

органического вещества современных и ископаемых осадков. М.: Наука, 1990. С.59-75.

4. Оборин А.А., Калачникова И.Г., Масливец Т.А. и др. Самоочищение и рекультивация нефтезагрязненных почв Предуралья и Западной Сибири // Восстановление нефтезагрязненных почвенных экосистем. М.: Наука, 1988. С.140-159.

5. Оборин А.А., Калачникова И.Г., Масливец Т.А., Пиковский Ю.И. Биогеохимическая деградация нефтяных углеводородов в почвах, загрязненных нефтью // Аспекты генетических связей нефти и органического вещества пород. М.: Наука, 1986. С.123-125.

6. Одинцова Т.А. Методические особенности контроля за органическим загрязнением природных вод // Комплексное освоение недр Западного Урала: Материалы науч. сессии Горного ин-та УрО РАН. Пермь, 1998. С.130-133.

7. Одинцова Т.А. Применение хромато-масс-спектрометрии при идентификации нефтяных загрязнений торфяников // Проблемы горного недроведения и системологии: Материалы науч. сессии Горного ин-та УрО РАН. Пермь, 1999. С.57-60.

8. Суздорф А.Р., Морозов С.В., Кузубова Л.И. и др. Полициклические ароматические углеводороды в окружающей среде - источники, профили и маршруты превращений // Химия в интересах устойчивого развития. 1994. Т.2, № 2-3. С. 511-540.

Получено 10.01.2000

УДК 624.131:550.4

И. Л. Долгих, Б. А. Бачурин
Горный институт УрО РАН

О ХАРАКТЕРЕ ОРГАНИЧЕСКОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПРИРОДНЫХ ГЕОСИСТЕМ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН НА НЕФТЬ И ГАЗ

Рассмотрены некоторые аспекты органического загрязнения природных геосистем при строительстве скважин на нефть и газ. Приведены данные по количественному и качественному составу органических поллютантов в буровых отходах, результаты эколого-геохимического обследования районов бурения.

Строительство скважин на нефть и газ неизбежно связано с техногенным воздействием на объекты окружающей среды. Одним из видов такого воздействия является загрязнение природных геосистем органическими поллютантами, многие из которых относятся к категории экотоксикантов. Как показывает опыт эколого-геохимического обследования, основным источником поступления данных соединений в окружающую среду являются буровые отходы, содержащие в своем составе широкий спектр органических соединений, суммарное количество которых достигает в отдельных случаях до 30-40 т [1].

С целью оценки масштабов поступления органических поллютантов с отходами бурения проведено изучение динамики их состава, выполненное на примере скважины № 154 Талой площади. В процессе данных исследований осуществлялся отбор проб всех видов буровых отходов (промывочная жидкость, буровые сточные воды - БСВ, шламы) по мере углубления скважины. В качестве основных показателей, характеризующих уровень их органического загрязнения, исследовалось содержание "свободных" битумоидов ХБА (сумма органических веществ, извлекаемых хлороформом) и нефтепродуктов (НП). Определение последних в пробах жидких отходов бурения и природных водах проводилось методом колоночной хроматографии с гравиметрическим окончанием, в твердых фазах (шламы, грунты, донные отложения) - методом колоночной хроматографии с ИКС-окончанием.

Содержание органических поллютантов в отходах бурения
(в скобках – среднее значение)

Показатель	Промывочная жидкость (мг/л)	Буровые сточные воды (мг/л)	Водная вытяжка шламов (мг/л)	Буровые шламы (г/кг)
Битумоиды ХБА	2,67-6,33 (4,45)	2,71-62,28 (17,29)	1,57-5,54 (2,73)	0,02-0,43 (0,10)
Нефтепродукты	0,93-3,67 (1,76)	1,23-19,86 (5,49)	0,12-0,72 (0,42)	0,01-0,11 (0,04)

Пределы колебаний содержания данных показателей в различных видах отходов приведены в таблице, а их распределение по разрезу исследованной скважины - на рис. 1.

Как видно из приведенных данных, наиболее высокий уровень органического загрязнения характерен для буровых сточных вод – содержание в них нефтепродуктов значительно превышает нормативные показатели для вод хозяйственно-питьевого назначения (ПДК - 0,3 мг/л). В то же время шламы по содержанию в них НП могут быть отнесены к категории незагрязненных.

