D ₃)	Верхняя подсвита Чагинской (D ₃ f ³ -fm)
	Нижняя подсвита Чагинской (D ₃ f ¹⁻²)
Верхняя подсвита Герасимовской (D ₂ žv ²)	Верхняя подсвита Чузикской (D ₂ žv ²)
Нижняя, средняя подсвиты Герасимовской (D ₂ ef-žv ¹)	Нижняя подсвита Чузикской (D ₂ ef-žv ¹)
Надеждинская (D ₁ e ^в) и Солоновская (D ₁ e ^н)	Мирная толща (D ₁ e)
Армичевская (D ₁ p)	Лесная (D ₁ l-p)
Кыштовская (D ₁ l)	
Межовская (S ₂)	Майзасская (S ₁₋₂ p)
Ларинская (S ₁)	
Павловская толща (O ₂ k-O ₃ aš)	
Жигаловская толща (Є ₂ -Є ₃)	

Все палеозойские отложения в дальнейшем, при накоплении осадков юрско-палеогенового моря при формировании отложений юрско-палеогенового комплекса испытали погружение, сопровождаемого определенным комплексом преобразований.

Юрские породы, погружавшиеся под весом перекрывающих их пород, претерпевали процессы прогрессивного катагенеза, а перекрываемые ими палеозойские образования, ранее уже претерпевшие воздействие процессов прогрессивного эпигенеза при формировании палеозойского моря, проходили эти преобразования вторично. При этом первичные для мезозойских пород преобразования, в случае палеозойских пород, накладывались уже на образования, испытавшие после своего первого катагенеза целый комплекс описанных выше преобразований.

В результате последующей тектонической жизни региона, палеозойские образования были разбиты на блоки, вдоль сочленения которых осуществлялось проявление трещинных гидротермально-метасоматических процессов. Данные преобразования трещинно-метасоматические по проявлению, гидротермальны по своей природе.

Процессами, наиболее значимыми для формирования месторождений нефти и газа в палеозойских отложениях являются: вторично-катагенетическая доломитизация, вторично-катагенетическое выщелачивание, сопровождавшееся процессами

каолинизации с сидеритизацией и вторично-катагенетическое выщелачивание, сопровождающееся развитием инкрустационного доломита [3, 4].

Вторично-катагенетическая доломитизация

Гидротермальная доломитизация, это процесс, ведущий к формированию пород-коллекторов, проявление которого установлено в отложениях силурийско-девонского комплекса, в свитах и толщах: ларинской, межовской, кыштовской, и после небольшого перерыва, герасимовской, лугинецкой и табаганской. Отложения ларинской, межовской и кыштовской свит характеризуются отсутствием примеси глинистых минералов и развитием диагенетической доломитизации по цементной массе породы. Вторично-катагенетическая (гидротермальная) доломитизация проявляется по скелетным остаткам, имеющим кальцитовый состав.

Породы герасимовской свиты доломитизированы при окаменении в стадию диагенеза. Процесс проявился по массе цемента и по скелетным остаткам. В них воздействие процесса гидротермальной доломитизации проявляется равномерно по всей массе породы.

Известняки лугинецкой свиты перспективны для проявления процесса гидротермальной доломитизации, так как по ним диагенетическая доломитизация не проявилась, следовательно, и воздействие гидротермальной доломитизации осуществляется по всей массе породы.

Известняки табаганской свиты значительно окремнены в стадию диагенеза, процессы доломитизации на формирование в них пород-коллекторов значительного влияния не оказали.

Вторично-катагенетическое выщелачивание, сопровождающееся процессами каолинизации и сидеритизации

Процесс наиболее проявлен по образованиям чагинской свиты верхнего девона, в диагенетически окремненных известняках нижнего карбона табаганской свиты и, параллельно с ними накапливающимися, отложениях кехорегской свиты. В чагинской свите по кремнеаргиллитам и по диагенетически окремненным известнякам табаганской свиты осуществлялся вынос биогенного кварца, слагающего ранее раковины радиолярий и спикулы губок. Из известняков табаганской свиты, диагенетически окремненных, выносился остаточный кальцит, не полностью замещенный в стадию диагенеза при проявлении окварцевания. Процесс вторично-катагенетического выщелачивания во всех толщах, в которых установлено его проявление, сопровождается развитием по трещинам новобразованного каолинита и сидерита.

Вторично-катагенетическое выщелачивание, с развитием инкрустационного доломита

Коллекторские свойства пород наилучшим образом сформировались при проявлении процесса выщелачивания, сопровождавшегося выносом из породы карбонатного материала. Этот процесс является заключительным, он проявился после описанных выше гидротермальной доломитизации и гидротермального выщелачивания.

В результате проявления процесса происходил вынос биогенного карбонатного и кремнистого материала: это доломит из диагенетически и гидротермально доломитизированных известняков герасимовской свиты и из гидротермально

доломитизированных известняков лугинецкой свиты, биогенный кварц и остаточный кальцит из известняков окварцованных табаганской свиты.

Выводы

1. Все палеозойские образования, сформированные на территории Чузикско-Чижапской зоны нефтегазонакопления изменены последовательно проявившимися процессами преобразования, такими как: диагенез; прогрессивный эпигенез (катагенез); регрессивный эпигенез; гипергенез; вторичный катагенез; трещинный гидротермальный метасоматоз, с проявлением которого и связано формирование пород-коллекторов в карбонатных и кремнисто-карбонатных отложениях, и, в последующем, формирование основных месторождений нефти и газа в палеозойских образованиях.

2. Основными наложенно-эпигенетическими процессами, влияющими на формирование коллекторских свойств палеозойских отложений являются: вторично-катагенетическая доломитизация; вторично-катагенетическое выщелачивание, с последующими каолинизацией и сидеритизацией; вторично-катагенетическое выщелачивание, с развитием инкрустационного доломита.

Литература

1. Конторович А.Э., Иванов И.А., Ковешников А.Е. и др. Геологические условия нефтегазоносности верхней части палеозойского разреза Западной Сибири (на примере Межовского срединного массива) // В кн.: Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа / под ред. И.С. Грамберга и др. – Новосибирск: Наука, 1991. – С. 152–171.
2. Ковешников А.Е., Недоливко Н.М. Коры выветривания доюрских отложений Западно-Сибирской геосинеклизы // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 320. – № 1. – С. 77–81.
3. Ковешников А.Е., Недоливко Н.М. Вторично-катагенетические преобразования доюрских пород Западно-Сибирской геосинеклизы // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 320. – № 1. – С. 82–86.

ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ОТЛОЖЕНИЙ ЖИВЕТСКОГО ЯРУСА (БЕЙСКАЯ СВИТА, СЕВЕРНАЯ ХАКАСИЯ) В СВЯЗИ С НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬЮ

У.А. Стержанова

Научные руководители доцент М.И. Шамина, доцент И.В. Рычкова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

С целью оценки перспектив нефтегазоносности литолого-петрографическими, биостратиграфическими и геохимическими методами были изучены отложения живетского яруса (бейская свита, Северная Хакасия). Актуальность исследований обусловлена открытием в последние годы в отложениях бейской свиты месторождений газа и газоконденсата (Новомихайловская площадь).

Нами проанализировано строение разрезов бейской свиты по латерали с северо-запада на юго-восток (в районе п. Целинное, о. Иткуль, о. Шира и площади Новомихайловская) (рис. 1).

