

ISSN 2077-6322

АСТРАХАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ASTRAKHAN STATE UNIVERSITY

АТЫРАУСКИЙ ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА
ATYRAU OIL AND GAS INSTITUTE

ВОРОНЕЖСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
VORONEZH STATE UNIVERSITY

КАЛМЫЦКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
KALMYK STATE UNIVERSITY

КУБАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
KUBAN STATE UNIVERSITY

ЮЖНЫЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
SOUTHERN FEDERAL UNIVERSITY

САРАТОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
SARATOV STATE UNIVERSITY

УЧРЕЖДЕНИЕ РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК
ИНСТИТУТ ОКЕАНОЛОГИИ им. П.П. ШИРШОВА РАН
ESTABLISHMENT of RUSSIAN ACADEMY OF SCIENCES
INSTITUTE of OCEANOLOGY named after SHIRSHOV of Russian Academy of Science

МЕЖДУНАРОДНАЯ АКАДЕМИЯ МИНЕРАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ
INTERNATIONAL ACADEMY OF MINERAL RESOURCES

Журналу 10 лет

**ГЕОЛОГИЯ, ГЕОГРАФИЯ
И ГЛОБАЛЬНАЯ ЭНЕРГИЯ**

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

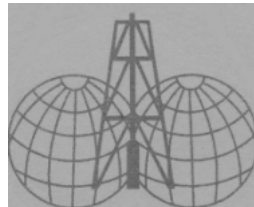
**GEOLOGY, GEOGRAPHY
AND GLOBAL ENERGY**

SCIENTIFIC AND TECHNICAL JOURNAL

2011. № 3 (42)

*Журнал входит в перечень ВАКовских изданий
для кандидатов и докторов наук*

**Материалы X Международной научно-практической конференции
Materials of X International scientific practical conference**



Издательский дом «Астраханский университет»
2011
The Publishing House "Astrakhan University"
2011

Рекомендовано к печати редакционно-издательским советом
Астраханского государственного университета

ГЕОЛОГИЯ, ГЕОГРАФИЯ И ГЛОБАЛЬНАЯ ЭНЕРГИЯ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

№ 3 (42)

Редакционный совет

д-р геол.-минерал. наук, проф.,
проректор Московского государственного университета им. М.В. Ломоносова
В.Т. Трофимов (г. Москва),
член-корреспондент РАН, директор Гидрохимического института
А.М. Никоноров (г. Ростов-на-Дону),
д-р геол.-минерал. наук, проф. В.М. Швец (г. Москва),
д-р техн. наук, проф., академик РАН В.Я. Авилов (г. Москва),
д-р геол.-минерал. наук, проф. С.С. Бондаренко (г. Москва),
д-р геогр. наук, проф. Ю.В. Ефремов (г. Краснодар),
д-р геол.-минерал. наук, проф. Л.М. Зорькин (г. Москва),
д-р техн. наук, академик МАИЭС Ю.В. Колотилов (г. Москва),
д-р геогр. наук, проф. Б.И. Кочуров (г. Москва),
д-р геол.-минерал. наук, проф. С.С. Кумеев (г. Элиста),
д-р геогр. наук, проф. Н.М. Новикова (г. Москва),
д-р геол.-минерал. наук, проф. К.Е. Питъева (г. Москва),
д-р геол.-минерал. наук, проф. Г.И. Потапов (г. Москва),
канд. геол.-минерал. наук, доц. О.М. Севастьянов (г. Оренбург),
д-р геол.-минерал. наук, проф. Э.С. Сианисян (г. Ростов),
д-р геол.-минерал. наук, проф. В.Н. Синяков (г. Волгоград),
д-р геогр. наук, проф. В.М. Смольянинов (г. Воронеж),
д-р геол.-минерал. наук, проф. В.А. Соловьев (г. Краснодар)

Главный редактор

д-р геол.-минерал. наук, проф. О.И. Серебряков

Заместитель главного редактора

д-р геогр. наук, проф. А.Н. Бармин

Редакционная коллегия

Ева Хакер – проф., д-р Ганноверского университета, председатель
Германского общества инженеров, Германия,
Маркгард Герхард – проф., д-р Федерального научно-исследовательского института леса,
природных катастроф и ландшафта, начальник отдела водных ресурсов, Австрия,
Д.М. Мурзагалиев – д-р геол.-минерал. наук, проф. Казахстан,
С.Ф. Бакирова – д-р геол.-минерал. наук, профессор, Казахстан,
А.М. Никаноров – чл.-корр. РАН, директор Гидрохимического института, Россия,
А.А. Чибилев – чл.-корр. РАН, директор Института степи РАН, Россия,
Г.С. Резенберг – чл.-корр. РАН, директор Института Волжского бассейна РАН, Россия,
К.Н. Кулик – акад., д-р сельхоз. наук, Россия,
В.И. Попков – зам. гл. ред., д-р геол.-минерал. наук, проф. Кубанского
государственного университета,
Ю.В. Алтуфьев – проф. Астраханского государственного университета
А.О. Серебряков – д-р геол.-минерал. наук, проф.
Астраханского государственного университета (*ответственный секретарь*)

Журнал основан в январе 2001 года

Журнал выходит 4 раза в год

Все материалы, поступающие в редколлегию журнала,
проходят независимое рецензирование

ЭКСПЕРТНЫЙ СОВЕТ

НАУКИ О ЗЕМЛЕ

Серебряков Алексей Олегович – доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых Астраханского государственного университета. Тел. 8 (8512) 36-51-40.

Мурзагалиев Дюсен Мурзагалиевич – доктор геолого-минералогических наук Атырауского государственного университета. Тел. 8 (8452) 51-64-29.

Гончаренко Ольга Павловна – доктор геолого-минералогических наук Саратовского государственного университета. Тел. 8 (7122) 27-01-57.

ТЕХНИЧЕСКИЕ НАУКИ, БУРЕНИЕ СКВАЖИН

Новиков Владимир Сергеевич – доктор технических наук, профессор Волгоградского государственного архитектурно-строительного университета. Тел. 8 (8442) 96-99-14.

ГЕОЭКОЛОГИЯ, ЭКОЛОГИЯ И ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЕ

Гольщикова Надежда Николаевна – доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующая кафедрой геологии нефти и газа Астраханского государственного технического университета. Тел. 8 (8512) 58-16-60.

Литвинская Светлана Анатольевна – доктор биологических наук, профессор, заведующий кафедрой геоэкологии и природопользования Кубанского государственного университета. Тел. 8 (861) 219-93-22.

ХИМИЧЕСКИЕ, НЕФТЕХИМИЧЕСКИЕ И ПИЩЕВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ГЕОХИМИЯ

Алыков Нариман Мирзаевич – доктор химических наук, профессор Астраханского государственного университета. Тел. 8 (8442) 44-00-95.

ТЕКТОНИКА, ГЕОДИНАМИКА, ЛИТОЛОГИЯ

Бражников Олег Георгиевич – доктор геолого-минералогических наук, профессор ВНИПИморнефть. Тел. 8 (8442) 96-77-85.

ИНЖЕНЕРНАЯ ГЕОЛОГИЯ

Бочкарев Анатолий Владимирович – доктор геолого-минералогических наук, профессор ВНИПИморнефть. Тел. 8 (8442) 23-57-05.

ГЕОГРАФИЯ

Андреанов Владимир Александрович – доктор географических наук, профессор Астраханского государственного университета. Тел. 8 (8512) 25-58-36.

Беликов Михаил Юрьевич – доктор географических наук, профессор, декан географического факультета Кубанского государственного университета. Тел. 8 (861) 299-579.

ГИДРОГЕОЛОГИЯ

Анисимов Леонид Алексеевич – доктор геолого-минералогических наук, профессор Волгоградского государственного архитектурно-строительного университета. Тел. 8 (8442) 23-13-10.

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ НАУКИ, УПРАВЛЕНИЕ КАЧЕСТВОМ

Кумеев Сергей Сергеевич – доктор геолого-минералогических наук Кубанского государственного университета. Тел. 8 (8442) 26-12-60.

ЗЕМЛЕУСТРОЙСТВО, КАДАСТР И МОНИТОРИНГ ЗЕМЕЛЬ

Кузнецова Светлана Васильевна – доктор геолого-минералогических наук, профессор Волгоградского государственного архитектурно-строительного университета. Тел. 8 (8442) 96-99-14.

ГЕОФИЗИКА

Стогний Валерий Васильевич – доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры геофизических методов поисков и разведки Кубанского государственного университета. Тел. 8 (861) 219-96-34.

Бакирова Ольга Федоровна – доктор геолого-минералогических наук, профессор Атырауского государственного университета. Тел. 8 (7122) 27-22-98.

Гуленко Владимир Иванович – доктор технических наук, профессор кафедры геофизических методов поисков и разведки Кубанского государственного университета. Тел. 8 (861) 219-96-34.

ГИДРОЛОГИЯ, ОКЕАНОЛОГИЯ

Бухарицин Петр Иванович – доктор географических наук, профессор Астраханского государственного технического университета. Тел. 8 (8512) 35-08-84.

Авилова Светлана Давыдовна – доктор биологических наук института Океанологии им. П.П. Ширшова РАН. Академик РАН. Тел. 8 (495) 124-85-09.

РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Саушин Александр Захарович – доктор технических наук, профессор Астраханского государственного технического университета. Тел. 8 (8512) 25-52-61.

ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ И ГАЗА

Насиров Рахметулла – доктор химических наук, профессор Атырауского государственного университета. Тел. 8 (7122) 27-22-98.

МОРСКАЯ ГЕОЛОГИЯ, РЕГИОНАЛЬНАЯ И ГЛОБАЛЬНАЯ ГЕОЛОГИЯ

Соловьева Лидия Павловна – доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры региональной и морской геологии Кубанского государственного университета. Тел. 8 (861) 219-96-34.

ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ

Погорелов Анатолий Валерьевич – доктор географических наук, профессор, заведующий кафедрой геоинформационных технологий Кубанского государственного университета. Тел. 8 (861) 219-93-23.



АСТРАХАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
УЧРЕЖДЕНИЕ РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК «ИНСТИТУТ ОКЕАНОЛОГИИ
ИМ. П.П. ШИРШОВА РАН»

АТЫРАУСКИЙ ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА
ВОРОНЕЖСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
КАЛМЫЦКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
КУБАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
РОСТОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
САРАТОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
МЕЖДУНАРОДНАЯ АКАДЕМИЯ МИНЕРАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ

27–28 сентября 2011 года в городе Астрахани проводят

**Х МЕЖДУНАРОДНУЮ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКУЮ КОНФЕРЕНЦИЮ СТУ-
ДЕНТОВ, АСПИРАНТОВ И НАУЧНЫХ РАБОТНИКОВ
«МЕЖДУНАРОДНЫЕ И ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ НАНОТЕХНОЛОГИИ ПОИСКОВ И
ОСВОЕНИЯ, РАЗРАБОТКИ И ДОБЫЧИ, ПЕРЕРАБОТКИ И ТРАНСПОРТА ПРИ-
РОДНЫХ МИНЕРАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ, РАЦИОНАЛЬНОГО ПРИРОДОПОЛЬЗОВА-
НИЯ, ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ И ГЛОБАЛЬНОЙ ЭНЕРГИИ»**
(с изданием материалов конференции в рецензируемом журнале)

ВНИМАНИЕ!

Конференция состоится в Астраханском государственном университете (АГУ). Материалы (на русском языке) для участия в работе конференции должны поступить **не позднее 1 марта 2011 г.** Оргкомитет конференции проводит экспертизу поступающих материалов, корректирует их объемы или отклоняет заявки. Выезд на конференцию – по получении приглашения. На конференции будут отбираться участники конкурса по программе «Фонд содействия развитию малых форм предприятий в научно-технической сфере» «У.М.Н.И.К.», ссылка на описание программы: <http://www.fasie.ru/index.php?rid=120>.

Основные направления конференции:

Химические технологии, новые материалы	Морская геология, океанология, морское бурение
Геоинформационные технологии, инновация	Гидрология, водные ресурсы
Перспективы развития топливно-энергетического комплекса	Инженерная геология
Ресурсы нефти, газа и минерального сырья	Промышленные и лечебные минеральные подземные воды
Геология и геохимия нефти и газа	Экологическая геология и геодинамика
Проектирование, бурение, строительство и эксплуатация скважин	Геоморфология
Добыча и эксплуатация минерального сырья	География
Переработка нефти, газа и минерального сырья	Экономика, право и нормирование в недропользовании
Геологическое строение регионов	Геодинамика, геотектоника
Природные резервуары нефти и газа, литология	Международный и отечественный опыт, сотрудничество в геологии и экологии
Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений, гидрогеохимия	Конкурсные работы «Молодежного научно-инновационного конкурса» Роснауки и Рособразования (У.М.Н.И.К.)
Капитальное строительство	Транспорт нефти и газа
Геофизика	Горное дело

УСЛОВИЯ УЧАСТИЯ:

Материалы докладов объемом 4 страницы текста на русском языке на бумаге и диске CD-R или CD-RW. Формат страниц А4 (210×297 мм), поля – 20 мм справа, сверху и слева, 25 мм – снизу. Версия Word for Windows 2000. Шрифт: размер (кегель) – 14 пунктов, тип: Times New Roman. В тексте не более 1 табл. и 1 рис. Название статьи печатается наверху по центру (заглавные буквы, шрифт Times New Roman, 16). Через 1 интервал – инициалы и фамилия автора, должно быть, название учреждения (организации), телефон, электронный адрес (шрифт 14).

ВЛИЯНИЕ НОВЕЙШИХ ТЕКТОНИЧЕСКИХ ДВИЖЕНИЙ ЗЕМНОЙ КОРЫ И РАЗРЫВНЫХ НАРУШЕНИЙ НА ФОРМИРОВАНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ И АНОМАЛЬНЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ ТЕРМОБАРИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ В ЗАЛЕЖАХ

Н.А. Касьянова, профессор кафедры геологии
Российский государственный университет
нефти и газа им. И.М. Губкина, г. Москва,
тел.: 8-(499)-135-76-86; e-mail: nkasyanova@mail.ru

Рецензент: Серебряков А.О.

В работе рассмотрена роль новейших тектонических движений земной коры в формировании углеводородных залежей (на примере сухопутных и морских месторождений складчатых и платформенных областей). Показана миграционно-геодинамическая природа случаев локализованного аномального повышения термобарических условий в залежах. Приведены фотографии шлифов и геохимические данные, свидетельствующие о молодой (в том числе современной) миграции нефтеуглеводородов по вертикальным и субгоризонтальным открытым и флюидопроницаемым трещинным каналам.

The role of the newest tectonic earth movements in formation of hydrocarbon deposits (on the example of overland and sea deposits of folded and platform areas) is considered in this work. The migration-geodynamic nature of cases of the localized abnormal increase pressure-thermal conditions in deposits is shown. Photos of thinsections and geochemical data testifying young (including present-day) migration of oil-hydrocarbons on vertical and subhorizontal opened and fluid-permeable faults are resulted.

Ключевые слова: неотектоника, современная геодинамика, разломно-трещинная система, углеводороды, миграция, залежь.

Key words: neotectonics, present-day geodynamics, fault system, hydrocarbons, migration, deposit.

Влияние неотектонических движений земной коры, в том числе происходящих в современное время, на формирование, переформирование и сохранность углеводородных скоплений уже является почти аксиомой. И поэтому сразу продемонстрируем зависимость начальных геологических запасов (при подсчете которых уже учтены все геометрические, физико-геологические, гидродинамические и другие характеристики залежи) от амплитуды и знака вертикальных новейших движений земной коры и сделаем это на примере месторождений различных нефтегазоносных зон и районов Предкавказья. Лучшего примера для иллюстрации данного тезиса, чем Предкавказье, не найти, поскольку: а) данная территория на последнем этапе геологической истории развивалась в особых геодинамических условиях, связанных с периодическим (поздний майкоп, поздний сармат, поздний плиоцен, голоцен) энергичным горизонтальным тектоническим давлением со стороны Большого Кавказа; б) здесь сосредоточено несколько нефтегазоносных зон и районов в складчатой и платформенной областях с большим разнообразием

залежей, отличающихся запасами УВ, фазовым составом УВ, качеством нефтей, термобарическими условиями в залежах, продуктивностью скважин.

Так, на рисунке 1 можно наблюдать очевидную связь между начальными геологическими запасами залежей нефти месторождений различных нефтегазоносных зон и районов Предкавказья и амплитудой восходящих вертикальных неотектонических движений земной коры в пределах каждой конкретной нефтегазоносной зоны (района). При этом наиболее выраженная зависимость запасов УВ от неотектонической активности территории отмечается для Терско-Сунженской НГЗ, имеющей самый молодой возраст структуроформирования (позднеплиоценовый) и испытавшей высокоамплитудные восходящие неотектонические движения земной коры [4]. Терско-Сунженская антиклинальная структура является инверсионной структурой (рис. 2а), которая сформировалась в осевой части Терско-Каспийского передового прогиба в результате совокупности взаимосвязанных энергичных горизонтальных и вертикальных новейших движений земной коры. Амплитуды смещений по вертикальным и субгоризонтальным разрывам исчисляются десятками-сотнями метров.

Инверсионное развитие сложнопостроенной блоковой Терско-Сунженской антиклинальной зоны, строение которой усложняется к поверхности, продолжается до сих пор, о чем свидетельствуют результаты мониторинговых геодезических измерений и распределение сейсмичности (рис. 2б). Из последнего рисунка видно, что основная разрядка современного тектонического напряжения происходит по зонам существующих разрывных нарушений: тектоническая энергия перераспределяется снизу вверх, сеть векторов сейсмопроявлений разветвляется к земной поверхности. Таким образом, реализация современного тектонического напряжения происходит здесь по существующим разрывным нарушениям, периодически обновляя их. Практически все залежи углеводородов в пределах Терско-Сунженской НГЗ связаны с молодыми (новейшими) разрывными нарушениями.

В результате Терско-Сунженская НГЗ выгодно отличается от других НГЗ Предкавказья: а) наибольшим стратиграфическим диапазоном нефтегазоносности (нефтегазоносен весь разрез, вплоть до плиоценовых отложений, что связано с раздробленностью, особенно верхней части разреза); б) накоплением наибольших запасов нефти, причем лучшего качества – легкой нефти (за счет трещинных верхнемеловых известняков, которые на остальной части Предкавказья являются региональной покрывкой); в) здесь расположены «долгоживущие» залежи с неистощаемой тектонической энергией в пластах: при более чем 50–100-летней истории разработки здесь развиты зоны АВПД, находятся самые высокодебитные скважины, для этих залежей неоднократно производился пересчет запасов, поскольку уже не раз создавались ситуации, когда извлекаемые запасы превышали геологические.

Величина запасов *газовых скоплений* более тесно связана с уровнем неотектонической активности территории по сравнению с запасами залежей жидких УВ, что может определяться наибольшей мобильностью газов в открытой трещинной среде деформированного горного массива и наибольшими их скоплениями в ловушках. На примере морских месторождений Северного Каспия видно, что наилучшую связь с амплитудой неотектонических положительных деформаций имеют запасы газа (рис. 3).

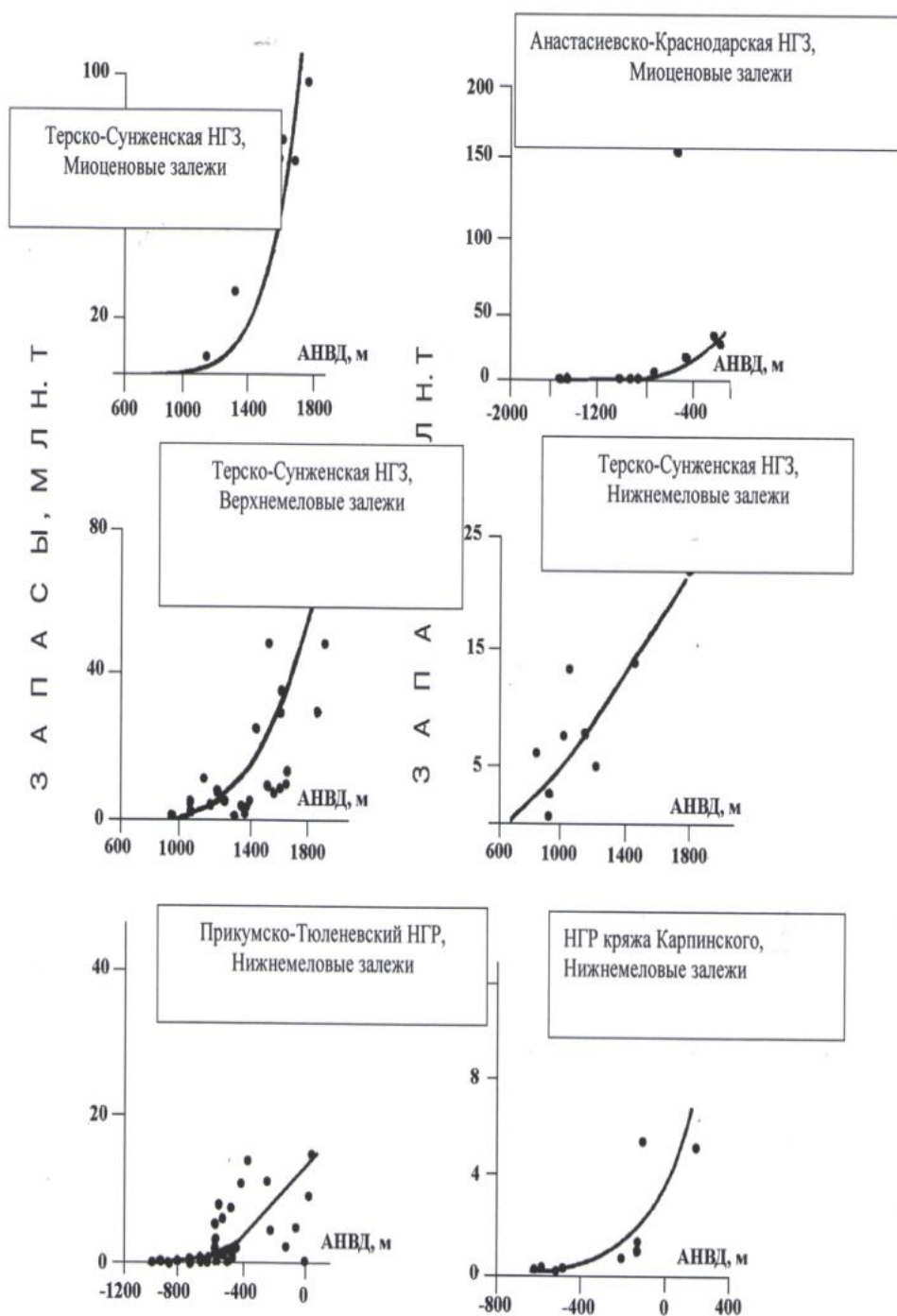


Рис. 1. Зависимости начальных геологических запасов нефти залежей месторождений нефтегазоносных зон и районов, расположенных в складчатых и платформенных областях Предкавказья, от амплитуды и знака вертикальных неотектонических движений земной коры [4]: АНВД – амплитуда новейших вертикальных движений земной коры

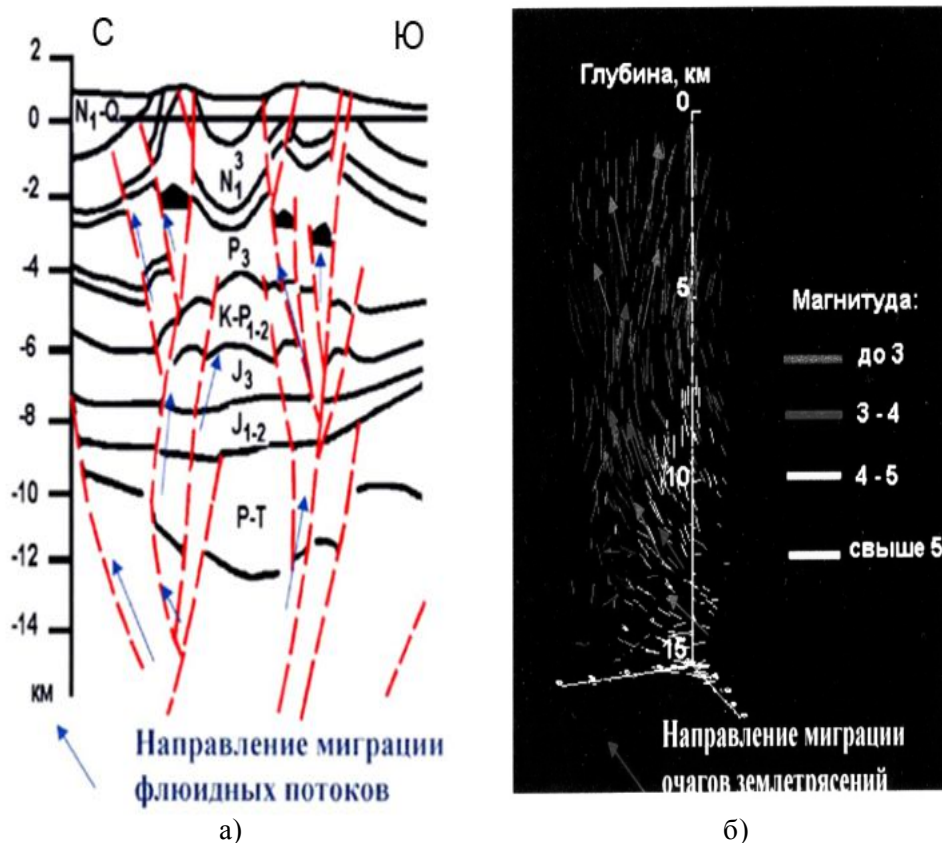


Рис. 2. Сопоставление геологического строения инверсионно Терско-Сунженской антиклинальной зоны (а), перераспределения в ее пределах современных тектонических напряжений – сейсмичности (б) и пространственного приразломного размещения залежей углеводородов (а)

Благодаря тому что тектонические движения земной коры развиваются всегда и повсеместно, возможно инструментальное изучение пространственно-временных особенностей их развития на примере современного временного интервала, а также определение их влияния на развитие флюидодинамических процессов, особенно на участках градиентного изменения тектонического напряжения в земной коре, что обычно происходит в пределах зон разрывных нарушений [2].

Так, геофлюидодинамические исследования, выполненные в мониторинговом режиме на различных месторождениях углеводородов, расположенных в складчатых и платформенных областях [2–5], позволили установить следующее.

1. Из всего разнообразия ориентировок разрывных нарушений, развитых в земной коре за всю геологическую историю, современную (вероятно, и новейшую) активность испытывают только две разломные системы: северо-восточной и северо-западной ориентировок и близкие к ним. Разрывные нарушения разного ранга указанных ориентировок проявляют тектоническую активизацию исключительно *поочередно*, являются флюидопроницаемыми и флюидопроводящими. Разрывные нарушения других ориентировок в современное время, как правило, являются экранами для миграции флюидов.

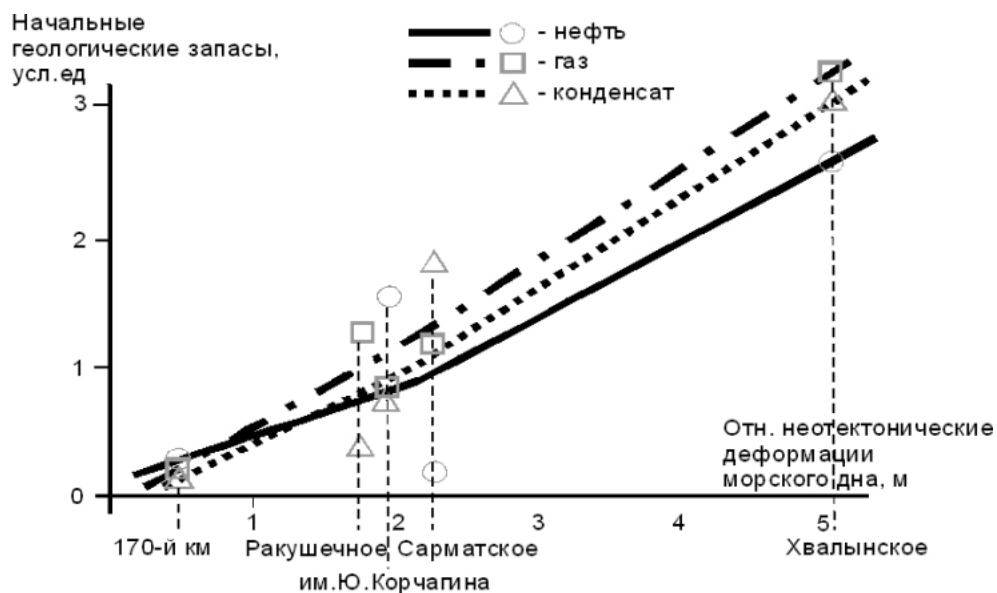


Рис. 3. Зависимость начальных геологических запасов газа, нефти и газоконденсата месторождений Северного Каспия от величины неотектонических деформаций морского дна

2. Отмечается пространственно-временная связь между формированием геодинамических (геодеформации, сейсмичность) и флюидодинамических (аномальные изменения фонтанных дебитов, пластового давления и пластовой температуры) аномалий. Все аномалии связаны с разрывными нарушениями различного ранга, проявляющими современную активизацию.

3. Динамика флюидного режима нефтегазовых залежей подчиняется избирательному в пространстве и времени перераспределению тектонического напряжения в земной коре. Реакция флюидного режима в пределах скважин (даже близрасположенных), приуроченных к ортогонально ориентированным (зачастую, пересекающимся) разрывным нарушениям, противоположная.

На примере месторождений складчатых и платформенных областей установлена противоположная реакция флюидного режима залежей (изменения пластового давления) в пределах соседних скважин, приуроченных к разрывным нарушениям различной ориентировки, на одно и то же геодинамическое событие (землетрясение, аномальные деформации земной поверхности) [2] (рис. 4).

На рисунке 5 иллюстрируется неодновременная (поочередная) разрядка сейсмостектонического напряжения в пределах пересекающихся разломных зон северо-западного и северо-восточного простирания.

Наряду с аномальными изменениями барических условий в залежах в пределах «избранных» скважин, приуроченных к тектонически нарушенным зонам, где периодически происходит современное градиентное изменение тектонического напряжения в земной коре, являющееся спусковым рычагом для активизации миграционных процессов, также периодически и синхронно происходят аномальные изменения температурного режима в залежи. Флюиды (жидкие и газообразные), мигрирующие из глубин, несут с собой глубинное тепло.

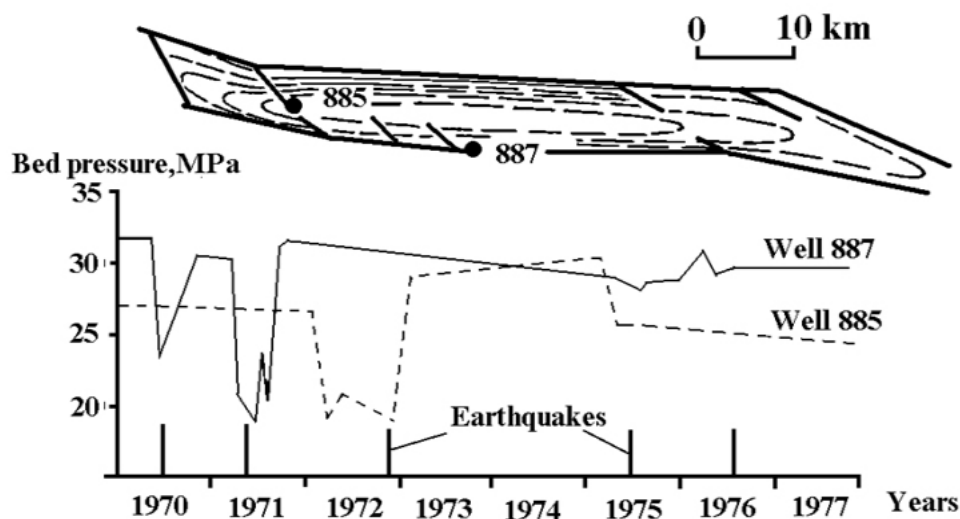


Рис. 4. Противоположный характер естественного изменения пластового давления в пределах фонтанных скважин Малгобек-Вознесенского месторождения, приуроченных к разрывным нарушениям разной ориентировки, во время одних и тех же геодинамических событий

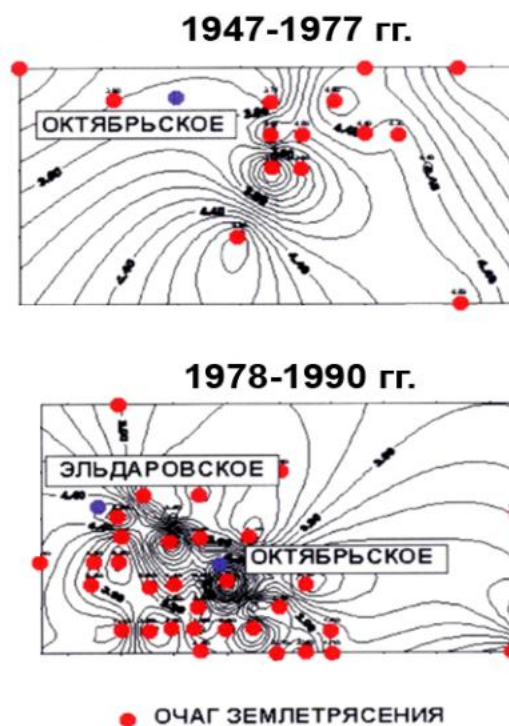


Рис. 5. Распределение землетрясений в пределах Эльдаровского и Октябрьского месторождений Терско-Сунженской НГЗ за периоды 1947–1977 гг. и 1978–1990 гг. (участки концентрации землетрясений указывают на современную активность разломных зон северо-западной и северо-восточной ориентировок и их поочередную активизацию)

На рисунке 6 демонстрируются примеры аномального изменения пластовой температуры, наблюдавшиеся для «избранных» скважин месторождения Памятно-Сасовское (Нижнее Поволжье), по величине изменения которых можно только судить о столь мощной и импульсной миграции глубинных разогретых флюидов по открытым трещинным каналам в вышелегающие гори-

зонты. Аномальное увеличение пластовой температуры, на 4–11 °С (!), не смогла скомпенсировать даже проводимая здесь пробная закачка воды (холодной).

Ниже на примере морских и сухопутных месторождений углеводородов, расположенных в платформенных областях, демонстрируется избирательное (по площади и разрезу) развитие процесса нефтенасыщения и степени нефтенасыщения пород, напрямую связанное с наличием молодых (открытых) и флюидопроводящих вертикальных и субгоризонтальных трещинных каналов и степенью их раскрытости.

На рисунке 7 представлены фотографии шлифов, иллюстрирующие примеры нефтенасыщения известняков исключительно за счет миграции нефтеуглеводородов в трещинном пространстве, поскольку сами по себе известняки имеют низкие коллекторские свойства.

Нефтенасыщение каверн, имеющих развитие в известняках, также нередко носит избирательный характер, что обычно определяется близостью флюидопроницаемых участков трещинных каналов. Иногда миграция УВ происходит весьма интенсивно, о чем можно судить по обломку породы внутри трещины, переносимом мигрирующими флюидами (рис. 7).

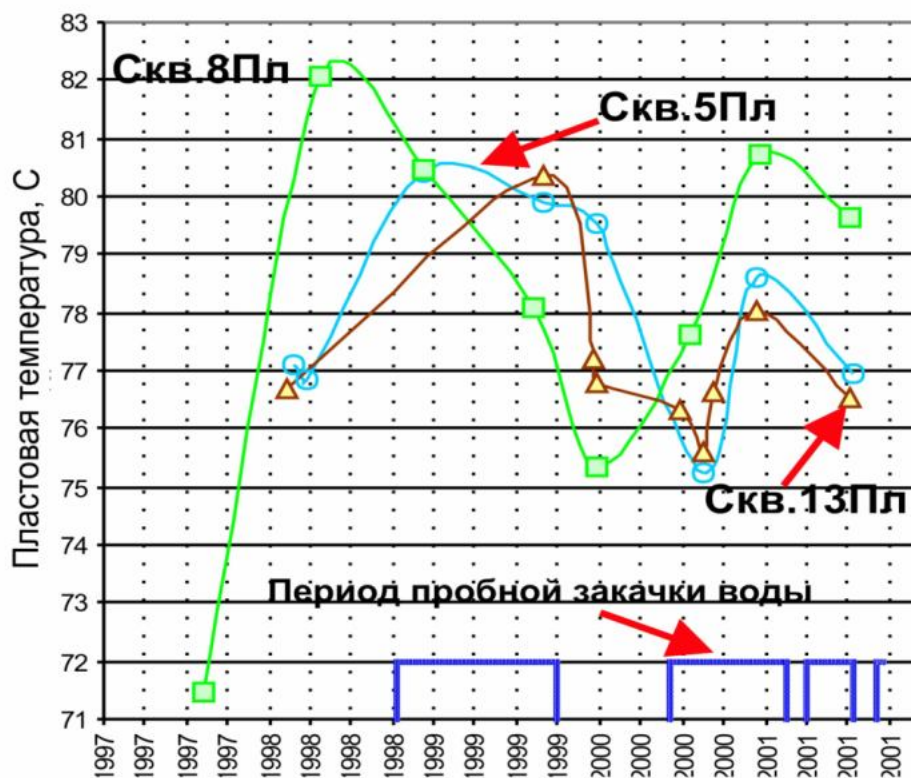
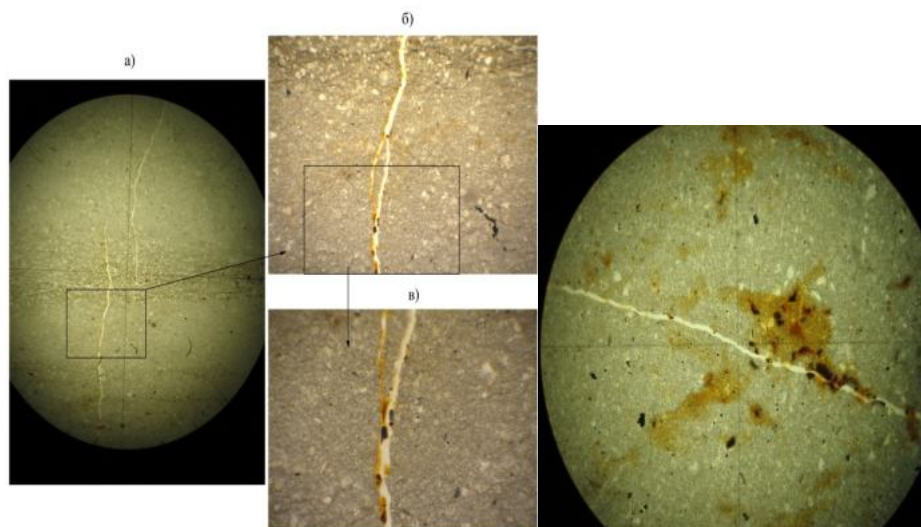


Рис. 6. Пример волнового характера аномального увеличения пластовой температуры в пределах «избранных» скважин (евлановско-ливенские продуктивные известняки, Памятно-Сасовское месторождение)



Скважина 1-Юрьевская.