Для определения качественного состава органических поллютантов, содержащихся в отходах бурения, использован метод ИК-спектроскопии (рис.2).

В составе битумоида, выделенного из БСВ, отмечается преобладание углеводородных соединений (ярко выраженные полосы поглощения 1462, 1378, 726 см⁻¹) при подчиненном значении кислородсодержащих структур (1718 см⁻¹). В спектре битумоида, извлеченного из шлама, отмечается более высокое содержание ароматических структур (1610, 746, 810, 858 см⁻¹) и снижение интенсивности полос поглощения кислородных соединений и парафиновых углеводородов.

Рассмотренные выше твердые и жидкие отходы, образующиеся при строительстве скважин, обычно складываются и хранятся в шламовых амбарах. Несмотря на принимаемые меры по гидроизоляции данных объектов, именно они являются основными источниками поступления поллютантов в окружающую среду, причем основной механизм их распространения связан с фильтра-

цией и утечками жидкой фазы. Так, химический анализ пробы стоков из шламового амбара скважины № 154 Талой площади, отобранной по окончании строительства, показал, что она характеризуется аномально высоким содержанием ХБА (12,21 мг/л) и НП (3,02 мг/л). Опробование наблюдательной скважины, пробуренной в районе шламового амбара, показало, что за счет фильтрации стоков в районе данного объекта сформировался очаг органического загрязнения приповерхностной гидросферы. Характеристика динамики углеводородного загрязнения вод приповерхностной гидросферы в районе скважины № 154:

дата отбора проб	28.09.99	30.09.99	16.10.99
содержание НП, мг/л	0,36	0,49	0,63

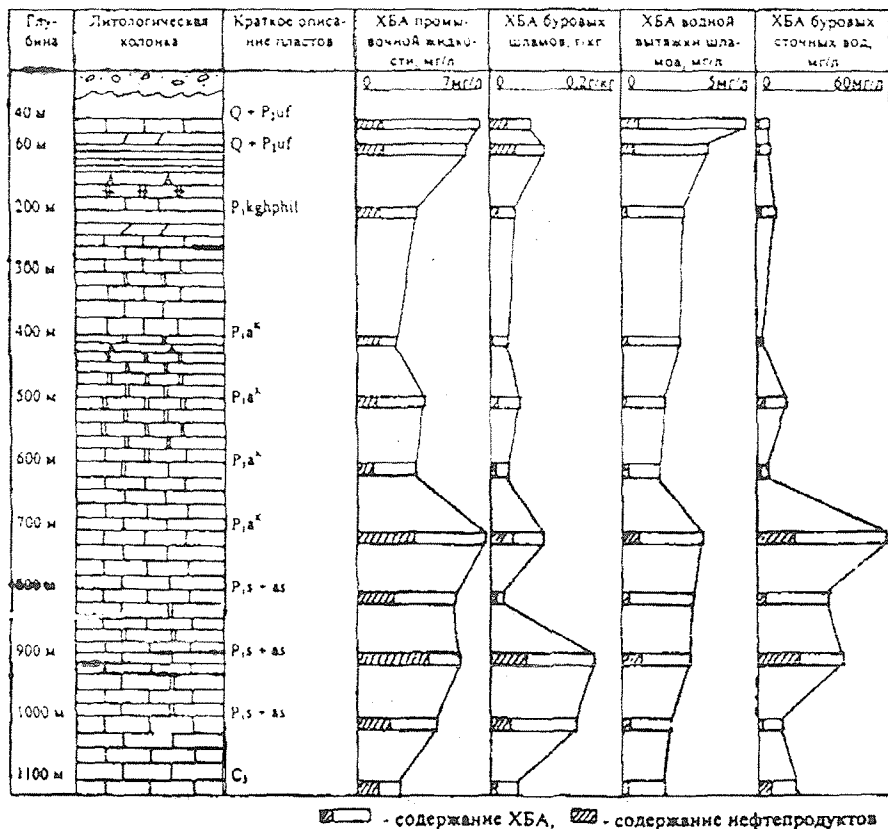


Рис. 1. Характер изменения содержания органических поллютантов в буровых отходах скважины № 154 Талой площади