Бейская свита впервые выделена Н.А. Беляковым, В.С. Мелещенко в 1953 г. в Южно-Минусинском прогибе Алтае-Саянской складчатой области [1]. Свита согласно залегает на сарагашской свите и также согласно перекрывается ойдановской свитой. На северо-западе свита сложена, главным образом, сероцветными известняками различных

оттенков, массивными, толстоплитчатыми, местами окремненными, пелитоморфными (95–99 % карбоната кальция, иногда слабо глинистые). Известняки переслаиваются с тонкоплитчатыми доломитами, зеленовато-серыми мергелями, мелко-среднезернистыми известковыми песчаниками серого и желтовато-серого оттенков, алевролитами и аргиллитами. В районе озер Иткуль и Шира свита имеет мощность 150–180 м [2, 3].

Отложения свиты богаты брахиоподами, гастроподами, остракодами, конодонтами, кораллами позднеживетского возраста. Среди брахиопод встречаются следующие виды: *Euryspirifer cheehiel* (Kon.) var. *altaica* Khalf., *Mucrospirifer consobrinus* (Orb.), *Delthyris altschedatiensis* Korovin, *Athyris spiriferoides* Eaton, *A. subacuminata* Khalf., (Stuck.) и многие другие. Из кораллов обычно присутствуют *Thamnopora cervicornis* (Blainv.), *Thecostegites rossicus* Sok., *Altaiphyllum corgonicum* Pol., *A. altaicum* Lev., *Pachyphyllum giveticum* Iv.

Из мшанок наиболее распространенные виды *Fenestella vera* Ulr., *Semicoscinium delicatum* Krasn., *Hemitrypa devonica* Nekh., *Polypora belgebaschensis* Nekh., *Lioclema yakovlevi* (Schoen.). Трилобиты встречаются не часто, бедны по составу: *Bronteus costatus* Puch., *Dechenella verneuili* (Barr.), *D. polonica* (Gurich) [4].

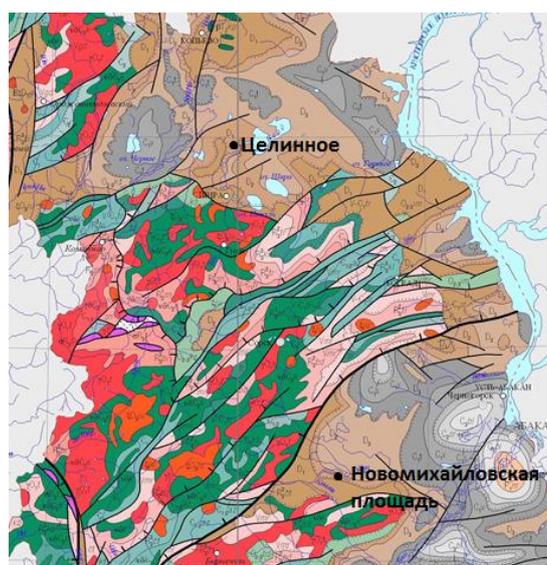


Рис. 1. Карта исследуемого района

В районе п. Целинное, на правом берегу р. Туим обнажение представлено органогенными микритовозернистыми известняками [классификация Е.М. Хабарова, 2002] с многочисленными остатками брахиопод вида *Acrospirifer cheehiel* (Koninck) D₂g (рис. 2). Раковины отличаются толстыми створками крупных размеров. Большое скопление брахиопод положило начало формирования чеелевого горизонта, который является маркирующим для всей Алтае-Саянской складчатой области.

На юго-востоке исследуемого района, в разрезах скважин Новомихайловской площади, отложения свиты представлены ритмично чередующимися алевролитами, аргиллитами, мергелями и известняками, количество которых увеличивается вверх по разрезам скважин. В нижних частях разрезов отмечаются литологические неоднородности по составу пород, а так же по строению, которые выражаются в наличии косоволнистослоистых тел различной уплотненности, а так же

микрослоистости, флексуобразных изгибов, трещиноватости, зеркал скольжения и деформированных прожилков, которые приводят к неодинаковым фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС) на отдельных участках пород (рис. 3). В керне скважин Новомихайловской площади так же обнаружены раковины брахиопод и кораллов. Но в отличие от фауны из обнажений, она характеризуется обедненностью видового состава, мелкими размерами и тонкостенностью створок раковин. Угнетенность фауны обусловлена поступлением большого количества терригенного материала в бассейн седиментации, что говорит о близости источника стока.



Рис. 2. Органогенный известняк

Изучение захороненного органического вещества (ОВ) и битуминозности отложений бейской свиты в ультрафиолетовом свете (УФ) методом люминесцентной микроскопии позволило установить сапропелевую природу ОВ и зафиксировать многочисленные следы миграции битумоидов во всех изученных образцах. Содержание битумоидов резко возрастает в юго-восточной части свиты.

Скопления битумоидов отмечается в наиболее катагенетически преобразованных терригенно-карбонатных породах (рис. 3). Катагенетические преобразования выражаются в доломитизации, окремнении, трещиноватости, которые повышают ФЕС пород.

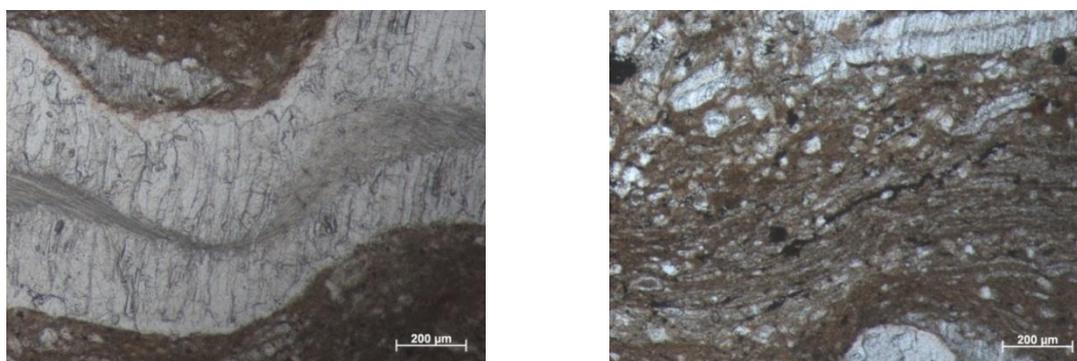


Рис. 3. Катагенетически преобразованные терригенно-карбонатные породы

Битуминозные компоненты (в меньшем количестве) обнаружены так же на наиболее проницаемых участках рифогенных известняков верхнебейской подсвиты

(район п. Целинного и о. Иткуль). Они приурочены к границам биокластов, микростилолитовым швам и литогенетическим трещинкам (рис.3,5).

Таким образом, результаты литолого-фациальных исследований отложений бейской свиты свидетельствуют о возникновении благоприятных палеогеографических обстановок для формирования комбинированных ловушек для углеводородов во вторую половину начальной тектоно-седиментационной стадии бейской трансгрессии. Эти обстановки характеризуются прибрежно-морскими условиями с наличием небольших депрессий, окаймленных рифогенными постройками, характеризующимися активной гидродинамической обстановкой осадконакопления. Такие условия наиболее ярко прослеживаются в юго-восточных частях бейской свиты (Новомихайловская площадь).