Ливенские известняки. Интервал – 4992–5000 м

Слева (сечение поперек напластования): миграция нефтеуглеводородов по открытым вертикальным микро трещинам шириной 0,02–0,04 мм – а) увел. 4×4, ник. //, б) увел. 10×10, ник. //, в) увел. 20×20, ник. //

Справа (сечение по напластованию): избирательное нефтенасыщение каверн, связанное с открытой и флюидопроницаемой вертикальной микро трещиной. Увел. 10×10, ник. //



Скважина 2-Левобережная.

Малевские известняки. Глубина – 4278,3 м.

Слева: Система открытых и частично заполненных нефтью субгоризонтальных (микро)трещин шириной 0,001–0,3 мм. Увел. 20×20, ник. //

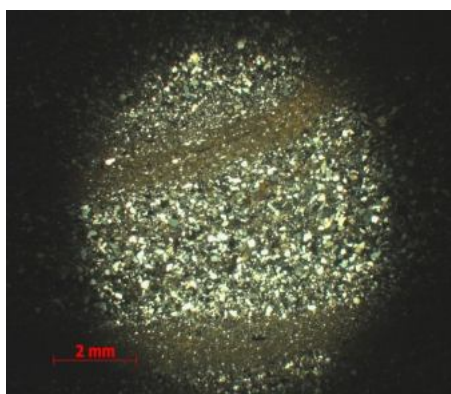
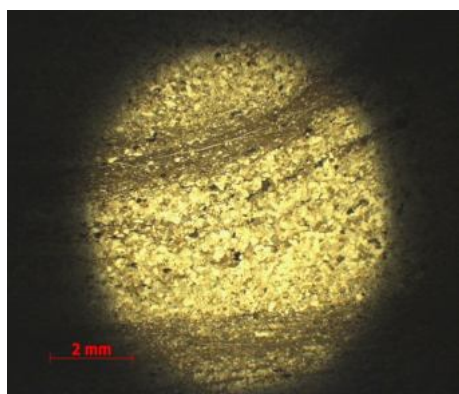
Справа: Интенсивная миграция нефтеуглеводородов по наклонному трещинному каналу, увлекающих за собой даже обломки породы. Увел. 20×20, ник. //

Рис. 7. Фото шлифов, изготовленных из керна пород продуктивных горизонтов (образцы продуктивных известняков различного возраста различных месторождений Волгоградского Левобережья)

Случаи явно избирательного нефтенасыщения и/или степени нефтенасыщения породы по литологически однородному разрезу также связаны с наличием молодых и флюидопроницаемых субгоризонтальных (микро)трещин, что иллюстрируется на фотографиях шлифов (рис. 8), изготовленных из керна пород неокомского возраста (продуктивные неокомские песчаники), отобранных из скв. 4-Ракушечная месторождения им. В. Фила-

новского (Северный Каспий). Для Среднего и Северного Каспия уже установлен очень молодой возраст (акчагыл) формирования здесь таких нефтегазоносных структур, как ловушки углеводородов [1], что предполагает также очень молодой (не выходящий за пределы четвертичного периода) возраст формирования залежей УВ.

Таким образом, наряду со всеми благоприятными геолого-геохимическими и другими условиями, решающую роль в формировании, переформировании и сохранности углеводородных залежей и их современном пространственном размещении, а также в формировании флюидного режима залежей и термобарических условий, включая избирательное в пространстве и времени развитие различных флюидодинамических аномалий, играют неотектонические движения земной коры (в т.ч. современные), которые наиболее энергично протекают в пределах тектонически нарушенных зон.



Увеличение 10^{\times} , ник.//

Увеличение 10^{\times} , ник.+

Рис. 8. Фото шлифов. Скважина 4-Ракушечная. Неокомские песчаники. Интервал – 1412–1415 м. Избирательный характер нефтенасыщения пород по разрезу, связанный с наличием субгоризонтальных открытых (молодых) и флюидопроницаемых микротрещин

Библиографический список

1. *Агзямов К. Г.* Палеотектонический анализ поднятий Хвалынское и «170 км» / К. Г. Агзямов, Л. С. Багов, М. В. Махонин // Геология, бурение и разработка нефтяных месторождений Прикаспия и Каспийского моря. – 2003. – Вып. 61. – С. 132–136.
2. *Касьянова Н. А.* Влияние современной геодинамики недр на флюидный режим нефтегазовых залежей месторождений складчатых и платформенных областей / Н. А. Касьянова. – М.: Геоинформмарк, 2000. – 51 с.
3. *Касьянова Н. А.* Роль трещиноватости горных пород в формировании углеводородных залежей в пределах Николаевско-Городищенской предбортовой ступени западного борта Прикаспийской впадины / Н. А. Касьянова, А. С. Вылегжанина, Д. Д. Кирика, Ю. К. Бурлин, А. А. Брыжин, П. В. Медведев // Геология нефти и газа. – 2009. – № 4. – С. 10–16.
4. *Касьянова Н. А.* Современная геодинамика и ее влияние на нефтегазоносность Кавказско-Скифского региона / Н. А. Касьянова. – М.: Геоинформмарк, 1995. – 55 с.
5. *Касьянова Н. А.* Современная пространственно-временная миграция тектонической напряженности в земной коре Кавказа и Предкавказья / Н. А. Касьянова // Общая и региональная геология морей и океанов, геологическое картирование. Экспресс-информация. – М.: Геоинформмарк, 1994. – Вып. 3. – С. 1–15.

ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ КАМЕННОУГОЛЬНЫХ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ВОСТОЧНОЙ ПРИБОРТОВОЙ ЗОНЫ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

С.Н. Нурсултанова;

Э. Дуйсен, сотрудники

Атырауский институт нефти и газа,

тел.: +7 (7122) 354654, 365550; e-mail: geologi2007@yandex.ru

Рецензент: Бражников О.Г.

В настоящей статье описаны литологические особенности каменноугольных карбонатных отложений структуры Жаназол восточной прибортовой зоны Прикаспийской впадины.

The lithological peculiarities of coal carbonate deposits of Zhanazhol structure of east pre-edge zone of the Caspian depression are described in the article.

Ключевые слова: Прикаспийская впадина, месторождение Жаназол, нефтегазоносность, карбонатная толща, карбонатный массив.

Key words: the Caspian depression, Zhanazhol deposit, oil and gas bearing, carbonate strata, carbonate massif

В тектоническом отношении изучаемая территория приурочена к восточной прибортовой части Прикаспийской впадины, отделенной от Уральской складчатой системы Ащисайским и Сакмаро-Кокпектинским разломами.

В каменноугольных отложениях месторождения **Жаназол** нефтегазоносными являются два карбонатных комплекса: первая карбонатная толща КТ-I *московско-гжельского* возраста, перекрываемая нижнепермской терригенной толщей пород, и вторая карбонатная толща КТ-II *визейско-московского* возраста, перекрываемая межкарбонатной терригенной толщей, преимущественно глинистого состава, верхнемосковского возраста. Карбонатные нефтегазоносные отложения подстилаются терригенной толщей визейского времени, представленной частым переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников, редко – гравелитов и конгломератов с подчиненными прослоями известняков.

Развитие карбонатной платформы начинается с ранней каменноугольной эпохи на терригенном основании доверхневизейского возраста. Данный район относится к краевой фации Прикаспийской платформы (рис.).

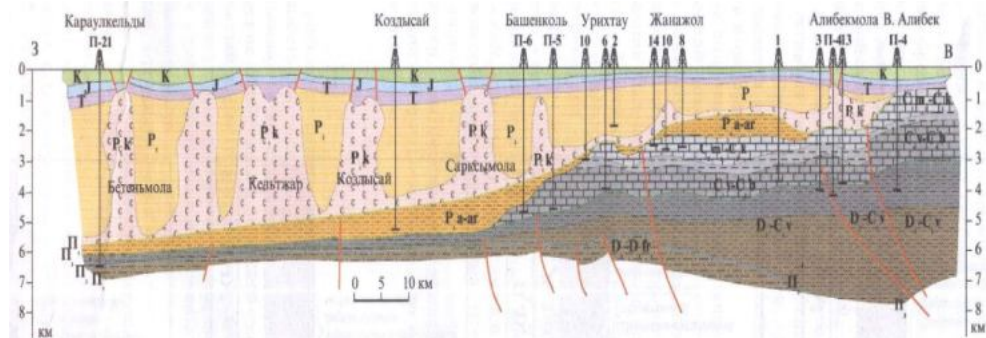


Рис. Геологический разрез Жаназолской и Акжар-Коздысайской НГЗ

Литолого-петрографическое изучение пород, слагающих карбонатные комплексы отложений, показало, что как в верхневизейско-нижнемосковское, так и в верхнемосковско-гжельское время на рассматриваемой территории располагался мелководный шельф.

Наблюдаемое частое чередование литотипов пород в разрезе, замена одних другими по латерали является отражением частой смены фациальных обстановок во время накопления осадков. В зависимости от колебания уровня моря изменялись глубина, соленость и мутность вод, гидродинамика и прочее, что фиксировалось в характере осаждаемого материала.

Так, одним из существенных факторов осадконакопления в визейско-серпуховское время на рассматриваемой территории было развитие водорослевых зарослей, вероятно, образовывались обширные водорослевые биостромы и одиночные биогермы. Об этом говорит наличие протяженных хорошо коррелируемых пластов водорослевых, фораминиферово-водорослевых, реликтивно-органогенных известняков. Слои биоморфных известняков перемежаются здесь биоморфно-детритовыми, комковато-органогенными и другими разновидностями известняков. На пониженных участках существовали условия несколько более застойные, где отлагался детрит с плохой сортировкой материала, с большим количеством карбонатного ила.

В нижнебашкирское время на рассматриваемой территории существовали условия неустойчивого тектонического режима с многократным выведением органогенных, слабо литифицированных пород в пределах участка мелководного шельфа в зону действия волн, в результате чего накапливались окатаннозернистые органогенные, комковатые, оолитовые, обломочные известняки. По разрезу часто встречаются известняковые песчаники и гравелиты, обладающие хорошей сортировкой материала, со скудным кальцитовым цементом. В нижнебашкирский период несколько более застойный режим осадконакопления по соседству с гидродинамически активной зоной можно предположить на территории восточных крыльев обоих куполов структуры и южной периклинали южного купола, что выражается в слабой сортировке обломочного материала и комочков, в обильном порово-базальном кальцитовом цементе. Нижнебашкирский этап завершился перерывом в осадконакоплении, длившимся в течение, как минимум, верхнебашкирского времени (предверейский региональный размыв).

В течение нижнемосковского и в начале подольского времени накопление осадков происходило в различных участках отмельной зоны шельфа в условиях частого изменения глубин и смены гидродинамической обстановки. Несколько увеличенные толщины отложений наблюдаются в пределах северного купола структуры Жанажол, что, вероятно, связано с накоплением мощных слоев биоморфных известняков водорослевого происхождения с первичной высокой пористостью в условиях мелких, слабо осолоненных вод.

В то же время в направлении на юго-запад рельеф дна был пониженным, во впадинах накапливался, кроме карбонатного материала, глинистый, терригенный. В таких зонах известняки по описанию керна из скважин Г-32, Г-33, Г-56 имеют темно-серый цвет, плотные, иногда переслаиваются с кремнисто-карбонатными породами со спикулами губок.

Литологические особенности каменноугольных карбонатных отложений зоны

Система	Отдел	Ярус (подъярус, горизонт)			Группы нефтяных пластов		
Пермская (P)	Нижний (P ₁)	Ассельский + Сакмарский (P _{1a} +P _{1s})			Первая подсолевая терригенная пачка		
Каменно-угольная (C)	Верхний карбон (C ₃)	Гжельский ярус (C _{3g})			Верхняя карбонатная толща (КТ-I)	A	
		Касимовский (C _{3k})				B	
	Средний карбон (C ₂)	Московский (C _{2m1})	Верхний подъярус	Мячковский горизонт (C _{2m2m})		Вторая подсолевая терригенная пачка	B
				Подольский горизонт (C _{2m2nd})			
		Нижнее-башкирский (C _{2b})	Нижний подъярус	каширский горизонт (C _{2mlk})	Нижняя карбонатная толща (КТ-II)	Г	
				верейский горизонт (C _{2mlv})			
	Нижний карбон (C ₁)	Серпуховский (C _{1s})	Верхний подъярус (C _{1s2})	Протвинский горизонт (C _{1s2pr})			D
				Стешевский горизонт (C _{1s2st})			
		Визейский (C _{1v})	Верхний подъярус (C _{1v3})	Тарусский горизонт (C _{1str})			
				Веневский горизонт (C _{1v3vn})			
	Верхний подъярус (C _{1v1+2})		Третья подсолевая терригенная пачка				

Возможно, что во время накопления толщи КТ-I расчлененность дна палеобассейна была более резкой, особенно в верхнекаменноугольное время. На ряде участков в мячковское и касимовское время в условиях открытого шельфа со свободным водообменом образовались мощные слои чистых органических известняков с большим количеством биоморфных, фузулинидовых,

фораминиферово-водорослевых, органогенно-комковатых и других разностей с первичной высокой пористостью. Они накапливались в основном в пределах южного купола структуры Жанажол, протягиваясь узкой полосой вдоль западного крыла северного купола. Растущие на территории структуры Жанажол органогенные аккумулятивные образования, а возможно, и органогенные постройки, в касимовское время периодически, а в гжельское время – постоянно – отшнуровывали от открытого моря северо-восточный участок территории, где создавался застойный режим осадконакопления (скважины Г-8, Г-5, Г-23, Г-13, Г-10, Г-4, Г-1 и др.). В условиях повышенной солености воды отлагались сульфатные, сульфатно-доломитовые, глинистые породы. По разрезу встречаются известняки коллоидно-микрозернистые с органическими остатками, иногда глинистые.

В *верхнем карбоне* на рассматриваемой территории существовал неустойчивый тектонический режим, что было связано с одновременной активизацией тектонических движений на востоке в Уральской складчатой системе. В результате подъема Урала увеличился привнос терригенного материала на рассматриваемую территорию. Карбонатные осадки шельфа, в той или иной степени литифицированные, часто выводились в приповерхностную зону или даже на поверхность, в зоны с другой гидрохимической обстановкой, где они подвергались доломитизации, выщелачиванию и выносу материала.

После накопления карбонатных толщ на границе карбона и перми на востоке Прикаспийской впадины произошел региональный предассельский размыв отложений. В это время частично размывались породы верхов верхней карбонатной толщи КТ-I.

В ходе дальнейшего геологического развития территории породы КТ-I и КТ-II по мере погружения их на глубину подвергались процессам эпигенетических изменений, что отразилось на структурно-текстурных особенностях пород.

Верхняя карбонатная толща КТ-I, с которой связана газонефтяная залежь, в стратиграфическом отношении приурочена к отложениям верхнеподольско-гжельского возраста и находится в интервале абсолютных глубин -2258–3265,2 м. Толща сложена известняками, доломитами и известково-доломитовыми разностями карбонатных пород, с прослойками терригенных, преимущественно аргиллитовых пород. Нижняя карбонатная толща КТ-II, содержащая нефтяную залежь, приурочена к отложениям верхневизейско-каширского возраста в интервале абсолютных глубин -3059–3871,2 м и литологически представлена преимущественно известняками с прослоями зеленовато-серых аргиллитов и доломитов.

Общая толщина КТ-I изменяется от 338 до 556 м, МКТ – от 254 до 393 м, а КТ-II – от 649 до 826 м.

В составе карбонатных толщ по каротажным материалам выделяются реперы, которые позволяют достаточно уверенно коррелировать разрезы скважин по всей площади месторождения.

Карбонатный массив представляет собой резервуар со сложным характером распределения коллекторов по площади и разрезу. С целью более обоснованного выделения объектов разработки и раздельного учета запасов в них было проведено сопоставление разрезов скважин, что позволило подразделить вскрытый продуктивный разрез на 10 продуктивных пачек.

Толща **КТ-I** состоит из отдельных пачек.

В пачке А коллекторы по описанию керна и шлифа представлены ангидритами с гнездами и пропластками карбонатов и глинистых пород, из-

вестняками с пропластками доломитов, известковые доломиты. Известняки представлены в основном органогенным типом с маломощными невыдержанными прослоями микрозернистых и оолитовых хемогенных известняков. Цвет известняков светлый со слабым буроватым оттенком. Известняки средней крепости, часто легко разламываются руками. Основной емкостью являются вторичные поры, и крайне незначительную часть представляют первичные седиментационные межзерновые поры. Отрицательное влияние на пористость оказывают такие вторичные процессы, как кальцитизация и окремнение.

Пористость коллекторов меняется от 4,0 до 27,1 %, составляя в среднем 15,0 %. Диапазон изменения проницаемости составляет $0,1 \div 3464$ мД, в среднем – 55,1 мД.

В пачке Б по описанию шлифа коллекторы представлены доломитами, известковыми доломитами, известняками и доломитовыми известняками. Коллекторами служат известняки доломитовые, доломиты известковые и доломиты. Породы крепкие, пористые, часто с широко развитой кавернозностью, где емкостью служат в основном вторичные поры доломитизации и выщелачивания. Подчиненную роль играют вторичные поры перекристаллизации, а первичная межзерновая пористость очень незначительна. Некоторое снижение пористости происходит в связи с процессами сульфатизации и окремнения, в юго-восточной части месторождения – глинистостью.

Значения пористости меняются от 4 до 30,35 %, среднее значение равно 12,34 %. Проницаемость меняется от 0,11 до 2224,37 мД, в среднем 101,68 мД.

Пачка В₁ по описанию шлифа литологически представлена доломитами, доломитами известковыми, известняками доломитовыми, известняками. Метасоматический тип коллектора отмечается повсеместно, а органогенный – только в скважинах юго-восточной части месторождения. Емкостные и фильтрационные свойства обусловлены процессами доломитизации, перекристаллизации и выщелачивания. Характерно развитие кавернозности и трещин растворения, иногда заполненных битумом. Фауна представлена фораминиферами, фузулинидами, водорослями, остракодами, плеченогими.

Пористость коллекторов меняется от 4,05 до 29,46 %, среднее значение составляет 9,17 %. Проницаемость меняется в диапазоне $0,11 \div 1880$ мД, среднее значение равно 56,63 мД.

По описанию шлифа **пачка В₂** представлена доломитом известковым, известняком и чистым доломитом. Повсеместно наблюдается явление метасоматоза. Пористость обусловлена процессами доломитизации, перекристаллизации и выщелачивания. Породы в основном мелко-, микро- и криптокристаллические. Каверны и трещины часто заполнены кальцитом, доломитом. Часто встречаются фрагменты и остатки фузулинидов, фораминифер, остракодов, плеченогих, зеленых водорослей.

Пористость по кондиционным образцам меняется от 4,0 до 25 %, среднее значение составляет 9,93 %. Проницаемость по 137 образцам меняется в диапазоне $0,11 \div 1540$ мД, среднее значение равно 42,9 мД.

В пачке В' порода представлена известняками оолитовыми, зернистообломочными, сферолитовыми, фораминиферовыми, микрокристаллическими, криптокристаллическими, псаммитовыми, доломитами известковыми и известняками доломитовыми. Неравномерный метасоматоз. Пористость обусловлена выщелачиванием и перекристаллизацией, в незначительной степени процессами доломитизации. Трещин встречается относительно мало в известняках и в доломитах. Поры неравномерно заполнены микритом и кальци-

том, редко мелкокристаллическим доломитом, иногда битумом. Стилолитовые швы разного размера и длины также заполнены доломитом. Неравномерно развиты каверны растворения диаметром 15 мм. Часто встречаются фрагменты и остатки фузулинидов, фораминифер, остракодов, брюхоногих, зеленых водорослей, обломки пластинчатожаберных.

Пористость по данным керн изменяется от 5,1 до 26,6 %, среднее значение составляет 16,7 %. Проницаемость меняется в диапазоне 0,1÷14,2 мД, среднее значение равно 1,05 мД.

Толща КТ-II.

Пачка Гв представлена микрокристаллическими, кристаллическими биокластическими, фораминиферовыми, сферолитовыми, зернообломочными, водорослевыми и онколитовыми известняками.

Пачка по макроописанию и анализам керн представлена известняками серыми, светло-серыми, желтовато-серыми, темно-серыми, местами с коричневым оттенком, слабопористыми, неравномернопористыми, крепкими, массивными, участками плитчатыми, местами с раковистым изломом, иногда с включениями кальцита, участками трещиноватым и кавернозным (в скв. 45 сплошь слабо кавернозный), со стилолитовыми швами, выполненными глинистым материалом, с обломками раковин, очень редко доломитизированным, с редкими прослоями (до 0,15 м) среднезернистого полимиктового песчаника и аргиллита черного. В скв. 56 – переслаивание аргиллита и известняка. Фауна аналогична ниже и вышележащим формам.

Пористость меняется от 4 до 20,73 %, среднее значение составляет 10,95 %. Проницаемость меняется в диапазоне 0,11÷611,47 мД, среднее значение равно 64,99 мД.

Пачка Гн представлена кристаллическими онколитовыми фораминиферовыми, фузулиновыми, зернистыми, строматопороидными, криптокристаллическими псаммитовыми, внутриобломочными, водорослевыми и оолитовыми известняками. Поры межзернистые, внутризернистые, камерные редко диффузионные, поры растворения внутри трещин. Поры в разной степени заполнены кальцитом. Сильно развиты межзернистые поры. Кроме фораминифер, фузулинидов и строматопорид, фауна представлена синими и красными водорослями, иглокожими, плеченогими, остракодами, брюхоногими, пластинчатожаберными, в меньшей мере – губками, спикулами и кораллами. Первичные камерные поры наблюдаются в строматопоридах и кораллах.

Значения пористости меняются от 4 до 18,6 %, среднее значение равно 11,16 %. Проницаемость меняется от 0,11 до 526,74 мД, в среднем 34,2 мД.

Пачка Дв представлена известняками кристаллическими, плитчатыми, оолитовыми, псаммитовыми, фораминиферовыми, онколитовыми фораминиферами, криптокристаллическими, биокластическими, биогранулярными псаммитовыми, псаммитовыми, биообломочными. Цвет известняков серый с коричневатым оттенком, светло-серый, желто-серый. Местами наблюдается мергелистость. Частые признаки углеводородов в виде запаха бензина, выпотов нефти. Поры межзерновые и камерные, преимущественно внутризернистые, межкристаллические, внутрикристаллические. Поры заполнены в основном на 15–20 % микритом и кальцитом. Диаметр пор – от 0,1 до 0,45 мм. Неравномерно расположены горизонтальные и вертикальные стилолитовые швы разного размера. Трещин и каверн относительно мало. Фауна представлена фораминиферами, фузулинидами, иглокожими, плеченогими и изредка моллюсками. Повсеместно наблюдаются признаки нефти.

Значения пористости по анализам кернa меняются от 4 до 21,9 %, среднее значение равно 9,54 %. Проницаемость меняется от 0,1 до 1279,14 мД, в среднем 19,97 мД.

Пачка Дн представлена известняками кристаллическими и микрокристаллическими с инклюзивными зернами, плитчатыми, фораминиферовыми, кристаллическими и микрокристаллическими биокластическими, биокластическими псаммитовыми, онколитовыми и водорослевыми. Цвет известняков серый, светло-серый с коричневым оттенком, темно-серый. Поры растворения, формованные, камерные, внутризернистые, межкристаллические. Размер пор от невидимых до 0,5 мм. Поры в основном заполнены кальцитом и в меньшей мере микритом с разной степенью заполнения. Трещиноватость неравномерная, в основном трещины растворения. По стилолитовым швам также наблюдаются трещины растворения и каверны. Формы фауны аналогичные вышележащей пачке. Признаки нефти повсеместно в виде примазок, выпотов и запаха.

Значения пористости по анализам меняются от 4 до 16,06 %, среднее значение равно 10,1 %. Проницаемость меняется от 0,11 до 231,31 мД, в среднем 7,4 мД.

Пачка Д представлена известняками серыми, светло-серыми, коричневато-серыми, желтовато-серыми, органогенными, плотными, массивными, кристаллическими, плитчатыми, ломающимися на тонкие пластины. Пористость неравномерная. Трещиноватость неравномерная от слабой до сильной. Повсеместно наблюдаются стилолитовые швы. Фауна представлена фораминиферами, фузулинидами, иглокожими, плеченогими.

Значения пористости по анализам кернa меняются от 9,29 до 14,19 %, среднее значение равно 11,55 %. Проницаемость меняется от 1,55 до 3,22 мД, в среднем 2,39 мД.

Основные выводы, вытекающие из проведенных исследований.

В течение нижнемосковского и в начале подольского времени накопление осадков происходило в различных участках отмельной зоны шельфа в условиях частого изменения глубин и смены гидродинамической обстановки.

Растущие на территории структуры Жанажол органогенные аккумулятивные образования, а возможно, и органогенные постройки, в касимовское время периодически, а в гжелское время – постоянно отшнуровывали от открытого моря северо-восточный участок территории, где создавался застойный режим осадконакопления.

На границе карбона и перми на востоке Прикаспийской впадины произошел региональный предассельский размыв отложений. В это время частично размывались породы верхов.

Библиографический список

1. *Замаренов А. К.* Седиментационные модели подсолевых нефтегазонасыщенных комплексов Прикаспийской впадины / А. К. Замаренов, М. Г. Шебалдина, Д. Л. Федоров, Т. А. Югай, С. В. Яцкевич. – М.: Недра, 1986.
2. *Пересчет запасов нефти*, свободного и растворенного газа, конденсата и попутных компонентов месторождения Жанажол Актюбинской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 01.01.2008 г.) / С. Б. Каирбеков, Ж. С. Мурзагалиева, А. У. Рамазан. – Алматы: Каспиймунайгаз, 2008.

КАЙНОЗОЙСКАЯ ИСТОРИЯ СРЕДНЕГО КАСПИЯ

**В.И. Попков, профессор, академик РАЕН,
декан геологического факультета**
*Кубанский государственный университет, г. Краснодар,
тел.: 8(861)2199634; e-mail: geoskubsu@mail.ru*

Рецензент: Соловьева Л.П.

Изложены основные сведения об истории геологического развития Средне-Каспийской впадины в кайнозое.

There was given basic data on the history of the Middle-Caspian depression's geological development in Cainozoic.

Ключевые слова: седиментация, клиноформы, некомпенсированный бассейн, палеоруло, биогермные постройки, литологические ловушки.

Key words: sedimentation, wedged forms, noncompensated basin, paleobed, biohermic constructions, depositional traps.

Средне-Каспийская впадина имеет форму овала, вытянутого в северо-северо-западном направлении на 450 км, при ширине от 100 до 200 км. Впадина выполнена чехлом юрско-четвертичных осадков общей мощностью до 8–10 км, причем ее максимальные значения отмечаются в полосе, примыкающей к дагестанскому побережью. Этот чехол подстилается частично дислоцированным пермско-триасовым комплексом и метаморфическим палеозойским, а возможно, и более древним фундаментом. Мощность коры под Средним Каспием составляет приблизительно 40 км, а мощность литосферы – 150 км.

В развитии Среднего Каспия существовало два принципиально отличных этапа [1, 2]. В течение первого (доолигоценного) территория испытывала сравнительно слабо дифференцированное погружение, сопровождавшееся формированием типично платформенного чехла, нарушаемое кратковременными восходящими движениями и размывом накопленных ранее отложений. В раннем и среднем палеогене накапливались горизонтально-слоистые толщи преимущественно карбонатного состава. Дифференциация мощностей слабая, что свидетельствует о спокойной тектонической обстановке в это время.

Рубеж эоцена и олигоцена явился переломным: с этого момента в западной части Каспия происходит заложение альпийских передовых прогибов, наложившихся на окраинные зоны Скифско-Туранской платформы. Интенсивность погружения дна морского бассейна резко возросла, что при недостаточном приносе обломочного материала повлекло за собой появление глубоководных некомпенсированных котловин, пространственно тяготеющих к осевым зонам передовых прогибов. Значительными по амплитуде нисходящими движениями впервые за все время была охвачена юго-западная часть описываемой акватории, а также выделенная ранее нами [1, 2] Самурско-Песчаномысская зона транскаспийских поднятий. Некомпенсированный режим осадконакопления установился и в пределах Южно-Мангышлакского прогиба, где глубина бассейна достигала 600 м [3].

В этой обстановке происходило накопление косослоистых клинообразных осадочных тел, выклинивающихся с запада и востока от бортов депрессии в сторону глубоководной прикавказской части, где отлагались маломощ-

ные горизонтально-слоистые осадки. Наличие клиноформных тел не только на западе, но и на востоке свидетельствует о существовании в этот период двух различных источников сноса. Возможно, что на границе шельфа могли создаваться благоприятные условия для формирования биогермных построек (барьерных рифов) (рис.).

В конце майкопского времени намечается обмеление бассейна, что связано с началом общего воздымания территории, максимально проявившегося на рубеже раннего и среднего миоцена и сопровождавшегося интенсивным размывом накопившихся ранее отложений. На временных разрезах фиксируется соответствующая граница несогласия.

Среднемиоценово-раннеплиоценовый этап в общих чертах характеризовался унаследованным развитием региональной структуры, заложившейся на рубеже эоцена-олигоцена. Наиболее интенсивно погружается территория Терско-Каспийского прогиба и присамурский участок транскаспийской зоны поперечных поднятий. Наличие клиноформных тел устанавливается на западе и востоке, что говорит о резком погружении в среднем плиоцене с образованием глубокой депрессии в западной части Каспия, заполнение которой шло от ее бортов к центру с накоплением клиноформных осадочных тел бокового наращивания. Мощные осадочные тела, ограниченные сверху и снизу динамически выраженными осями синфазности, сходящимися вверх и вниз по падению слоев и имеющими в целом сигмовидную форму, развиты в примангышлакском секторе Каспия, а также в присамурском районе (рис.). Такая конфигурация седиментационных тел говорит о низкоэнергетической обстановке их накопления в условиях окраины шельфа и континентального склона. В северо-западной части региона отчетливо выражена косая мегаслоистость отражений, очерчивающих осадочные тела клинообразной формы, свойственных высокоэнергетическим процессам латерального наращивания шельфового склона.

В среднем плиоцене произошло резкое осушение обширных пространств молодой платформы. Морской режим седиментации сохраняется лишь в глубоководной котловине Южного Каспия [4]. На прилегающих участках современной суши происходило образование глубоко врезаемых речных долин.

Еще в 1953 г. А.Л. Яншин писал, что «при любых вариантах палеогеографических реконструкций необходимо признать, что уровень Каспийского моря в среднем плиоцене был значительно ниже уровня Мирового океана», что явилось «...стимулом энергичного врезания всей эрозионной сети, для которой базисом служило Каспийское море» [10, с. 622]. Причиной этого могло служить катастрофическое погружение (провал) земной коры Южного Каспия с образованием глубокой котловины, вобравшей в себя воды всего морского бассейна [5, 9]. В итоге Среднекаспийская некомпенсированная депрессия превратилась в континентальную впадину с превышением ее бортов относительно днища примерно на 1,5 км [5, 6].

В среднем плиоцене дельта Палеоволги сместилась далеко к югу, достигнув Южно-Каспийской депрессии. Самурско-Песчаномысская зона явилась своего рода топографическим барьером, который и был прорезан руслом крупной реки (рис.). Ширина эрозионной долины достигала 60 км с каньонообразным врезом в центральной части глубиной 200-600 м при ширине от 5 до 15 км [1, 2].

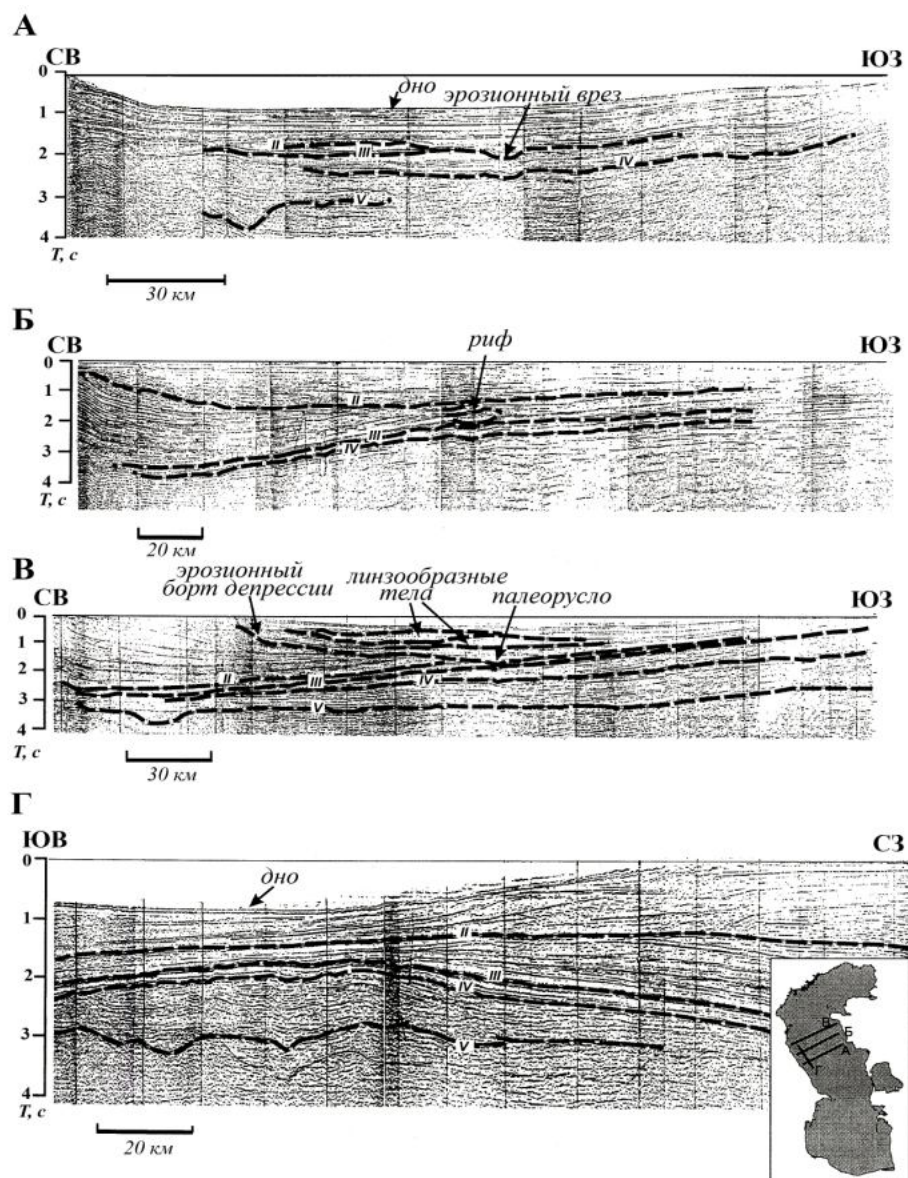


Рис. Сейсмические разрезы, иллюстрирующие строение осадочного чехла Среднего Каспия. Отражающие горизонты: II – верхний миоцен, III – низы палеогена, IV – подошва мела, V – подошва юры

В позднем плиоцене в пределах Среднего Каспия восстанавливаются морские условия осадконакопления. Глубокие некомпенсированные котловины представляли собой естественные седиментационные ловушки, и на отдельных сейсмических разрезах можно наблюдать отчетливое прилегание верхнеплиоцен-четвертичных осадков к погребенным бортам впадин. Интенсивное накопление осадочных толщ, как и в предшествующий среднемиоценово-раннеплиоценовый этап, отмечается в северо-западной части региона, где формируются мощные косослоистые серии бокового наращивания, имеющие форму гигантских линз. К концу четвертичного периода произошла компенсация Терско-Каспийского прогиба. Территория Среднекаспийской глубоководной котловины, где современные батиметрические отметки дна

достигают 800 м, на протяжении второй половины кайнозойской эры (начиная с олигоцена) характеризуется некомпенсированным режимом развития. В ее центральной части накапливаются субгоризонтальные осадочные толщи незначительной мощности, а на бортах отлагаются клиноформные серии. Периодически, очевидно в моменты перекомпенсации Терско-Каспийского прогиба, в ее пределы осуществлялся сброс лишнего материала (в виде мутьевых потоков), образующего языкообразные осадочные тела, имеющие в поперечном сечении форму линз и располагающиеся кулисообразно одно относительно другого (рис.).

Итак, кайнозойский этап истории развития Среднего Каспия отличается чрезвычайной сложностью: в его время происходило накопление молассовых толщ огромной мощности при одновременном существовании глубоководных некомпенсированных депрессий. Некоторые из них сохранились вплоть до настоящего времени.

Полученные сведения могут быть использованы для оценки перспектив нефтегазоносности как акваториальной части, так и прилегающих прибрежных районов. Помимо традиционных антиклинальных объектов, выявлены разнообразные литологические ловушки – погребенная эрозионная долина, головные части клиноформ, предполагаемые биогермные постройки, зоны стратиграфического срезания и литологического выклинивания потенциально перспективных толщ и многие другие.

Работа выполнена при поддержке РФФИ: гранты 11-05-00857-а; 09-05-96502-р_юг_а и проекта «Развитие научного потенциала высшей школы» № 2.1.1/3385.

Библиографический список

1. **Гаджиев А. Н.** Новые данные по геологии Среднего Каспия / А. Н. Гаджиев, В. И. Попков // Доклады АН СССР. – 1988. – Т. 299, № 3. – С. 682–685.
2. **Гаджиев А. Н.** Особенности строения осадочного чехла Среднего Каспия / А. Н. Гаджиев, В. И. Попков // Геотектоника. – 1988. – № 6. – С. 116–128.
3. **Козмодемьянский В. В.** Осадочные тела бокового наращивания в олигоцене Южного Мангышлака / В. В. Козмодемьянский, В. И. Попков, Б. И. Титов // Бюл. МОИП. Отд. геол. – 1987. – Вып. 1. – С. 62–67.
4. **Милановский Е. Е.** К палеогеографии Каспийского бассейна в среднем и начале позднего плиоцена (балаханский и ачкагыльский века) / Е. Е. Милановский // Бюл. МОИП. Отд. геол. – 1963. – Вып. 3. – С. 17–29.
5. **Попков В. И.** Региональная структура осадочного чехла Среднего Каспия / В. И. Попков // Новые идеи в геологии и геохимии нефтидогенеза. К созданию общей теории нефтегазоносности недр. – М. : ГЕОС, 2002. – Кн. 2. – С. 109–111.
6. **Попков В. И.** Тектоника запада Туранской плиты / В. И. Попков. – М. : ИГиРИ, 1992. – 148 с.
7. **Попков В. И.** Тектоника, история формирования и перспективы нефтегазоносности платформенных отложений Среднего Каспия / В. И. Попков // Материалы XXX научно-технической конференции. – Ставрополь : СевКавГТУ, 2000. – С. 34–39.
8. **Столяров А. С.** Случай некомпенсированного прогибания в условиях молодой платформы в олигоцене Южного Мангышлака / А. С. Столяров // Бюл. МОИП. Отд. геол. – 1961. – Т. 36, вып. 5. – С. 55–78.
9. **Хаин В. Е.** Происхождение и основные закономерности тектонического развития Южно-Каспийской впадины / В. Е. Хаин, В. И. Попков, П. А. Чехович // Юж-

но-Российский вестник геологии, географии глобальной энергии. – 2004. – № 3 (9). – С. 159–163.