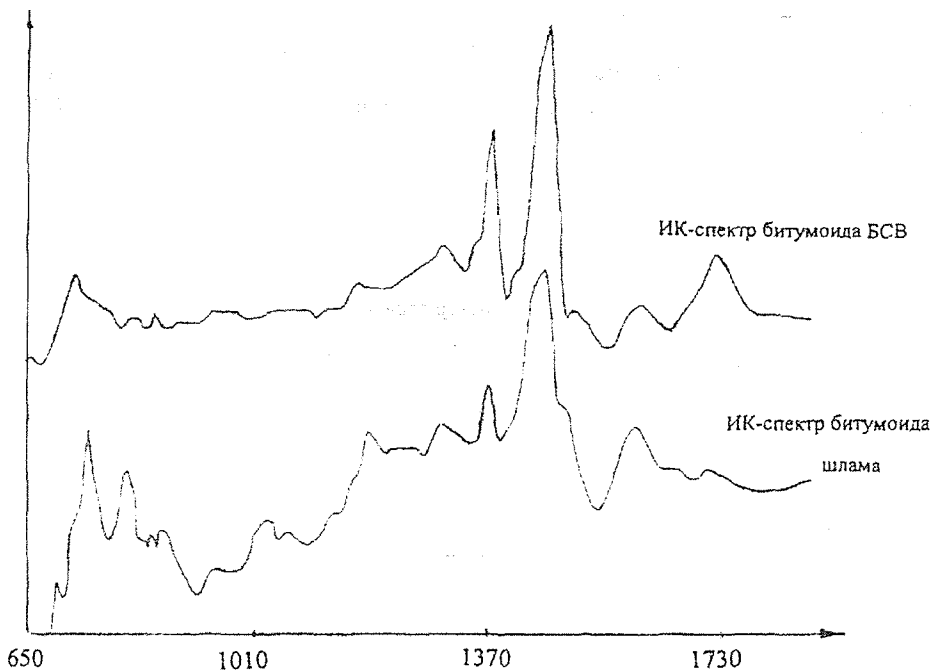


Рис.2. ИК-спектры хлороформных битумоидов БСВ и шлама

В ходе обследования площадки данной скважины были отмечены также поверхностные утечки стоков из шламового амбара в протекающий поблизости от площадки скважины ручей Москва. Вода в ручье была темно-серого цвета и, как показал анализ, сильно загрязненной органическими поллютантами (ХБА=11,83 мг/л, НП=2,5 мг/л). С помощью ИК-спектроскопии выявлено, что состав данных битумоидов близок к составу органических поллютантов, содержащихся в отходах бурения (рис.3).

Следует отметить, что формирующиеся на стадии строительства скважин очаги загрязнения носят долговременный характер. Так, обследование территории законсервированных скважин Шатовской площади показало, что даже спустя 3-4 года после окончания строительства отмечается наличие очагов загрязнения приповерхностной гидросферы как хлоридами (до 120-1040 мг/л), так и органическими поллютантами (ХБА – 2,4-7,1 мг/л, НП – 0,42-1,56 мг/л). Остатки старых шламовых амбаров, сохранившиеся на площадках скважин, по-прежнему могут рассматриваться как источники поступления поллютантов в окружающую среду – содержащиеся в них воды и грунты (донные отложения), характеризуются повышенным содержанием хлоридов и органических соеди-

нений. В составе последних отмечается возрастание доли кислородсодержащих и гетероорганических структур, что связано, по всей вероятности, с процессами биодegradации углеводородных соединений.