Литература

1. Иванкин Г.А. К стратиграфии девона западной окраины Минусинской котловины // Труды Томского ун-та. Сер. геол. – Томск: Изд-во ТГУ, 1960. – С. 85–91.
2. Парначев В.П., Васильев Б.Д., Иванкин Г.А. Геология и полезные ископаемые Северной Хакасии. – Томск, 1992. – 166 с.
3. Парначев В.П., Васильев Б.Д., Коптев И.И. Геология и минерагения Северной Хакасии. – Томск, 2007. – 236 с.
4. Скворцов В.П. Стратиграфический словарь СССР. – М., 1956. – 121 с.
5. Халфин Л.Л. Биостратиграфия палеозоя Саяно-Алтайской горной области. – Новосибирск, 1960. – 360 с.

ВКЛАД В.А. ОБРУЧЕВА И С.В. ОБРУЧЕВА В СТАНОВЛЕНИЕ МИНЕРАЛЬНО–СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)

Сах. А. Тихонова и Св. А. Тихонова

Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Владимир Афанасьевич Обручев – выдающийся ученый, путешественник, крупнейший геолог и географ (рис. 1).

Он родился в 1863 году в селе Клеепенино Тверской губернии, в семье дворян. По причине того, что семье Обручевых приходилось переезжать в другие города, у Владимира Афанасьевича с малых лет развилась любовь к путешествиям. Эта любовь его не покидала и в студенческие годы. По окончании школы он поступил в Горный институт, где неоднократно бывал на экскурсиях. В 1884 году, будучи студентом третьего курса, Владимир Афанасьевич написал свой первый рассказ «Море шумит». Этот рассказ был напечатан в газете «Сын Отечества» в 1887 году и, окрыленный этим успехом, Владимир решил оставить институт и посвятить себя всецело литературе. Однако дальнейшую его судьбу определила встреча с умным, много знающим преподавателем, умеющим захватывающе интересно рассказывать о своём предмете. Им стал профессор Иван Васильевич Мушкетов, руководивший геологической экскурсией вдоль реки Волхов, в которой принимал участие В.А. Обручев.

В 1890 году Обручев впервые побывал в Якутии для исследования Ленского золотоносного района. В своей книге «Мои путешествия по Сибири» Обручев подробно описывает свои исследования по разным местностям Западной и Восточной Сибири. До него эти места были практически не изучены и являлись «белыми пятнами» в географической карте России, поэтому Владимир Афанасьевич считается одним из первопроходцев, исследовавших Сибирь. Данная книга состоит из четырех частей, в

первой и третьей из которых рассказывается о поисках золотых приисков в Олекминско-Витимском (ныне Ленском) районе. Помимо реки Лена, исследованной в ходе экспедиции, был также изучен бассейн реки Бодайбо, где помощниками Владимира Афанасьевича были студент университета Л.Я. Лурье и горный инженер П.И. Преображенский (рис. 2).

Выполненная ими геологическая съемка бассейна р. Бодайбо подтвердила выводы о происхождении россыпного золота, о возрасте и характере россыпей, сделанные ими на основании наблюдений на приисках всего Ленского района в 1890 и 1891 гг.

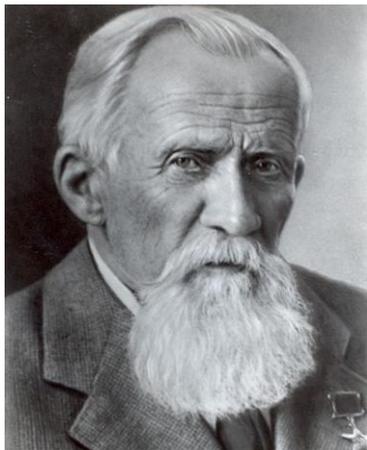


Рис. 1. В.А. Обручев



Рис. 2. Геологи-исследователи бассейна р. Бодайбо летом 1901 г.

Обручев ехал туда с целью поиска кварцевых жил, которые, по его мнению, должны были содержать в себе россыпи золота, однако его надежды не оправдались и об этом он писал: «В Ленском районе большинство толстых кварцевых жил оказались совсем пустыми, только в некоторых, очень редких, разведки обнаружили золото, но недостаточное, чтобы работать их в качестве коренных месторождений. Объяснить разрушением этих редких жил необычайное богатство глубоких россыпей на протяжении целых верст невозможно» [1].

Зарождение представлений о тектоническом строении Восточно-Сибирской платформы относится ко второй половине XIX в. Впервые взгляды на строение платформы были сформулированы И.Д. Черским в 1886 г. и позднее развиты В.А. Обручевым и Э. Зюссом. По мнению этих исследователей, Восточно-Сибирская платформа (Енисейско-Ленская или Средне-Сибирская платформа по В.А. Обручеву, плоская возвышенность по И.Д. Черскому, Земля Ангара по Э. Зюссу) возникла в результате дробления древнейшего материка. Область Прибайкалья, Восточного Саяна, Енисейского кряжа, названная И.Д. Черским высоким плоскогорьем, а Зюссом – «древним теменем Азии», является останцем первичной структуры, который с палеозойского времени не затоплялся морем. Позднее, В.А. Обручев включил в состав «древнего теменя Азии» Таймыр, а Енисейско-Ленскую платформу он рассматривает как типичный шельф, который уже с конца палеозоя превратился из подвижного в малоподвижный.

В южных и юго-восточных районах Сибирской платформы в конце XIX в. также продолжается изучение нефте- и битумопроявлений. Повышенное внимание исследователей привлекает «байкальская нефть». Место вытекания асфальта на Ангаре, отмеченное А.Л. Чекановским в 1889 г., посетил В.А. Обручев. Он подробно

охарактеризовал породы, вмещающие асфальт, а также саму жидкость темно-бурого цвета с запахом нефти. Имеются сведения о попытках поисков нефти на юго-западе Якутии в бассейне р. Чара.

Непродолжительный период большой жизни будущего академика с 1901 по 1912 годы связан с Сибирскими Афинами – Томском. В.А. Обручев был одним из тех, кто стоял у истоков становления вузов в Сибири. Организованное им горное отделение Томского технологического института (ТТИ), а также сибирская школа геологов, послужили прочным фундаментом геологической науки в Сибири.

Владимир Афанасьевич, будучи первопроходцем в освоении Сибири, создал основу будущим поколениям для изучения данной местности. По стопам своего отца пошел его средний сын Сергей Владимирович Обручев – выдающийся российский, советский геолог и путешественник, ставший известным отнюдь не родством со своим отцом, а своими грандиозными открытиями, как Черский хребет, открытие Полюса холода северного полушария, Тунгусского угленосного бассейна (рис. 3).

Сергей Владимирович писал: «Заинтересовавшись геологическим строением почти неисследованной, малонаселённой области между Леной и Беринговым проливом, я поставил себе задачу изучить в общих чертах рельеф и геологическое строение обширной территории площадью до 3 миллионов квадратных километров. Эта задача, конечно, была очень сложна и трудна, т. к. в то время Северо-Восток Азии представлял белое пятно». Выполняя поставленную задачу, С.В. Обручев с 1926 по 1935 г. совершил 4 выдающиеся экспедиции. Первая из них, Индигирская, выпала на период 1926–1927 г.г. Во время этой экспедиции С.В. Обручев открыл безымянный горный хребет, который протянулся на тысячу километров от Полярного круга через Индигирку до Колымы. По его предложению новому хребту было присвоено имя русского путешественника И.Д. Черского [2].