10. Яншин А. Л. Геология Северного Приаралья. Стратиграфия и история геологического развития / А. Л. Яншин // Материалы к познанию геологического строения СССР. – М. : Изд-во Моск. о-ва испыт. природы, 1953. – Вып. 15 (19). – 675 с.

АНАЛОГОВЫЙ ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПАЛЕОЗОЯ КАСПИЙСКОГО МОРЯ

**А.О. Серебряков, профессор, заведующий кафедрой
геологии и геохимии горючих ископаемых
Астраханский государственный университет,
тел.: (88512)52-49-99*131; e-mail: geologi2007@yandex.ru**

Рецензент: Бакирова С.Ф.

Исследованы геологическое строение и нефтегазоносность месторождений-гигантов, которые могут служить структурными аналогами в акватории Каспийского моря.

Geological structure and oil and gas bearing of fields-giants have been studied that can serve as structural analogues in the Caspian sea.

Ключевые слова: прогноз, нефтегазоносность, палеозой, Каспийское море, аналогия.

Key words: prospect, oil and gas bearing, Paleozoic, the Caspian sea, analogy.

В последние годы осуществляются интенсивные геологоразведочные работы по освоению нефтегазовых ресурсов северной акватории Каспийского моря, в пределах которого выявлено гигантское нефтяное месторождение Кашаган, являющееся структурно-тектоническим морским продолжением Тенгиз-Кашаганской систем поднятий. Тенгизское месторождение расположено в зоне перехода «Море-берег», его скважины – в непосредственной близости от акватории, вследствие чего уточнение геологического строения и нефтегазоносности Тенгиз-Королевского нефтяного гиганта имеет непосредственное значение для детального изучения акватории Каспийского моря.

Тенгизское и Королевское месторождения представляют собой карбонатную платформу, состоящую из карбонатных массивов ранне- и среднекаменноугольного возраста, расположенных на общем девонском карбонатном основании. В географическом плане месторождения расположены в юго-восточной части Прикаспийской нефтегеологической провинции и тектонически приурочены к Тенгиз-Кашаганской сейсмогеологической области.

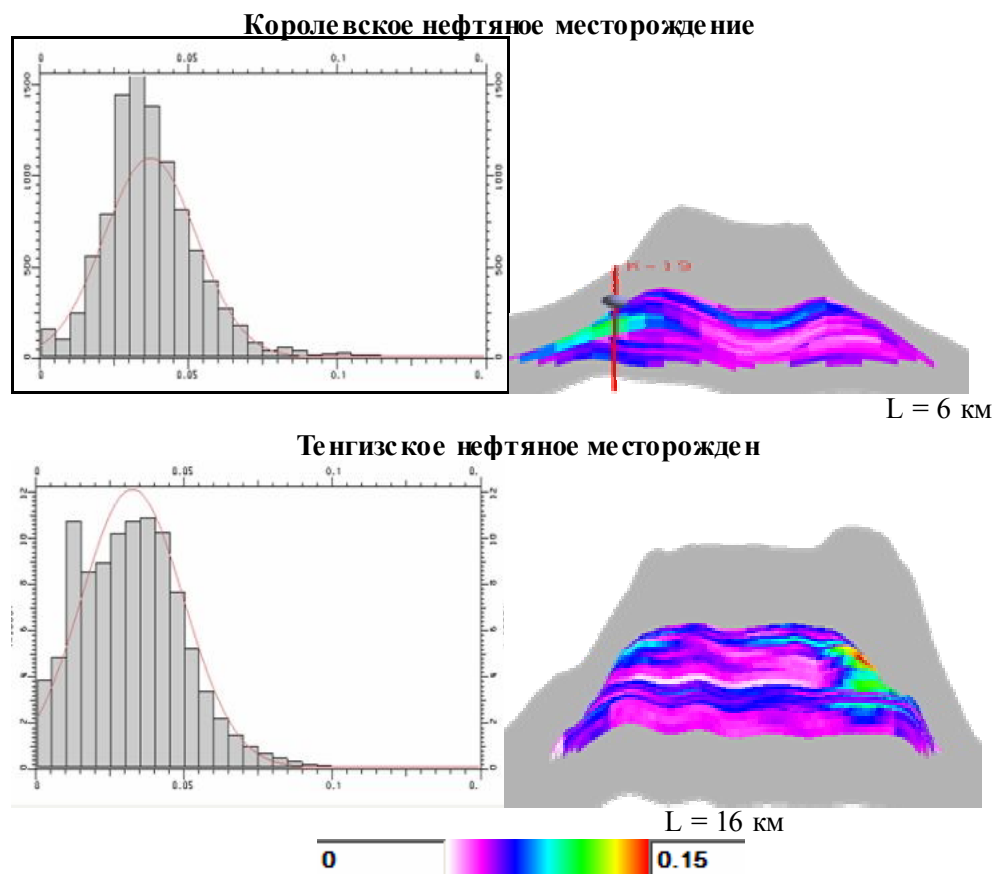


Рис. 1. Геологическая модель объемов Тенгиз-Королевского гиганта (по материалам ChevronTexaco)

Тенгизско-Королевская карбонатная постройка, к которой приурочены залежи нефти, имеет трапецевидную форму: плоскую кровлю и крутые крылья. Ее размеры по изогипсе -5000 м приведены на рисунке 1, этаж нефтеносности превышает 1400 м. Карбонатный резервуар ограничивается глубоководными глинистыми (глинисто-карбонатными) отложениями бассейна, не являющимися коллекторами и играющими роль надежного латерального флюидоупора. Покрышкой для залежей нефти служит толща пород нижнепермского возраста, включающая глинисто-карбонатные отложения артинско-московского возраста и сульфатно-галогенные породы кунгурского яруса толщиной до 1655 м (рис. 1).

По последним данным сейсмических исследований и бурения скважин, в составе карбонатного массива выделены три основные части: платформенная, бортовая (рим, марджин) и крыльевая (склон). Коллектор разделяется на три стратиграфические единицы – объекты I, II, III по следующим факторам: наличием эффективной мощности; наличием туфов и карбонатно-глинистых вулканических отложений толщиной 40–50 м, изолирующих башкирско-серпуховско-окскую часть коллектора в пределах платформы от нижневизейско-турнейской; резко различными свойствами в различных интервалах коллектора; различиями в проницаемости и пористости коллекторов в разных объектах (рис. 3).

Объект I включает отложения башкирско-серпуховско-окского возраста и как бы облегает на склонах карбонатного массива нижневизейско-турнейский комплекс пород, выделенных в объект II. Объект III составляют девонские отложения.

В целом все три объекта образуют единую гидродинамическую систему, чему способствует наличие обширных трещиноватых зон в рифовых и биогермных постройках (рис. 2), окаймляющих платформу и непосредственно контактирующих с коллекторами I и II объектов, разделенных в пределах платформы «вулкаником». Об этом свидетельствует единый характер падения пластового давления в процессе разработки залежи в разных ее частях: на платформе, на борту и на склонах, включая самую отдаленную погруженную северо-восточную часть месторождения в районе скважины Т-10.

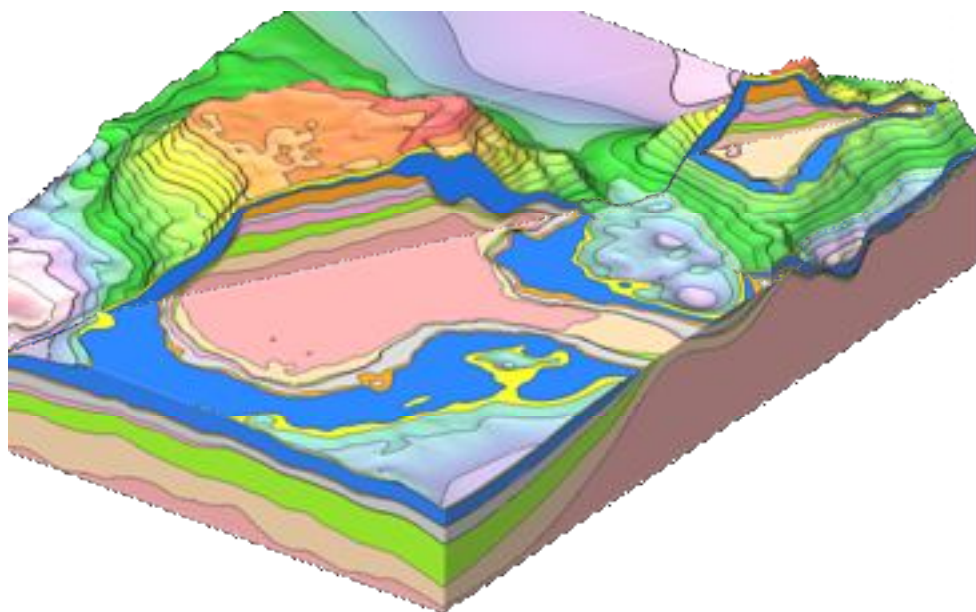


Рис. 2. Геологическая модель Тенгиз-Королевского гиганта (по материалам ChevronTexaco)

I объект является наиболее изученным как в плане литологофациального анализа пород, так и в отношении продуктивности и эксплуатационной характеристики скважин. Башкирская часть разреза вскрыта в разных зонах и в разном объеме во всех скважинах (кроме скважины Т-18); серпуховские отложения – в 89 скважинах, окские – в 64 скважинах. Наибольшее количество пробуренных скважин и, следовательно, проведенных исследований приходится на платформенную часть структуры, тогда как склоны изучены менее детально.

В платформенной части породы I объекта сложены биокластовыми пакстоунами и грейнстоунами, водорослево-форамениферовыми известняками с прослоями ракушечняковых грейнстоунов и рудстоунов.

В пределах верхнего склона отложения крайне неоднородны и представлены неотсортированными лито-биокластовыми пакстоунами, толщами водорослевых и обломочных известняков. Породы неравномерно перекристаллизованы и доломитизированы.

В подножии склона отложения представлены тонкослоистыми карбонатно-глинистыми отложениями и мелкообломочными биокластовыми вакстоунами с прослоями пакстоунов.

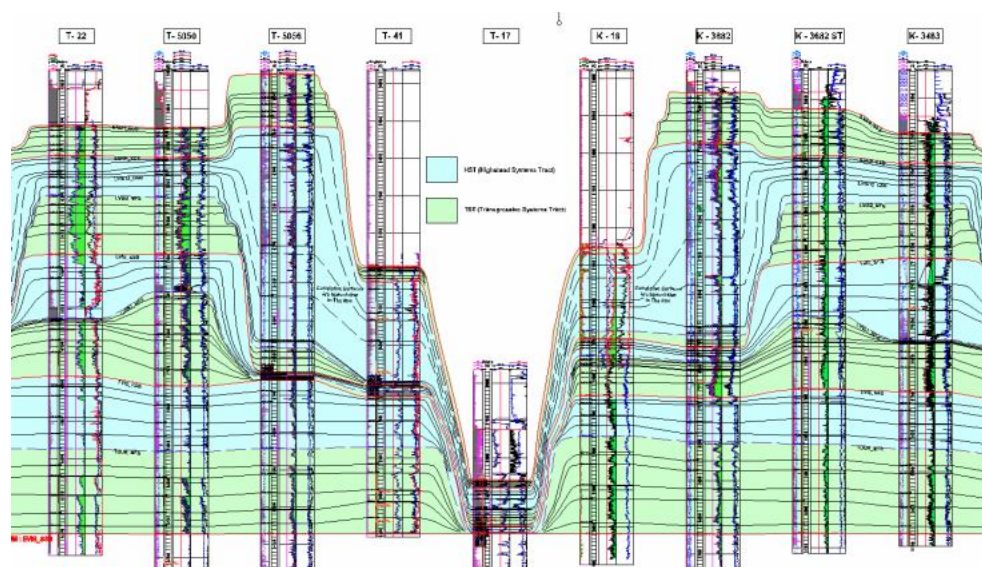


Рис. 3. Геолого-геофизическая корреляция пород Тенгиз-Королевского гиганта (по материалам Agip CSO, TCO, Eni)

В пределах первого объекта выделяется рим, характеризующийся местными буграми сейсмофаций и состоящий из кораллового и скелетного пакстоуна и локального микробияльного баундстоуна башкирского и серпуховского возраста (Т-5056, Т-41, Т-40, Т-42, Т-43). Для пород, слагающих рим, характерны субвертикальные трещины и каверны.

Породы башкирского яруса (по данным исследований скважины Т-220) обладают повышенной пористостью. Практически по всему разрезу в грейнстоунах отмечается наличие межзерновой и внутризерновой пористости, реже следовой, в верхней части разреза поровое пространство увеличено за счет влияния процессов выщелачивания. Каверны приурочены, в основном, к обломочным разностям.

Структура Тенгиз по поверхности башкирских отложений (по кровле I объекта) высокоамплитудной изометричной формы. По оконтуривающей изогипсе -5000 м размеры поднятия составляют 22 × 23 км. Свод поднятия плоский, имеет отметки 4,1–4,2 км и под углом порядка одного градуса наклонен в юго-западном направлении. Крылья структуры достаточно крутые, углы наклона достигают 20–25°. Вблизи начала крутого склона свод поднятия осложнен цепочкой локальных поднятий, амплитудой 100–200 м, образующих рим. Цепочка локальных поднятий рима охватывает северо-западную, северную и северо-восточную части свода, в то время как на юге и юго-западе рим выражен гораздо меньше. Наименьшие отметки в области рима отмечены в северной части свода и составляют 3900–4000 м. Максимальная амплитуда поднятия по кровле башкира достигает 1100 м.

В результате сейсмостратиграфической интерпретации установлены рамки площадного распространения карбонатного коллектора, т.е. установлена ограничивающая линия, где карбонаты полностью замещаются на кар-

бонатно-глинистый разрез, не являющийся коллектором. Граница области распространения коллектора I объекта залегает на глубинах 5000–5300 м в восточной части структуры и 5200–5500 м – в западной.

Достаточно сложным является распределение толщин карбонатного коллектора. В пределах плоского свода суммарная толщина окско-башкирских отложений составляет в среднем 400–500 м. В северной и восточной части рима и склона толщина карбонатных образований I объекта резко возрастает до 650–800 м, главным образом за счет фаций баундстоуна серпуховского возраста. Своеобразное увеличение толщины карбонатных отложений отмечается и по западной периферии поднятия за крутым склоном. Здесь откартирована целая серия вздутий, расположенных параллельно линии распространения карбонатного коллектора и связанных, возможно, не только с баундстоунами серпуховского возраста, но и с некоторым увеличением толщин башкирских отложений в обломочных фациях подножия.

Неполным стратиграфическим разделом I и II объекта является пачка преслаивающихся туфоаргиллитов и карбонатно-глинистых отложений, называемая «вулканик», залегающая в кровле тульского горизонта. Эта пачка четко прослеживается в центральной части структуры и имеет толщину 40–50 м. В краевых частях Тенгизского массива толщина этой пачки уменьшается (Т-41, Т-44), а в нижней части склона увеличивается до 150–200 м (Т-52, Т-53). Рассматриваемые отложения повсеместно представлены вулканомиктовыми алевроаргиллитами и алевролитами с прослоями вулканомиктовых алевропесчаников, которые формировались за счет интенсивного размыва слаболитифицированных толщ вулкаников андезитового и андезито-дацитового состава.

Ниже «вулканика» залегают отложения нижнекаменноугольного (турнейско-ранневизийского) возраста, объединенные во II объект разработки.

Отложения **II объекта** вскрыты 42 скважинами как в платформенной части структуры, так и на склонах, при этом полностью пройдены в 24 скважинах, из которых Т-52 и Т-53 остаются за линией развития карбонатных коллекторов.

Отложения турнейского яруса толщиной 200–250 м характеризуются относительно однообразным составом. В целом отложения нижнего виза изучены только в платформенной части. Коллектор II объекта представлен биолитокластовыми пакстоунами с прослоями микросгустковых и водорослевых известняков, литокластовыми грейнстоунами, литобиокластовыми и пеллоидными пакстоунами, реже вакстоунами с прослоями комковатосгустковых известняков. В верхах разреза породы часто перекристаллизованы и доломитизированы, участками сильно окремнены. Породы слабопроницаемы.

Структурная карта по поверхности II нефтегеологического объекта имеет структуру, подобную первому объекту.

По оконтуривающей изогипсе -5300 м, размеры составляют 24 × 21 км. Однако в ней нет четко выраженной полукольцевой цепочки поднятий в своде, т.е. рима. Плоский свод имеет отметку -4600 м, а в северной и западной части отмечены отдельные поднятия с глубинами залегания нижневизейских отложений 4500–4400 м. Максимальная амплитуда составляет 900 м. На отметках 5200–5300 м залегают преимущественно глинистые сейсмofации подножия, которые являются разделом между II и III объектами.

Распределение толщин во II объекте намного проще, чем для окско-башкирского комплекса. Наибольшая толщина отмечается в области плоско-

го свода – 650–700 м, а к периферии толщина резервуара уменьшается до 300–200 и даже 100 м.

Наименее изученным является *III объект* разработки, в стратиграфическом плане приуроченный к позднефранско-фаменским отложениям верхнего девона, вскрытым в разном объеме всего 25 скважинами. Девонский разрез вскрыт на разных участках месторождения. Породы представлены мелкозернистыми доломитизированными известняками, пелоидными и биокластовыми вакстоунами и пакстоунами с рассеянными брекчированными водорослевыми известняками. Пористость в целом низкая. Морфологические характеристики поверхности девонских отложений отличаются от верхних существенным расширением плоского свода (платформы) и уменьшением углов падения карбонатных отложений на флангах до 10–14°. Поднятие по *III объекту* оконтуривается изогипсой -5450 м и имеет форму почти правильной окружности с вырезанным северо-западным сектором и максимальную амплитуду 400–450 м. Размеры по взаимно-перпендикулярным северо-западной и юго-восточной осям составляют 20 × 13 км. Толщины *III объекта* рассматриваются при нижней границе, соответствующей оконтуривающей изогипсе и максимально возможному положению ВНК на отметке -5450 м. Максимальная толщина *III объекта* до 450–500 м отмечается в северной части платформы. Области повышенных значений толщин расположены полукольцом и соответствуют риму, четко выраженному по окско-башкирскому комплексу. К югу толщины плавно уменьшаются до 100 и менее метров (рис. 4).

Самой нижней, достоверно установленной отметкой получения нефти является отметка -5428,9 м (подошва опробованного интервала в скважине Т-10). Данные длительной эксплуатации с высоким суточным дебитом свидетельствуют о том, что нефть на данном участке может залежать намного ниже этой отметки. При испытании скважины Т-6846 открытым стволом, нижняя отметка получения нефти – -5461,8 м (по данным РLT). В скважине Т-47 при опробовании интервала (-5378–5459 м) получено 99 % воды, в скважине Т-6337 при отборе проб вода получена с отметки -5400 м.

На данном этапе геологической изученности девонской части разреза месторождения, принимая во внимание ограниченные данные опробования, нижняя граница нефтенасыщения принята условно на отметке -5450 м.

Поровые, каверново-поровые и трещинно-каверново-поровые коллекторы развиты в пределах платформы, включая бортовые части, а также на отдельных участках склона. Широкое развитие на склоне (микробинальные баундстоуновые постройки) получили трещинные коллекторы.

Наибольшие средние величины пористости пород (до 12 %) отмечены в башкирских и окских отложениях *I объекта* в сводовой и присводовой платформенной частях массива. При этом пористость отдельных интервалов разреза достигает 25 %. В окских отложениях, при сохранении тенденции распространения наибольших значений пористости в сводовой и присводовой частях платформы, обособлен участок (район скважины Т-109), где средняя пористость разреза составляет 13,5 %. С глубиной, а также к краям платформы и на большей части склона, происходит уменьшение пористости пород, значения которой в коллекторах *II* и *III объектов* заметно снижены (до 3–1 %).

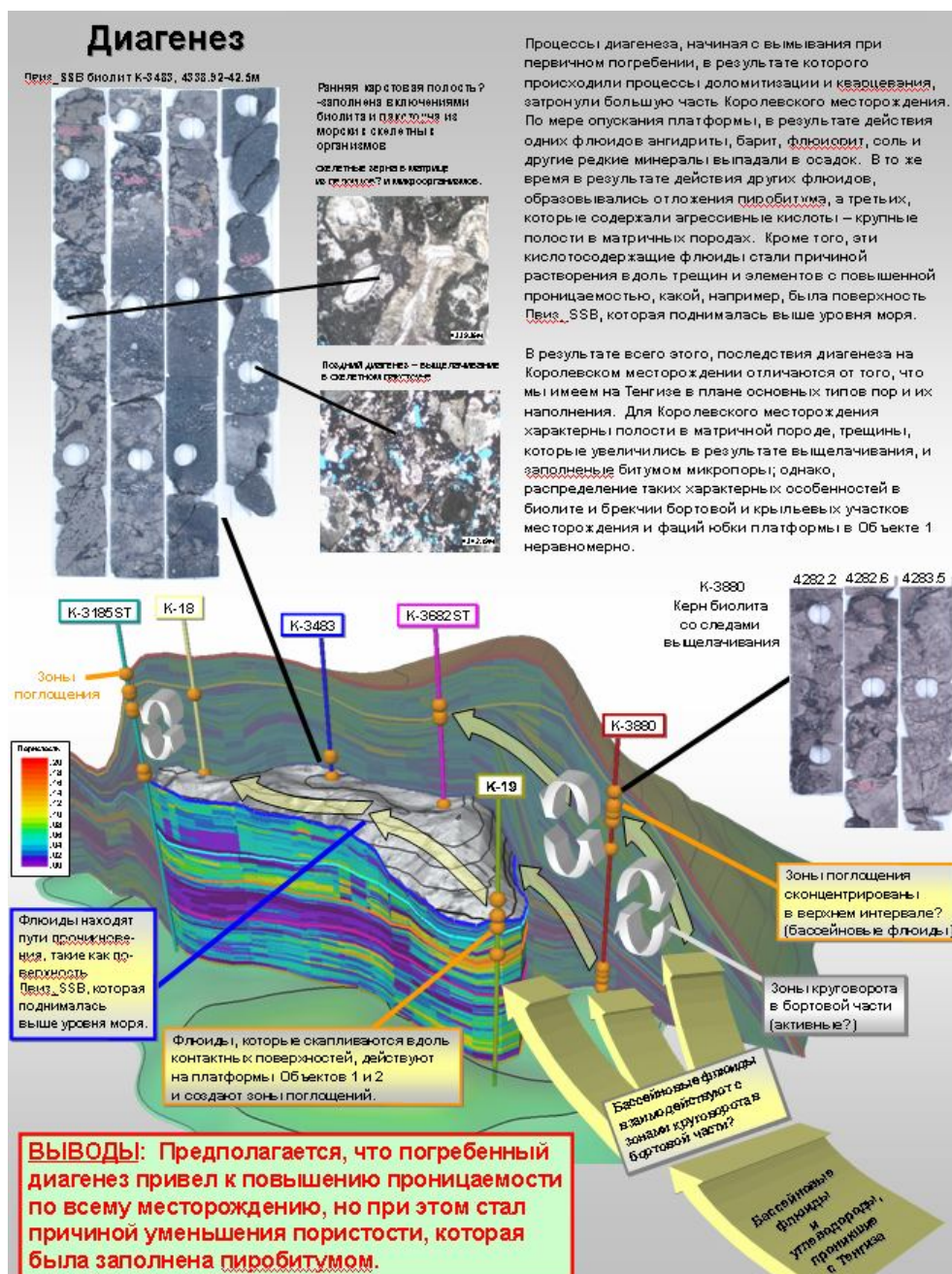


Рис. 4. Стадии литогенеза осадочных пород Тенгиз-Королевского нефтяного гиганта (по материалам Agip KCO, TCO, Eni)

Как правило, породы рифогенных и биогермных построек, окаймляющих платформенную часть (баундстоун), имеют низкую пористость (4 % и ниже), но при этом обладают большой проницаемостью, благодаря значительной трещиноватости.

Проницаемость башкирских отложений изменяется от $0,4 \times 10^{-3}$ (скв Т-120) до 340×10^{-3} мкм² (Т-122), серпуховских отложений – от $0,13 \times 10^{-3}$ (Т-117) до $121,6 \times 10^{-3}$ мкм² (Т-102), окских – от $0,14 \times 10^{-3}$ (Т-119) до $26,5 \times 10^{-3}$ мкм²

(Т-115). Проницаемость девонских отложений (Т-10) изменяется от $346,5 \times 10^3$ до 1976×10^3 мкм².

Исследования пластовой и разгазированной нефти выполнены в институте «Гипровостокнефть», Центре современных технологий компании «Корпорациониз» и КазНИГРИ.

Компонентный состав пластовой нефти по глубине залежи практически не изменяется. Нефти легкие, сернистые, малосмолистые, парафинистые. Легким составом нефти обусловлена низкая вязкостно-плотностная характеристика нефти в условиях пласта.

Особенностью нефтяного газа является высокое содержание сероводорода, составляющее для нефти в среднем 20,6 % мольных.

Вязкость пластовой нефти составляет от 25,67 до 25,15 МПа. Нефть имеет высокий коэффициент сжимаемости – 37,01 МПа.

Система находится в недонасыщенном состоянии, пластовое давление ($P_{\text{пл}} = 74,08$ МПа) превышает давление начала разделения ($P_{\text{нас}} = 25,67$ МПа) пластового флюида на две фазы, более чем на 48 МПа.

Значения основных параметров пластовой нефти:

- пластовое давление: 74,08 МПа;
- пластовая температура: 126 °С;
- давление насыщения: 25,67 МПа;
- коэффициент сжимаемости: $37,01 \cdot 10^{-4} / \text{МПа}$;
- плотность пластового флюида: 630,8 кг/м³;
- вязкость пластового флюида: 0,173 мПа·с

Свойства пластовой нефти месторождений Тенгиз и Королевское во многом похожи. Отличие наблюдается лишь по содержанию сероводорода в составе пластового флюида, содержание H₂S в составе пластового флюида месторождения Королевское несколько выше, чем на Тенгизе, превышение составляет около 2 % мольных. Нефтерастворенные газы состоят в основном из метана (51,29–55,27 % мол.), среди кислых компонентов присутствует углекислый газ – (более 3,0 % мол.), азот (около 1,0 % мол.), сероводород – на уровне 16,57 % мол.

С ростом глубины увеличивается и температура. При этом повышение давления увеличивает плотность и вязкость нефти, а повышение температуры их уменьшает. В результате плотность и вязкость пластовой нефти по высоте залежи остаются практически постоянными. Расчеты показывают, что на отметке -4300 м плотность пластовой нефти равна 620,6 кг/м³, а вязкость – до 0,232 мПа·с, на отметке -5300 м – соответственно 617,6 кг/м³ и 0,2296 мПа·с.

По результатам исследований средняя плотность пластовой нефти – 620,6 кг/м³, давление насыщения нефти газом при пластовой температуре равно 25,26 мПа, газосодержание при однократном разгазировании пластовой нефти – 585,9 м³/т, динамическая вязкость пластовой нефти – 0,232 мПа·с. После дифференциального разгазирования плотность нефти – 785,0 кг/м³, газосодержание – 514,5 м³/т, объемный коэффициент – 1,936, динамическая вязкость разгазированной нефти – 2,10 мПа·с. (табл.). По товарной характеристике нефть сернистая (массовое содержание серы 0,95 %), малосмолистая (1,02 %), парафиновая (3,92 %). Объемный выход светлых фракций при разгонке до 300 °С – 70 %.

Таблица

**Экспериментальные исследования дифференциального
разгазирования нефти. Пластовая температура 109,4 °С, карбон**

Давление, МПа	Газосодержание м ³ /м ³		Объемный коэффициент нефти	Вязкость нефти, мПа.сек	Объемный коэффициент газа × 10 ²	Вязкость газа, мПа/сек
	Газ выделив- шийся	Газ в растворе				
82,35	0	403,6	1,932	0,2200	—	—
81,03	0	403,6	1,937	0,2166	—	—
75,94	0	403,6	1,955	0,2052	—	—
72,50	0	403,6	1,968	0,1979	—	—
69,05	0	403,6	1,982	0,1908	—	—
65,60	0	403,6	1,997	0,1839	—	—
62,15	0	403,6	2,013	0,1773	—	—
58,71	0	403,6	2,030	0,1710	—	—
55,26	0	403,6	2,048	0,1649	—	—
48,36	0	403,6	2,088	0,1533	—	—
41,47	0	403,6	2,136	0,1425	—	—
34,58	0	403,6	2,193	0,1324	—	—
31,13	0	403,6	2,227	0,1277	—	—
28,37	0	403,6	2,257	0,1240	—	—
27,58	0	403,6	2,267	0,1230	—	—
26,16	0	403,6	2,284	0,1211	—	—
25,26	0	403,6	2,296	0,1200	—	—
24,74	18,8	384,8	2,237	0,1237	0,459	0,034
23,32	63,9	339,7	2,097	0,1361	0,482	0,033
21,90	102,2	301,4	1,980	0,1472	0,506	0,032
20,48	135,3	268,3	1,879	0,1573	0,536	0,031
17,64	190,6	213,0	1,713	0,1761	0,615	0,029
16,22	214,1	189,5	1,642	0,1854	0,668	0,028
14,80	235,6	168,0	1,578	0,1953	0,734	0,027
13,38	255,4	148,2	1,520	0,2061	0,817	0,026
11,96	273,8	129,8	1,465	0,2182	0,923	0,024
10,54	291,0	112,6	1,415	0,2320	1,060	0,023
9,13	307,2	96,4	1,367	0,2478	1,243	0,022
7,71	322,6	81,0	1,321	0,2660	1,500	0,021
6,29	337,4	66,2	1,277	0,2870	1,879	0,020
4,87	351,8	51,8	1,234	0,3112	2,493	0,019
3,45	366,4	37,2	1,190	0,3390	3,646	0,018

Примечание: объем газа при 20 °С и 0,1013 МПа по ГОСТ 2939-63 за единицу принят 1 м³ товарной нефти при 20 °С и 0,1013 МПа

Мольное содержание компонентов в смеси газов, выделившихся из нефти при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях: сероводорода – 16,12 %, азота – 1,34 %, метана – 57,66 %, этана – 11,49 %, пропана – 5,99 %, высших углеводородов (пропан + высшие) – 9,46 %, гелия – 0,02 %. Относительная плотность газа по воздуху – 0,869.

Воды девонского комплекса по свойствам и составу имеют седиментационную природу с участием в формировании глубокозалегающих горизонтов пресных глубинных вод различного генезиса. Они характеризуются плотностью 1030–1031 кг/м³ и минерализацией 37,5–44,7 г/л. Общая жест-

кость варьирует от 79 до 170 мг-экв/л, рН среды нейтральная – до 6,98. Генетический тип вод по классификации В.А. Сулина хлоркальциевый, с преобладанием в составе вод ионов хлора (49,5 %) и ионов натрия (49,0 %), воды сильно метаморфизованы, практически бессульфатны, что характерно для вод подсолевого комплекса. Глубинное происхождение вод подтверждается присутствием в их составе лития (до 14 мг/л), который, наряду с цезием, является индикатором данных вод. Из микрокомпонентов, помимо лития, определялись бор, бром, йод, аммоний и стронций, но содержание их в водах оказалось незначительным. Концентрация сероводорода составила 1,52 г/л. Коэффициент сжимаемости пластовых вод рассчитан эмпирическим путем и составляет $4,1 \cdot 10^{-5}$. Коэффициент динамической вязкости вод, рассчитанный для пластовой температуры 100 °С, равен 0,282 мПа·с. Воды агрессивны по отношению к бетону и цементу и обладают весьма высокой коррозионной активностью к стали и металлам (медь, цинк, железо и др.).

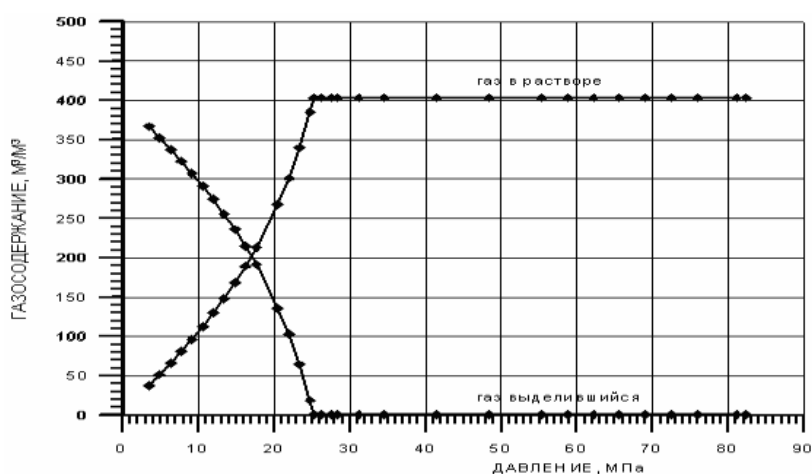


Рис. 5. Зависимость газосодержания от пластового давления. Месторождение Тенгиз

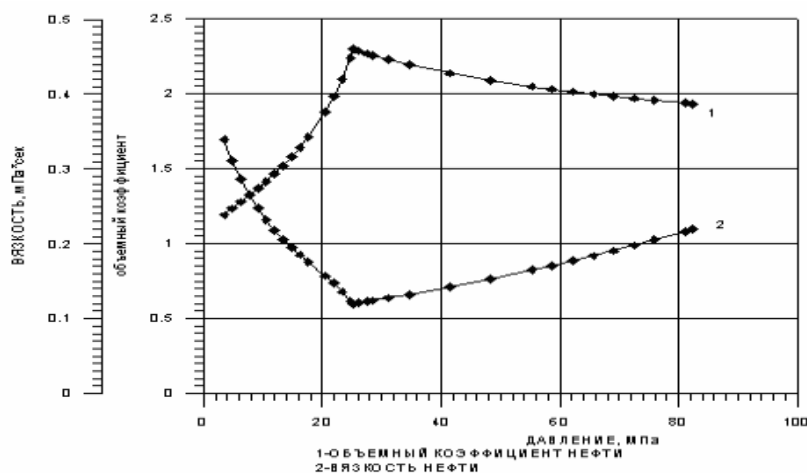


Рис. 6. Зависимость объемного коэффициента вязкости нефти от пластового давления. Месторождение Тенгиз

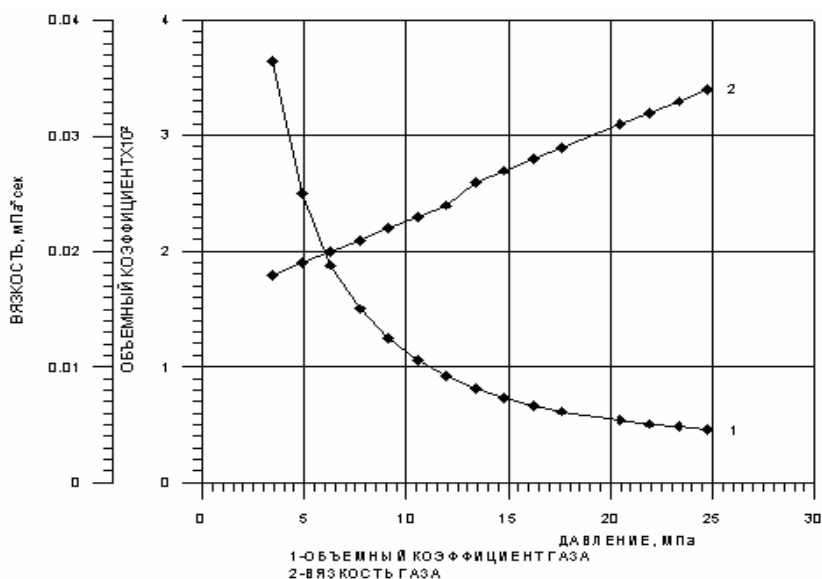


Рис. 7. Зависимость вязкости и объемного коэффициента газа от пластового давления. Месторождение Тенгиз

Таким образом, палеозойские отложения северной акватории Каспийского моря возможно подразделить по характеру нефтегазоносности на две геохимические зоны. Северная зона, в которой развита южная часть Прикаспийской солянокупольной впадины, должна содержать в палеозое сероводородоносные газы и конденсат. Южная зона, соответствующая аналогу Скифской плиты, должна содержать в палеозое легкие нефти. Подтверждениями таких прогнозов являются открытия в палеозое углеводородных залежей на Астраханском своде, Тенгиз-Королевского и Кашаганского нефтяных гигантов.

Работа выполнена в рамках государственного контракта № П535 от 05.08.2009 г. и № П 353 от 30.07.2009 г. на выполнение поисковых научно-исследовательских работ для государственных нужд.

Библиографический список

1. **Касьянова Н. А.** Новые данные о строении и перспективах нефтегазоносности акватории северо-западного Каспия / Н. А. Касьянова. – М. : Геологический факультет МГУ, 1998.
2. **Серебряков А. О.** Морская инженерная геология / А. О. Серебряков. – Астрахань : Изд. дом «Астраханский университет», 2008. – 316 с.
3. **Серебряков А. О.** Синергетика разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений-гигантов с кислыми компонентами / А. О. Серебряков. – Астрахань : Изд. дом «Астраханский университет», 2006. – 359 с.
4. **Серебряков А. О.** Технология инженерно-геологических изысканий при морских геологоразведочных работах / А. О. Серебряков. – Астрахань : Изд. дом «Астраханский университет», 2006. – 250 с.
5. **Серебрякова О. А.** Геологическое строение, инженерно-геологические свойства и нефтегазоносность донных пород-грунтов Каспийского моря / О. А. Серебрякова, А. О. Серебряков. – Астрахань : Изд. дом «Астраханский университет», 2010. – 320 с.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВОСТОЧНО-КАМЧАТСКОГО ПРОГИБА

М.А. Григорьев, доцент,

Н.А. Кулаковский, студент

Кубанский государственный университет, г. Краснодар,
тел.: 8(8612)35-35-10; e-mail: geologi2007@yandex.ru

Рецензент: Бражников О.Г.