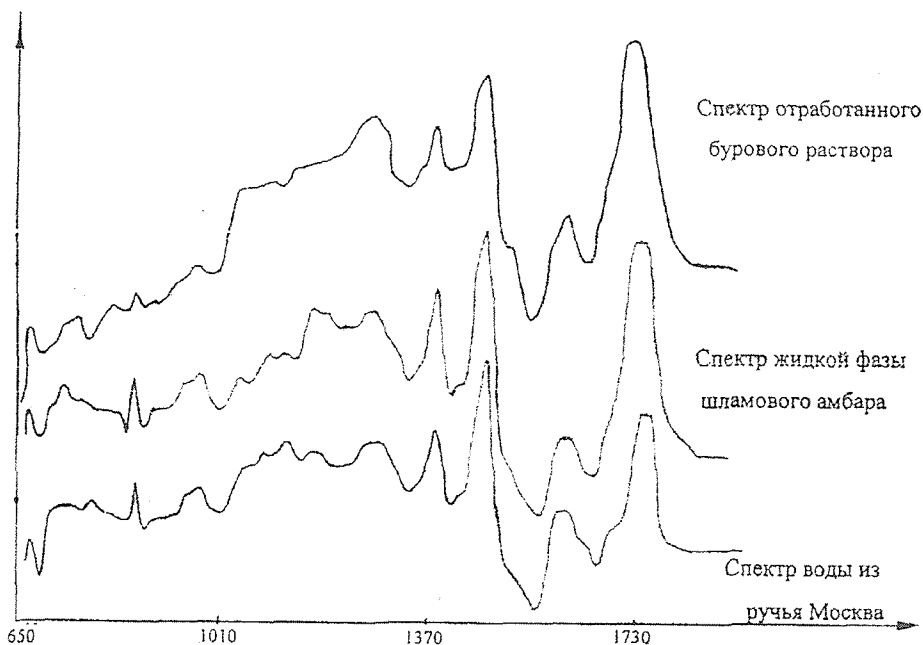


Рис.3. ИК-спектры аквабитумоидов воды из ручья Москва, шламового амбара и отработанного бурового раствора

Дополнительным источником загрязнения приповерхностной гидросферы являются грунты зоны аэрации – инфильтрация атмосферных осадков через сформировавшиеся здесь за счет поступления буровых стоков зоны загрязнения приводит к вымыванию из них поллютантов и поступлению их в подземные воды (вторичные очаги загрязнения).

Таким образом, результаты проведенного эколого-геохимического обследования районов буровых показывают, что еще до начала эксплуатации нефтегазовых месторождений их территория подвергается существенному загрязнению широким спектром поллютантов, обусловленному поступлением в природные геосистемы буровых стоков.

Список литературы

1. Детков С.П. и др. Охрана природы нефтегазовых районов. М.: Недра, 1994.

2. Предупреждение загрязнения окружающей среды при строительстве скважин: Экспресс-информ./ВНИИОЭНГ. Сер. "Защита от коррозии и охрана окружающей среды".1994. Вып. 4.С. 24-28.

3. Солнцева Н.П. Добыча нефти и геохимия природных ландшафтов. М.: Изд-во МГУ, 1998.

Получено 11.01.2000

УДК 622.241:622.276

В.А. Мордвинов, Н.А. Шевко.

Пермский государственный технический университет

ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТ ПРИ ВОЗДЕЙСТВИИ НА ПЛАСТ

Рассмотрены вопросы определения показателей технологической эффективности проводимых на скважинах технико-технологических мероприятий, направленных на увеличение отборов нефти и нефтеотдачи пластов.

На прискважинные или более удаленные зоны продуктивных пластов воздействуют с целью увеличения текущих отборов нефти, коэффициентов нефтеизвлечения, снижения отборов попутно добываемой с нефтью воды. Любые действия, направленные на решение указанных задач, можно рассматривать как технико-технологические мероприятия (ТТМ), проводимые через добывающие и нагнетательные скважины. Сущность ТТМ – воздействие на пласт в той или иной его части, основанное на использовании физико-химических и химических реагентов, повышенных или высоких давлений и температур, волновых и колебательных процессов и др.

Технологическая эффективность ТТМ в случае поддержания пластового давления определяется для отдельных скважин или участков (элементов) залежи, включающих добывающие и нагнетательные скважины, в которых проведены работы по воздействию на пласт.

В качестве показателей технологической эффективности для добывающих скважин целесообразно рассматривать: успешность проведения работ; продолжительность рабочего и календарного времени, в течение которого сохраняется технологический эффект; увеличение коэффициента эксплуатации скважины в период действия эффекта (ПДЭ); прирост добычи нефти из скважины за ПДЭ; среднесуточный прирост добычи нефти за этот период; уменьшение отбора воды из скважины за ПДЭ в целом и в среднем за одни сутки; увеличение коэффициента охвата пласта дренированием после ТТМ.

Для нагнетательных скважин рассматриваются первые три из перечисленных выше показателей, а также: увеличение (уменьшение) объемов закачки воды за ПДЭ; среднесуточный прирост (уменьшение) закачки воды (приемистости скважины) за ПДЭ; увеличение коэффициента охвата пласта при заводнении (расширение профиля приемистости скважины) после ТТМ.