В своей книге «В неведомых горах Якутии» Сергей Владимирович описал свое пребывание на территории Республики Саха с целью изучения наиболее загадочной области «белого пятна» – западной части бассейна Индигирки и Верхоянского хребта. Индигирка, по которой пролегла большая часть маршрута экспедиции, поразила Сергея Владимировича своей дикостью и многочисленными порогами. Больше всего удивило исследователей поразительное несоответствие между картой и действительным видом окружающей местности. Там, где на карте была показана заболоченная низменность, в действительности была раскинута огромная горная страна.

По обоим берегам реки вздыбались высокие горные пики, вершины которых даже в разгар лета были покрыты снегом.

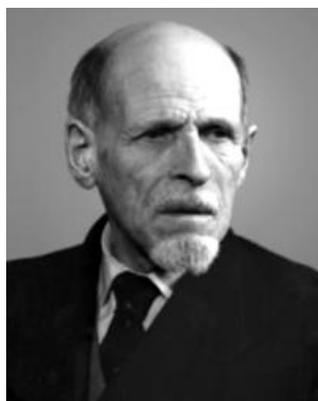


Рис. 3. С.В. Обручев

Как писал Обручев, «никто из географов понятия не имел о том, что в Северной Сибири расположены такие высокие горы». В 1929–1930 гг. новая экспедиция С.В. Обручева исследовала бассейн другой большой реки – Колымы и восточных склонов хребта Черского. В результате на географической карте были сделаны значительные исправления (рис. 4). Верхнее течение Колымы, например, «переместилось» более чем на 200 км на юго-восток, а нижнее, наоборот, – на юго-запад. Дальше к югу «разместился» открытый И.Д. Черским хребет Тас-Кистабит, в этом направлении «отклонилась» и восточная часть хребта Черского [3].

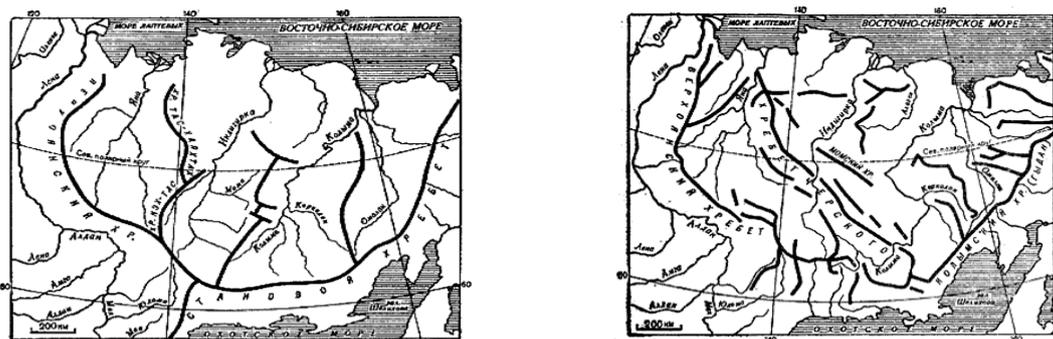


Рис. 4. Схемы хребтов Северо-Востока, составленные до и после экспедиции С.В. Обручева

Прочитав множество произведений Владимира Афанасьевича и Сергея Владимировича Обручевых, посвященных их экспедициям, приходишь к мысли, что это были не просто геологи-путешественники, а по настоящему великие люди. Вклад, внесенный ими в развитии Республики Саха, бесценен. Их имена – наша история!

Литературы

1. Обручев В.А. Мои путешествия по Сибири. – М.: Изд-во Академии Наук СССР, 1948. – 185 с.
2. Обручев С.В. В неизведанные края. – М.: Мысль, 1975. – 366 с.
3. Обручев С.В. В неведомых горах Якутии. – М.: Государственное изд-во, 128. – 247 с.

ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА БИОМАРКЕРОВ ПАЛЕОЗОЙСКИХ НЕФТЕЙ ЮГО-ВОСТОКА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Д.Ю. Чиркова

Научный руководитель профессор О.В. Серебренникова
Институт химии нефти, г.Томск, Россия

Постановка вопроса о перспективах нефтегазоносности палеозойских отложений не нова и имеет длительную историю, при этом вопрос о происхождении нефтей в отложениях палеозоя Западной Сибири до сих пор остается дискуссионным [5]. На уже разведанных площадях разработка более глубоких залежей слабоизученных, но высокоперспективных палеозойских отложений имеет безусловную экономическую выгоду для воспроизводства запасов нефти и газа. В связи с этим интерес к исследованию нефтей, залегающих в отложениях палеозоя и коры выветривания, по-прежнему актуален, как с точки зрения уточнения их генезиса, так и прироста запасов дебитов уже эксплуатируемых площадей.

Проведено детальное изучение молекулярного состава 8 палеозойских нефтей (рис. 1) Герасимовского (скв. 18), Калинового (скв. 10 и 21), Урманского (скв. 10 и 11), Северо-Останинского (скв. 5), Малоичского (скв. 6), Пальяновского (скв. 53) месторождений. Малоичское месторождение расположено на севере Новосибирской области, Пальяновское – на Красноярском своде (ХМАО), остальные нефти – в пределах Нюрольской впадины и Пудинского мегавала (Томская область). Интервал отбора нефтей 2818–3130 м.

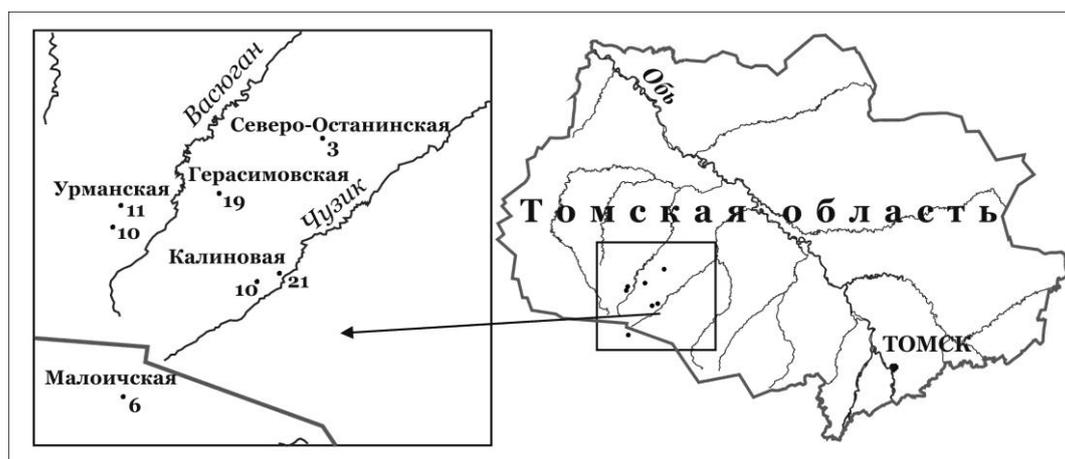


Рис. 4. Площади отбора образцов

Выделение концентрата углеводородов (УВ) проводили методом адсорбционной хроматографии на колонке с окисью алюминия IV степени активности. В качестве подвижной фазы использовали гексан. Детальный анализ компонентного состава осуществляли с помощью магнитного хромато-масс-спектрометра DFS фирмы «Thermo Scientific» (Германия). Газовый хроматограф с кварцевой капиллярной колонкой фирмы «Thermo Scientific» внутренним диаметром 0,25 мм, длиной 30 м, толщиной фазы 0,25 мкм, неподвижной фазой – TR-5MS, газом-носителем – гелием. Температура испарителя – 250 °С, температура интерфейса – 250 °С.