Изложены перспективы нефтегазоносности северной части Восточно-Камчатского прогиба.

Prospect of oil-and-gas bearing of northern part of East-Kamchatka deflection was given in the article.

Ключевые слова: ветловская серия, чажминская свита, аномалия «яркое пятно».

Key words: Vetlovskaya series, Chazhminskaya suite, “bright spot” anomaly.

Актуальность данной работы заключается в том, что поиски месторождений нефти и газа все больше сдвигаются на восток континентальной части России, к которой относится и Камчатский край. Кроме того, изолированная энергосистема Камчатки базируется на 97 % на привозном топливе. И поэтому открытие даже небольших по запасам месторождений УВ во многом сможет удовлетворить экономику Камчатки. На основании анализа материалов прошлых лет, а также интерпретации геолого-геофизических данных, полученных в результате проведенных в 2009–2011 гг. сейсморазведочных работ, выделены перспективные объекты в отложениях ветловской серии и чажминской свиты, приуроченные к ловушкам антиклинального, структурно-литологического типов.

В административном отношении исследуемая площадь относится к Усть-Камчатскому району Камчатского края Российской Федерации.

Первые сведения о геологическом строении были получены в результате геологических и гидрогеологических съемок, масштаба 1:1000000 и 1:500000, проведенных под руководством В.Т. Дьяченко, М.А. Сухарева и др. (1940 г.). В 1998–1999 гг. КГГУ КПСЭ выполнена повторная геологическая съемка в пределах северной части Восточно-Камчатского прогиба. С 80-х гг. широкое распространение начинают приобретать сейсморазведочные работы в различной модификации. Сейсморазведочные работы в модификации МОГТ–2D впервые осуществлены в 2005 г. В 60-х гг. проводилось структурное бурение. Следует отметить, что какая-либо конкретная информация по пробуренным скважинам отсутствует [2].

На территории перспективны следующие отложения. Ветловская серия (P_{g1-2}) – отложения серии распространены на западном берегу Камчатского залива и по литологическому составу расчленены на три толщи. Перспективна средняя толща, представленная песчаниками, алевролитами, аргиллитами, кремнистыми аргиллитами, мергелями, мощностью 1200 м. Толща по составу разделяется на две части – песчано-глинистую (нижняя) и кремнисто-глинистую. **Чажминская свита (N_1)** сложена туфопесчаниками, аргиллитами, туфоаргиллитами, кремнистыми аргиллитами, пелитоморфными и орга-

ногенными известняками. Мощность свиты по графическим построениям – 600–700 м.

В тектоническом плане выделяются следующие основные структуры. *Столбовское* поднятие находится в северо-восточной части полуострова Камчатского Мыса и на северо-западе ограничено Восточно-Камчатским разломом. *Тюшевский* прогиб занимает центральную часть площади. Его отложения служат автохтоном для более древних отложений района. К юго-востоку от надвига Гречишкина отложения прогиба, представленные чажминской свитой и горбушинской толщей, погребены под плиоцен-четвертичными молассами.

В результате проведенных гидрогеологических исследований установлено, что в водоносных комплексах мел-неогенового возраста Восточно-Камчатского артезианского бассейна преимущественно распространены седиментогенные воды хлоркальциевого и гидрокарбонатно-натриевого типов с минерализацией 10–26 г/л. В некоторых водоносных комплексах палеогена седиментогенные воды смешаны с древними инфильтрогенными [3].

На исследуемой территории отмечены многочисленные выходы углеводородных газов (жирных и сухих), приуроченные преимущественно к разрывным нарушениям, зафиксированные во всех стратиграфических подразделениях и различных структурных зонах. В разрезе Столбовской площади Восточно-Камчатского прогиба имеются вполне удовлетворительные коллекторы – поровые и трещинные, проницаемость пород в отдельных резервуарах достигает 150 мД. Экранирующими горизонтами могут быть интервалы пониженной трещиноватости в алевролитах и аргиллитах, экранирующие свойства которых улучшаются вверх по разрезу. Источники нефти приурочены к тектоническим зонам в отложениях ветловской серии (палеоцен). В отложениях столбовской серии и в породах чажминской свиты установлено высокое содержание маслянистых и смолисто-маслянистых битумов. Косвенными свидетельствами перспектив обнаружения углеводородов (УВ) в отложениях ветловской и столбовской серии чажминской свиты являются сероводородные источники гидрокарбонатно-натриевых, бедных сульфатами вод, характерных для некоторых типов нефтяных месторождений [2].

По своей роли в процессах нефтеобразования и нефтеотдачи нефтепроизводящие свиты располагаются в следующем порядке: пачка переслаивания аргиллитов и песчаников в нижней части средней толщи ветловской серии, мощностью 600–650 м; чажминская свита, аргиллиты с прослоями песчаников, мощностью около 1000 м [1].

С учетом геологических данных о строении неконсолидированной коры и выполненных в 2009–2011 гг. сейсмических работ сейсмогеологическая модель вулканогенно-осадочных образований северной части Восточно-Камчатского прогиба может быть представлена двумя структурными уровнями: осадочным чехлом (верхний структурный этаж) и отложениями промежуточного (нижнего) структурного этажа. Верхний структурный уровень представляет собой сложно переслаивающуюся толщу нормально осадочных морских и терригенных осадков, прорываемых на нескольких гипсометрических уровнях силами андезитово-базальтовых эффузивов (скорости могут достигать 2,8–3,5 км/с) мощностью от первых метров до 150–220 м. Промежуточному структурному уровню соответствует нижний сейсмокомплекс. Кровля промежуточного этажа является эрозионной поверхностью и сильной

акустической границей. В пределах нижнего сейсмокомплекса на временных сейсмических разрезах устойчивых отражающих горизонтов не выделено.

По итогам интерпретации данных сейморазведки можно выделить объект, представляющий интерес с точки зрения скопления УВ. На сейсмическом временном разрезе в северной части Восточно-Камчатского прогиба (рис.) на ПК 21–ПК 24 в интервале 500–750 мс в отложениях чажминской свиты олигоцен-миоцена наблюдается линзовидное образование, мощностью примерно 200 м. На сейсмическом разрезе выделяется резкой сменой формы записи, с быстрым обрывом (аномалия «яркого пятна»). С юго-запада описываемый объект ограничен разрывным нарушением сбросового типа. Возможно, данное нарушение является экранирующим.

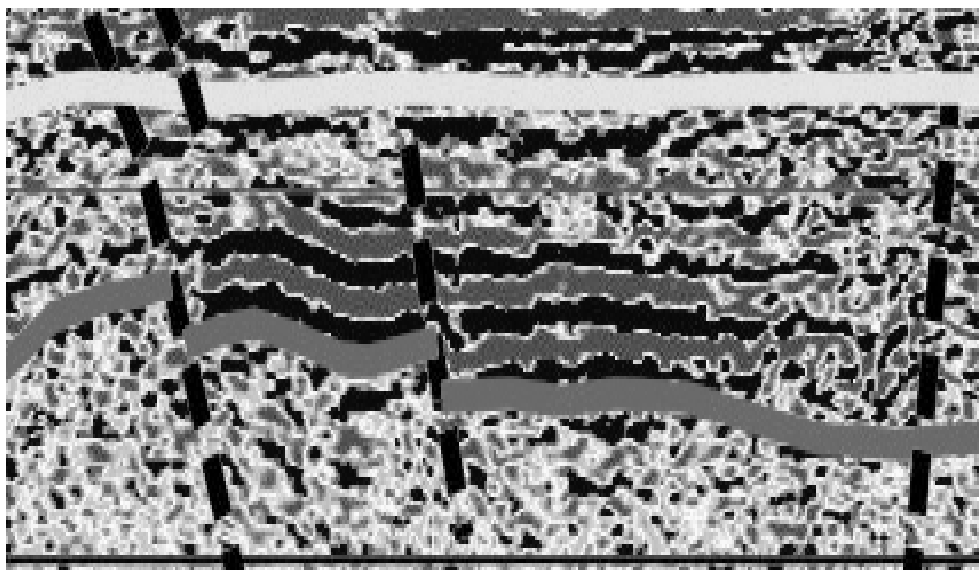


Рис. Аномалия типа «яркое пятно»

Важнейшими задачами по подготовке Столбовской площади к поисковым работам на нефть и газ являются: 1) выяснение распространения по площади и изменения мощностей нефтеперспективных палеогеновых и неогеновых толщ; 2) выявление первоочередных объектов и границ структурно-фациальных зон, а также основных нефтегазоперспективных интервалов разреза; 3) выявление фонда локальных объектов под глубокое поисковое бурение.

Библиографический список

1. *Баженова О. К.* Геохимические предпосылки нефтегазоносности Восточной Камчатки / О. К. Баженова. – М. : Недра, 1971. – 55 с.
2. *Денисенко В. В.* Проект на проведение геологоразведочных работ по объекту № 19 «Региональные сейморазведочные работы на Столбовской площади Восточно-Камчатского прогиба» / В. В. Денисенко. – Краснодар, 2010. – 198 с.
3. *Кудрявцева Е. И.* Гидрогеология артезианских бассейнов Камчатки в связи с нефтегазоносностью / Е. И. Кудрявцева. – Л. : Недра, 1971. – 76 с.

СВЯЗЬ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И КАТАГЕНЕЗА ПОРОД БУЗУЛУКСКОЙ ВПАДИНЫ

В.М. Мухин, доцент

*Саратовский государственный университет,
тел.: 8(8452) 51-64-29; e-mail: geologi2007@yandex.ru*

Рецензент: Арьков Н.М.

Обосновываются пространственно-генетические связи нефтегазоносности Бузулукской впадины с выделенными катагенетическими зонами.

Spatially-genetic relations of oil and gas bearing of the Buzuluc depression with allocated catagenic zones are proved.

Ключевые слова: катагенез, прогноз нефтегазоносности, Бузулукская впадина.

Key words: catagenesis, forecast of oil and gas bearing, the Buzulukskaya depression.

В настоящее время назрела настоятельная необходимость в скорейшем наращивании темпов и объемов поисково-разведочных работ на нефть и газ, для того чтобы обеспечить добывающую отрасль необходимой ресурсной базой. В этой связи особое значение приобретает возможность выбора направления наиболее дорогостоящих геолого-геофизических исследований с помощью прогноза нефтегазоносности недр методами глубинной геохимии. Подобные работы нашли широкое распространение в практике повседневных исследований в ведущих нефтяных компаниях мира.

Изучение постдиагенетической истории развития отложений служит основой для прогнозирования процессов нефтегазообразования и нефтегазоносности бассейнов и их частей, размещения зон нефтегазоносности и отдельных залежей, а также для прогноза фазового состава углеводородов, так как существует прямая зависимость между нефтегазоносностью недр и степенью катагенетической измененности РОВ.

В предлагаемой статье делается попытка рассмотреть с позиций этих методов южную часть такого перспективного района, как Бузулукская впадина. При этом были построены графики прогрева пород и определена катагенетическая зональность по следующим структурам и скважинам. Чернавская площадь: скважины Чернавская-1, В-Чернавская-3, Ю-Чернавская-1 и Ю-Чернавская-2. Тепловское месторождение: скважины 7, 12, 13, 14, 18, 21; скважина Южно-Первомайская-10. Перелобское месторождение: скважины 1, 2, 3, 8, 10 Ю-Перелобская-2. Разумовское месторождение: скважины: 1, 3, 4, 10, 11, 12, 20, 21. Западно-Вишневское месторождение: скважины 1, 2, 5.

Образование углеводородов газового и нефтяного ряда и формирование их залежей – зависящий от времени динамический процесс, связанный с эволюцией осадочно-породного бассейна. Для выявления в бассейне зон, благоприятных для накопления углеводородов, наиболее целесообразно на первой стадии оценить перспективы рассматриваемым методом. Причем такая оценка может производиться на любой стадии геологоразведочных работ.

Нефтематеринскими большинство исследователей считают субаквальные терригенные отложения с содержанием $C_{орг}$ более 0,5 % и карбонатные осадки с концентрацией $C_{орг}$ более 0,3 % на начало катагенеза. Причем имеется в виду органическое вещество сапропелевого или существенно сапропе-

левого состава, биоценотически представленное планктонными водорослями с примесью бентосных, а также и зоосоставляющей. Этим критериям отвечают палеозойские морские отложения рассматриваемого района.

Происхождение, а следовательно, и тип органического вещества можно определить по соотношению материала терригенного и морского генезиса. Эти данные должны рассматриваться с учетом удаленности от палеобереговой линии, глубины бассейна седиментации и палеоклиматических особенностей. Так, осадки среднедевонско-раннефранского возраста, отложившиеся в центральной части Иргизского прогиба, характеризуются толщиной около 300 м. По направлению к склонам свода мощность их сокращается до 50 и менее метров за счет выклинивания эйфельских образований. По-видимому, в этом направлении происходит обогащение их рассеянного органического вещества терригенной составляющей, и оно относится к третьему типу по Ван-Кревелену. В целом нефтематеринский потенциал досреднефранских пород здесь относительно низок, однако они могли обладать значительным газоматеринским потенциалом.

С удалением от береговой линии в направлении Прикаспийской впадины в составе этих отложений появляется все большее количество карбонатных прослоев, в рассеянном органическом веществе начинают преобладать морские планктонные организмы, и следовательно, в этой части толщи присутствует кероген второго типа по Ван-Кревелену, который обладает хорошим нефтематеринским потенциалом.

В карбонатных породах среднефранско-каменноугольного возраста, накопившихся в нормальноморских условиях, по-видимому, преобладает органическое вещество смешанного второго и первого типа по Ван-Кревелену, и их нефтематеринский потенциал еще более значителен.

Выявление основных очагов генерации и изучение нефтематеринского потенциала пород, дифференцированная оценка перспективности различных частей осадочно-породного бассейна невозможны не только без определения такого важнейшего показателя, как количество и качество РОВ, но также не менее важным является и выяснение степени его катагенетической измененности.

На первых этапах поисков, когда бурение проведено в недостаточном объеме или когда отсутствуют данные об отражательной способности витринита и другие аналитические данные, можно определить соответствующий уровень отражательной способности витринита (зрелости), используя метод Н.В. Лопатина.

При определении степени катагенеза РОВ какого-либо пласта необходимо рассчитать суммарный импульс тепла, полученный им за его геотермическую историю. Вначале учитываются элементарные импульсы тепла. Для их расчета удобно пользоваться номограммой Лопатина.

Эволюция погружения пород исследуемой территории изучалась по данным бурения 28 скважин, по которым были составлены соответствующие графики.

Глубина залегания температур, отвечающих геотемпературным зонам на диаграмме Лопатина (50, 65, 80 и 100 °С), определена на основании результатов замеров по Западно-Вишневному, Разумовскому, Перелюбскому, Даниловскому и Богородскому месторождениям. Эти данные были обработаны нами в виде графика зависимости пластовой температуры от глубины залегания пород. Исходя из построенного графика, соответствующие температуры залегают в данном районе на глубинах около 2140, 2820, 3410 и 3990 м.

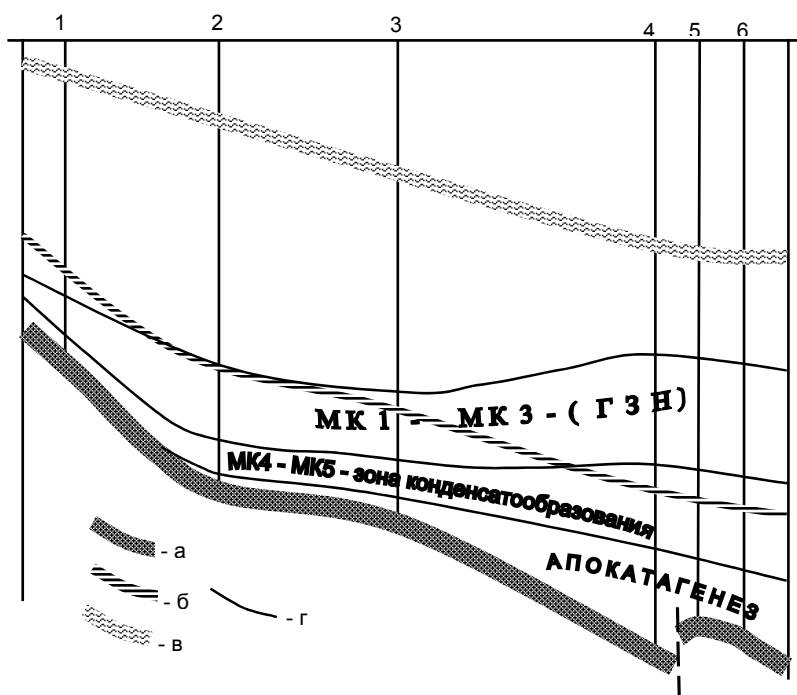


Рис. Корреляция границ градаций катагенеза по Чернавской (1), Тепловской (2), Ю.-Первомайской (3), Перелобской (4), Разумовской (5) и Западно-Вишневской (6) площадям Бузулукской впадины:
 а – кристаллический фундамент; б – региональный тульский глинистый флюидоупор;
 в – пермская соленосная толща; г – границы градаций катагенеза

При построении графиков погружения пород по скважинам учитывалось, что захоронение палеозойскими осадками эрозионных выступов фундамента происходило постепенно. Поэтому наиболее полный комплекс отложений присутствует в пониженных по кровле складчатого основания участках, где осадкообразование началось в позднеэфельско-раннеживетское время, а приподнятые зоны характеризуются отсутствием пород этого возраста, и разрез в них начинается со среднефранских образований. Кроме того, в предсаргаевское время происходили активные тектонические подвижки, в результате которых была инверсия погружения. Однако к этому моменту прогрев осадочного чехла еще не достигал температур, достаточных для начала стадии мезокатагенеза, несмотря на то что в девоне палеотемпературы, по мнению большинства исследователей, превышали современные на 10–15 °С. Было учтено также, что в неотектонический этап территория исследований испытала движения положительного знака и в разных своих частях была приподнята на величину порядка 200–500 м. Конкретные значения величины подъема были определены для каждой площади по карте новейшей тектоники Среднего и Нижнего Поволжья под редакцией Ф.И. Ковальского и А.В. Вострякова (1981). Кривые погружения на построенных нами графиках показывают, сколько времени изучаемые материнские породы находились в глубинном интервале, соответствующем определенной температуре. При помощи номограммы Н.В. Лопатина были определены температурно-временные индексы для подошвы осадочных отложений, подошвы карбонатного девона, подошв ниже-, средне- и верхнекаменноугольных пород по 28

изученным скважинам. По каждой из них составлены графики зависимости величины суммарного импульса тепла от глубины залегания, что позволило определить глубинное положение градаций катагенеза. Корреляция границ градаций катагенеза представлена на предлагаемом рисунке.

Данные по определению катагенетической измененности РОВ пород хорошо коррелируются с фактическими закономерностями распределения залежей различного фазового состава и подтверждают их принадлежность к соответствующим уровням катагенеза.

Расчет значений СИТ, замер отражательной способности витринита или определение катагенеза другим способом необходимо проводить для нескольких стратиграфических уровней в каждой скважине или в их группе в пределах одной структурной зоны. Это позволяет установить математическую зависимость катагенетического изменения пород от их современной глубины залегания и – на соответствующих графиках – провести границы градаций катагенеза более обоснованно, чем при единичных определениях степени катагенеза.

С учетом положения региональных флюидопоров, в частности тульского глинистого и кунгурского эвапоритового, проведенные исследования позволяют дать прогноз фазового состава углеводородных залежей на остальную, менее изученную часть Бузулукской впадины.

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПРОВОДКИ СКВАЖИН НА ЗАПАДНО-КУБАНСКОМ ПРОГИБЕ

М.А. Григорьев, доцент

*Кубанский государственный университет, г. Краснодар,
тел.: 8(8612)19-96-34 e-mail: geologi2007@yandex.ru*

Рецензент: Бочкарев А.В.

Рассмотрены геологические условия бурения скважин на чокракские отложения северного борта Западно-Кубанского прогиба.

Geological conditions of Chokrakskye deposits of north edge of the West Kuban depression have been reviewed.

Ключевые слова: бурение, нефтегазоносность, чокракские отложения.

Key words: drilling, oil and gas bearing, Chokrakskye deposits.

Бурение скважин на чокракские отложения в районе северного борта Западно-Кубанского прогиба (ЗКП) ведется с начала 80-х гг. В пределах северного борта ЗКП геологические условия достаточно однородны (рис.). Это позволяет использовать данные бурения по всему рассматриваемому региону, а также охарактеризовать причины наиболее типичных осложнений и меры по их предупреждению.

Осыпи и обвалы стенок скважины в отложениях антропогена, куяльника и киммерия есть в каждой пробуренной скважине. Их причиной являются гидродинамические давления на стенки скважины, возникающие при повышенных скоростях спускоподъемных операций.

В глинистой части понтических, меотических сарматских и караганских отложений причинами осыпей являются недостаточное противодействие на

стенки скважины, нарушение их прочности и устойчивости при взаимодействии с фильтратом бурового раствора. Интенсивность осыпей увеличивается при увеличении времени нахождения отложений во вскрытом состоянии. При сокращении до минимума технологически необоснованных простоев глинистые отложения возможно разбуривать при допустимой правилами безопасности депрессии в глинистых отложениях.

В отложениях чокрака профилактикой осыпей является недопущение значительных знакопеременных гидродинамических нагрузок на стенки скважины при спускоподъемных операциях. Промывка скважины должна обеспечивать полную очистку ствола от породы, а плотность бурового раствора – соответствовать прогнозным поровым давлениям в глинах.

Поглощения бурового раствора в песчаниках понта и меотиса, имеющих пластовые давления, близкие к гидростатическим, и высокие коллекторские свойства возможны при бурении нижележащих глин на утяжеленных буровых растворах. Применяемое ступенчатое повышение плотности раствора в отложениях сармата и карагана способствует кольматации вышележащих песчаников и является профилактикой данного осложнения.

Специфика разбуривания чокракских отложений связана с тем, что коридор значений веса столба промывочной жидкости, предотвращающего газопроявления и не допускающего поглощений, очень узок (рис.). Близость значений плотности промывочной жидкости, при которой происходят проявления и поглощения, выдвигает повышенные требования к выбору и поддержанию плотности бурового раствора при проходке интервала, а также к ограничению дополнительных динамических нагрузок при спускоподъемных операциях.

Прихваты при проходке понт-караганских отложений могут быть двух типов: из-за перепада давления в скважине и пласте, а также вследствие потери устойчивости стенок скважины. Прихваты из-за перепада давления в скважине и пласте происходят в песчаниках понта и меотиса, имеющих высокие коллекторские свойства, при бурении на утяжеленном буровом растворе плотностью 1,60 г/см³ и выше. Такие растворы применяются при бурении нижней части сарматских и в караганских глинистых отложениях, где развиты аномально высокие поровые давления (рис.).

Опасность возникновения прихватов зависит от угла искривления скважины. В вертикальных скважинах весь комплекс рассматриваемых пород удаётся вскрыть одним стволом. В наклонно-направленных скважинах сочетание таких факторов, как кривизна ствола и утяжеленный буровой раствор, практически неминуемо приводило к прилипанию инструмента из-за перепада давления в песчаниках понта и меотиса. Вследствие этого в наклонно-направленных скважинах песчаники понта, меотиса и верхнего сармата необходимо вскрывать отдельно от нижележащих отложений нижнего и среднего сармата, а также карагана, т.е. перекрывать промежуточной колонной отложения понта, меотиса и части сармата, а нижнюю часть интервала – потайной колонной.

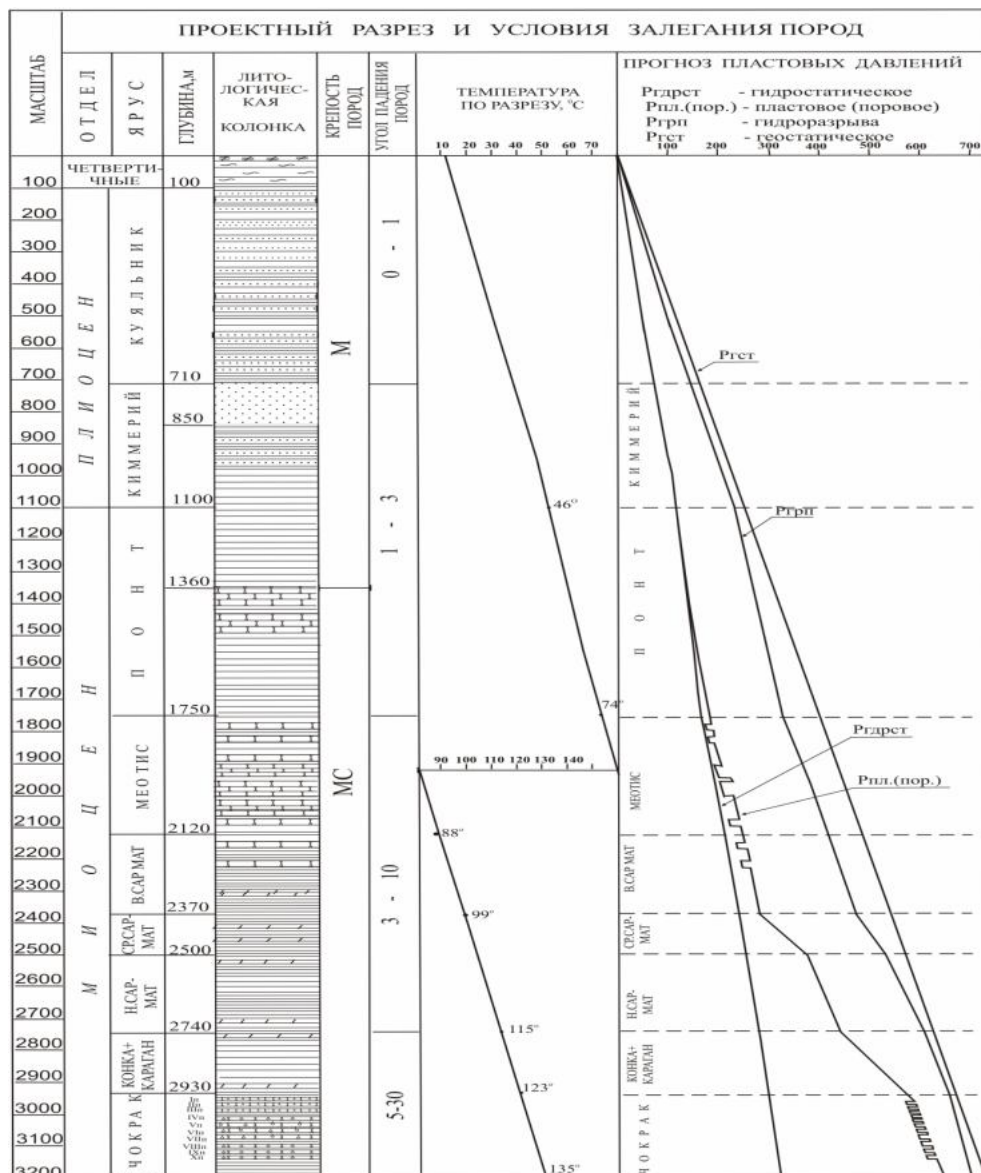


Рис. Литотермобарическая характеристика мио-плиоценовых отложений западной части северного борта Западно-Кубанского прогиба

Помимо этого, в отложениях сармата, карагана и чокрака происходили прихваты нижней части бурильной колонны из-за потери устойчивости стенок скважины. Эти отложения сложены различными типами глин, которые характеризуются различной скоростью проникновения флюида бурового раствора, степенью набухания. Предотвратить возникновение таких прихватов возможно при недопущении длительного оставления инструмента без движения, достаточной промывке ствола скважины. При возникновении затяжек и посадок при движении инструмента, появлении на виброситах осыпавшейся породы необходимы дополнительные технологические мероприятия по профилактике прихвата бурильной колонны.

Газопроявления в отложениях понта и меотиса проявляются регионально. При проходке нижнесарматских и караганских отложений признаки газа

встречались в каждой скважине. Интервалы газопроявлений приурочены к локальным зонам трещиноватости в глинистых отложениях сармата и карагана.

Практика показывает, что при вскрытии целевых чокракских отложений оптимальной является плотность бурового раствора $2,13 \text{ г/см}^3$. Для предотвращения эффекта поршневания скважины при спускоподъемных операциях необходимо ограничить скорость движения инструмента.

Все вышеизложенное позволяет сделать вывод, что, несмотря на сложность геологических условий, соблюдение проектных и технологических решений, заложенных в регламентирующих документах, позволяет успешно осуществлять безаварийную проводку скважин на чокракские отложения в пределах северного борта ЗКП.

Библиографический список

1. *Правила безопасности* в нефтяной и газовой промышленности. – М. : НПО ОБТ, 2003.

ОЦЕНКА ПАРАМЕТРОВ ТОЧНОСТИ, ДОСТОВЕРНОСТИ ПРОГНОЗОВ И ИНФОРМАТИВНОСТИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ПОИСКОВЫХ РАБОТ МЕТОДОМ 3D/2D НА НЕФТИ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

**М.А. Белозерова, геофизик I-й категории отдела мониторинга
сейсмогеологических моделей**

*Центр сейсмических исследований ООО «КогалымНИПИнефть»,
тел.: 8-34-667-65-309; e-mail: belozorovama@nipi.ws.lukoil.com*

А.В. Лялин, начальник отдела

мониторинга сейсмогеологических моделей

*Центр сейсмических исследований ООО «КогалымНИПИнефть»,
тел.: 8-34-667-6-52-21, e-mail: lyalin_av@nipi.ws.lukoil.com*

Г.И. Глуховцева, начальник группы

лицензирования и геологоразведочных работ

*ТПП «Лангепаснефтегаз» (ООО «ЛУКОЙЛ Западная Сибирь»),
тел.: 8-34-669-3-60-17; e-mail: GIGluhovtseva@lng.ws.lukoil.com*

Рецензент: Бакирова С.Ф.

Рассмотрены основные результаты сравнительной оценки точности, достоверности прогнозов и информативности сейсмических исследований разных лет, ГИС и бурения на территории лицензионных участков ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь», в частности на территории деятельности ТПП «Лангепаснефтегаз».

Basic results of comparative estimation of accuracy, reliability of forecasts and size of the information of seismic researches of different years, GIS and drillings on the territory of license sites of LLC “LUKOIL – Western Siberia”, in particular on the activity territory territorial manufacturing enterprise “Langepasneftegaz” are viewed in the article.

Ключевые слова: сейсморазведка, залежи углеводородов, литолого-фациальная характеристика, сейсморазведочные работы.

Key words: seismic exploration, hydrocarbons deposits, lithological and facial characteristics, seismic survey.

Основной целью государственной энергетической политики в области недропользования и управления государственным фондом недр является обеспечение России разведанными запасами углеводородного сырья, его рациональная разработка и создание условий для их стабильной добычи в среднесрочной и долгосрочной перспективе. Главным районом концентрации геологоразведочных работ и прироста запасов углеводородного сырья на территории суши Российской Федерации, наряду с другими районами (Восточно-Сибирская НГП, Прикаспийский район, Тимано-Печерская НГП), была и остается Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция и территория Ханты-Мансийского автономного округа, в частности. В связи с накоплением многолетних результатов сейсмических исследований современными методами сейсморазведки 3D и другими видами геофизических исследований возникла необходимость в сравнительной оценке точности, достоверности прогнозов и информативности сейсмических исследований разных лет, ГИС и бурения на территории лицензионных участков ООО «ЛУКОЙЛ Западная Сибирь». Такая задача была поставлена и решалась нами на территории деятельности ТПП «Лангепаснефтегаз», в частности. Для ее решения были выполнены следующие работы:

1) проведен сбор геолого-геофизических данных: результаты сейсмических работ, их обработка и интерпретация, а также данные переобработки и переинтерпретации сейсморазведки прошлых лет;

2) дан анализ степени сходства и различия техники и параметров системы наблюдений в полевой период отработки съемок 3D, дан анализ соответствия современным требованиям графов цифровой обработки полевого материала, а также результатам, полученным в процессе интерпретации сейсмического материала и скважинной информации;

3) в интерпретационном пакете компании “Paradigm Geophysical” были созданы рабочие проекты, в которые были загружены координаты расположения профилей 2D, съемок 3D и сейсмические данные в формате SEG Y, координаты разведочных, поисковых, углубленных скважин ТПП «Лангепаснефтегаз», каротажные кривые, инклинометрия, отбивки по скважинам, файлы корреляции и структурные карты по опорным горизонтам;

4) после загрузки всего геолого-геофизического материала производилась его сейсмическая интерпретация: анализ волнового поля временных массивов 3D, анализ увязки и соответствия корреляции сейсмических горизонтов по отчетным данным площадей, построение карт радиусов девиаций Δh данных бурения и сейсморазведки, проведен анализ поисково-разведочного бурения на исследуемой территории;

5) дана оценка достоверности структурных построений в соответствии с поисково-разведочным бурением на исследуемой территории;

6) проведен вероятностно-статистический анализ распределений глубин основных нефтегазоперспективных комплексов на ЛУ ТПП «Лангепаснефтегаз».

Для проведения сравнительной оценки информативности и достоверности полученных сейсмических данных территория производственной деятельности ТПП «Лангепаснефтегаз», изученная сейсморазведочными работами в модификации пространственной трехмерной сейсморазведки, была разбита на участки, соответствующие определенным лицензионным участкам. Сейсморазведочные работы 3D выполнялись по методике общей глубинной точки (МОГТ), по которым и были составлены таблицы оценки сте-

пени сходства и различия параметров 3D съемок. Надо отметить, что весьма сложными в плане реализации полевых сейсморазведочных задач были работы на участках сейсмических исследований 3D, находящихся непосредственно в пойме реки Оби. Эти условия предопределили применение при обработке участков нестандартного подхода как при выборе технологии работ (на акватории реки Оби в качестве источника возбуждения упругих колебаний использовались пневмоисточники), так и при размещении пикетов приема и взрыва на площадях.

Территория деятельности ТПП «Лангепаснефтегаз» сложна в техногенном отношении для проведения сейсморазведки, и, как следствие, по причине вынужденных смещений и пропусков ПВ поле кратности становится неравномерным. Кратность внутри куба величина непостоянная, более того, она часто нерегулярна и зависит от факторов на дневной поверхности. Это сильно сказывается на точности количественного прогноза, основанного на амплитудах сейсмической записи. Неблагоприятные поверхностные условия обуславливают понижение частоты, ослабление амплитуд полезных волн и уменьшение соотношения «сигнал/помеха». По всей территории деятельности ТПП «Лангепаснефтегаз» была составлена обобщенная схема кратности по съемкам 3D, которая являлась основой для выделения на отчетных структурных планах областей более достоверного картопостроения – это области максимальной кратности записи, и менее достоверного – по краям площадей.

Пространственная сейсморазведка – достаточно трудоемкое мероприятие, поэтому при необходимости покрыть большие площади процесс съемки растягивается на несколько лет. Возникают ситуации, когда обработку сейсмических материалов выполняют по разным графам, а то и вообще в разных организациях, что ведет к получению волновой картины разного вида, и при стыковке материалов наблюдений разных лет часто существуют проблемы. Обработка сейсмических материалов полигонов 3D в пределах территории деятельности ТПП «Лангепаснефтегаз» проводилась в основном по стандартному графу, направленному на сохранение амплитуд в широком диапазоне частот. Проводился анализ искажающего влияния верхней части разреза, позволяющий получать суммарные и мигрированные кубы сейсмических данных с достаточно высокой степенью разрешенности, что предопределяло возможность решения поставленных геологических задач. В настоящее время одним из главных критериев сейсмических данных в регионах Западной Сибири является получение разрезов с хорошей разрешенностью слабых, акустически неконтрастных отражений, характеризующих внутреннее строение ачимовских сейсмогеологических комплексов. Нижнемеловой интервал отложений характеризуется наличием наклонных отражающих горизонтов. Следует отметить особую сложность и неоднозначность волнового поля в пределах ачимовского комплекса, представленного набором переслаивающихся отражений с резко меняющимися динамическими составляющими. Для подобных разрезов характерны явления интерференции и инверсии, что существенно осложняет корреляцию таких горизонтов: отражающие горизонты либо прекращают прослеживаться, либо теряют свою динамическую выразительность. По поводу достоинств результатов обработки каждого из годов могут быть разные мнения, но одно несомненно: она постоянно прогрессирует, предоставляя все новые возможности. Об этом можно судить, сравнивая результаты переобработки материалов прошлых лет. На рисунке представлено строение неокомской части разреза на Южно-Покачевской и

прилегающих площадях на примере композитного временного разреза, выровненного по опорному ОГБ, полученному по результатам переобработки 3D разных лет в пределах Южно-Покачевского ЛУ. Увязанные по амплитудам, фазам и временам сейсмические материалы разных лет позволили корректно проследить отражения, контролирующие перспективные горизонты и продуктивные пласты и в дальнейшем получить единые структурные планы в пределах всего Южно-Покачевского ЛУ, уточнить геометрию залежей УВ, определить дальнейшие перспективы изучаемой территории.

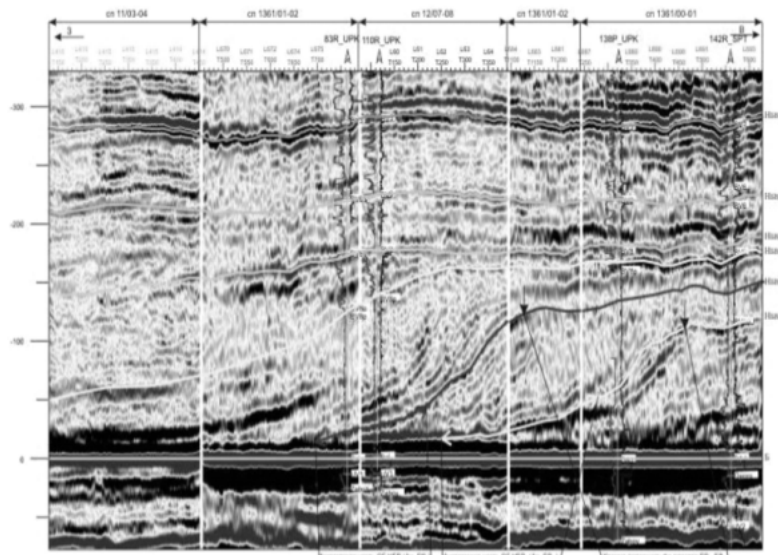


Рис. Сравнение волновых полей на временных разрезах разных лет

Проведен анализ и сопоставление полученных результатов при применении различных методов интерпретации полученных данных пространственной сейсморазведки 3D по всей территории деятельности ТПП «Лангепаснефтегаз». Методы интерпретации условно разделены на качественные и количественные, в числе первых рассмотрены выделение сейсмокомплексов (использование его с целью стратиграфической привязки), сейсмофациальное картирование, анализ карт амплитуд, выделение тектонических нарушений, выделение признаков присутствия УВ и другие. В числе количественных методов подробно рассмотрены и дана оценка результатам параметрического анализа сейсмической записи, методам инверсии сейсмических данных, AVO-анализа. Все вышперечисленные методы заслуживают использования при интерпретации, или истолковании, сейсмических данных, при условии их осмысленного применения и внимательного контроля за входными данными и наличии полной информационной базы о геолого-геофизическом строении изучаемой среды. Дан анализ на основании результатов комплексной геолого-геофизической интерпретации и перспектив нефтегазоносности проведению и изучению литолого-фациальных характеристик пластов и построению фациальных схем по исследуемым сейсмическим участкам 3D. Проведена оценка надежности статистических связей между промыслово-геофизическими, петрофизическими и сейсмическими данными с целью проведения атрибутивного прогнозирования Нэф (эффективная толщина коллектора в пласте). Дана оценка достоверности и подтверждаемости на основании комплексного анализа сейсмических и скважинных данных осуществлению

площадного прогноза и построению карт эффективных нефтенасыщенных толщин пластов, расчету площадей залежей, рекомендациям бурения скважин.