Хроматограммы УВ получены по полному ионному току (TIC) и по характеристическим фрагментным ионам (SIM). Идентификацию индивидуальных УВ проводили компьютерным поиском в библиотеке Национального Института Стандартов NIST-05, по литературным данным и реконструкцией структур по характеру ионной фрагментации при электронном ударе [1, 3].

Среди алифатических УВ преобладают нормальные алканы. Данные группового состава углеводородных фракций исследованных нефтей представлены в таблице.

В составе n-алканов всех исследованных нефтей преобладают низкомолекулярные гомологи с максимальным содержанием C₁₂ для нефтей Малоичской и Калиновой (скв. 10) площадей, C₁₃ – для Пальяновской, C₁₄ – для Калиновой (скв. 21) и C₁₅ – для Герасимовской, Северо-Останинской и Урманской площадей. Для северо-останинской нефти характерен широкий максимум в области n-C₁₂-n-C₁₉ алканов. Только для урманской (скв. 11) нефти отмечено бимодальное распределение с дополнительным максимумом на C₂₂. Данные о распределении n-алканов в исследованных нефтях свидетельствуют о широком развитии фитопланктона в бассейне седиментации.

Групповой состав углеводородных фракций исследованных нефтей

Образцы нефтей	Массовое содержание, % отн.				
	Алканов	Циклогек-санов	Стеранов	Терпанов	Ароматических УВ
Северо-Останинская	86.02	6.54	0.14	0.94	6,36
Малоичская	85.41	3.85	0.18	0.92	9,65
Герасимовская	73.35	5.31	1.53	5.6	14,21
Калиновая 21	77.56	4.88	0.24	1.94	15,38
Калиновая 10	70.9	9.49	0.12	3.37	16,13
Урманская 11	73.52	12.02	0.04	1.08	13,33
Урманская 10	78.37	8.87	0.09	2.03	10,64
Пальяновская	69.14	11.5	0.04	1.11	18,21

Отношение пристана (П) к фитану (Ф) для большинства нефтей меняется в интервале от 1,01 до 1,37, что указывает на восстановительные условия седиментации. Лишь для урманской нефти (скв. 11) отмечены субокислительные, а для северо-останинской – окислительные условия осадконакопления (П/Ф 1,8 и 3,8 соответственно). По величине коэффициента «нечетности», варьирующего от 0,96 до 1,07, можно считать все исследованные нефти зрелыми. Соотношение $n\text{-C}_{17}/n\text{-C}_{27}$ изменяется в интервале от 2,2 (Герасимовская) до 6,8 (Калиновая, скв. 10) и свидетельствует о морских водорослях, как основных биопродуцентах.

Содержание ароматических УВ в гексановой фракции исследованных нефтей колеблется от 6,4 % для северо-останинской до 18,2 % в пальяновской.

В составе биаренов урманской (скв. 10) нефти отмечено повышенное содержание метилнафталина, а также метил- и диметилбензофенила. Высоким содержанием триароматических УВ характеризуются пальяновская и урманская (скв. 11) нефти. В составе нефти калиновая 10 отмечено отсутствие тетра- и пентациклических ароматических УВ.

Относительное содержание алкилбензолов (АБ) в гексановой фракции исследованных нефтей изменяется от 1,58 % в северо-останинской до 6,42 % в калиновой (скв. 10). В том числе были идентифицированы ($n\text{-АБ}$), моно- (МАБ), ди- (ДМАБ), и триметилалкилбензолы (ТМАБ), среди которых преобладают диметилзамещенные структуры (рис. 2). В составе мета-, орта- и пара-изомеров МАБ отмечено преобладание орта-форм. Для всех нефтей характерно преобладание $C_{12}\text{-}C_{14}$ гомологов алкилбензолов.

Рис. 5. Содержание $n\text{-АБ}$, МАБ, ДМАБ и ТМАБ в АБ исследованных нефтей

Триметилалкилбензолы – арил-изопреноиды, у которых алкильная цепь длиной от C_6 до C_{11} имеет изопреноидное строение, зафиксированы в той или иной концентрации в большинстве нефтей (рис. 2). Среди них в максимальном количестве присутствуют арил-изопреноиды C_{12} - C_{14} , содержащие в алкильной цепи 6-8 атомов углерода. ТМАБ присутствуют во всех нефтях, а в пальяновской они представлены гомологами с алкильной цепью нормального строения.

Для молекулярно-массового распределения ТМАБ отмечено монотонное убывание содержания гомологов с возрастанием атомного номера. Отношение четных гомологов ТМАБ к нечетным изменяется в пределах от 1,36 для Калиновой (скв. 10 и 21) до 1,92 для малоичской и пальяновской нефтей. Малоичская и герасимовская нефти характеризуются низким содержанием C_{13} ТМАБ. В пальяновской, урманской (скв. 10) и калиновой (скв. 10) нефтях отмечены низкие концентрации C_{14} при повышенных концентрациях C_{18} гомолога.

Все исследуемые образцы палеозойских нефтей характеризуются пониженным содержанием C_{17} гомолога в распределении ТМАБ. Низкое содержание гомолога C_{17} вытекает из строения изопреноидной боковой цепи биологических предшественников арил-изопреноидов – ароматических каротиноидов изорениератена и β -изорениератена (рис. 3). Эти изопреноиды присутствуют в фотосинтетических зеленых серных бактериях (*Chlorobiaceae*), которые существуют в строго анаэробной среде и для их метаболизма требуется свет и H_2S [2, 4, 6, 10, 12, 13]. Следовательно, наличие арил-изопреноидов в нефтях обеспечивает свидетельство того, что накопление органического вещества, в последствие генерировавшего все нефти, кроме Северо-Останинской, протекало в фотической зоне эвксинного бассейна.

Максимальное содержание стеранов в углеводородной фракции установлено для герасимовской нефти (1,53 % от суммы идентифицированных насыщенных УВ), а минимальное – для урманской (скв. 11) и пальяновской нефтей (0,04 %) (табл.). По распределению C_{27} , C_{28} и C_{29} стеранов принято диагностировать состав исходного органического вещества. Преобладание C_{29} стерана может быть индикатором вклада в исходное ОВ наземной растительности. Хотя имеются сведения, что в морских осадках, накапливавшихся в пелагической зоне, далекой от влияния наземной растительности, также наблюдается преобладание C_{29} -стерана [8]. Большинство нефтей характеризуется явным преобладанием C_{29} гомолога, а в урманской (скв. 11) и пальяновской нефтях доминирует C_{28} гомолог. Согласно соотношению содержания C_{27} , C_{28} и C_{29} изостеранов исходное ОВ малоичской и урманской (скв. 11) нефтей отлагалось в условиях открытого моря, остальных нефтей – в области мелководного.

Суммарное содержание терпанов, представленных би- (сесквитерпаны), три-, тетра- и пентациклическими структурами, во всех нефтях существенно выше чем стеранов. Сесквитерпаны включают изомеры нордримана (C_{14}), дримана (C_{15}) и гомодримана (C_{16}). Их вклад в содержание терпанов достигает максимальной концентрации 97,14 % для пальяновской нефти и уменьшается до минимума 39,17 % в малоичской нефти. Все исследованные нефти характеризуются преобладанием дриманов, только в северо-останинской нефти преобладают гомодриманы. По показателю $27Ts/27Tm$ только пальяновская нефть достигает поздней стадии катагенеза (4,96), остальные нефти – менее зрелые (0,65–2,2). Отмечена достаточно высокая концентрация C_{23} трициклического терпана, что может указывать на известковую среду седиментации [11]. Его преобладание установлено в большинстве нефтей, а нефти урманская (скв. 10, 11) и пальяновская характеризуются максимумом в области C_{21} - C_{23} трициклических терпанов.

Наличие гаммацераана во всех нефтях указывает на солоноватоводный бассейн седиментации исходного нефтематеринского вещества [9]. Его содержание изменяется от 0,02 % в пальяновской нефти до 1,13 % в герасимовской. Отсутствие олеанана в нефтях может быть обусловлено древним возрастом нефтематеринских отложений старше мелового, когда появились покрытосеменные растения, содержащие олеановые структуры [8].

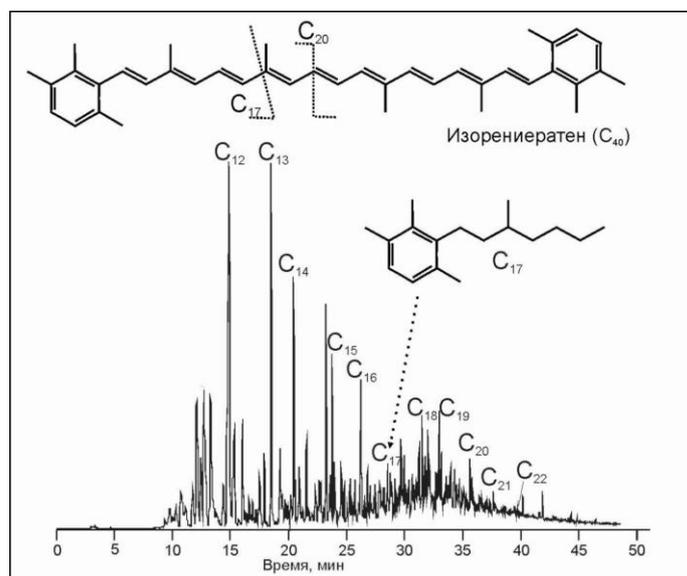


Рис. 6. Структура одного из биологических предшественников арил-изопреноидов и фрагмент масс-хроматограммы (m/z 133+134) нефти Северо-Останинского месторождения

Моретаны присутствуют в нефтях, генерированных глинистыми отложениями со сверхсоленным режимом осадконакопления [2]. Содержание моретанов в составе терпанов изменяется от 0,11 % в Пальяновской до 3,3 % в Малоичской нефти. Все исследованные нефти характеризуются преобладанием среди моретанов гомолога C₃₀ – 17β(H), 21α(H).

Таким образом, на основе проведенных исследований состава биомаркеров палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири можно заключить, что накопление органического вещества, проходило в прибрежно-морских закисных солоноватоводных условиях. Основные биопродукты – морские водоросли. По данным о составе стеранов, гопанов, секогопанов, n-алканов исследованные нефти термически зрелые.

Литература

1. Вульфсон Н.С. Масс-спектрометрия органических соединений / Н.С. Вульфсон, В.Г. Заикин, А.И. Микая. – М.: Химия, 1986. – 312 с.
2. Костырева Е.А. Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири. – Новосибирск: Академическое издательство «Гео», 2005. – 183 с.
3. Петров Ал.А. Масс-спектры нефтяных углеводородов. Справочник (атлас) / Ал.А. Петров, Л.С. Головкина, Г.В. Русинова. – М.: Недра, 1986. – 312 с.
4. Петров Ал.А. Углеводороды нефти. – М.: Наука, 1984. – 264 с.
5. Ростовцев В.Н. От дискуссии к поиску палеозойских нефтей / В.Н. Ростовцев, В.В. Ростовцев // Вестник науки Сибири. – 2012. – № 5(6). – С. 12–19.

6. Clifford, D. J. 2,3,6-/3,4,5-Trimethyl substituted diaryl carotenoid derivatives (Chlorobiaceae) in petroleum of the Belarussian Pripyat River Basin / D.J. Clifford, J.L. Clayton, J.S. Sinninghe Damsté // *Organic Geochemistry*. – 1998. – № 29. – P. 1253–1268.
7. Fazeelat T. Effects of maturity on the relative abundances of the 8, 14-secohopanes in sediments and oils / T. Fazeelat, R. Alexander, R.I. Kagi // *J. Chem. Soc. Pak*, 1999. – V 21. – № 2. – P. 154–163.
8. Moldowan J.M., Dahl J.E.P., Huizinga B.J., Fago F.J., Hickey L.J., Peakman T.M., Taylor D.W. The molecular fossil record of oleanane and its relation to angiosperms. *Science*, 1994. – V. 265. – P. 768–771.
9. Peters K.E. *The Biomarker Guide: Biomarkers and isotopes in petroleum systems and Earth History* / K.E. Peters, C.C. Walters, J.M. Moldowan. – Cambridge: University Press. 2007. – V. 1. – 492 p.
10. Requejo A. G. Aryl isoprenoids and diaromatic carotenoids in Paleozoic source rocks and oils from the Western Canada and Williston basins / A.G. Requejo, J. Allan, S. Creany, N.R. Gray, K.S. Cole // *Organic Geochemistry*, 1992. – № 23. – P. 205–222.
11. R. Paul Philp. *Lecture notes for a short course on petroleum and reservoir geochemistry for exploration geologists, geochemists and engineers* / School of geology and geophysics, university of Oklahoma: Norman, OK, 1989. – № 73019. – 678 p.
12. Summons R.E. Identification of aryl isoprenoids in source rocks and crude oils: Biological markers for the green sulfur bacteria / R.E. Summons, T.G. Powell // *Geochim. Cosmochim. Acta*, 1987. – № 51. – P. 557–566.
13. Yongge Sun. Source fades of the Paleozoic petroleum systems in the Tabei uplift, Tarim Basin, NW China: implications from aryl isoprenoids in crude oils / Yongge Sun, Shiping Xu, Hong Lu, Pingxia Cuai // *Organic Geochemistry*, 2003. – № 34. – P. 629.

РАЗВИТИЕ ДОБЫЧИ БИТУМИНОЗНОЙ НЕФТИ В РОССИИ

А.А. Шатохина

Научный руководитель доцент В.Г. Крец

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Углеводородные ресурсы являются невозобновляемыми. В течение ближайшего времени следует ожидать перехода на альтернативные источники углеводородного сырья – тяжелые нефти, природные битумы (ПБ), газовые гидраты и другие [1].

В Советском Союзе сложилась блестящая отечественная школа битуминологов, возглавляемая В.А. Успенским и О.А. Радченко (ВНИГРИ). Систематизировав огромный материал по условиям залегания битумов и разработав аналитическую базу их диагностики, ученые этой школы создали стройную генетическую классификацию нефтей и битумов разных генетических линий превращения в условиях гипергенеза, катагенеза, метаморфизма и фильтрации [5].