В ходе выполнения работ были построены прогнозные карты радиусов девиаций Δh , карты отклонения данных бурения и сейсморазведки. В основу построения прогнозных карт легло сопоставление структурных планов по основным целевым горизонтам полученных в ходе обработки и интерпретации сейсмических исследований данных бурения в пределах съемок 3D. При сопоставлении использовались данные только поискового, разведочного и углубленного бурения. Построение карт радиусов девиаций проводилось в интерпретационных модулях SeisEarth и iMap программного пакета "Paradigm Geophysical", в программе Isoline.

Исходными данными явились значения абсолютной глубины залегания горизонта по данным структурных построений по съемкам 3D и маркеры этого горизонта по данным в точке координаты скважины. Контроль точности прогноза осуществляется полуавтоматически по расхождению между картой глубин и значений глубин в скважине.

Полученные прогнозные карты могут использоваться с некоторой долей достоверности при геологическом моделировании, при оценке точности и достоверности структурного каркаса, полученного по данным сейсморазведки. По отраженной информации на картах можно судить о полноте массива существующих сейсмических и скважинных данных.

Знание основных причин расхождения данных сейсморазведочных работ и бурения и величин самих отклонений, встреченных характерных особенностей и препятствий при проведении сейсморазведочных работ на определенных участках может быть использовано при планировании и проведении дальнейших сейсморазведочных работ, переобработке и переинтерпретации имеющихся геолого-геофизических материалов, что позволит повысить эффективность проектируемых работ и уменьшить затраты на их проведение.

ОСОБЕННОСТИ СОЛЯНО-КУПОЛЬНОЙ ТЕКТОНИКИ ЦЕНТРАЛЬНО-АСТРАХАНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

М.Е. Дуванова, заведующая Астраханским сектором
ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть»,
тел.: (8512)48-40-42, 8905 362-78-10; e-mail: marya.duvanova@yandex.ru

Е.Н. Лиманский, аспирант
Калмыцкий государственный университет, г. Элиста,
тел.: 8(8472)-26-27-99; e-mail: geologi2007@yandex.ru

Рецензент: Бражников О.Г.

Анализ фактического материала позволил рассмотреть тектонические элементы соляного комплекса Центрально-Астраханского газоконденсатного месторождения, по данным результатов бурения скважин и по данным геологоразведочных работ.

The analysis of an actual material has allowed to consider tectonic elements of a hydrochloric complex of Central Astrakhan gas condensate deposit, according to results of drilling of wells and according to prospecting works.

Ключевые слова: месторождение, кунгурские отложения, скважина, исследование, анализ, купол.

Key words: deposit, kungurian sediment, well, researches, analysis, dome.

Центрально-Астраханское газоконденсатное месторождение – часть Астраханского свода, который по существующим на сегодняшний день представлениям является крупным поднятием, сформированным к концу нижнедевонского времени. Как и ряд других выступов фундамента Астраханско-Актюбинской зоны поднятий, сформировался как останец в результате обособления от Восточно-Европейской платформы Устюртского блока [1].

На месторождении наблюдается наличие значительной толщи галогенных образований нижнепермского возраста. Накопление отложений происходило в результате длительного прогибания земной коры. Сложное проявление соляной тектоники обусловило многообразие локальных поднятий в надсолевом комплексе. К настоящему времени на Центрально-Астраханском газоконденсатном месторождении сейсморазведкой 2D и 3D выявлено пять куполов, два диапира из них на Пойменном куполе и Хошеутовском диапире выполнены буровые работы.

В кунгурско-триасовый и юрско-четвертичный этапы территория заполнялась галогенно-терригенной толщей осадков.

Структура надсолевой толщи завуалирована соляным тектогенезом. Характерной особенностью является наличие соленосных отложений кунгура большой мощности и различной конфигурации.

Проявление галогенеза обусловило различную полноту стратиграфического разреза надсолевого комплекса. Наиболее полно разрез представлен в межсолевых мульдах.

В разрезе осадочного чехла Центрально-Астраханского газоконденсатного месторождения выделяются два структурно-тектонических этажа: подсолевой – рифейско-палеозойский и солянокупольный, представленный отложениями от кунгурского возраста до четвертичного включительно [2].

Отраженные волны, связанные с кровлей соли, прослеживаются однозначно, в основном, в пределах сводовых частей соляных диапиров. В сводах куполов нередко отмечаются тектонические нарушения. В пределах склонов соляных куполов основным признаком выделения отражений от кровли соли является аномальный наклон осей синфазности. На крутые же склоны куполов указывает и прекращение прослеживания терригенных пермо-триасовых отложений (рис. 1).

На территории Центрально-Астраханского газоконденсатного месторождения проводились сейсмические работы, по результатам этих работ в волновом поле хорошо выделяются отражения от всех основных литолого-стратиграфических границ, распространенных на Астраханском своде [2].

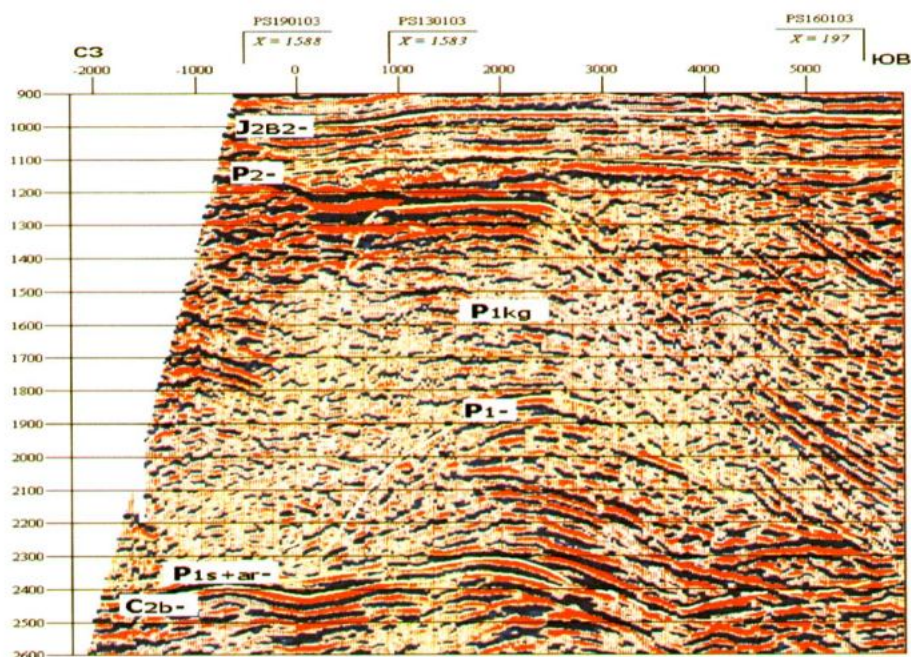


Рис. 1. Проявления соляного диапиризма в южной части площади исследований

С целью изучения внутренней структуры башкирского продуктивного горизонта была проведена сейсмика 3D центральной части Центрально-Астраханского газоконденсатного месторождения. При обработке данных основные проблемы были связаны со сложной тектоникой, представленной чередованием соляных тел и мульд различного литолого-фациального наполнения.

Нами был проведен анализ сейсмических данных, геофизических исследований и результатов бурения. Результатом проведенных работ стала структурная карты поверхности соли для куполов и смежных межкупольных мульд (рис. 2).

Кроме сейсморазведочных работ, проводились исследования гравиметрическими и электроразведочными методами, результаты которых использовались для изучения рельефа соленосных отложений. С целью изучения геологического строения в пределах Центрально-Астраханского газоконденсатного месторождения были проведены гравиразведочные работы.

Структурная карта поверхности дает представление о рельефе соленосных образований, который довольно сложен. В структурные построения по кровле соли в северной и центральной части участка внесены коррективы с учетом данных бурения скважин.

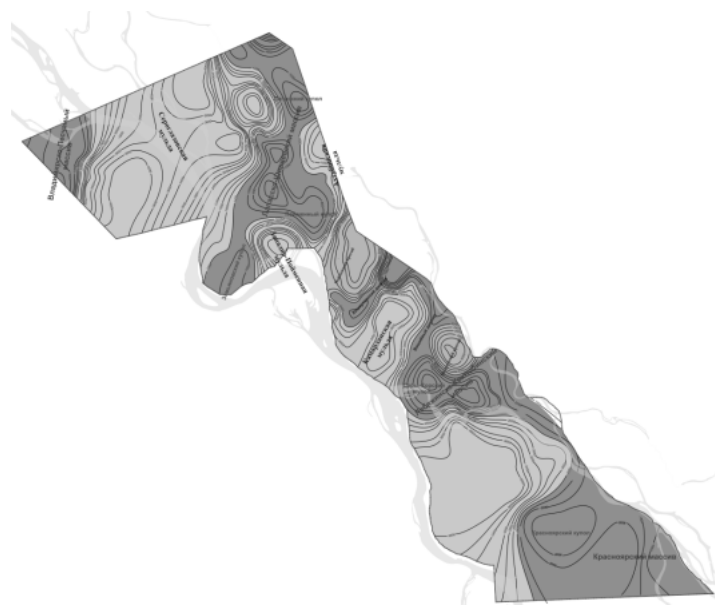


Рис. 2. Тектонические элементы соляного комплекса Центрально-Астраханского газоконденсатного месторождения

В пределах Центрально-Астраханского газоконденсатного месторождения расположен ряд тектонических элементов соляного комплекса (рис. 2). На юго-востоке расположен Красноярский купол Красноярского массива. Далее к центральной части месторождения расположен Сары-Сорский купол Лебяжинско-Коктюбинского соляного массива, переходящий в Бахаревский прогиб, ближе к центральной части лицензионного участка располагается впервые закартированный Вишневыи диапир. Между Вишневым и Хошеутовским диапиром располагается Камарданская мульда, переходящая в Хошеутовский диапир, который был вскрыт бурением. Хошеутовский диапир пересекает с востока на запад в центральной части участок работ. Далее к северу – Пойменный прогиб, с запада ограниченный Западно-Пойменной мульдой. Пойменный прогиб так же, как и Пойменный купол, расположенный на севере Лапасско-Ширяевского соляного массива, был освоен бурением [3].

Нами сделан анализ результатов бурения, геофизических данных и промысловых данных, в результате был построен разрез и сделан вывод, что солевые разрезы характеризуются развитием мощных толщ солей, образующих благодаря своей пластичности массивы, купола и связывающие их мульды. Разрез соляных отложений представлен кунгурским ярусом, который представляет собой мощную галогенную формацию, подразделяющуюся на две части: верхнюю – сложенную мощной толщей галогенно-сульфатных отложений, выделенных в иреньский горизонт, и нижнюю – карбонатно-сульфатную, выделенную в филипповский горизонт, сложенную переслаиванием доломито-ангидритовых пород с прослоями и линзами аргиллитов, алевролитов и песчаников.

Филипповский горизонт

В кровле горизонта залегает пласт известняков темно-серых, буровато-коричневых, скрытокристаллических, тонкослоистой текстуры, битуминозных.

Ниже в разрезе выделяется пачка ангидритов серых, светло-серых, тонко-мелкокристаллических, средней и слабой крепости, с неравномерными

микрослойками известняков буровато-серых или коричневых, тонко-, микрозернистых.

В нижней части горизонта залегают известняки коричневатого-серые, темно-бурые, доломитизированные, мелкозернистые, с прослоями и включениями ангидрита, переходящие в сульфатно-карбонатные породы темно-серого цвета, волнисто-слоистой структуры за счет частого переслаивания ангидритов темно-серых и известняков доломитистых коричневатого-серых.

Толщина горизонта – 35 м.

Иреньский горизонт

В кровле горизонта выделяется пачка ангидритов (толщина 20 м) светло-серых, белых с желтоватым и розоватым оттенком, мелкокристаллических, однородной, реже пятнистой текстуры, средней крепости. Подавляющую долю в литологическом составе составляет каменная соль (галит) – преимущественно бесцветная или серая, прозрачная, полупрозрачная, реже розоватая и желтоватая, разнокристаллическая, обычно крупно- и среднекристаллическая. В солях выделяются прослои глин обычно серых (от светлых до темных разностей), пластичных и вязких, иногда уплотненных, аргиллитоподобных, с неравномерной примесью алевритистого, известковистого и гипсового материала. Толщина прослоев – 1–5 м, единично – 25 м.

В верхней и нижней частях разреза отмечаются многочисленные тонкие прослои ангидритов (иногда в ассоциации с гипсами) белых, светло-серых, розовато-серых, желтовато-серых, пестроцветных, скрыто- и мелкокристаллических, слабой и средней крепости, толщиной 1–5 м.

В нижней части разреза в солях выделяются пачки ангидритов, к которым приурочены единичные прослои глин и карбонатных пород толщиной 1–3 м. Глины серые, тонкослоистые, алевритистые. Известняки глинистые буровато-серые, мелкозернистые, тонкослоистые, доломитистые, плотные, средней крепости, в нижней пачке неравномерно битуминозные. Доломиты темно-серые, глинисто-известковистые, тонко- и мелкозернистые, средней крепости со следами окремнения.

Верхнепермские отложения – это достаточно однородная толща аргиллитов с прослоями алевролитов и песчаников, вскрытые толщины изменяются от 0 до 1000 м.

Мезозойская группа представлена отложениями триасового, юрского и мелового возрастов, перекрытыми более молодыми осадками, входящими в кайнозойскую группу (палеоген, неоген и четвертичные).

Отложения кунгурского возраста широко распространены на Астраханском своде. Они слагают ядра соляных куполов, а в последнее время впервые вскрыты на полную мощность на Сухотинской, Каракульской, Высоковской, Долгожданной, Пионерской, Светлошаринской, Аксарайской и Пойменных площадях. Выходы кунгурских отложений на дневную поверхность известны в окрестностях озера Баскунчак по балкам Синяя, Пещерная и в урочище Шар-Булак [4].

Соляной тектогенез различной интенсивности обусловил стратиграфическую полноту надсолевого разреза, многообразие соляных куполов, различающихся между собой по форме, размерам, глубине залегания соляного ядра, времени формирования.

В надсолевом комплексе в пределах Астраханского свода и ближайшего обрамления мелкие месторождения нефти и газа и их проявления отмечены в породах всех возрастов – от верхнепермских до неоген-четвертичных. По-

тенциальные ресурсы углеводородов надсолевого комплекса оцениваются невысоко. По сравнению с подсолевым комплексом в отношении 1 : 500.

Скопления углеводородов в отложениях надсолевого комплекса многими исследователями расцениваются как вторичные, за счет перетоков из подсолевых. Нефте- и газопроявления в надсолевых отложениях обнаружены во всех стратиграфических интервалах разреза, начиная с верхнепермского (P2) заканчивая неоген-четвертичным (Q+N).

Верхнепермские отложения имеют очень богатые перспективы в Прикаспийской впадине. Залежи распространены в условиях крутых склонов соляных куполов и антиклинальных перегибов в межсолевых мульдах.

В надсолевом комплексе на соляных куполах обнаружено несколько месторождений газа, стратиграфически приуроченных в основном к нижнему триасу, а также залежи нефти в юрских и меловых отложениях.

В целом на Центрально-Астраханском газоконденсатном месторождении возможно открытие мелких по запасам залежей нефти и газа, связанных с литологически и стратиграфически экранированными ловушками, приуроченными к соляным куполам.

Библиографический список

1. **Воронин Н. И.** Особенности геологического строения и нефтегазоносность юго-западной части Прикаспийской впадины / Н. И. Воронин. – Астрахань : Изд-во АГТУ, 2004. – 45 с.
2. **Попович С. В.** Изучение особенностей строения нижнебашкирского карбонатного резервуара Астраханского свода для оптимизации построения геологической и гидродинамической моделей Центрально-Астраханского серогазоконденсатного месторождения : отчет / С. В. Попович, Ю. М. Андреев. – Волгоград, 2006. – С. 38–56.
3. **Попович С. В.** Изучение особенностей строения продуктивных толщ Центрально-Астраханского газоконденсатного месторождения по комплексу геофизических данных и бурения : отчет / С. В. Попович, О. Г. Бражников. – Волгоград, 2010. – 57 с.
4. **Пороскун В. И.** Заключение по особенностям строения Пойменного газоконденсатного месторождения : отчет / В. И. Пороскун. – М. : ВНИГНИ, 2004. – С. 33–38.

ГЕО ХИМИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ГЛУБИННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ КАСПИЙСКОГО МОРЯ

О.А. Серебрякова, аспирант

*Астраханский государственный университет,
тел.: (88512)52-49-99*131; e-mail: geologi2007@yandex.ru*

Рецензент: Бухарицин П.И.

Исследованы газовые компоненты донных отложений Каспийского моря, установлена приуроченность донных газовых аномалий к продуктивным нефтегазовым залежам в глубинных горизонтах, что может служить критерием оценки перспектив нефтегазоносности новых геологических морских территорий.

Gas components of the sediments of the Caspian sea were researched, the association of bottom gas anomalies in productive oil and gas deposits in abyssal horizons was established, which can serve as criterion for assessment of the hydrocarbon potential of new geological marine areas.

Ключевые слова: критерии, геохимия, оценка, нефтегазоносность, глубинные отложения, Каспийское море.

Key words: criteria, geochemistry, assessment, oil and gas bearing, deep deposits, the Caspian sea.

Предстоящее крупномасштабное освоение Российского сектора Каспийского моря позволит в течение ближайших 10–15 лет может занять одно из ведущих мест в России по объемам добычи на уровне 100 млрд м³ газа и 50 млн тонн нефти в год. Однако регион характеризуется недостаточной изученностью геологического строения: северный Каспий остается одним из наименее исследованных на углеводороды. При высоком прогнозе нефтегазоносности объемы геологоразведочных работ здесь предельно низки и составляют менее 9 % объемов, достигнутых в Южном Каспии, хотя площадь последнего в 3 раза меньше, чем площадь северной акватории. Во второй половине 2010 г. введено в разработку Хвалыньское месторождение с добычей нефти до 8 млн тонн и газа до 1 млрд кубометров в год. В 2014 г. ЛУКОЙЛ вводит в разработку месторождение Филановское с добычей нефти до 9–10 млн тонн и газа до 1 млрд м³ в год. Выявлено несколько перспективных структур Сарматская, Широтная, Ракушечная, «170» км. Однако площадь выявленных структур занимает менее 1 % площади акватории. Большое влияние на условия формирования морских месторождений и распределение углеводородов по площади и геологическому разрезу оказали история развития Каспийского моря в кайнозойское и новейшее время. Резкий рост затрат на поисковоразведочные работы при выходе в акваторию придает особое значение совершенствованию прогнозов и достоверности оценки нефтегазоносности глубинных горизонтов. Геохимическое районирование распределения газа в донных отложениях служит критерием оценки нефтегазоносности геологических структур и способствует повышению эффективности морских геологоразведочных работ и доведению бурения скважин до единичного минимума, так как традиционно применяемые на суше методы поискового бурения по скважинным профилям или же «крест на крест» в морских условиях неприемлемы по технико-экономическим причинам. Геолого-геохимическое районирование газонасности донных отложений необходимо для обоснования оптимального направления геологоразведочных работ и системы морского геологического мониторинга поисков и разведки нефти и газа в акватории Каспийского моря.

Геоморфологические и гидрологические условия акватории влияют на темпы и масштабы накопления, строение и состав донных отложений (рис. 1), направления освоения ресурсов углеводородного сырья. Выделяются вековые, годовые и сезонные колебания уровня моря, влияющие на литологический характер донных отложений и на геохимические параметры захороняемого рассеянного органического вещества (табл. 1).

Таблица 1

**Геологический разрез, геохимическая характеристика
органического вещества и литологический состав донных
отложений Северной акватории (О.А. Серебрякова, 2011)**

Комплексы и подкомплексы отложений	Глубина от поверхности дна, м	Мощность, м	Геохимическая зона газопроявления	Литологический и геохимический состав	
Современные Q	0–0,5	0,5	Свободного гидропрыва. Локальные CH ₄	Мелкие пески, илистые и глинистые фации, растительные остатки	
Новокаспийский nk	2,05–4,5	2,05–2,5	Местный флюидоупор	Глины текучие пластичные C _{орг} < 0,1 %, биомасса. У дна пески раковинный детрит	
Манганшлакский mg	до 11	до 8–9	Структурный флюидоупор	Распространены в палеопонижениях. Пески глинистые. Детрит	
Хвалынский верхний hv ₂	15–16	13–14	Газоводонасыщенный коллектор, CH ₄	Комплекс аллювиальноморских (дельтовых) отложений пылеватоглинистых пород, в низах прослой детрита. C _{орг} < 0,1 %, апогипергенез ДГ	
Хвалынский нижний hv ₁	30–31	14–16			
В.т.ч.	Глинистая пачка	27	10–12	Структурный флюидоупор	Глина мягкоуглопластичная со слоями песка в верхней части пласта. C _{орг} < 0,1 %, мезогипергенез ДГ
	Базальный песчаный слой	30–31	3–4	Газоводонасыщенный коллектор, CH ₄	Песчаные отложения с прослой пылеватоглинистых отложений, детрит
Хазарский верхний hz ₂	62–64	31–33			
В.т.ч.	Гинистая пачка	~50	~19–20	Структурный флюидоупор	Пылеватоглинистые отложения, мягкопластичные и полутвердые, глины тугопластичные. C _{орг} < 0,1 %, мезогипергенез ДГ
	Песчано-глинистая	62–64	12–13	Газоводонасыщенный коллектор, CH ₄	Прослой песка разной крупности и глинистых слоев, детрит
Хазарский нижний hz ₁	128–130	63–65			
В.т.ч.	«Песчаный слой»	72–74	~9	Газоводонасыщенный коллектор, CH ₄	Песок пылеватый и мелкий с пылевато-глинистыми прослоями, детрит
	Локальный глинистый горизонт	128–130	54–56	Локальный флюидоупор	Глинистые отложения тугопластичные полутвердые. C _{орг} < 0,1 %, гипергенез ДГ
Бакинский в Базальный глинистый горизонт	~200	~68–70	Региональный флюидоупор	Глины плотные, тугопластичные. C _{орг} < 0,1 %, гипергенез ДГ – ПК1	



Рис. 1. Цикличность накопления органического вещества и формирования донных фаций (О.А. Серебрякова, 2011). А – изменение уровня Каспийского моря, В – колебания стока рек в море, $C_{орг}$ – содержание ОВ

Геологоразведочные работы в морской акватории имеют свои особенности, отличающиеся от их проведения на суше. Резкие изменения глубин дна, отсутствие геологических и технических, стационарных или временных реперов вызывает необходимость выполнения морского мониторинга природных условий донных отложений и морской среды. Это обуславливает отнесение Каспийской акватории к районам со сложными геологическими условиями.

Так как традиционно применяемые на суше методы поискового бурения по скважинным профилям или же «крест на крест» в морских условиях не приемлемы по технико-экономическим причинам, в морской практике рекомендован следующий комплекс полевых морских геологических работ: геоморфометрия глубин моря; гидролокация бокового обзора (ГЛБО); гидромагнитная съемка (магнитометрия); сейморазведка ВЧ МОГТ; сейсмоакустические исследования (НСАП) для детального изучения разреза осадков; навигационно-геодезические исследования спутниковыми системами ГЛОНАСС или GPRS, бурение скважин; опробование геологических комплексов.

Наиболее древними отложениями вскрытых скважин являются триасовые (площади Ракушечная, Филановское, Хвалынская, Корчагина и др.). На континентальных частях геоструктур, аналоги которых развиты в Каспийском море, геологический разрез изучен до кристаллического фундамента включительно. Донные отложения подразделяются на литолого-стратиграфические (седиментационные) комплексы, по времени формирования соответствующие этапам и стадиям развития Каспийского бассейна (рис. 1, табл. 1)

Идентичность видового состава минералов донных отложений по всему разрезу подтверждает, что источником терригенного материала в акватории были одни и те же коренные породы. Из кластогенных минералов преобладает кварц, полевые шпаты представлены плагиоклазом (альбит-олигоклаз) и калиевой разновидностью (микроклин). В разных количествах отмечается кальцит. Глины полиминеральны. Количественные соотношения между минералами и их структурные особенности подтверждают, что условия и интенсивность осадконакопления контролировались изменениями уровня Каспийского моря (рис. 1, табл. 1).

Морские районы развития донных отложений с преобладанием разбухающих минералов со слюдоподобными пакетами и смектитами являются неблагоприятными для постановки геолого-разведочного или эксплуатационного бурового оборудования, а также прокладки трубопроводов и коммуникаций.

Донные отложения Каспийского моря подразделяются на четыре геологических района – прибрежный, северный, срединный и южный. Выделяемым геологическим районам соответствуют прибрежный и северный шельфы, материковый склон и ложе морской впадины. В рельефе дна северной части моря наблюдаются неровности в виде положительных (банки и острова) и отрицательных форм (бороздины и замкнутые котловины, рис. 2).

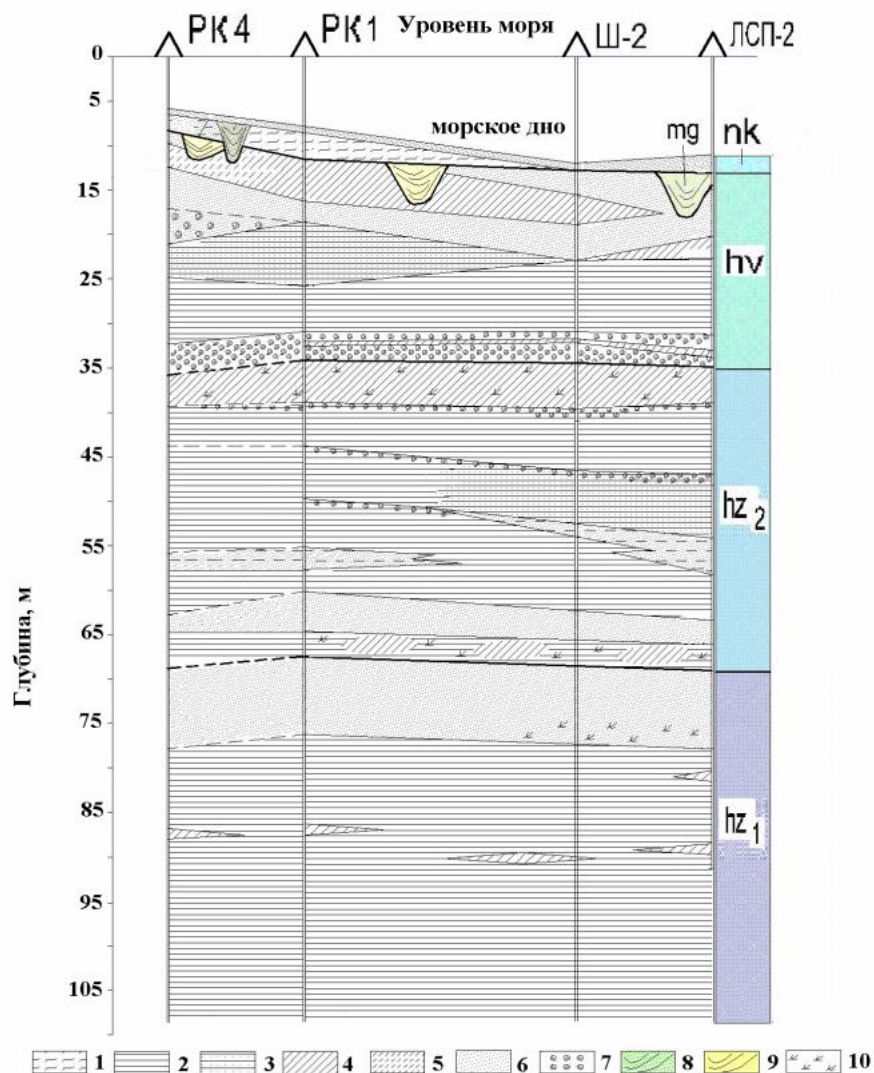


Рис. 2. Геологическое строение донных отложений [2].

Отложения: 1 – ил, 2 – глина, 3 – глина с песком пылеватым, 4 – суглинок, глина алевритовая, алеврит глинистый, 5 – супеси (алеврит), 6 – песок пылеватый и мелкий, 7 – раковинные отложения, 8 – отложения новокаспийских врезов (al nk); 9 – отложения мангышлакских палеопонижений (mg), 10 – включения детрита и остатков корней. Скважины: Ш – Широтная; Рк – Ракушечная; ЛСП – ледостойкая платформа

Комплексное районирование позволяет выделить две геологических разновидности донных отложений. Геоморфологически «гладкая» поверхность соответствует светло-серым пескам мелким и пылеватым, проявляющимися как обводненный растекающийся «наилок». Геоморфологически «шероховатая» зернистая поверхность соответствует раковинным либо песчано-раковинным отложениям, длительное время подвергавшимся окислительным процессам. Для постановки морских геологоразведочных работ наиболее оптимальными являются участки раковинно-песчаных донных отложений (рис. 2, 5).

Важнейшей геологической особенностью акватории Каспийского моря являются аномальные скопления газов, приуроченные к глубинным геологическим структурам и обладающие сверхвысокой упругой энергией, трудности прогнозирования которых определяют возникновение кризисных ситуаций и техногенных аварий.

Генерационный потенциал донных отложений оценивается геохимической способностью захороненного рассеянного органического вещества (РОВ) генерировать углеводороды (УВ). Минимальным содержанием РОВ ($C_{орг}$), способным генерировать УВ, считается 0,5 % в глинистых и 0,3 % – в карбонатных породах. Песчаники выступают в качестве коллекторов УВ (Вассоевич, 1962 и др.).

Источником РОВ в донных отложениях является первичная биомасса наземного материала, принесенного водными потоками, а также водоросли, биопланктон и биологические продукты жизнедеятельности микроорганизмов в морской воде и осадках. Донные песчано-глинистые отложения Северного Каспия характеризуются весьма низким нефтегенерирующим потенциалом. Они отлагались в гидродинамически активных мелководных условиях, где накопление и захоронение РОВ сопровождалось их окислением, при котором увеличенное содержание кислорода способствовало деструкции ОВ и снижению его концентрации. Повышенный привнос обломочного терригенного материала с суши повлиял на снижение содержания ОВ. Донные ОВ находятся на ранней стадии диагенеза, при которой преобразование ОВ происходило при относительно низких термобарических условиях, что подтверждается низкими значениями его геохимического превращения. Донные отложения находятся в зоне диагенеза ДГ или на начальном этапе протокатагенеза ПК1 и не достигли термобарических условий, типичных для главной фазы нефтеобразования.

Благоприятные условия седиментации для накопления, сохранения и преобразования органического материала существовали в среднем-позднем палеозое. Генерационные стадии прошли отложения от позднего девона до ранней перми, они отмечаются в триасовых, юрских и нижнемеловых отложениях (рис. 3). Верхнемеловые карбонатные породы, в которых содержание РОВ близко к нулю, не имеют практического значения в нефтегазообразовании (Холодов, 1992; Глумов, 2004; Касьянова, 2008; Серебрякова, 2010 и др.).

Газовые аномалии характеризуются интенсивностью дебитов и гидродинамических параметров (АВПД) и образуют крупные геохимические поля, соответствующие глубинным залежам в нижнемеловых и юрских отложениях. Для донных газовых аномалий характерна многоярусность в размещении «газовых пятен», выражающаяся в наличии над крупными «пятнами» более мелких. Распределение газовых аномалий на более высоком гипсометрическом и стратиграфическом уровнях подтверждает вывод о поступлении газов вверх по разрезу из нижележащих горизонтов (рис. 4).

По геохимическому составу донные газы относятся к метановому типу (метана до 98 %). Аномалии донных газов приурочены на локальных поднятиях месторождений Ракушечное, Филановское, Корчагинское, Хвалынское, Сарматское и других к рыхлым пескам. Поровые воды песков предельно насыщены газом, бурно выделяющимся при подъеме пробы воды или керна на поверхность (табл. 2).

Таблица 2

Геохимическая характеристика газов, нефтей, пластовых вод и РОВ

Место отбора, возраст	CO ₂ %	CH ₄ %	N ₂ + редкие	Стадии РОВ
Тюлений, Q _{IV}	0,86	92,94	6,20	Растительные остатки
Азау, hv, nk	0,5	98,0	1,5	Биомассовая, ДГ
Ракушечное, Широтное, Филановское, Сарматское, Хвалынское, hv, hz	1,0	98,0	1,0	Биомассовая, ДГ
Ракушечное, K ₁ , alb, глубина = 1311 м, T _{пл} = 65 °С	0,45	76,0 C5 + B < 3	3,9	Протокатагенез, ПК1 + ПК2, зона сухих газов
Филановское, Каспийское K ₁ ap	0,40	71,0 C5 + B > 5	4,2	Протокатагенез, ПК3+M1, зона сухих газов + ГУ
Ракушечное, Широтное K ₁ nc	нефть: ρ = 810 кг/м ³ , η (20 °С) = 7,8 сст, НК = 52 °С, T _{пл} = 70 °С			Протокатагенез, ПК3 + МК1, зона нефтей вязких + газовые шапки
Ракушечное, Филановское J ₁	нефть: ρ = 810 кг/м ³ , η (20 °С) = 6,0 сст, НК = 49 °С, T _{пл} = 75 °С			Мезокатагенез, МК2 + МК3, зона вязких нефтей
Ракушечное, Каспийское J ₂	нефть: ρ = 801 кг/м ³ , η (20 °С) = 5,0 сст, НК = 49 °С, T _{пл} = 80 °С			Мезокатагенез, МК4+АК1, зона легких нефтей, жирных газов, газоконденсата
Ракушечное, ВНК=1467м J ₂	пластовая вода: M = 81 г/дм ³ , тип = ХК, ρ = 1,06			Мезокатагенез

Зоны аномальной газоносности, имеющие глубокие корни развития вверх по разрезу вплоть до голоценовых отложений, служат основой оценки нефтегазоносности геологических номенов (рис. 3, 4). Геолого-геохимические материалы подтверждают отнесение газов в донных отложениях к аллохтонному типу. На генерационном уровне процесс формирования углеводородных залежей возможно делить на три основных укрупненных этапа: 1 – формирование легких нефтяных залежей; 2 – переформирование залежей на газоконденсатное и газовое; 3 – миграция легких газов в донные отложения.

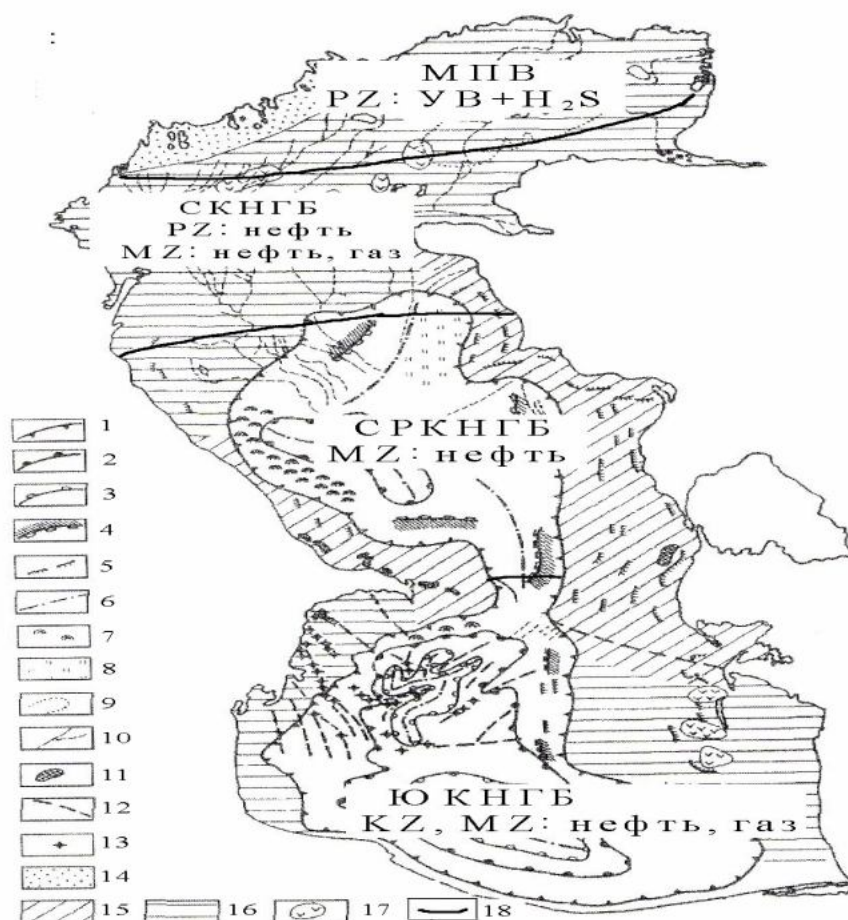


Рис. 3. Карта геологического районирования прогнозов нефтегазоносности Каспийского моря [2]:

1 – бровка шельфа; 2 – подножие склона; 3 – контур глубоководной впадины; 4 – бровка и поверхность древнего шельфа; 5 – абразионные уступы; 6 – оси современного наибольшего прогибания. Районы развития: 7 – оползней; 8 – временных потоков; 9 – граница бороздины; 10 – следы древних русел рек; 11 – абразионный рельеф; 12 – оси антиклинальных зон; 13 – грязевые вулканы; 14 – авандельта р. Волги. Шельф: 15 – абразионный, 16 – аккумулятивный, 17 – участки рельефа с новейшими поднятиями, 18 – границы прогнозных нефтегазоносных морских бассейнов: МПВ – морская часть Прикаспийской впадины; СКНГБ – Северо-Каспийский бассейн; СКРКНГБ – Средне-Каспийский бассейн; ЮКНГБ – Южно-Каспийский бассейн

Геологические образования, осложняющие морские геологоразведочные работы, представлены зонами неконсолидированных и «слабых» по литологическим свойствам отложений, а также скоплений в верхней части разреза свободного («защемленного») газа. Глубины моря в зонах морского бурения должны иметь оптимальные значения 5–6 м для стационарных установок или иметь глубины в соответствии с техническими нормами для плавучих установок. Дно в местах расположения бурового оборудования должно быть плоским, на его поверхности должны залегать раковинные и песчаные отложения (рис. 5).

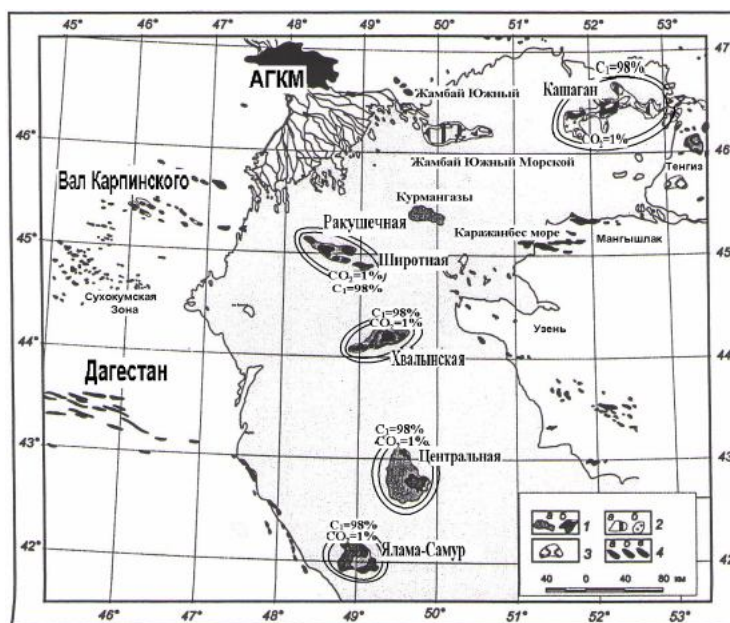


Рис. 4. Геохимическая карта газовых донных аномалий на ключевых структурах северного Каспия:

1 – структуры в мезозойских отложениях: а – зоны поднятия и своды; б – локальные купола; 2 – структуры в палеозойских отложениях: а – зоны поднятия и своды; б – локальные купола; 3 – рифы в палеозойских отложениях суши; 4 – месторождения: а – нефти; б – газа; в – конденсата

Условия проходки поисково-разведочных скважин и величина заглубления направляющих колонн предопределяются распределением по разрезу и площади литологических групп донных отложений. Верхние интервалы до глубин 70 м от дна представлены чередованием песчано-раковинных водонепроницаемых отложений, способных к обвалам и осыпанию стен скважины, поглощению промывочных и тампонажных буровых растворов.

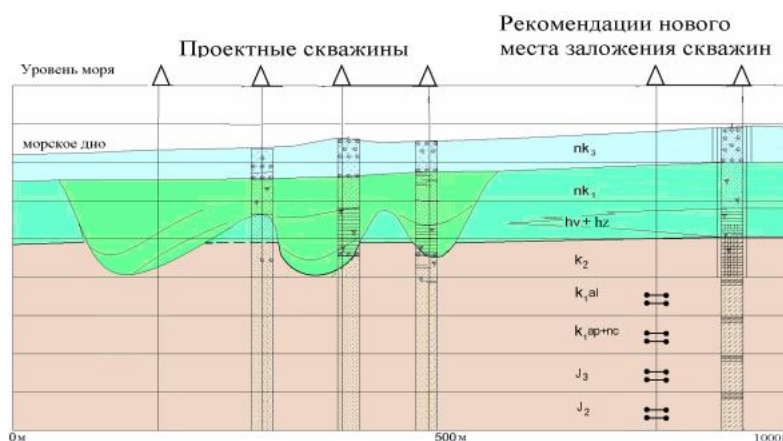


Рис. 5. Оптимизация морских геологоразведочных работ, постановки и конструкции скважин [2].

Условные обозначения: см. рис. 2

Морские установки должны располагаться за пределами и на значительном удалении от глубоких новокаспийских врезов и мангышлакских палео-

понижений, включающих «слабые» глинистые и органо-минеральные отложения большой мощности. С учетом геологических материалов в работе представлена прогнозная геологическая характеристика донных отложений, являющихся обоснованиями для рекомендаций новых участков геологоразведочных работ (рис. 5). Для уточнения геологической и геотехнической характеристики донных отложений при постановке морских работ целесообразно в пределах проектных разведочных площадей оперативное выполнение опережающего геологического бурения методом «конверта».

Работа выполнена в рамках государственного контракта № П535 от 05.08.2009 г. на выполнение поисковых научно-исследовательских работ для государственных нужд.

Библиографический список

1. **Серебряков А. О.** Геологическое строение, инженерно-геологические свойства и нефтегазоносность донных пород-грунтов Каспийского моря / А. О. Серебряков, О. А. Серебрякова. – Астрахань : Изд. дом «Астраханский университет», 2010. – 126 с.
2. **Серебрякова О. А.** Геологическое строение донного покровного чехла Каспийского моря / О. А. Серебрякова // Новейшие технологии освоения месторождений углеводородного сырья и обеспечение безопасности экосистем Каспийского шельфа. – Астрахань : Изд-во АГТУ, 2010. – С. 92–98.

ИЗУЧЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ НЕФТЯНЫХ ОБЪЕКТОВ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ ПО ДАННЫМ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

**В.Ю. Кузовкова, аспирант, инженер II-й категории
отдела мониторинга сейсмогеологических моделей**
*Центр сейсмических исследований ООО «КогалымНИПИнефть»,
Кубанский государственный университет, г. Краснодар,
тел.: 8-34-667-6-53-51; e-mail: Kuzovkova VY@nipi.ws.lukoil.com*

**А.В. Лялин, начальник отдела
мониторинга сейсмогеологических моделей**
*Центр сейсмических исследований ООО «КогалымНИПИнефть»,
тел.: 8-34-667-6-52-21; e-mail: lyalin_av@nipi.ws.lukoil.com*

**А.Ю. Медведев, начальник группы
лицензирования и геологоразведочных работ**
*ТПП «Покачевнефтегаз» (ООО «ЛУКОЙЛ Западная Сибирь»),
тел.: 8-34-669-3-73-50; e-mail: amedvedev.PNG@png.ws.lukoil.com)*

Рецензент: Бакирова С.Ф.

Рассмотрены закономерности залегания нефти в зоне погребенной озерной дельты на Кечимовском месторождении. Представленная теория дает возможность прогнозировать наиболее перспективные участки нефтяных залежей.

Laws of oil bedding in the zone of buried lake delta in Kechimovsky deposit are considered in the article. The theory presented gives a chance to predict the most perspective sites of oil deposits.

Ключевые слова: Кечимовское месторождение, дебит, ловушки углеводородов, сейсмостратиграфический анализ.

В ходе анализа всех полученных данных («палеовременные» карты, карты дебитов и динамических параметров) был сделан вывод, что на изучаемой территории в позднее меловое время имела место обширная, проточная мандрирующая речная система с элементами озерной дельты, осложненная протоками с течениями высокой энергетики.

Дельтовые отложения и входящие в их состав речные долины с руслами рек, озера, болота и т.д. являются одними из наиболее перспективных с точки зрения обилия пород с хорошими коллекторскими свойствами среди систем терригенных отложений [3]. Дельтовые системы и тесно связанные с ними системы континентального склона в совокупности составляют основную долю терригенных фаций (по объему осадочной толщи).

Генезис дельтовых образований, таких как песчанистые тела, образующихся в результате аккумуляции терригенного материала, непосредственно связан с поверхностными водотоками, а именно с руслами, в большинстве случаев представляющими собой составную часть дренажной системы. Русла характеризуются весьма разнообразным литологическим составом вмещающих осадков, размером зерен, степенью отсортированности и характером ко-сой слоистости терригенного материала [2].

В настоящее время признано, что к наиболее благоприятным для накопления нефти и газа относятся ловушки неантиклинального типа, образующиеся в терригенных отложениях русел рек в древних погребенных речных долинах, в пределах крупных палеodelьт различного генезиса. На рисунке 2 представлена геологическая фациальная модель формирования в поздне-меловое время на изучаемом участке осадков озерной дельты. Основой данной модели являются исследования В.С. Муромцева, изложенные в работе «Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа» (рис. 3) [1]. В нашем случае каротажная кривая ГИС исследуемого интервала полностью совпадает с вариантом «З» русловые отмели реки (рис. 3).

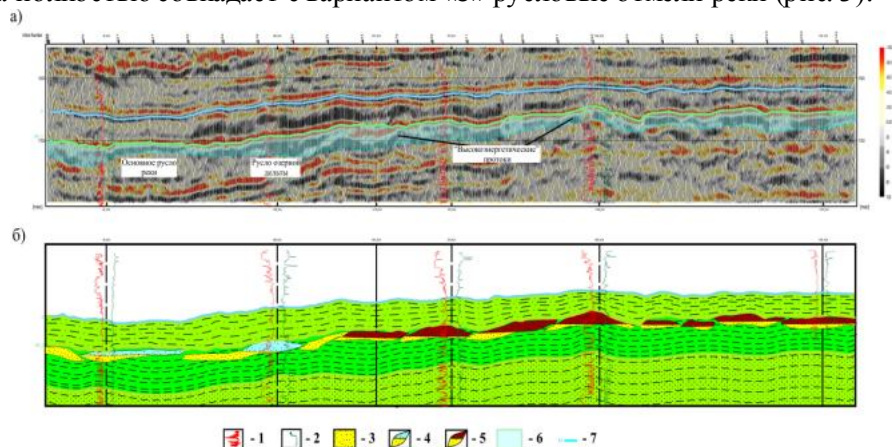


Рис. 2. Сейсмолитологическая модель формирования ловушек нефти в отложениях пластов АВ₁³-АВ₂ Кечимовского месторождения (а – сейсмогеофизический разрез; б – предположительная модель формирования ловушек нефти). Условные обозначения: 1 – диаграммы ПС; 2 – диаграммы ПЗ; 3 – предполагаемые песчаные тела руслового генезиса; 4 – предполагаемые песчаные тела руслового генезиса водонасыщенные; 5 – предполагаемые песчаные тела руслового генезиса с ловушкой нефти; 6 – область исследования; 7 сейсмический горизонт

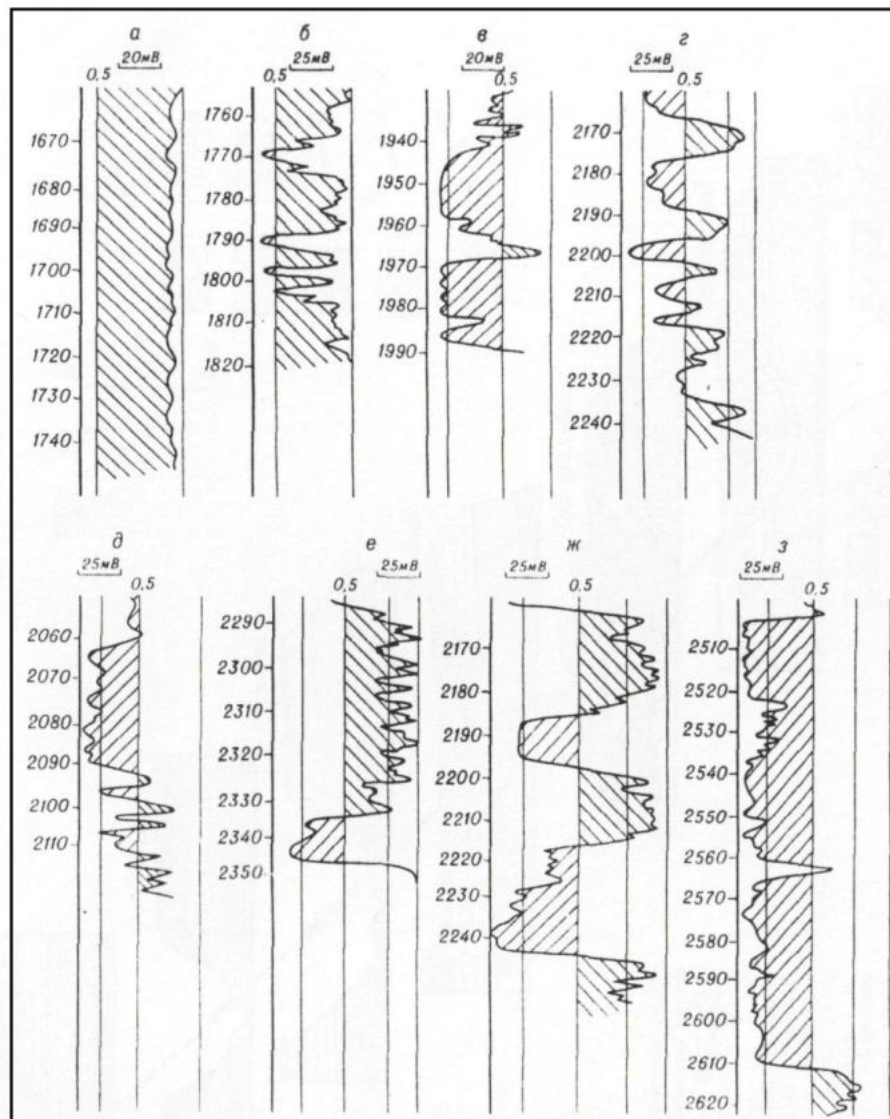
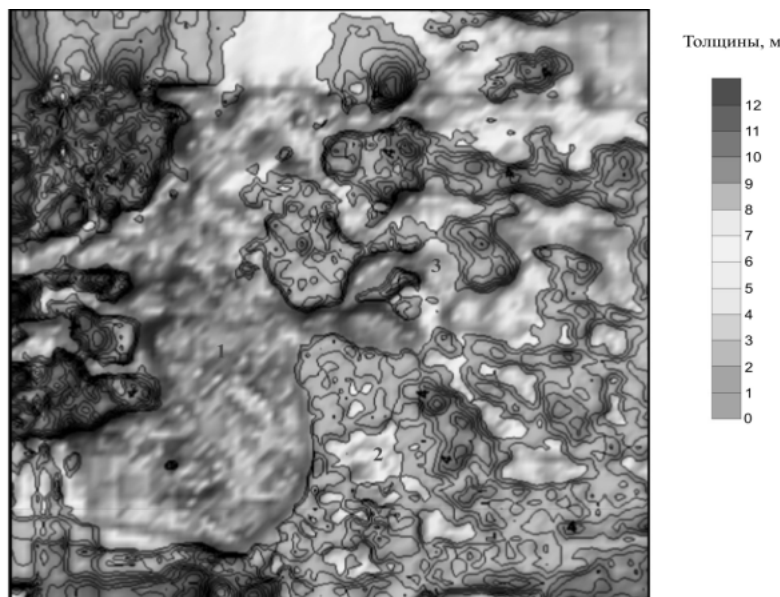


Рис. 3. Типовые электрометрические модели групп фаций, слагающих географические зоны дельтового комплекса (дельтового веера). Составил В.С. Муромцев. Условные обозначения: Электрометрические модели групп фаций: а – глинистые отложения мелководной части морского шельфа; б – песчаные и глинистые отложения мелководной части морского шельфа; в – подводный склон; г – подводная равнина; д – морской край; е – нижняя подводная равнина; ж – верхняя подводная равнина; з – русловые отмели реки, формирующие дельту

Как показали данные интерпретации временных разрезов МОГТ и данные бурения и ГИС, в пределах пласта АВ₁₂ (рис. 2) существуют сеймофации заполнения, выполненные специфическими клиноформами и сигмовидными сеймофациями, которые (по данным бурения) приурочены к чередованию песчано-глинистых пород. Генезис данных отложений представляется следующим.

Значительное место на площади и в разрезе занимают межканальные пески и пойменные глины, погребенные почвы отложений болот и озер. Песчаные тела, образующиеся в дельтовых каналах, имеют форму пологих врезозов, вытянутых по простиранию в виде сплошных, сходящихся и расходя-

щихся клиноформ, расположенных субпараллельно главному руслу реки и под углом к береговой линии. В отличие от русловых отложений дельтовых каналов, они характеризуются меньшей толщиной и более тонкозернистым составом осадков, что обусловлено меньшей гидродинамической активностью водных потоков, в связи с расщеплением главного русла реки и образованием многочисленных дельтовых каналов и проток (рис. 4).

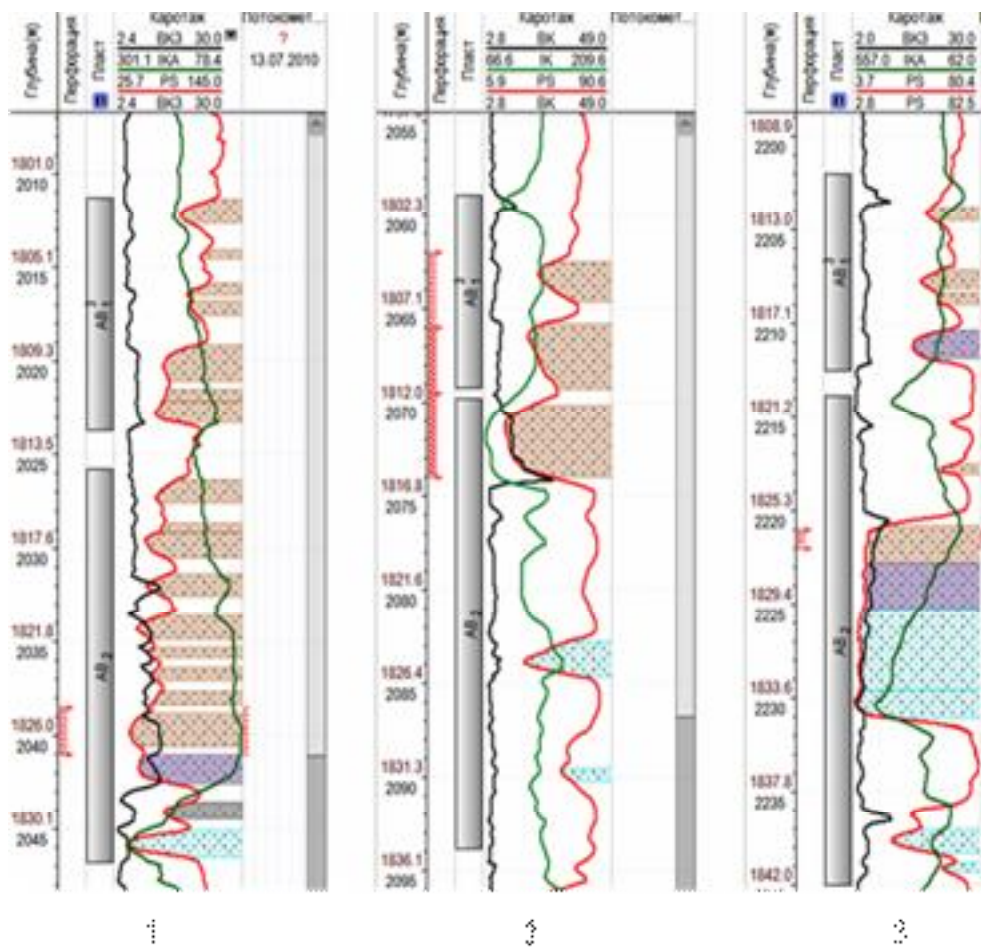


1 - русло древней реки; 2 - старичные озера; 3 - миандры

Рис. 4. Карта «палеовременных» толщин (интервал между ОГ АВ₁³ и М), характеризующая палеогеоморфологическую обстановку (предположительно озерно-речная система) поверхности пласта АВ₁³ на время завершения накопления осадка, формирующего кровлю кошайской пачки (ОСГ «М»)

Выделенную на временных разрезах МОГТ–3D зону аномальной сейсмической записи можно интерпретировать как русло древнего водного потока, протекающего по погребенной речной долине, который является всего лишь частью обширного палеodelьтового комплекса. В верхней, опесчаненной части клиноформных слоистых толщ формировались ловушки, а в последующем – и залежи УВ (нефть). Поставщиком УВ являлись, предположительно, массы органического материала, накапливающегося в изолированных бассейнах на территории Кечимовского месторождения.

Проведенный анализ геофизического материала и работы скважин эксплуатационного фонда Кечимовского месторождения подтверждает правильность выдвинутой идеи. Скважины, работающие в русловых образованиях, имеют коэффициент проницаемости до 870,0 мД и средние параметры работы 100 м³/сут., при обводненности не более 10 %, в то время как скважины, работающие в районах «старичных» озер и меандр, имеют коэффициенты проницаемости не более 500,0 мД и режимы работы от 25 до 50 м³/сут. с обводненностью 50,0–90,0 %. При этом следует отметить, что коэффициент пористости во всех упомянутых районах примерно одинаков (рис. 5).



1 2 3

Рис. 5. Анализ геофизического материала

Таким образом, представленная методика определения по данным сейсморазведки и бурения палеофациальной обстановки на локальных участках месторождений дает возможность прогнозировать наиболее перспективные участки залежей нефти в условиях залегания озерных дельт.

Библиографический список

1. **Костенко Н. П.** Геоморфология / Н. П. Костенко ; 2-е изд., испр. и доп. – М. : Изд-во Моск. ун-та, 1999.
2. **Муромцев В. С.** Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловышек нефти и газа / В. С. Муромцев. – Л. : Недра, 1984.
3. **Наливкин Д. В.** Учение о фациях / Д. В. Наливкин. – М.–Л. : Изд-во Академии наук СССР, 1956. – Т. 2.

ЛИТОЛОГИЯ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ

В.И. Попков, профессор, академик РАЕН,

декан геологического факультета;

Т.Н. Пинчук, доцент

Кубанский государственный университет, г. Краснодар,

тел.: 8(861)2199634; e-mail: geoskubsu@mail.ru

Рецензент: Бражников О.Г.

Изложены сведения о вещественном составе и степени вторичных преобразований палеозойских толщ Западного Предкавказья, относящихся к разряду потенциально нефтегазоперспективных.

Information on material composition and degree of secondary transformation of the Paleozoic strata of the West Caucasus belonging to the category of potentially oil and gas bearing strata is given the article.

Ключевые слова: литологический состав, степень катагенеза, метаморфизм, перспективы нефтегазодности.

Key words: lithologic composition, degree of catagenesis, metamorphism, prospect of oil and gas bearing.

Палеозойские отложения Западного Предкавказья изучены слабо и неравномерно. Большинство скважин, вскрывших палеозойские образования, причем в достаточно широком стратиграфическом диапазоне, расположено в Западно-Ставропольской впадине. На максимальную (более 300 м) мощность они вскрыты в восточной части (площади Ильская, Тихорецкая, Новокубанская и др.) и в центральной части Краснодарского края (площадь Великая). В большинстве скважин отложения вскрыты на незначительную глубину, керн отбирался в очень малых количествах, а петрофизические свойства пород не изучались в необходимом объеме.

По периферии Калниболотского выступа развиты кварциты и кварцито-видные песчаники (Терновская, Майская, Ильинская, Крутая, Новопокровская площади). В некоторых скважинах (Ильинская № 2) они залегают ниже углисто-глинистых сланцев, относимых к карбону, в других (Майская, Крутая) они выходят непосредственно на домеловую поверхность. На разведочных площадях Терновской (скв. № 1 и 2) и Ново-Покровской (скв. № 1, 2 и 3) также были вскрыты темно-серые и серые плотные сливные однородные кварциты и кварцито-песчаники. Кварциты состоят из зерен кварца размером до 0,8 мм, имеющих мозаичное угасание и соприкасающихся почти без цемента. Кварциты нередко содержат маломощные (1–2 мм) прожилки пирита. Породы в значительной степени катаклазированы и метаморфизованы. Структура их бластосаммитовая и гранобластовая. Иногда встречаются микротрещины, выполненные эпигенетическим карбонатом. В некоторых работах (Н.С. Яковенко, 1963) имеются указания на наличие в скв. № 3 Новопокровской площади черных доломитов. На Шкуринско-Мечетинской площади (скв. № 1 и 2) среди кварцитов и кварцито-песчаников были обнаружены прослои сланцев темно-серого цвета с углами наклона слоев в 38–40°. Под микроскопом они имеют бластопелитовую структуру и тончайшую

сланцеватую текстуру. Значительное содержание углистого вещества и серицита приближает их к углисто-серицитовым сланцам.

Исходя из особенностей состава и формационного положения, их возраст, по нашему мнению, укладывается в пределы от протерозоя до нижнего палеозоя.

Образования нижнего палеозоя известны и в пределах Западного Предкавказья на северо-западном замыкании Расшеватско-Кропоткинской зоны поднятий в скв. № 2 Южно-Леушковской. Здесь под красноцветами перми на глубине 3613 м вскрыты альбит-слюдисто-кварцевые и слюдисто-кварцевые сланцы, серые с розовым и зеленоватым оттенком, мощностью 188 м. Сланцы претерпели интенсивный дислокационный метаморфизм и превратились в тектоническую брекчию. По данным определения абсолютного возраста К-Аг методом (434 + 14 млн лет) они относятся к среднему ордовику-среднему силуру.

Отложения среднего палеозоя, предположительно девонского возраста, вскрыты на Александровской площади (скв. № 15, инг. 1887–1892 м, скв. № 27, инг. 2235–2338 м). Разрез представлен чередованием лилово-серых, зеленовато-серых, красно-бурых сланцев с песчано-глинистыми породами. В кирпично-красных сланцах выделены споры франского яруса в скв. № 15 и франского+живетского в скв. № 27. Основываясь на этих определениях, возраст сланцев считается средне-позднедевонским.

В пределах других территорий Западного Предкавказья к девону отнесены пестроцветные филлитовидные сланцы, развитые и на некоторых площадях Армавиرو-Невинномысского вала (Гусаровская, Яснополянская, Надзорненская) и Расшеватско-Кропоткинской зоны поднятий. Девонский возраст пород подтверждается также палинологическими определениями в сланцах Невинномысской площади.

В Темижбекском прогибе девон развит на достаточно ограниченной территории и представлен светло-серыми и зеленовато-серыми филлитами и глинисто-хлоритовыми сланцами (Восточно-Кропоткинская скв. № 1, Западно-Темижбекская скв. № 3 и некоторые др.). По-видимому, такой же возраст имеют филлиты, встреченные некоторыми скважинами Бейсугской, Западно-Бейсугской, Неизвестной и Октябрьской площадей в акватории Азовского моря.

На Бейсугской площади в скв. № 201 под маломощными (50 м) верхнетриасовыми аргиллитами на глубине 1440 м вскрыты серицит-кварцевые и хлорит-кварцевые сланцы и кварциты, толщиной более 180 м. В верхних интервалах (1459–1462, 1544–1545 м) падение слоев под углом 40–60°, в нижних (1628–1630 м) всего 2–3°. Серицит-кварцевые сланцы состоят в основном из кварца (65–95 %), серицита (до 20 %), сидерита, хлорита, талька, рутила, турмалина, циркона, альбита. Сланцы серые со слабым зеленоватым оттенком. Кварциты встречены в интервале 1514–1515 м, серые мелкозернистые, трещиноватые с многочисленными включениями пирита. В значительном (до 10 %) количестве содержатся зерна (0,05–0,1 мм) карбоната.

В скв. № 202 Бейсугской площади, на глубине 1710 м под отложениями нижнего мела, вскрыты известковистые сланцы серые, оталькованные по плоскостям сланцеватости, трещиноватые. По трещинам отмечены налеты кальцита. Сланцеватость – подуглом 70°.

На Неизвестной площади пробурено две скважины, № 285 и 286, которые под отложениями тихорецкой свиты вошли в метаморфизованные породы палеозоя и прошли по ним соответственно 210 и 80 м. В скв. № 285 керн, поднятый только из самых верхов толщи (940–942 м), представлен филлито-

видными сланцами светло-зеленовато-серой окраски с примесью алевритового и псаммитового материала, иногда концентрирующегося в виде линз (до 1,5 см). Повсеместно отмечаются различно ориентированные трещины. Сланцеватость – под углом 45°. Кварц-серицитовый сланец с гранолепидобластовой структурой и сланцеватой текстурой.

В скв. № 286 Неизвестной площади керн в интервале 960–1000 м представлен светло-зеленовато-серыми филлитовидными сланцами с прослоями плотного метаморфизованного светло-серого песчаника. Породы трещиноватые, со слабо заметной сланцеватостью, под углом 30°. Сланцы серицитовые с лепидобластовой структурой и сланцеватой текстурой. Сложены мелкими (0,03–0,1 мм) чешуями слюдястых минералов. Сланцеватость подчеркивается наличием частых тонких (0,2–0,2 мм) линз и линзовидных прослоев пелитоморфного карбоната. Постоянно в породе отмечаются прожилки, ориентированные перпендикулярно сланцеватости и сложенные смесью непрозрачного вещества и пелитоморфного карбоната. По прожилкам отмечается некоторое смещение слоев и их деформация. Песчаники кварцевые, крупно-среднезернистые с бластопсаммитовой структурой и сланцеватой текстурой. Порода представляет собой песчаник с первоначально глинистым цементом, подвергшийся действию однонаправленного давления, в результате чего обломки кварца (до 1,1 мм) приобрели характерные структуры перекристаллизации под давлением.

Верхнепалеозойские отложения представлены образованиями карбона и широко распространены в пределах Предкавказья, где вскрываются скважинами под мощным покровом юрских, меловых и более молодых отложений. Фаунистически охарактеризованные палеозойские отложения впервые были установлены в Песчанокопской опорной скважине, где они представлены (по данным А.Г. Тарасовой, ВНИГНИ) углисто-серицитовыми и углисто-карбонатно-хлоритовыми сланцами с прослоями аркозовых кварцитовидных песчаников и окремненных известняков (интервал – 2561–2562 м). Н.А. Редичкин обнаружил фауну фораминифер: *Brunsia pulchra* Mikh., *Glomospira gordialis* Jones et Parker, *Tolyrammina vagans* (Brady), *Archa esplaera grandis* Lip. и др., что позволило ему отнести эти породы к среднему карбону (турне – визе).

Таким образом, каменноугольные отложения в пределах рассматриваемой территории на современном этапе их изученности не могут быть надежно расчленены. Условно они отнесены преимущественно к нижнему отделу каменноугольной системы на основании их литологического сходства с породами, вскрытыми Песчанокопской опорной скважиной № 1. Здесь, как уже отмечалось, каменноугольные породы вскрыты в инт. 2516–2740 м, где они сложены двумя литологически различными пачками толщиной 100–120 м каждая. Верхняя часть разреза сложена преимущественно песчаниками серыми плотными кварц-полевошпатовыми с редкими прослоями сланцев серицит-кварцевых и единичными прослоями известняков мелкодетритусовых шламовых окремненных серых с микрофауной (фораминиферы). Угловатые и слабо окатанные зерна песчаников представлены кварцем, кислым плагиоклазом, калишпатом, реже – мусковитом, хлоритизированным биотитом, цирконом, апатитом, турмалином, обломками гранитных пород. Цемент кварцево-слюдястый, раскристаллизованный (бластический). Пирит и пелитоморфное углистое вещество образуют скопления в виде линз, тонких невыдержанных прослоев. Нижняя часть разреза сложена различными сланцами: серицитовыми, серицит-хлоритовыми, углисто-кремнисто-серицитовыми и др., об-

разующими монотонную мощную пачку. Все сланцы пиритизированы, часто обогащены алевритовым и песчанистым материалом кварцевого состава, содержат редкие палинологические остатки (инт. 2675–2696 м) условно верхнедевонского (фаменского по С.Н. Наумовой) возраста. Структура микролепидобластовая, текстура сланцеватая.

Юго-восточнее Песчанокоспской скважины на Привольненской площади в скв. № 1 и 2 под почти горизонтально залегающими отложениями нижнего мела пройдены известняки темно-серые, мелкокристаллические, дислоцированные, вскрытая мощность которых – до 273 м (скв. № 2). При углах падения известняков 50–70°, замеренных по напластованию в керне, нормальная их мощность превышает 135 м. Кроме неопределимых ядер фораминифер, замещенных пиритом, других органических остатков в известняках не обнаружено. Тем не менее можно допустить их раннекаменноугольный возраст. Кроме того, фауна визе обнаружена в обломках известняка из скв. № 5 Красногвардейской площади (Ладовская впадина). Вмещающие породы, по всей видимости, являются более молодыми (триас), поскольку по литологическим особенностям и степени преобразованности они похожи на таковые из скв. № 1 этой же площади, где для них по макрофауне (пелециподы) установлен нижне- и среднетриасовый возраст. Тем не менее характер обломков свидетельствует, что в составе домезозойского фундамента северной части Центрального Предкавказья широким распространением пользуются карбонатные породы каменноугольной системы. Нижнекаменноугольные растительные остатки были обнаружены в керне ряда скважин, расположенных на Ставропольском своде и в Армавино-Невинномыском валу.

Необходимо обратить внимание на возможность существования зоны развития карбонатной формации карбона в северной части территории (Привольненская и близлежащие площади). Вероятно, зона преимущественного развития карбонатных образований протягивается как к юго-востоку (в сторону Гаевской площади), так и к северо-западу от последней, вплоть до Ново-Пашковской площади. Карбонатные образования (известняки и известковые сланцы) встречены также в скв. № 1 и 8 Алексеевской площади.

В большинстве случаев отложения нижнего карбона представлены глинистыми, углисто-глинистыми и кремнисто-глинистыми сланцами. Сланцы, как правило, серые, темно-серые до черных. Нередко наблюдается переслаивание сланцев с маломощными (3–6 мм) прослоями светло-серых алевролитов. Породы интенсивно дислоцированы (углы падения до 90°), часто встречаются зеркала скольжения, трещины различной ориентировки, нередко выполненные кварцем или кальцитом. Для некоторых разновидностей сланцев характерна сланцевато-слоистая текстура, обусловленная однонаправленной ориентировкой чешуек гидрослюды. Сланцы характеризуются микролепидобластовой структурой, алевролиты – бластоалевритовой. В составе сланцев преобладает гидрослюдистый материал, почти всегда с углистыми образованиями. Некоторые разности содержат значительные количества кремнистого материала. Так, в скв. № 3 Степной площади количество кремнистого материала достигает 35 %. Кремнистый материал, представленный скрытокристаллическим халцедоном и кварцем, образует мелкие линзовидные скопления. На Кавказской площади в скв. № 16, в сланцах отмечаются псевдоолиты гематита, а в скв. № 11 Ловлинской площади – сферолиты сидерита. В скв. № 3 Западно-Темижбекской площади вскрыты сланцы светло-серой окраски с зеленоватым оттенком, состоящие из мелких параллельно ориентированных чешуек гидро-

слюды в линзовидных удлинённых скоплениях микросферолитов хлорита. Часто в сланцах встречаются скопления и единичные вкрапления пирита.

На Ильинской площади наиболее полный разрез карбона вскрыт в скв. № 2, которая прошла по палеозою 319 м при средних углах падения 60°. По разрезу карбона вскрыты: в верхней части глинистые и углисто-глинистые сланцы, аналогичные описанным выше, а в нижней части – серые плотные кварциты. Последние нами отнесены к нижнему палеозою-протерозою. Кварциты состоят из зерен кварца размером до 0,8 мм, имеющих мозаичное угасание и соприкасающиеся почти без цемента. Кварциты нередко содержат маломощные (1–2 мм) прожилки пирита.

В западной части Краснодарского края палеозойские образования, относимые нами к каменноугольной системе, вскрыты на Бейсугской структуре. В скв. № 35 метаморфические и магматические образования, относимые к каменноугольной системе, залегают на глубине 1503 м под нижнемеловыми отложениями. По ним пройдено около 106 м. Верхняя часть толщи представлена углисто-глинистыми темно-серыми сланцами с горизонтальной и наклонной (до 15°) сланцеватостью. Отмечаются вертикальные различно-ориентированные прожилки (до 1–1,5 мм) белого кристаллического карбоната. Довольно часто встречаются пирит и редкие линзы, обогащенные алевролитом. На электрокаротажной диаграмме породы характеризуются низкими значениями удельных сопротивлений (1–2 ом).

В северной части Центрального Предкавказья с пермскими красноцветами связана газовая залежь на Расшеватской площади. Здесь в их составе выделяется две толщи. Нижняя грубообломочная, представлена красно-бурыми брекчиями, конгломератами, которые сложены обломками кремнистых пород, серицитовых, кремнисто-карбонатных и глинистых сланцев, кварцевослюдистых рассланцованных алевролитов и песчаников, ожелезненных аргиллитов и эффузивных пород. Верхняя, песчано-глинистая, толщина сложена переслаиванием алевролитов, аргиллитов и песчаников, светло-серых, буроватых и темно-бурых тонов. По всей толще встречаются прослои бурых гравелитов и брекчий. Ни в одной из скважин здесь они не пройдены полностью. Наибольшая мощность пермских отложений составляет 660 м (в скв. № 122). В купольной части центрального и юго-восточного поднятия в скв. № 35, 46, 45, 24 вскрыта только нижняя грубообломочная толщина (до 115 м). В скважинах, расположенных на погружении (№ 27, 42, 45, 122, 123), вскрыты обе толщи. Мощность верхней при этом составляет 76–100 м, а наибольшая вскрытая мощность нижней толщи (скв. № 122) составляет 568 м. В скв. № 48, расположенной на западном погружении центрального поднятия, и в скв. № 126 на северо-западном поднятии вскрыт иной тип разреза пермских отложений. Представлен он чередованием мелкозернистых песчаников, алевролитов и аргиллитов с прослоями брекчий. Породы темно-сиреневые, розоватые, темно-серые и буровато-серые. Преобладают розовато-серые цвета. По мнению А.Я. Дубинского, породы в скв. № 126 наиболее древние и принадлежат к низам карбона или даже к девону. В красноцветах встречены споропыльцевые комплексы, в основном мезозоя, реже – перми.

Западнее Ставропольского свода разрез пермских отложений начинается красноцветными конгломератами, гравелитами и песчаниками, залегающими несогласно на разновозрастных породах фундамента. На некоторых участках (Армави́ро-Невинномысский вал) среди терригенных осадков отмечаются эффузивные и пирокластические образования. Вскрытая мощность перми

колеблется от первых десятков до сотен метров в южной части Западно-Ставропольской впадины.

В северной части территории Краснодарского края, примыкающей к зоне распространения архейских образований, возможно, развиты также переходные образования от палеозоя к триасу (учитывая результаты сейсмических исследований).