В настоящее время компании-операторы все чаще обращают внимание на тяжелые нефти (ТН) и битумы, поскольку их запасы по различным оценкам до пяти раз превышают объемы запасов нефти малой и средней вязкости. Но немногие страны начали разработку этого сырья. К настоящему времени вопросы комплексного использования природных битумов практически не решены из-за слабой разведанности месторождений, отсутствия организации учета сырьевых ресурсов всех попутных компонентов, недостаточной освоенности в промышленном масштабе методов добычи, транспортировки, переработки и извлечения попутных компонентов. Компании также несут затраты, которые связаны с соблюдением нормативов выбросов в окружающую среду. На сегодняшний день добыча ПБ – трудный и дорогостоящий способ добычи

углеводородов. По оценке Национального совета США, разработка битуминозных пород рентабельна при цене на нефть не менее 100–120 долл./тонну.

Наиболее крупные запасы ТН и ПБ (битуминозных песков) сосредоточены в Канаде (в крупнейшем в мире асфальтовом месторождении Атабаска), Венесуэле, Мексике, США, России и Казахстане [2].

Выбор технологии при разработке битуминозной породы обуславливается глубиной залегания песчаного слоя. Для залежей не глубже 50 м от поверхности земли используется карьерный способ для добычи нефтеносного песка и дальнейшего извлечения из него битумов; при большей глубине требуется применение технологий добычи с обработкой на месте залегания, которые снижают вязкость нефти и обеспечивают ее текучесть [1].

Однако более 90 % прогнозных запасов битуминозной нефти падает на Восточную Сибирь и Урало-Поволжье. На севере и северо-востоке Сибирской платформы, в пределах, так называемых Анабарской и Оленекской зон битумонакопления, известен ряд гипергенных скоплений (месторождений) и проявлений природных битумов с общими ресурсами более 5 млрд. т. Битумные скопления приурочены к широкому стратиграфическому диапазону отложений от докембрия до мезозоя. Исследования Оленекского месторождения, имеющие целью оценку ресурсов сырья, начались уже в 50-х годах.

Начало систематическому геологическому изучению бассейна р. Оленек было положено в 1939 г. маршрутными исследованиями А.И. Гусева [5]. В настоящее время разработкой данного месторождения интересуются такие крупные компании как «Лукойл», «Роснефть».

В России наиболее активно разработкой ПБ и внедрением новых технологий занимается компания «Татнефть». Республика Татарстан обладает значительными запасами тяжелых высоковязких битумных нефтей (свыше 1,4 миллиарда тонн) и является полигоном для исследования технологии добычи («Татнефть» является первой компанией в России, которая начала в 2006 г. опытно-промышленную разработку месторождений сверхвязкой нефти (СВН)). Поэтому стоит отметить, что технологии, разработанные компанией «Татнефть» в дальнейшем будут использоваться и на других месторождениях СВН, в том числе и на территории Сибири.

С 2004 г. компания «Татнефть» начала реализовывать «Программу освоения запасов тяжелых нефтей и битумов в Республике Татарстан». В 2006 г. в рамках этого проекта «Татнефть» начала опытно-промышленные работы по освоению запасов сверхвязких нефтей. Был начат пилотный проект на Ашальчинском месторождении по испытанию модифицированной технологии теплового воздействия через двухустьевые горизонтальные скважины (патент РФ №2287677) (рис. 1). Разработана методика управления процессом парогравитационного воздействия с помощью двухустьевых ГС, обеспечивающая создание паровой камеры и равномерный прогрев межскважинной зоны, недопущение прорыва пара в добывающую скважину из паронагнетательной, получение максимального дебита нефти при оптимальных величинах паронефтяного отношения (патент РФ №2340768) (рис. 2) [3].

Благодаря данным инновациям и современным технологиям (наклонная мачта «К-54» производства фирмы «National Oilwell Varco» (США), буровая установка «Dresco-2000М» (США), канадская парогенерирующая установка, в 2014 г. ожидается новая буровая установка из Канады) добыто на конец 2011 года 106,78 тысяч т СВН (табл.). Также в марте 2010 года ОАО «Татнефть» официально объявило о решении построить завод по промышленной переработке сверхвязкой нефти мощностью 300 тыс. тонн в год.

После столь значительных успехов компании «Татнефть» многие российские компании заинтересовались в добыче СВН и освоением северо-востока Сибирской платформы. Президент, Председатель Правления ОАО «НК «Роснефть» Игорь Сечин и генеральный директор автономной некоммерческой организации «Агентство стратегических инициатив по продвижению новых проектов» (АСИ) Андрей Никитин подписали в рамках XI Международного инвестиционного форума «Сочи-2012» Меморандум о сотрудничестве и взаимодействии по реализации проектов и инициатив. В рамках этого сотрудничества наиболее приоритетным для ОАО НК «Роснефть» выбрано такое направление, как освоение трудноизвлекаемых запасов (сверхнизкопроницаемые коллекторы, нефтяные и газовые сланцы, природные битумы).

Большое значение для развития данной отрасли в РФ имеет оказание льгот и введения дифференцированного налогообложения месторождений. С предложений «Татнефти» и началась работа по изменению налоговой политики, чтобы от системы изъятия перейти к системе, стимулирующей работу в сложных условиях. Первым шагом в этом направлении стало обнуление налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) при разработке СВН. Но эта льгота проблемы еще не решала. Правительством РФ с 1 июля 2012 г. была введена сроком на 10 лет льготная ставка экспортной пошлины на СВН вязкостью свыше 10 тыс. сантипуаз в размере 10 % от полной ставки на нефть (схема «10×10×10») [4].

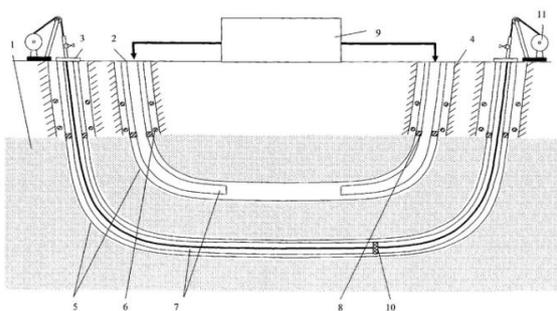


Рис. 2. Патент РФ №2340768:

- 1 – добывающая скважина;
- 2 – нагнетательная двухустьева горизонтальная скважина; 3 – поверхность земли;
- 4 – горизонтальная часть скважины 2;
- 5 – продуктивный пласт;
- 6 – горизонтальная часть скважины 1;
- 7 – колонна насосно-компрессорных труб;
- 8 – насосы для подъема ТН и ПБ;
- 9 – термоматчики [6]

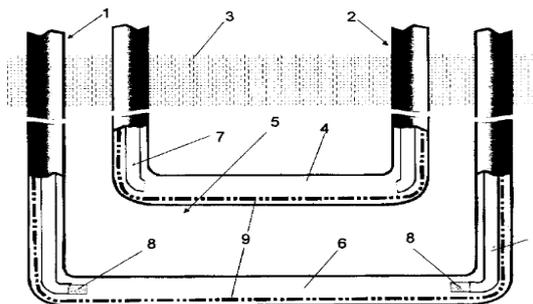


Рис. 1. Патент РФ №2287677:

- 1 – продуктивный пласт;
- 2 – нагнетательная двухустьева горизонтальная скважина; 3 – добывающая двухустьева горизонтальная скважина;
- 4 – кондуктор; 5 – перфорированная обсадная колонна; 6 – центратор; 7 – колонна насосно-компрессорных труб; 8 – пакер;
- 9 – парогенератор; 10 – свабный насос;
- 11 – установка намотки каната свабного насоса [6]

Таблица

Обзор рынка ПБ с 2006–2011 г.г. [3]

Год	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.
Накопленная добыча ПБ (т.)	Свыше 1000	Свыше 6 тыс.	свыше 12,7 тыс.	18,4 тыс.	29,15 тыс.	41,5 тыс.	65 тыс.