Исследователи, изучавшие эти отложения ранее, относили толщу пород, вскрытую под отложениями нижнего мела на площадях Щербиновской и Албашинской, как к палеозою-докембрию (Егоян, 1975), так и к триасу-юрю (Щерик, 1964). Необходимо отметить, что имеются и другие мнения относительно возраста пород, вскрытых под нижнемеловыми отложениями в скв. № 1 Станичной. Так, С.И. Близниченко (1974) их возраст датирует как каменноугольный.

В скв. № 1 Ясенской в интервале глубин 2240–2500 м под песчано-глинистыми отложениями аптского яруса залегает толща красноцветных галечниковых конгломератов и сероцветных песчаников. Породы эти весьма плотные, метаморфизованные и дислоцированы под углом 20–35°. Размеры обломков – от нескольких миллиметров до 6–8 см, хотя основная их масса не превышает 3–4 см. Конгломерат состоит из слабо окатанных галек филлитов зеленоватых оттенков, галек алевролитов и серых мелкозернистых песчаников. Довольно мощные пачки конгломератов чередуются с прослоями серых разнозернистых песчаников, очень плотных, массивных, кварцево-полевошпатовых. Вскрытая толщина составляет 260 м.

В скв. № 6 Щербиновской в интервале 2136–2161 м вскрыты отложения близкие к описанным выше породам, представленные гравийно-галечниковыми конгломератами, состоящими из галек сланцев темно-серого цвета, песчаников, кварца. Вскрытая толщина составляет 25 м.

Существует ряд различных мнений относительно возраста домеловой толщи, вскрытой скв. № 1 Ясенской и № 6 Щербиновской. Так, А.Я. Дубинский считает, что возраст этой толщи каменноугольный. А.И. Летавин относит эту толщу к палеозою. В.П. Любофеев и др. стратифицируют ее как пермские отложения, а Е.А. Щерик датирует ее возраст как нижний триас.

Таким образом, вскрытые скважинами палеозойские толщи Западного Предкавказья, за исключением красноцветных пермских отложений, представлены преимущественно первично осадочными терригенными и карбонатными образованиями, метаморфизованными на стадии зеленосланцевого регионального метаморфизма. Естественно, что это привело к практически полной утрате ими первичных емкостно-фильтрационных свойств. Однако это не может служить основанием для отнесения их к категории бесперспективных в отношении нефтегазоносности. Практика геологоразведочных работ в западных районах Туранской плиты и других регионах свидетельствует о возможности открытия в породах складчатого основания молодой платформы промышленных скоплений нефти и газа [1, 3, 4]. Обнадеживающие результаты в виде притоков и нефтегазопроявлений получены и в Предкавказье на Армавирской, Александровской, Тульской, Кармалиновской и других площадях. На Кущевском месторождении оказались продуктивны не только нижние горизонты осадочного разреза, но предполагаемая кора выветривания, развитая на породах фундамента.

Несомненно, основной задачей, стоящей перед геологами-нефтяниками, является разработка эффективной методики прогноза и поиска ловушек нефти

и газа в этом сложно построенном комплексе пород, поскольку традиционные методы и подходы, применяющиеся для осадочных толщ, здесь неэффективны.

Работа выполнена при поддержке РФФИ: гранты 11-05-00857-а; 09-05-96502-р_юг_а и проекта «Развитие научного потенциала высшей школы» № 2.1.1/3385.

Библиографический список

1. **Попков В. И.** Модель резервуара нефтяной залежи в гранитном массиве / В. И. Попков, А. А. Рабинович, Н. И. Туров // Геология нефти и газа. – 1986. – № 8. – С. 27–31.
2. **Попков В. И.** Нефтегазосность гранитов (на примере месторождения Оймаша) / В. И. Попков // Генезис нефти и газа : мат-лы Междунар. конф. – М. : ГЕОС, 2006. – С. 140–142.
3. **Попков В. И.** Оймашинское нефтяное месторождение и перспективы обнаружения новых скоплений УВ в фундаменте юго-запада Туранской плиты / В. И. Попков // Нефтегазосность фундамента осадочных бассейнов : сб. докладов по мат-лам Междунар. науч.-прак. конф. – М. : РГУНиГ, 2002. – С. 161–172.
4. **Попков В. И.** Перспективы поисков залежей нефти и газа в породах фундамента / В. И. Попков // Труды КазНИПИнефть. – 1981. – Вып. 8. – С. 7–11.

НОВЫЙ ВЗГЛЯД НА ГЕНЕЗИС УГЛЕВОДОРОДОВ

П.М. Корницкий, студент

*Кубанский государственный университет, г. Краснодар,
тел.: +7(918)3389950; e-mail: Pasha21vek@mail.ru*

Рецензент: Алыков Н.М.

Изложен новый взгляд на генезис углеводородов.

A new viewpoint on hydrocarbon genesis is stated in the article.

Ключевые слова: Бейсугское месторождение, генезис, углеводороды.

Key words: Beysugskoe deposit, genesis, hydrocarbons.

Бейсугское месторождение расположено на территории Приморско-Ахтарского района Краснодарского края. Основная часть Бейсугского месторождения расположена под акваторией Бейсугского лимана. Бейсугское месторождение было открыто в 1961 г.

В тектоническом плане Бейсугское поднятие приурочено к западной части Каневско-Березанского вала, расположенного в пределах северной окраины Скифской плиты. Каневско-Березанский вал представляет собой линейное поднятие с амплитудой в несколько сотен метров относительно прилегающих территорий. В структурном плане по мезокайнозойским (MZ-KZ) отложениям Бейсугское поднятие представляет собой брахиантиклиналь субширотного простирания с пологим сводом и осью складки, вытянутой с северо-запада на юго-восток. Поднятие осложнено глубинными разломами, ряд которых затухает лишь в глинах майкопской серии. Древние отложения палеозоя (PZ) и триас-среднеюрские (T-J₂) наиболее нарушены разрывами и интенсивно смяты в складки. Нарушения влияют на морфологию и условия залегания газо-

носных пластов. Так, залежи газа в нижнемеловых (K_1) и эоценовых (P_2) отложениях Бейсугского месторождения приурочены к тектонически экранированным и антиклинальным ловушкам.

В слоистой структуре месторождения зафиксировано несколько газоносных горизонтов, разделенных флюидоупорами. Встает вопрос о том, как объяснить многоярусность скоплений газа. Объяснить ее просто горизонтальной миграцией недостаточно. Возникает необходимость в привлечении идей вертикальной миграции.

Связь с газоносностью определяется сейсмическим глубинным очагом, подводящим каналом и залежью. По флюидодинамической модели (1) углеводороды образуются в очаге землетрясения и по подводящим каналам попадают в залежь. Залежь мы можем наблюдать на примере любого месторождения. Проблема состоит в понимании природы очага землетрясений и каналов связи с залежью. По каким каналам осуществляется связь с очагом формирования углеводородов? В предлагаемой диапировой (сеймотектонической) модели (1) такими каналами выступают листрические разломы. Разломная расслоенность в чехле платформ и консолидированной коре обеспечивает связь очагов землетрясений с зонами нефтегазоносности и, в частности, с грязевыми и другими диапирами.

Абиогенный синтез углеводородов, возможно, здесь связан с начальной стадией диапиризма. Бейсугская антиклинальная складка, возможно, по тектоническим разломам питается углеводородами из глубины, на что указывают листрические разломы.

Также возможен биогенный синтез углеводородов и связанная с ним осадочно-миграционная модель нефтегазообразования, которая предполагает образование нефти и газа в нефтематеринских породах, в данном случае в триас-нижнеюрских ($T-J_1$) (глинах), и последующей миграцией микронепфти в коллектора, по тектоническим разломам.

Библиографический список

1. Попков В. И. Грязевой вулканизм, сейсмичность и нефтеносность / В. И. Попков, В. А. Соловьев, Л. П. Соловьева // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – № 6. – С. 27–32.

ВЛИЯНИЕ СЕЙСМИЧЕСКОЙ АКТИВНОСТИ НА РЕЖИМ МИНЕРАЛЬНЫХ ВОД

Г.Л. Бондарева, начальник гидрогеологического отдела
ОАО «Кавминкурортресурсы», г. Ессентуки,
тел.: 89283482263; e-mail: bondarevaGalina@mail.ru

Рецензент: Бакирова С.Ф.

Рассматривается влияние сейсмической активности Северного Кавказа на режим минеральных вод Пятигорского месторождения.

Influence of seismic activity of North Caucasus on the mode of mineral waters of the Pyatigorsk deposit is considered in the article.

Ключевые слова: минеральные воды, сейсмическая активность, режим.
Key words: mineral waters, seismic activity, mode.

Влияние сейсмической активности на режим минеральных вод установлено в ряде работ [2–4, 6]. Как правило, предметом наблюдений были характерные изменения гидрогеодинамических, гидрогеохимических и гидрогеотермических параметров режима источников или специально оборудованных наблюдательных скважин, регистрирующиеся до, во время и после сейсмических событий. Частота наблюдений варьировала от почасовых до нескольких в месяц.

Аналогичные наблюдения на Пятигорском месторождении минеральных вод, выполненные в процессе его эксплуатации, также зарегистрировали изменения гидрогеодинамических и гидрогеохимических параметров водопунктов в связи с землетрясениями Северо-Кавказского региона.

Регион Кавказских Минеральных Вод (КМВ) характеризуется наличием мощных секущих зон активных разломов и узлов их пересечения, меридиональной ориентировкой поднятий, повышенным уровнем фоновой сейсмичности, молодым магматизмом. Пятигорское месторождение минеральных вод располагается на восточном фланге Минераловодского выступа, в тектонически и магматически активной зоне сопряжения Предкавказской зоны краевых прогибов и поднятий и складчато-глыбового сооружения Большого Кавказа с Транскавказским поперечным поднятием, с которым многие исследователи связывают повышенную сейсмическую активность Кавказа [1, 5].

По данным ИОЦ Геофизической службы РАН (г. Обнинск), за период 1934–2009 гг. на территории Северного Кавказа произошло более 2500 землетрясений с $M \geq 4,0$. Автором был выполнен статистический анализ данных многолетних режимных наблюдений гидрогеодинамических и гидрогеохимических параметров скважин и источников Пятигорского месторождения минеральных вод (по среднемесячным значениям), а также параметров землетрясений (глубина H , класс K , магнитуда M). При этом рассматривались следующие выборки: все землетрясения Северного Кавказа (2500), землетрясения, произошедшие в радиусе 400 км от Пятигорского месторождения (1678), 300 км (1005), 200 км (532), 150 км (108) и 100 км (70).

Для всех выборок была установлена связь гидрогеодинамических и гидрогеохимических параметров скважин и источников всех водоносных горизонтов и комплексов с энергетическим классом землетрясений. Наибольшая теснота связи характерна для землетрясений, эпицентры которых расположены в радиусе до 200 км от Пятигорского месторождения.

Как показывает опыт гидрогеологических наблюдений на Северном Кавказе, гидрогеодинамический и гидрогеохимический отклик подземных вод, предшествующий землетрясению, ко- и постсейсмический, наблюдается для событий с магнитудами $M \geq 5$, эпицентры которых удалены от пунктов наблюдения на расстояние до 400 км.

28.02.1978 г. произошли два землетрясения на территории КМВ ($K = 11,8$, $M = 4,0$ и $K = 12,7$, $M = 4,5$, расстояние от г. Пятигорска соответственно 25 и 40 км), с интенсивностью сейсмического эффекта в эпицентральной части 7–8 баллов. После сейсмических толчков снизился дебит ист. Лермонтовский-2 и Кабардинский (chQ) соответственно с 340 до 230 м³/сут и со 150 до 103 м³/сут. Восстановление дебитов до прежних значений произошло через 9 суток после землетрясений. Перед сейсмическими толчками в оз. Провал (K_2) отмечался быстрый подъем уровня воды, которая изливалась с дебитом 190 м³/сут. После землетрясений уровень снизился на 3 см, а дебит сокра-

тился до 22 м³/сут. В воде скв. 17 было отмечено 5-кратное увеличение содержания H₂S.

4.03.1984 г. на территории Чеченской Республики, в 235 км от г. Пятигорска, произошло два землетрясения с одним эпицентром (К = 14,0, М = 5,2 и К = 14,5, М = 5,5). При этом минерализация воды скв. Провальской (К₂) резко снизилась с 3 до 1,5 г/л за счет уменьшения содержания всех макрокомпонентов (Na+K⁺, Ca²⁺, Mg²⁺, HCO₃⁻, Cl⁻, SO₄²⁻), концентрация CO₂ в воде изменилась с 1,26 до 0,12 г/л, H₂S – с 10 до 1 мг/л. Восстановление указанных параметров до средних значений произошло через 5 месяцев после землетрясений. Уровни скв. Восточная и 33 (К₂) непрерывно понижались с июня 1982 по январь 1984 г., а с марта 1984 г. испытали резкий подъем на 2,25 м, который продолжался в течение 3 месяцев после землетрясений. Дебит ист. 4-Теплый нарзан (P_{1t}) увеличился с 2,2 до 3,3 м³/сут. Через 3 месяца после событий началось такое же резкое падение его дебита до средних значений – 2,4–2,5 м³/сут. Дебит Радиошtolьни 2 (chQ) за год до описываемых событий, с марта по сентябрь 1983 г., снизился со 132 до 49 м³/сут, достигнув к марту 1984 г. значения 41,8 м³/сут (минимум за 1938–2009 гг.), после чего к июню 1984 г. вырос до 216 м³/сут, т.е. более чем в 5 раз. Аналогичным образом изменялось содержание Rn в воде Радиошtolьни 2: с начала 1983 г. и до момента землетрясений отмечалось его уменьшение с 45 до 23 пКи/л, после чего к августу 1984 г. содержание Rn возросло до 49 пКи/л.

Разрушительное Спитакское землетрясение (Армения) произошло 7.12.1988 г. (К = 15,4, М = 6,0, расстояние от г. Пятигорска – 380 км). По скв. Провальская наблюдались предвестниковые эффекты, начавшиеся за 9 месяцев до землетрясения и проявившиеся в росте минерализации и концентрации всех макрокомпонентов и газов почти в 2 раза, достигнув максимума в июне 1988 г. (М 4,57 г/л, CO₂ 1,37 г/л, H₂S 11 мг/л), после чего началось их резкое уменьшение. Минимум минерализации был зафиксирован в сентябре 1988 г. (М 2,04 г/л, CO₂ 0,74 г/л, H₂S 2 мг/л). В момент землетрясения минерализация воды скв. Провальской составляла 2,71 г/л, содержание CO₂ – 0,94 г/л, H₂S – 3 мг/л. После землетрясения наблюдались постсейсмические эффекты – подобный предвестниковому рост минерализации и газо-содержания, который достиг максимума в апреле 1989 г. (М – 3,9 г/л, CO₂ – 1,4 г/л, H₂S – 7 мг/л), но не превысил показатели за июнь 1988 г. Дебит Радиошtolьни 2 за год до землетрясения, с ноября 1987 по февраль 1988 г., снизился со 176 до 95,5 м³/сут, после чего, к маю 1988 г, вырос до 151 м³/сут и к сентябрю опять понизился до 111 м³/сут, достигнув к моменту землетрясения 150 м³/сут. Содержание Rn в воде Радиошtolьни 2 с января по июль 1988 г. выросло в 2 раза – с 48,8 до 83,9 пКи/л (максимум за 1969–2009 гг.), составив в октябре 1988 г. 53,1 пКи/л.

Рачинское землетрясение (Грузия) 29.04.1991 г. (К = 17,0, М = 6,9, расстояние от г. Пятигорска – 158 км) вызвало максимальный за весь период наблюдений (июль 1959 г. – декабрь 2009 г.) подъем уровня скв. Восточная (К₂), который начался за месяц до землетрясения и достиг 2,8 м. Пик роста уровня произошел через 2 месяца после события, после чего наступило его резкое падение. Аналогично изменялся уровень скв. 33, выросший в это же время на 2,9 м. Дебита ист. Теплосерный 3 (chQ) с сентября 1990 г. и до момента совершения землетрясения увеличился с 383,5 до 508 м³/сут. В мае и июне дебит сохранял максимальные значения, после чего до февраля 1992 г. наблюдалось его понижение до 363 м³/сут. Похожим образом изменялся в

рассматриваемый период дебит ист. 4-Теплый нарзан. Дебит Радиоштольни 2 с июля по октябрь 1990 г. снизился со 179 до 129 м³/сут, восстановившись с марта по июнь 1991 г. до прежних значений. Содержание Rn, напротив, с февраля по декабрь 1990 г. увеличилось с 34,7 до 52,2 нКи/л, в апреле произошло его резкое снижение до 39,5 нКи/л.

Снижение дебитов ист. Теплосерный 3 и 4-Теплый нарзан с июля по февраль 1992 г. и затем их увеличение, первого – в 1,4 а второго – в 1,5 раза к июню-августу 1992 г., предшествовали другому крупному землетрясению – Барисахскому, зарегистрированному 23.10.1992 г. (K = 16,1, M = 6,4, расстояние от г. Пятигорск – 240 км).

С 1994 г. отмечается рост геодинамической активности на Кавказе, проявившейся на Пятигорском месторождении в изменении характера гидрогеодинамического режима водопунктов (значительном уменьшении амплитуд изменения уровней (напоров) и дебитов).

По водопунктам Пятигорского месторождения минеральных вод была выявлена реакция гидрогеодинамических и гидрогеохимических параметров на землетрясения региона КМВ, Грузии, Армении и Чечни. Влияния землетрясений, зарегистрированных на территории Дагестана и Азербайджана, установить не удалось. Как показывает анализ расположения эпицентров землетрясений, наибольшее влияние на режим Пятигорского месторождения оказывают те из них, которые расположены в юго-восточном направлении от него. Вероятно, это обусловлено тектонической приуроченностью эпицентров землетрясений к Транскавказскому поперечному поднятию.

Зафиксированные гидрогеодинамические и гидрогеохимические аномалии параметров режима водопунктов происходили как в сторону их увеличения, так и в сторону уменьшения. Отмечены аномалии, предшествующие землетрясению, ко- и постсейсмические с различным периодом их проявления – от суток до нескольких лет, что позволяет выделять краткосрочные и среднесрочные эффекты. Степень их проявления, очевидно, зависит от параметров конкретного землетрясения – величины магнитуды M, гипоцентрального расстояния до пункта наблюдения R, глубины очага H. Резкое повышение дебита самоизливающихся водопунктов можно объяснить увеличением флюидного давления в водоносной системе во время прохождения деформационных волн. По этой же причине, а также в связи с увеличением концентрации CO₂ и понижением плотности порового флюида, происходит повышение уровня воды. Понижение уровня (напора) и уменьшение дебита, по-видимому, являются следствием развития трещинообразования и увеличения объема порово-трещинного пространства в водонасыщенных породах. Как правило, в области сжатия водонасыщенных пород наблюдается повышение уровня воды, а в области растяжения – его понижение. В целом положение уровня подземных вод отражает тектоническую ситуацию региона.

Существующая дискретность данных режимных наблюдений не позволяет подробно проанализировать особенности проявления гидрогеосейсмических вариаций. Однако в целом результаты исследования подтвердили наличие влияния как дальних сильных, так и близких слабых землетрясений на режим минеральных вод изучаемого месторождения.

Таким образом, сейсмичность территории Северного Кавказа является одним из важнейших факторов, формирующих гидрогеодинамический и гидрогеохимический режим Пятигорского месторождения минеральных вод.

Библиографический список

1. *Гурбанов А. Г.* Транскавказское направление вулканизма: причина, следствие и эпипермальная минерализация / А. Г. Гурбанов, О. А. Богатиков, А. Я. Докучаев [и др.] // Вестник Владикавказского научного центра : сб. науч. тр. – Владикавказ, 2007. – Т. 7, № 3. – С. 25–44.
2. *Киссин И. Г.* Землетрясения и подземные воды / И. Г. Киссин. – М. : Наука, 1982. – 176 с.
3. *Копылова Г. Н.* Сейсмичность как фактор формирования режима подземных вод / Г. Н. Копылова // Вестник КРАУНЦ. – М., 2006. – Вып. 7, № 1. – С. 50–66.
4. *Круткина О. Н.* Земноприливные колебания уровня подземных вод и их изменения при подготовке землетрясений на Северном Кавказе / О. Н. Круткина, Л. Д. Пруцкая // Уральский геофизический вестник. – 2006. – № 9. – С. 27–33.
5. *Рогожин Е. А.* Тенденции развития сейсмичности Кавказа и сейсмогенерирующие зоны Ставрополя / Е. А. Рогожин, Ю. В. Нечаев [и др.] // Разведка и охрана недр. – 1998. – № 2. – С. 23–28.
6. *Стахеев Ю. И.* Геохимические предвестники землетрясений / Ю. И. Стахеев // Российский химический журнал. – 2005. – Т. XLIX, № 4. – С. 110–119.

ОСОБЕННОСТИ ГЕНЕЗИСА И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ АНОМАЛЬНОГО РАЗРЕЗА БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ

В.Ю. Кузовкова, инженер II-й категории отдела мониторинга сейсмогеологических моделей, аспирант

*Центр сейсмических исследований ООО «КогалымНИПИнефть»,
Кубанский государственный университет, г. Краснодар,
тел.: 8-34-667-6-53-51; e-mail: KuzovkovaVY@nipi.ws.lukoil.com*

Рецензент: Серебряков А.О.

Рассмотрены основные теории образования аномального разреза Баженовской свиты. Представленная новая модель и конкретные физические материалы формирования «аномального бажена» позволяют по-новому оценить перспективы нефтегазоносности на территории Вартовского свода Западной Сибири.

Main theories of formation of abnormal cut of Bazhenov suite have been viewed in the article. A new model presented and concrete physical materials of formation of “abnormal Bagen” allow us to estimate the prospects of oil and gas bearing on the territory of Vartovsky vault of Western Siberia in a new way.

Ключевые слова: Баженовская свита, бурение, сейсморазведка, нефтегазоносный бассейн.

Key words: Bazhenovskaya suite, drilling seismic exploration, oil and gas basin.

Баженовская свита впервые выделена Ф.Г. Гурари (1959 г.) как пачка в составе Марьяновской свиты и отображена в региональной стратиграфической схеме 1960 г.

Согласно решению VI межведомственного стратиграфического совещания, баженовский горизонт принимается в районе верхов нижневолжского-бериасского ярусов.

В последние годы методика сейсморазведки МОГТ-3D получила наибольшее распространение. Почти все земли Вартовского свода покрыты съемкой в формате 3D, что позволяет создать более полную картину исследо-

вания. Большой вклад в получаемые результаты вносит 3D-миграция данных. В результате применения всего комплекса современных технологий (в относительно благоприятных сейсмогеологических условиях) удается получить принципиально более информативные данные сейсморазведки.

Баженовская свита традиционно подразделяется на два основных типа разреза: первый – это «нормальный» (или «классический») тип, который литологически представлен однообразной толщей темных битуминозных окремнелых пород (с макроскопической структурой); второй – «аномальный» тип, сложенный битуминозными глинами, расслоенные песчаными и глинистыми небитуминозными породами (А.А. Нежданов, 1985).

Классический разрез Баженовской свиты проявляется характерным ему устойчивым, высокоамплитудным отражением, имеющим трехфазную форму.

На вертикальных срезах данных сейсморазведки МОГТ-3D отчетливо видно, что песчано-алевролитовые пласты внутри аномального разреза Баженовской свиты (АРБ) есть не что иное, как продолжение пластов ачимовской толщи. Это также подтверждается при исследовании керна скважин.

Большинство исследователей сходятся во мнении, что отложения Баженовской свиты образовались в условиях редкого сочетания благоприятных седиментационных и палеоэкологических факторов: высокой биопродуктивности в обширном эпиконтинентальном морском бассейне; восстановительного режима в нижних слоях водной толщи и верхней части осадков, позволяющего накапливаться рыхлым несцементированным илам с высоким содержанием неокисленного $C_{орг}$; низкой скорости седиментации, предохранившей ОВ от «разбавления» обломочным и глинистым материалом (В.А. Захаров и др.). Установлено также очевидное недокомпенсирование осадконакоплением этого седиментационного бассейна, развивавшегося в апогее самой крупной в мезозойской истории трансгрессии моря. Об этом свидетельствуют не только литолого-фациальные особенности отложений баженовской свиты, но и клиноформный тип строения перекрывающих их неокомских песчано-глинистых образований.

Однако взгляды на палеогеографические условия осадконакопления и возрастную характеристику слагающих Баженовской свиты у разных исследователей существенно отличаются, не говоря уже о взглядах на строение отдельных элементов данного интервала.

За последние 20–30 лет АРБ вскрыт бурением более чем на 60 площадях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Тем не менее, несмотря на довольно большой объем работ, посвященных этой проблеме, условия и механизм образования аномальных песчано-алевролитовых разрезов баженовской толщи остаются одними из самых дискуссионных вопросов современной геологии Западной Сибири.

В настоящее время существуют, как минимум, три гипотезы формирования аномального разреза Баженовской свиты.

Подводно-оползневая модель образования АРБ подразумевает, что песчано-алевролитовые слои аномальных разрезов представляют собой продукт деятельности более поздних (валанжинских) оползней, расклинивших отложения Баженовской свиты и внедривших в нее принесенный обломочный материал ачимовской толщи [5]. Согласно представлениям А.А. Нежданова, Н.Н. Туманова, В.А. Корнева, при циклических понижениях уровня моря, сильных штормах происходило сбрасывание значительных масс терригенных осадков в глубоководную зону. Крупные оползневые массы, создавая

значительную нагрузку на подстилающие образования, приводили к их разрыву и смятию в зонах наибольшей неоднородности упругодеформированных свойств пород. При таких нагрузках битуминозные глины отрывались от образований, залегающих в кровле Георгиевской свиты, деформировались, раскалываясь на отдельные прослои, промежутки между которыми заполнялись песчано-глинистым материалом, поступающим в оползнях. Согласно данной теории, песчано-алевролитовые отложения внутри АРБ и ачимовская толща представляют собой единое оползневое тело.

В противовес теории подводно-оползневого образования аномального разреза существует **модель палеоостровов**, которая подробно рассмотрена в работе О.Г. Зарипова и В.П. Сонича [2]. На основе изучения керна по ряду площадей Западной Сибири авторы работы отрицают связь песчано-алевролитовых прослоев Баженовской свиты и ачимовских отложений и считают более логичным придерживаться мнения об одновозрастности песчаных прослоев с вмещающими их типичными баженовскими породами, допуская существование в волжском палеоморе морских пульсационных течений, периодически проявляющихся в виде зерновых потоков, транспортирующих с областей размыва ранее накопившийся терригенный материал. При этом основную роль играли местные источники сноса обломочного материала, находившиеся в пределах самой акватории обширного волжского палеоморя в виде островных выступов разновозрастных пород морского ложа. Так, песчано-алевролитовые прослои в разрезе Баженовской свиты могут представлять собой продукт размыва песчаных пластов нижележащих стратиграфических горизонтов (горизонта Ю₁ и даже угленосных песчаников пласта Ю₂) на приподнятых горстообразных блоках морского ложа.

Седиментологическая модель формирования АРБ опирается на гипотезу, предложенную О.М. Мкртчяном [4], в соответствии с которой баженовские битуминозные аргиллиты являются самыми глубоководными фациями клиноформного комплекса, фациально замещающая в западном направлении, а в трансгрессивные этапы перекрывая ранее сформировавшиеся ачимовские песчано-алевролитовые пласты. И в этом ключе зоны АРБ являются непосредственным подтверждением данной гипотезы.

Как видно из рисунка 1, АРБ проявляется в зоне тектонических разломов (**АРБ разломного типа**) либо с восточной стороны тектонических куполов и поднятий (**структурного типа**).

АРБ структурного типа залегает в зоне сочленения структур II порядка – Южно-Аганская, Луговая ложбины, с одной стороны, и Покачевское куполовидное поднятие – с другой.

Получается, что при резком обвале осадка толща врезалась в преграду, созданную поднятием, и нарушала спокойно залегающую толщу Баженовской свиты (рис. 2), прорывая ее еще пластичные глины и оказываясь в середине пласта. А так как регрессия двигалась с запада на восток, то основной удар приходился на восточный склон, где наблюдается увеличение мощности и площади распространения АРБ.

Практически то же самое происходит и вдоль тектонических нарушений (**АРБ разломного типа**), проходящих через Покачевское куполовидное поднятие. Различие лишь в том, что в зоне тектонических нарушений пласт Баженовской свиты остается практически не нарушенным ачимовской толщей. При сползании ачимовская толща врезалась в приподнятый блок, тем самым оказываясь под пластом баженовских глин, практически не нарушая текстуру

глин Баженовской свиты (рис. 3), в то время как на границе тектонических структур после сползания ачимовских пластов происходило взмучивание глинистых частиц с последующим их осаждением поверх ачимовских песков.

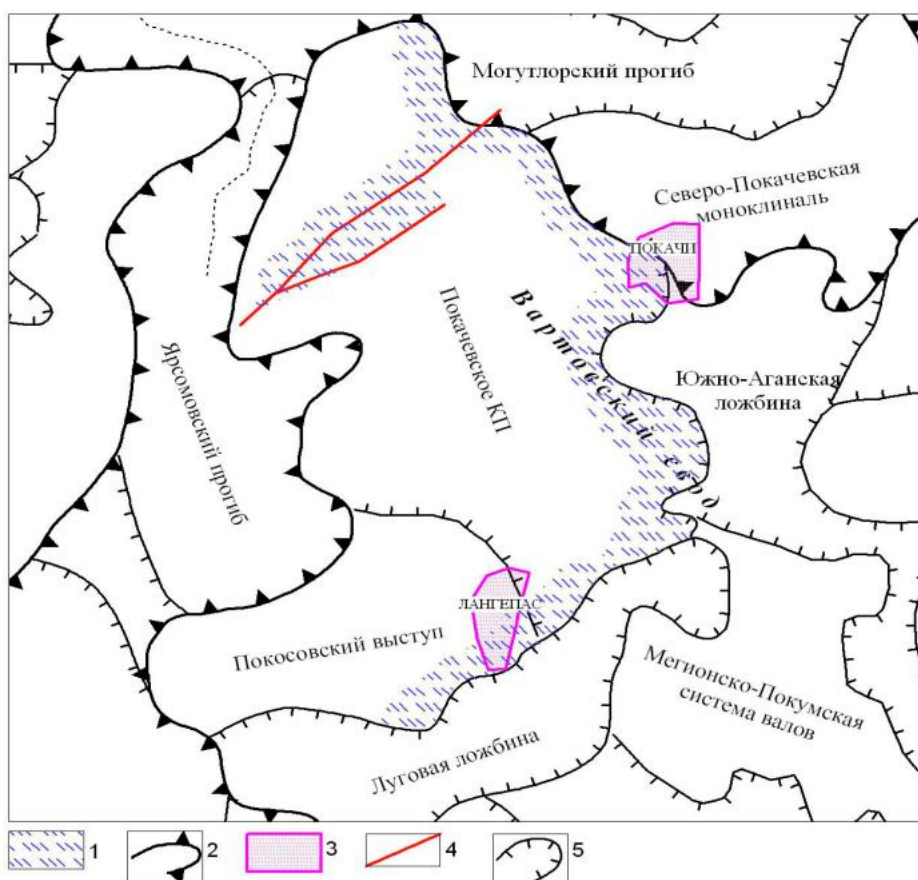


Рис. 1. Зависимость залегания аномального бажена от тектонического строения района: 1 – зона распространения «аномального бажена»; 2 – границы структур I порядка; 3 – городская территория; 4 – тектонические нарушения; 5 – границы структур II порядка

Результаты исследования по определению возраста в интервале развития АРБ, полученные рядом ученых и специалистов ЗапСибИПГНГ ТюмГНГУ и ГП ХМАО НАЦ РН им. В.И. Шпильмана (Ю.В. Брадучан, Н.К. Глушко, В.К. Комиссаренко и др., 2005), опровергают теорию, предложенную О.М. Мкртчяном. На основе микрофаунистического и спорово-пыльцевого анализа однозначно доказано, что песчано-алевролитовые отложения в зоне аномальных разрезов Баженовской свиты моложе битуминозных аргиллитов, перекрывающих их. Это еще раз доказывает, что сероцветные глины, алевролиты, песчаники внедрились в битуминозные отложения после их формирования.

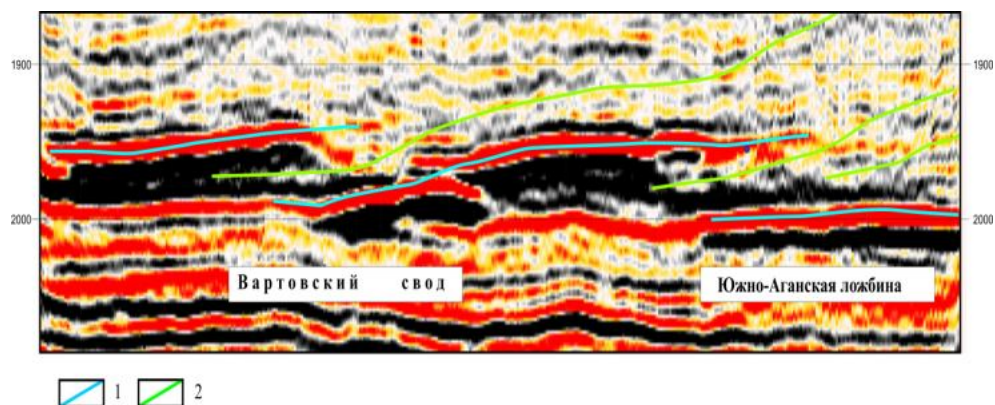


Рис. 2. Строение ачимовско-баженовского комплекса на границе Вартовского свода и Южно-Аганской ложбины по данным сейсморазведки. Условные обозначения: 1 – Баженовская свита; 2 – ачимовские пласты

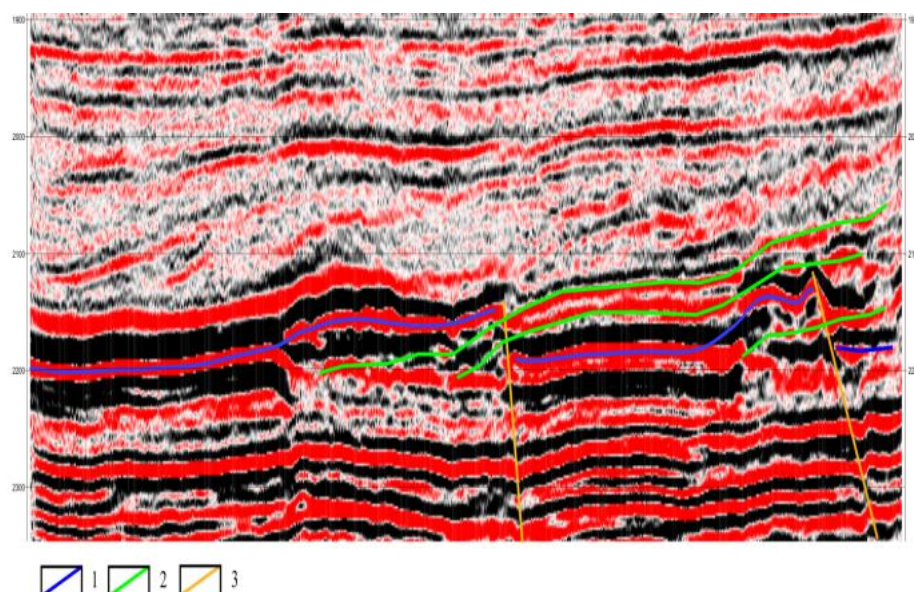


Рис. 3. Строение ачимовско-баженовского комплекса в зоне тектонических нарушений по данным сейсморазведки (Покачевское куполовидное поднятие). Условные обозначения: 1 – Баженовская свита; 2 – ачимовские пласты; 3 – тектонические нарушения

При исследовании керна необходимо отметить, что для песчано-алевролитовых пластов как внутри АРБ, так и вне его характерны зоны трещиноватости, сопровождаемые зеркалами скольжения, оползневыми текстурами и текстурами внедрения, что свидетельствует о высокоэнергитических оползневых процессах (рис. 4).

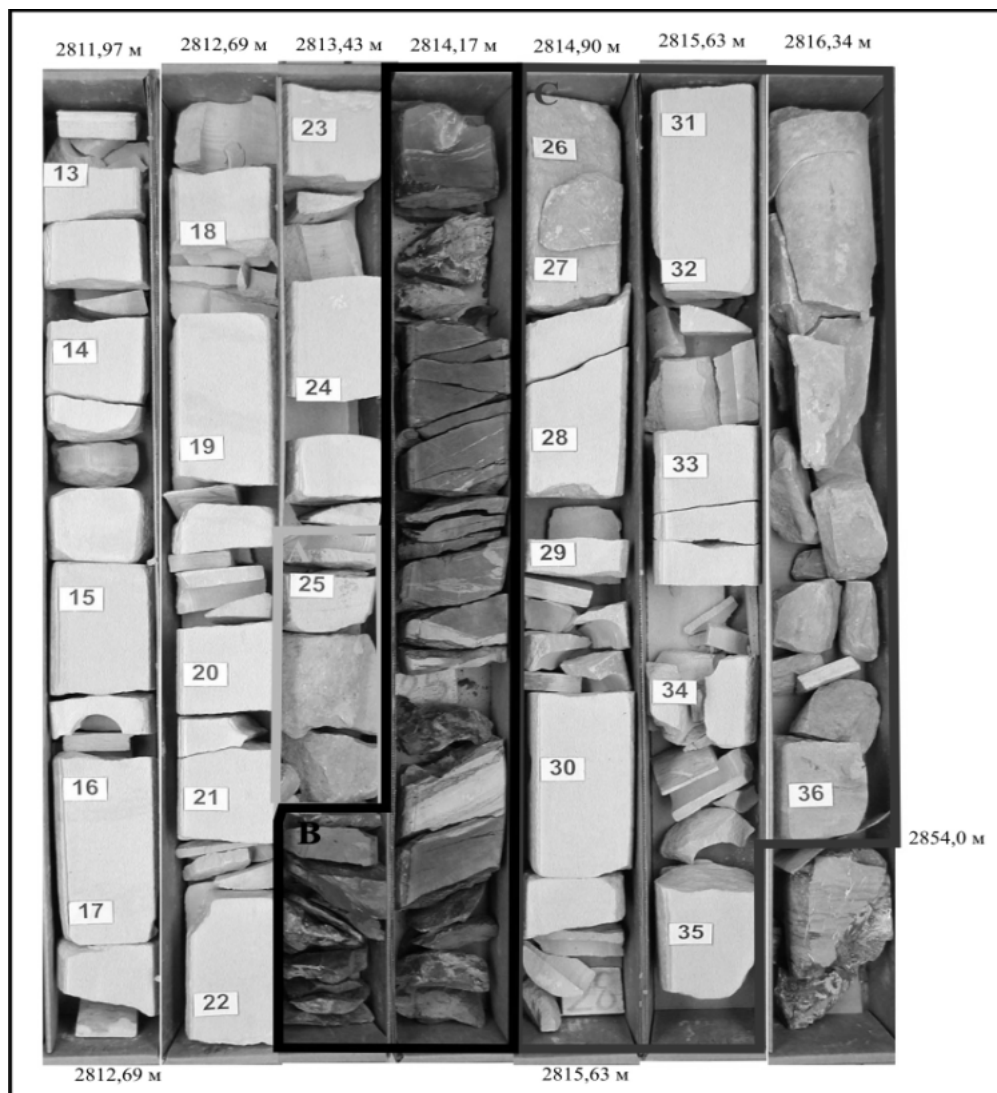


Рис. 4. Фотография керна из интервала аномального разреза Баженовской свиты (скв. 7050 Кечимовского месторождения): А – песчаники с оползневой текстурой; В – битуминозные аргиллиты с текстурой внедрения; С – песчаники с текстурой взмучивания и диагональным зеркалом скольжения

Испытание скважин в пределах АРБ проводилось только в зоне АРБ разломного типа, и там был получен приток нефти 2–4 м³/сут. Таким образом, авторами настоящей статьи выявлено, что при сползании по склону песчано-глинистой толщи, соответствующей толще Ачимовской свиты, она, натываясь на поднятие, нарушает структуру спокойно залегающих глин Баженовской свиты и оказывается внутри слоя. В ходе этого процесса происходило взмучивание еще неокрепших глин, а впоследствии – их оседание уже на пески ачимовской толщи, тем самым образуя отличную покрывку для образования продуктивных коллекторов.