В ближайшем будущем добыча битума в России и Сибири рассматривается как основной стратегический резерв в добыче углеводородных материалов.

Литература

1. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985. – С. 305.
2. Щепалов А.А. Тяжелые нефти, газовые гидраты и другие перспективные источники углеводородного сырья: Учебно-методическое пособие. – Нижний Новгород: Нижегородский госуниверситет, 2012. – С. 669.
3. Годовой отчет ОАО «Татнефть». – Альметьевск, 2004–2011. – 314 с.
4. Маликов А.С. Конкурентный ресурс «Татнефть» подготовила десятилетнюю программу разработки природного битума // Нефть и жизнь. – 2012. – №7. – С. 50.
5. Новые данные о геологическом строении Оленекского месторождения битумов и перспективах нефтегазоносности прилегающей территории / Нефтегазовая геология. Теория и практика. // А.А. Поляков, В.Н. Блинова, В.А. Каширцев, М.Е. Смирнова – 2011. – Т.6. – №3. – 15 с.
6. <http://bd.patent.su> // <http://bd.patent.su/2287000-2287999/pat/servlet/servlet71c6.html> [Электронный ресурс]. Режим доступа свободный.

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие	3
ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ КАРТИРОВАНИЕ, ПОИСКИ, РАЗВЕДКА И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ. ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ	4
В.А. Андриянов Моделирование геотермического режима генерации Тогурских и Баженовских нефтей Фестивальной структуры	4
Кадильников П.И. Геолого-палеомагнитная характеристика гранитоидов Ерудинского массива и палеотектонические реконструкции	8
Косткина А.Д. Оценка загрязнения стойкими органическими веществами бассейна реки Амур	11
Левина О.О. Экологическое и геохимическое состояние природных вод на левом берегу р. Томи в пределах г. Томска	16
Покровский В.Д. Этапы создания информационно-поисковой системы для оценки степени подтопваемости территории города Томска	19
Рудмин М.А. Фации и магнитная восприимчивость Бакчарской рудовмещающей толщи (Томская область)	22
Секисова В.С. Силикатно-карбонатная несмесимость в оливин-флогопитовом ийолите вулкана Олдоиньо Ленгаи, Танзания: по данным изучения включений расплава	27
Селиверстова М.В. Геологическое строение верхнерифейской черносланцевой формации Баянхонгорской структурно-формационной зоны Центральной Монголии на примере участка реки Улзит-Гол	33
Строев Т.С. Технологическая минералогия лежалых кеков выщелачивания Воронцовской зиф (Свердловская область)	35
Федоренко Д.В. Оценка оптимальных параметров трансформаций при вычислении ортогональных функций в гравимагниторазведке	41
ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ	44
Абдулаев Р.К. Контроль над разработкой месторождений с использованием геофизических методов исследования скважин	44
Баркалова А.М. Зональность нефтенасыщенных коллекторов в зоне водонефтяных контактов (на примере Герасимовского нефтегазоконденсатного месторождения Томской области)	46
Буй А.А., Речинская В.И. История тектонического развития Западно-Сибирской геосинеклизы в плане формирования в палеозойских известняках месторождений нефти и газа	49
Горбенко В.М., Минаев К.М. Применение вермикулита в качестве облегчающей добавки к тампонажным растворам	53
Давыдова А.Е. Перспектива добычи аквамаринных газогидратов на шельфе и континентальном склоне мирового океана	56
Дешин А.А. Распределение органического углерода в породах баженовской свиты Салымского нефтегазоносного района по данным аналитических исследований и геофизических исследований скважин	59
Донг В.Х. Особенности формирования крупнейших залежей нефти и газа в магматических породах на примере зарубежных стран	62
Ермолаева А.В. Разработка электронного паспорта узлов измерений расхода газа	65

Жэнь Сюйцзин, Недоливко Н.М. Формирование порового пространства в терригенных нефтенасыщенных коллекторах	68
Исаева Е.Р. Типичные литогеохимические особенности нефтегазоносных разрезов северо-восточной части Западно-Сибирской плиты на примере скважины Хикиглинская 1	71
Карпов И.А. Два механизма образования взаимно ортогонально поляризованных поперечных волн при наблюдениях методом вертикального сейсмического профилирования	74
Колесник В.П. Оптимизация размещения добывающих и нагнетательных скважин с учетом данных наземной геохимической съемки	80
Конев Д.А. Исследование нефтяных пластов с помощью индикаторного метода	82
Кудряшова Л.К. Изучение литолого-фациальной модели для увеличения нефтеотдачи залежи на примере песчаных пластов тюменской свиты Красноленинского месторождения	88
Кушнярева Е.В. Геологическое строение и продуктивные пласты Мамонтовского нефтяного месторождения	91
Мишунина А.С. Экологическая оценка обращения с отходами производства при освоении месторождений	94
Нестерова А.С., Сидоров Е.Ю. Последовательность проявления вторичных преобразований палеозойских отложений Чузикско-Чижапской зоны нефтегазонакопления	97
Никифорова Е.О. Сравнительная литологическая характеристика юрских и меловых пород-коллекторов (на примере нефтяных месторождений Западной Сибири)	100
Присяжнюк О.Н. Выделение циклита B_{10} в качестве локального репера на Гураринско-Соболином нефтяном месторождении (Томская область)	103
Речинская В.И., Буй А.А. Участки распространения палеозойских карбонатных образований повышенной мощности Западно-Сибирской геосинеклизы как объект для поиска месторождений нефти и газа	107
Сидоров Е.Ю., Нестерова А.С. Вторично-катагенетические преобразования, ведущие к формированию пород-коллекторов в палеозойских отложениях Чузикско-Чижапской зоны нефтегазонакопления	111
Стержанова У.А. Литолого-фациальные особенности отложений Живетского яруса (бейская свита, Северная Хакасия) в связи с нефтегазоносностью	114
Тихонова С.А., Тихонова С.А. Вклад В.А. Обручева и С.В. Обручева в становлении минерально-сырьевой базы Республики Саха (Якутия)	117
Чиркова Д.Ю. Особенности состава биомаркеров палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири	120
Шатохина А.А. Развитие добычи битуминозной нефти в России	125

Научное издание

**Всероссийская научная геологическая молодежная школа
«Развитие минерально-сырьевой базы Сибири:
от В.А. Обручева, М.А. Усова, Н.Н. Урванцева до наших дней»,
посвященные 150-летию со дня рождения академика В.А. Обручева,
130-летию академика М.А. Усова, основателям Сибирской горно-
геологической школы и 120-летию Н.Н. Урванцева**

**МАТЕРИАЛЫ ВСЕРОССИЙСКОЙ НАУЧНОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ
МОЛОДЕЖНОЙ ШКОЛЫ**

Технический редактор
Компьютерная верстка

С.В. Бикова
С.В. Бикова

Материалы отпечатаны в авторской редакции