Проведенные исследования в очередной раз показали всю сложность строения аномальной Баженовской свиты и ее зоны контакта с ачимовскими клиноформами.

Песчано-алевролитовые линзы Баженовской свиты являются потенциальным резервом и источником прироста запасов нефти в Западной Сибири. И их вполне можно использовать как самостоятельные объекты разведки и эксплуатации.

Библиографический список

1. **Беспалова Е. Б.** Особенности строения и условия образования аномальных разрезов Баженовской свиты (на примере Южно-Конитлорского и Курраганского месторождений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна) / Е. Б. Беспалова, А. А. Полякова, Д. С. Кучерявенко // Геология нефти и газа. – 2004. – № 1. – С. 6–13.
2. **Зарипов О. Г.** Новый тип разреза Баженовской свиты и перспективы увеличения извлекаемых запасов на территории деятельности ОАО «Сургутнефтегаз» / О. Г. Зарипов, В. П. Сонич // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО : мат-лы IV науч.-практ. конф. – Ханты-Мансийск, 2001.
3. **Захаров В. А.** Биостратиграфия неокома Северного Приобья Западной Сибири / В. А. Захаров, В. А. Казаненков, Ю. И. Богомолов, Н. К. Лебедева, В. А. Маринов, Ю. Н. Карогодин, Е. Б. Пещевицкая // Геология и геофизика. – 1999. – № 8. – С. 1135–1147.
4. **Мкртчян О. М.** Сейсмогеологический анализ нефтегазоносности отложений Западной Сибири / О. М. Мкртчян, Л. Л. Трусов, Н. М. Белкин, В. А. Дегтярев. – М. : Наука, 1987.
5. **Нежданов А. А.** Аномальные разрезы Баженовской свиты и их сейсмогеологическая характеристика / А. А. Нежданов, Н. Н. Туманов, В. А. Корнев // Сейсморазведка для литологии и стратиграфии : тр. ЗапСибНИГНИ. – Тюмень, 1985.
6. **Осыка А. В.** Условия формирования аномальных разрезов Баженовской свиты на Тевлинско-Рускинском месторождении / А. В. Осыка // Вестник недропользователя. – 2002. – № 11.

ВОДОРАСТВОРЕННЫЕ ГАЗЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ И ВОЗМОЖНОСТЬ ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

В.В. Ларичев, докторант;

В.И. Попков, профессор, академик РАЕН, декан геологического факультета

Кубанский государственный университет, г. Краснодар,

т.ел.: 8(861)2199634; e-mail: geoskubsu@mail.ru

Рецензент: Анисимов Л.А.

Рассмотрены условия формирования водорастворенных углеводородных газов в подземной гидросфере и возможность их промышленного использования. Намечены объекты, имеющие первоочередное значение для территории Краснодарского края.

Conditions of water-soluble hydrocarbon gases' formation in underground hydro-sphere and possibility of its industrial usage have been reviewed. Objects of top priority task of the Krasnodar region have been marked.

Ключевые слова: подземная гидросфера, углеводородные газы, газо содержание, термобарические условия, ресурсы, разработка.

Key words: underground hydrosphere, hydrocarbon gases, gas content, thermobarical conditions, resources, development.

Водорастворенные (углеводородные) газы подземной гидросферы рассматриваются, как правило, в качестве «нетрадиционных ресурсов» и в России до настоящего времени не нашли достойного применения. При этом потенциальные ресурсы водорастворенных углеводородных газов, по экспертным оценкам, на несколько порядков выше разведанных запасов свободного природного газа и исчисляются сотнями и тысячами трлн м³. Подобные расчеты используют усредненные параметры газосодержания. Так, в пределах Волго-Уральского нефтегазосодержащего бассейна (НГБ) газосодержание подземных вод продуктивных отложений палеозоя невысокое и составляет 1,0–1,3 м³/м³, в юрско-меловом комплексе Западно-Сибирского мегабассейна – несколько выше и достигает 2–3 м³/м³ (реже более). Близкие значения газосодержания пластовых вод среднеплиоценовых отложений установлены на некоторых площадях Южно-Каспийской впадины.

Несколько выше газосодержание в пластовых водах Предкавказья и Керченского полуострова. Так, в водах Среднекаспийского НГБ газосодержание изменяется от 4 до 6 м³/м³, на площадях Керченского полуострова – от 3,97 до 5,15 м³/м³, в Индоло-Кубанском прогибе – до 8 м³/м³. В то же время отмеченная выше прямая зависимость газосодержания от глубины опробования в Южно-Каспийской впадине сменяется на экспоненциальную на площадях Керченского полуострова (рис.). При этом, как и в Южно-Каспийской впадине, до глубины 3000 м нарастание величины газосодержания имеет прямую зависимость, и лишь на глубинах свыше 3–4 км отмечается замедление темпа роста газосодержания на фоне резкого увеличения его абсолютных значений. Аналогичная картина отмечена и в западной части Индоло-Кубанского прогиба.

При всех недостатках применяемых методик расчетов ресурсов водорастворенных газов НГБ не вызывает сомнения, что эти ресурсы огромны и значительно превышают запасы известных газовых месторождений. В то же время целенаправленное изучение газоносности глубокозалегающих (5–6 км) комплексов в настоящее время не рассматривается. Известно, что формирование самостоятельных (свободных) газовых залежей возможно только в том случае, если объем генерации УВ выше, чем их растворимость в пластовых водах в конкретных термобарических условиях. В противном случае весь газ будет пребывать в водорастворенном состоянии. При этом предельный объем водорастворенного газа является функцией трех переменных величин, какими являются минерализация пластовых вод, пластовое давление и температура. По этой причине наблюдаемое нарастание растворимости углеводородов в пластовых водах с увеличением глубины залегания, сопровождающееся ростом температуры, давления и минерализации пластовых вод, – явление вполне закономерное, имеющее под собой физико-химическое обоснование.

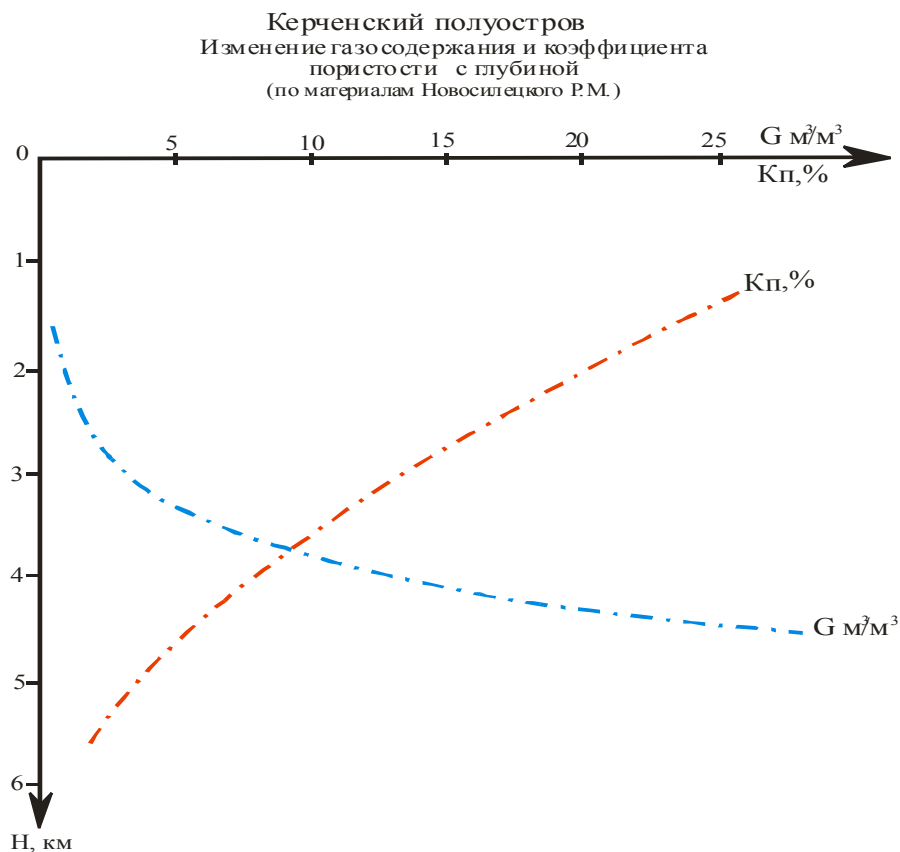


Рис. Керченский полуостров.
Изменение газосодержания и коэффициента пористости с глубиной

Таким образом, есть все основания полагать, что основные запасы газо-образных УВ в недрах НГБ находятся либо в виде свободных газовых скоплений, либо в растворенном в пластовых водах состоянии. Установлено, что чем выше глубина залегания газоносной толщи при высоком геотермическом градиенте, в условиях пониженной (менее 100 г/л) минерализации, тем меньше интенсивность дегазации пластовых вод, и большие объемы газа консервируются именно в водорастворенном состоянии. В пластовых водах высокой (до 350 г/л) минерализации растворимость газа резко снижается, и большая его часть остается в свободном состоянии. Следовательно, в условиях равных генерационных и консервационных потенциалов в НГБ с низкой минерализацией пластовых вод могут формироваться месторождения водорастворенного газа, а в условиях высокоминерализованных вод – свободного газа.

Примером водогазовых (газоводяных) залежей на глубинах около 4 тыс. м и невысокой минерализацией пластовых вод, не превышающей 10–15 г/л, являются структуры Таманского полуострова (Кучугуры, Фонталовская), Фонтановское газоконденсатное месторождение, Горностаевская, Кореньковская структуры в Крыму и ряд других. Так, на площадях Кучугуры и Фонталовская при опробовании верхнемелового карбонатного комплекса с глубины 3,5–4,2 км получены переливающие притоки высокотермальных (до 120–130 °С) пластовых вод дебитом от 400 до 2000 м³/сутки. Пластовые давления, замеренные на глубинах 3865 и 3968 м (скважина 10-Фонталовская), составили 71,5 и 73,1 МПа при коэффициенте аномальности 1,85, а исследования, вы-

полненные на штуцерах 4, 6 и 8 мм, показали возможность получения от 8 до 23 тыс. м³ газа в сутки при величине газового фактора 9–67 м³/м³. В скважине 5-Фонталовская пластовое давление, замеренное на глубине 3684 м, составило 64,0 МПа при коэффициенте аномальности 1,97, а при испытании интервала 3820–3899 м был получен приток газа потенциальным дебитом около 200 тыс. м³/сутки. Пластовое давление на глубине 3818 м составило 697 кгс/см². Коэффициент аномальности – 1,82; коэффициент гидропроводности kh/μ равен 8,2 д. см/сп³. Пластовые воды характеризуются гидрокарбонатно-натриевым типом, коэффициент гNa/гCl изменяется от 1,85 до 2,57, величина минерализации колеблется в пределах 5,0–9,2 г/л с довольно высокими концентрациями йода (28,4–44 мг/л), бора (112–427 мг/л), низким содержанием брома (10–23 мг/л) и магния – от 17 мг/л до полного отсутствия. Щелочноземельные металлы в пластовых водах не определялись. Установлено, что в термобарических условиях верхнемеловых отложений Таманского полуострова в пластовых водах может быть растворено не более 7–7,5 м³/м³ метана, а до 18–26 м³/м³ может присутствовать в виде диспергированного газа. В связи с этим при оценке «газоэнергетического потенциала» Тамани в расчетах рекомендуется использовать величину предельной газоемкости пластовых вод, равной 33 м³/м³, что в пересчете на среднесуточный дебит 1500 м³/сутки обеспечит добычу почти 50 тыс. м³ газа.

Принципиальная схема определения инвестиционной привлекательности проекта по использованию водорастворенных газов верхнемелового карбонатного комплекса Таманского района может выглядеть следующим образом. На первом этапе, в целях снижения капитальных затрат, производится расконсервация и восстановление двух ранее пробуренных скважин. При этом одна из них оборудуется как эксплуатационная, вторая – как нагнетательная для сброса отработанных вод. Водогазовая смесь с устья эксплуатационной скважины подается в сепаратор, и сепарированный газ поступает потребителю. Ближайший пос. Фонталовский расположен всего в нескольких километрах от скважины.

Дегазированная пластовая вода с температурой 120–130 °С поступает на геотермальную электростанцию, происходит выработка электроэнергии и подача ее потребителю, что скажется на снижении себестоимости газа как основного продукта. Охлажденную до 100–105 °С воду целесообразно направить частному потребителю тепличного хозяйства, отпускная цена которому значительно выше, нежели предприятиям социального сектора (ЖКХ). И, наконец, перед сбросом отработанных вод обратно в пласт она подается для извлечения гидроминерального сырья, в частности йода. При среднем содержании йода в водах верхнемелового комплекса 31,7 мг/л и суточном дебите 1500 м³/сутки только за месяц на поверхность будет выноситься около 1,4 т йода, рыночная стоимость которого в текущих ценах составит около 0,8 млн руб. В скважине Фонталовская 1 среднее содержание йода немногим более 40 мг/л, что в пересчете на суточный дебит составляет 1,8 т в месяц, стоимостью уже более 1,0 млн руб.

С целью снижения негативной нагрузки на экосистему региона на участке необходимо предусмотреть вариант возврата отработанных вод обратно в пласт, поскольку сброс на рельеф потребует разработку ряда мер по предотвращению загрязнения ландшафта и грунтовых вод. Поскольку объем закачиваемых вод, с учетом безвозвратных потерь, будет меньше, чем отбираемый, со временем произойдет снижение пластового давления, что приведет к частичной дегазации пластовых вод и выделению водорастворенного газа в

свободную фазу. Падение аномально высокого пластового давления верхне-меловой залежи на Фонталовской площади до нормального гидростатического приведет к росту величины газового фактора до 300–310 м³/м³, в результате доля извлечения газа может значительно возрасти.

Таким образом, в условиях постоянно растущих цен на энергоносители проведение экспертных оценок инвестиционной привлекательности проектов разработки месторождений углеводородных газов приобретает новый стратегический смысл, тем более в районах с развитой инфраструктурой. Достоверность таких оценок во многом определяется степенью достаточности геологической информации по уже изученным и перспективным на вскрытие пластовых вод с высоким газосодержанием структурам. Инвестиционные риски будут сведены к минимуму, если ввести в практику проведение государственной экспертизы подсчета эксплуатационных запасов газонасыщенных пластовых вод и проектов ТЭО их разработки, а также ТЭО кондиций по извлечению гидроминерального сырья. Такие объекты, как Фонталовская и Кучугуры, могли бы быть первыми в этом списке.

Работа выполнена в рамках проекта «Развитие научного потенциала высшей школы» № 2.1.1/3385 и поддержке РФФИ: грант 09-05-96502-р_юг_а.

К ПРОБЛЕМЕ ПО ИСКОВ И РАЗВЕДКИ НЕФТИ И ГАЗА В НАДСОЛЕВЫХ (МЕЗОЗОЙСКИХ) ОТЛОЖЕНИЯХ ЮГО-ЗАПАДНОГО ПРИКАСПИЯ

И.А. Миталев, заместитель руководителя

*Астраханский филиал «ТФГИ по Южному федеральному округу»,
тел.: (8512) 35-63-97, e-mail: fgutfi@rambler.ru*

Е.Н. Лиманский, аспирант

*Калмыцкий государственный университет, г. Элиста,
тел.: 8(8472)-26-27-99; e-mail: geologi2007@yandex.ru*

Рецензент: Мурзагалиев Д.М.

Дан анализ материалов о строении и нефтегазоносности мезозойских отложений. Рассмотрен ряд основных факторов, влияющих на формирование и размещение залежей углеводородов в разрезе. Сделаны выводы и рекомендации по повышению эффективности дальнейших поисковых работ на нефть и газ в регионе.

Analysis of materials on the structure and oil and gas bearing of mesozoic sediments is given. A number of major factors influencing formation and placing of deposits of hydrocarbons in the cut is considered. Conclusions and recommendations on the increase of efficiency of the further search works on oil and gas in the region have been done.

Ключевые слова: надсолевые и юрско-меловые отложения, соляная тектоника, нефтегазоносные комплексы, породы-коллекторы, ловушки нефти и газа.

Key words: suprasalt and Jurassic-Cretaceous sediments, hydrochloric tectonics, oil-and-gas complexes, rocks-reservoirs, oil and gas traps.

Изучение характера газонефтепроявлений в Прикаспийской впадине позволяет выявить некоторые закономерности распространения углеводородов. В регионе обращает на себя внимание тот факт, что если с более древними продуктивными толщами (карбон, пермтриас, средняя юра, нижний мел) связаны нефтяные и газоконденсатные залежи, то в отложениях плиоцена содержится главным образом газ.

В условиях общего интенсивного прогибания Прикаспийской депрессии в ее пределах, наряду с зонами устойчивого прогибания, обособились участки относительно замедленного прогибания. Последние отразились в структуре мезозоя в виде поднятий. Эти поднятия по своим размерам, форме и амплитудам почти не отличаются от структур более северных районов Русской платформы. Тектоническое развитие Прикаспийской впадины продолжалось и в неоген-четвертичное время. Однако это не привело к существенному изменению мезозойского структурного плана.

Развитие структурного плана Прикаспийской впадины протекало по-разному в западной и восточной ее частях. В западной части четко выраженного линейного расположения основных структурных элементов не наблюдается. Для структур восточной части Прикаспийской впадины характерно то, что простирание их осей параллельно простиранию уральских складчатых сооружений. Зоны поднятий и прогибов восточной части Прикаспия, следуя направлению герцинид Урала, дугообразными линиями ограничивают юго-восточную окраину Прикаспийской впадины и всей Русской платформы в целом. На долоте р. Урала происходит наложение двух структурных направлений – северо-западного и уральского. Это наложение отражается на структурной схеме мезозойского комплекса и отчасти – на схемах мощностей основных продуктивных комплексов. Вдоль реки Урал фиксируются структурные формы своеобразных очертаний, которые отражают два структурных направления.

Низкая разведанность ресурсной базы УВ надсолевых отложений, при широком их развитии в регионе, вызывает необходимость выбора и обоснования перспективных направлений дальнейших работ. Выполненный с этой целью анализ накопленных материалов позволяет рассмотреть ряд вопросов, определяющих в значительной степени стратегию поисковых работ в различных районах и комплексах.

На юго-западе Прикаспийской впадины характер распространения надсолевых отложений и полноты разреза в решающей степени обусловлены проявлением соляной тектоники. Здесь выделяются три нефтегазоносных комплекса: верхнепермско-триасовый терригенный, юрско-меловой карбонатно-терригенный и плиоценовый.

На юге, в пределах кряжа Карпинского, основные перспективы связаны с мезозойскими (юрско-меловыми) отложениями, слагающими нижнюю часть платформенного чехла. Эти отложения, за исключением верхнемеловых, представлены терригенными породами. Верхнемеловые отложения повсеместно сложены карбонатными отложениями. В предшествующие годы в поисковом бурении находилось более 30 площадей. Выявлено 6 нефтяных и газовых месторождений в интервале глубин 800–2800 м. Месторождения преимущественно мелкие по запасам, одно- двух-, реже – четырехпластовые. Приурочены преимущественно к терригенным коллекторам порового типа, реже – к карбонатным коллекторам.

Все выявленные в надсолевом разрезе месторождения приурочены к триасовым и юрско-меловым отложениям. Несмотря на газопроявления из

верхнепермских отложений, залежей промышленного значения не было выявлено. Связано это, в основном, с низкими коллекторскими свойствами песчаных пород. Пласты песчаников и алевролитов имеют сложный характер распространения даже в пределах одной площади. Разрезы характеризуются преимущественно глинистым составом.

В юго-западном Прикаспии основные природные резервуары выделяются в нижнем триасе. Регионально выдержаны три основных пласта (горизонта) терригенных коллекторов, экранируемых пластами и толщами глин. К ним приурочены 5 газовых месторождений (Бугринское, Северо-Бугринское, Шаджинское, Северо-Шаджинское, Совхозное) и Юртовское нефтяное. Продуктивными являются разнородные песчаники и алевролиты пористостью 11–23 %. Коллекторы порового типа эффективной мощностью 3–5 м [2]. В среднем триасе газоносны трещиноватые и кавернозные известняки пористостью 3–19 % на Северо-Шаджинском месторождении. Преимущественно глинистые отложения среднего и верхнего триаса относятся к флюидоупорам.

Месторождения в триасе приурочены к ловушкам, экранируемых солью и тектоническими нарушениями в надсводовых частях соляных куполов. Наиболее полный разрез триасовых отложений мощностью до 3 км представлен в Прикаспийской впадине в Сарпинском прогибе. К югу и юго-востоку происходит воздымание триасовых отложений с образованием ряда узких (20–40 км) террас и выклинивание в этом направлении верхних горизонтов. В южной части территории области верхнепермско-триасовые отложения отсутствуют.

Повсеместное развитие в регионе имеют юрско-меловые отложения. Они практически плащеобразно перекрывают с большим несогласием более древние отложения. С отложениями этого комплекса связаны многочисленные нефтегазопроявления, и выявлен ряд месторождений УВ на данной территории и сопредельных районах.

В юрском разрезе региональным резервуаром являются песчаники байосской базальной пачки (30–70 м). Покрышками служат глинистые отложения этого возраста. Нефтенасыщены пласты разнородных песчаников пористостью 13–24 %. Выявленные в регионе залежи приурочены к структурной (антиклинальной) ловушке (Бешкульское месторождение), а также ловушке примыкания к крутому склону соли (Верблюжье, западный блок).

В нижнем мелу регионально выдержанными резервуарами являются пласты разнородных песчаников в нижнеаптских и нижнеальбских отложениях. Покрышками являются глинистые толщи этого возраста. Пористость песчаников нижнеаптского горизонта – 15–24 %, мощность – 15–20 м. Мощность нижнеальбского продуктивного горизонта – 10–20 м, пористость – 24–28 %.

В Астраханском Прикаспии к ним приурочены залежи нефти на Верблюжем месторождении (северо-восточный блок). На крыже Карпинского газоносны нижнеальбские песчаники на Промысловском месторождении. Ряд нефтяных, нефтегазовых и газовых месторождений выявлен в сопредельных районах Калмыкии.

В верхнем мелу коллекторами являются пласты трещиноватых известняков. Небольшая газовая залежь в этих отложениях выявлена на Верблюжем месторождении (северо-восточный блок).

Залежи в нижнем мелу приурочены к структурным (антиклинальным) ловушкам тектонически нарушенным.

В палеогене известны газовые залежи в районах Калмыкии. Газонасыщены пласты глинистых алевролитов (5–10 м) пористостью 25–27 %, экранируемые глинами.

В неоген-четвертичных отложениях на отдельных площадях притоки газа получены из пластов и линз алевролитов и песчаников. Из-за сложного характера распространения коллекторов в разрезе оценка их газонасыщенности и практическое использование связаны с большими трудностями.

В толще плиоцена в центральной части Прикаспийской впадины четко выделяется два типа пород с различными коллекторскими свойствами. К первому типу относится мергелисто-глинистый комплекс, а ко второму – песчано-алевритовый.

Породы мергелисто-глинистого комплекса, развитые в основном в акчагыльском ярусе, представлены алевритистыми мергелями, алевритисто-известковистыми глинами или просто чистыми глинами. Характерно то, что породы мергелисто-глинистого комплекса плохо проницаемы или почти непроницаемы, а это практически исключает возможность миграции флюидов, поэтому эти осадки могут служить хорошей непроницаемой крышкой в ловушках нефти и газа.

Второй комплекс – песчано-алевритовый – представлен преимущественно алевритистыми глинами, алевритами, алевролитами и песками, иногда сцементированными известково-глинистым цементом. Эти отложения имеют высокую абсолютную пористость (25–33 %) и характеризуются исключительно большой проницаемостью. Обладая такими свойствами, они являются прекрасными коллекторами, с которыми в центральной части Прикаспийской впадины связаны скопления газа.

В плиоценовом комплексе Прикаспия можно выделить несколько продуктивных пачек. Первая песчано-алевритовая пачка располагается в основании верхнеплиоценового комплекса и является базальным слоем. Наиболее четко эта пачка выражена в окраинных районах Прикаспия. Мощность этой толщи колеблется от 0,5 до 10 м (при среднем значении 1–3 м). Продуктивность пачки была выявлена на Мельниковском и Новобогатинском месторождениях, а также на Тинакской разведочной площади. Эта пачка продуктивна также на Черно-Реченском соляном куполе и предположительно на оз. Большой Сакрыл.

Вторая продуктивная пачка приурочена к нижней части апшеронского яруса. Это нижняя песчано-алевритовая толща нижнего апшерона. Мощность ее колеблется от 12 до 45 м. Эта пачка широко распространена в междуречье Урал – Волга, в левобережье Урала и Астраханских степях. Вторая песчано-алевритовая пачка является по существу основной продуктивной свитой верхнего плиоцена. Она содержит залежи газа в Азау, Астрахани, Алтынбай-Арале, Ауке-тайчагыле, Джамбае, Чаганак-Соре (Кали), Каргале, Саралжине, Ушкультасе, Факеево, Бакланьем и в других местах (табл.). Интенсивные газопроявления из этой пачки отмечены при бурении на Кирикилинском и Курчанском поднятиях в районе Астрахани.

Третья продуктивная пачка, соответствующая верхней песчано-алевритовой серии, приурочена к нижнему апшерону. Эта пачка распространена в Волго-Уральском междуречье, в Саратовско-Астраханском Поволжье, в Астраханских степях и на левобережье реки Урал. Она содержит газ в Азау, Астрахани, Аукетайчагыле, Багырдае, Бакланьем, Джамбае, Кали, Каргале, Найзамале, Ушкультасе, Факеево и других пунктах. Газопроявления из этой

пачки наблюдались в Кирикилях, Каргале, Кызылджаре, Разночиновке, Харабалах и Ганюшкино.

Четвертая песчано-алевролитовая пачка располагается в кровле верхнего плиоцена, т.е. в верхах среднего апшерона, поскольку отложения верхнего апшерона во многих районах Прикаспия размывты последующей трансгрессией. Мощность этой продуктивной пачки колеблется от 2 до 10 м. Газопроявления, приуроченные к ней, наблюдались из шурфов и скважин на Азау, Аукетчайгыле, Баксае, Кали и Каменном Яре.

С этими четырьмя горизонтами и связана основная продуктивность верхнего плиоцена. Правда, незначительные газопроявления встречаются спорадически и в других горизонтах, но они имеют второстепенное значение. Газоносные горизонты, находящиеся между второй песчано-алевритовой серией и кровлей акчагыла, встречены на Астраханском месторождении. Два аналогичных горизонта, лежащих гораздо ниже второй продуктивной пачки, были вскрыты в процессе бурения на Кирикилинской разведочной площади, где один из этих горизонтов дал интенсивный газовый фонтан дебитом 78 100 м³/сутки с глубины 438–444 м.

Плиоценовые продуктивные пачки сохраняют пластовый характер залегания как на соляных куполах, так и в межкупольных зонах, что позволяет связывать с ними большие перспективы на значительной территории. Чередование пачек-коллекторов пластового характера с непроницаемыми породами создает благоприятные условия для аккумуляции углеводородов нефтяного ряда.

Судя по особенностям распространения нефтегазопроявлений, продуктивность плиоценовых отложений носит региональный характер, что подтверждается большим количеством естественных газопроявлений и выявленных месторождений. Область распространения газоносных отложений плиоцена занимает площадь более 300 тыс. км² и тянется от Общего Сырта на севере до Каспийского моря на юге и от р. Волги на западе до низовьев Урала и Сагиза на востоке.

Большое значение для правильной оценки плиоценовых отложений имеют стабильные дебиты в скважинах. Так, например, многочисленные интенсивные газовые выбросы и фонтаны, полученные в Азау, Алтынбай-Арале, Астрахани, Багырдае, Бакланьем, Кали, Кызылджаре, Ушкультасе, Саралжине и других пунктах, давали дебиты газа от 2 до 10 тыс. м³ сутки, а на Мельниковском месторождении достигали 58 тыс. м³ сутки при средних дебитах от 20 до 30 тыс. м³ сутки. На площади Кирикили дебиты газа составили 78 тыс. м³ сутки. Скв. Г-17 на Аукетайчагыле давала более 111 тыс. л³/сутки. Скв. 2 на месторождении Кали непрерывно фонтанировала в течение девяти лет, причем снижения дебита газа не наблюдалось. Скв. 1 Джамбайского поднятия в течение шести лет дает до 25 тыс. м³/сутки. Более пяти лет интенсивно фонтанировали многие скважины на Аукетайчагыле, около трех лет горел факел на Саралжинском поднятии. Все эти факты свидетельствуют о целесообразности поисков и разведки плиоценовых залежей газа в Прикаспийской впадине (табл.).

В целом, рассматриваемые комплексы и слагающие их отложения по своему строению, особенностям распространения и нефтегазовому потенциалу обладают различными перспективами.

Согласно современным оценкам, северная часть территории области по удельной плотности извлекаемых начальных суммарных ресурсов (НСР) УВ по надсолевым отложениям относится к землям VII категории

(5–10 тыс. т/км² усл. топлива). В тектоническом отношении это районы Сарпинского и Заволжского прогибов. Еще ниже этот показатель (менее 5 тыс. т/км²) для южной части территории.

Таблица

Распределение нефти и газа в юго-западной части Прикаспийской впадины

Возраст отложений	Месторождения, разведочные площади пункты нефтегазопроявлений																						
	Азау	Астраханское	Ганошкино	Джамбай	Замьяновское	Казинка	Каменный Яр	Кара-Мола	Карантиное	Кирижили	Копановка	Кукурте	Курчанокое	Никольское	Рааночиовка	Райгород	Сарпинское	Селитренное	Соленое Займище	Солодники	Тынаки	Харабали	Черный Яр
Четвергичные отложения	пг и	пг ги			кн нг	кн ги		гп ги	кн ги	нг ги	кн ги	ги		кн ги		кн ги	ги	кн ги		кн ги	нг		кн ги
Верхний плиоцен	пг	пг	нг	пг	нг		нг			нг			нг	нг					нг гп		пг	нг	
Палеоген																							
Сенон-турон																			нг гп				
Апт	нг			нг						нг					нг								
Неоком	нг			нг											нг						гп		
Верхняя юра																							
Средняя юра	нг		нг	нг	нг					нг					нг гп						нг гп		
Нижняя юра																							
Пермо-триас				нг																			
Башкир		г																					
Девон		г																					

В структуре НСР около 85 % составляют перспективные и прогнозные ресурсы. Практически около 5 % составляют разведанные запасы. В известной степени это связано как с недостаточной, так и неравномерной изученностью территории.

В настоящее время в фонде подготовленных к бурению структур находится ряд поисковых объектов и перспективных участков, требующих проведения детализационных работ.

Суммарные геологические ресурсы подготовленных сейсморазведкой структур по категории С₃ составляют 36,5 млн т усл. топлива.

Это различные по строению структуры (ловушки), сформированные в триасовых и юрско-меловых отложениях.

Как известно, существенную роль в генерации и накоплении УВ играют многочисленные геологические факторы, оказывающие в той или иной степени влияние на формирование, сохранение и размещение залежей УВ. Применительно к геологическим условиям рассматриваемых отложений важным является вопрос о генерации и аккумуляции УВ.

Большинством геологов делается вывод, что основным источником поступления УВ в надсолевые отложения являются подсолевые породы. Главным образом это относится к отложениям верхней перми и триаса. В это время происходило накопление преимущественно континентальных отложений, неспособных генерировать УВ в достаточных количествах для формирования залежей промышленного значения.

В отличие от этого, юрские породы способны генерировать УВ в количествах, имеющих практическое значение. В меньшей степени это относится к нижнемеловым [1].

Таким образом, формирование залежей в надсолевых отложениях может быть как за счет поступления УВ из подсолевого разреза, так и собственного нефтегазового потенциала, главным образом, юрских отложений.

В северных районах области особенности строения верхнепермско-триасовых отложений, формирование и размещение залежей в разрезе, при прочих равных условиях, связаны с проявлением соляной тектоники.

В соответствии с вышеуказанным, формирование здесь залежей происходит с большой долей вероятности за счет поступления УВ из подсолевого разреза.

Отмечается в целом приуроченность месторождений к зонам значительной дифференциации соли, где по геофизическим материалам предполагается наличие разрывов соляного экрана.

Анализ условий залегания продуктивных отложений свидетельствует об их приуроченности к различным типам соляных куполов. В свою очередь, формирование месторождений связано с ловушками, стоящими на путях миграции УВ. Такими путями являются глубокопогруженные межсолевые мульды, зоны региональных разломов.

Значительную роль в процессе латеральной миграции играет соотношение соляных гряд и регионального наклона надсолевых отложений. Поступающие УВ из глубоких горизонтов, зон разломов мигрировали по региональному наклону и затем, как по одному из возможных путей, вдоль соляных гряд, улавливались в различных ловушках. Неблагоприятное в этом отношении расположение отдельных ловушек может быть одной из причин их непродуктивности. Отмечается в целом, что продуктивными являются в основном крылья (блоки) структур, расположенные в направлении регионального погружения надсолевых отложений. Это может быть одним из поисковых признаков при размещении работ на данной территории.

Как указывалось ранее, наиболее полные разрезы триасовых отложений развиты в Сарпинском прогибе. К югу и юго-востоку в региональном плане отмечается выклинивание триасовых отложений с образованием отдельных узких террас. К первой из них приурочен ряд месторождений газа.

Юрско-меловые отложения в районах проявления соляной тектоники развиты в наиболее полном объеме в пределах межкупольных мульд и обычно отсутствуют в сводах прорванных куполов.

Известные залежи нефти в юрско-меловых отложениях (Верблюжье месторождение) приурочены к ловушкам двух типов. На северо-восточном блоке – это антиклинальная ловушка над периферией купола. На западном блоке –

это ловушка примыкания к крутому склону соли (экранируемая солью). В обоих случаях ловушки расположены в направлении погружения надсолевых отложений в сопредельные мульды. Последние, при прочих равных условиях, могут быть благоприятными зонами образования УВ за счет реализации нефтегазового потенциала этих отложений.

На юге территории, где отсутствует соляная тектоника, юрско-меловые отложения имеют повсеместное распространение. На региональном фоне погружения пород на юг эти отложения осложнены отдельными локальными поднятиями. Это малоамплитудные брахиантиклинальные складки, часть из которых осложнена тектоническими нарушениями. Представляют собой в основном ловушки антиклинального типа, продуктивность которых, при прочих равных условиях может быть связана с наличием в разрезе пластов-коллекторов и пород, способных генерировать нефть и газ.

Интересны в этом отношении исследования в других регионах относительно дальности миграции УВ при формировании месторождений в терригенных комплексах [3]. Исходя из принятой модели, что генерация УВ идет в самой толще, расчеты показали значительные изменения размеров нефтесборной площади для различных по запасам месторождений.

Так, в общем виде для нефтяных месторождений с запасами 2,5–7 млн т радиус нефтесборной площади колеблется от 0,8 до 12 км. Применительно к геологическим условиям рассматриваемой территории по такой схеме возможно формирование значительного количества месторождений. В действительности это не так, в силу ряда причин, прежде всего геологического характера.

Следует отметить, что перспективы мезозойских отложений в значительной степени определяются существованием в палеоплане благоприятных условий для реализации нефтегазоматеринского потенциала пород. Таким условиям в целом соответствуют зоны развития, главным образом, юрских отложений, залегающих на глубинах порядка 1400–1500 м. Благоприятной в этом отношении в региональном плане является южная часть территории. Естественно, это не исключает формирования залежей в разрезе за счет поступления УВ из прогибов, более глубоких горизонтов в зонах тектонических нарушений и в целом по разломам. Заслуживают внимания в этом отношении приразломные структуры. В свою очередь, дизъюнктивные нарушения в общем случае являются не только путями поступления УВ в комплекс и пласты коллекторов, но и путями рассеяния флюидов, а также препятствием для их латеральной миграции.

Для региона отмечается приуроченность залежей УВ к структурам раннего времени заложения. Последние, при прочих равных условиях, представляют собой ловушки, способные аккумулировать УВ на разных этапах нефтегазообразования и миграции.

Практическое значение для дальнейших работ может представлять ряд выводов, вытекающих из анализа причин отрицательных результатов прошлых лет.

К их числу относятся отрицательные результаты поисковых работ на отдельных антиклинальных структурах в юрско-меловых отложениях в южной части территории. Здесь на региональном фоне погружения пород в южном направлении, углы наклона северных критических крыльев структур лишь не намного превышают региональный наклон. Не исключено, что вследствие этого на отдельных структурах нефтенасыщена лишь кровельная (1,0–1,5 м) часть пластов-коллекторов. Предполагается, что благоприятной ловушкой

для нефти является структура, наклон критического крыла которой превышает региональный подъем отложений в 2,5 раза и более. Предпочтительными в нефтегазоносном отношении здесь являются морфологически выраженные структуры раннего (юрского) времени заложения амплитудой более 25 м. Положительным фактором может быть наличие в северной части структуры тектонического нарушения сбросового типа (Бешкульское месторождение).

Значительное влияние на формирование залежей УВ, при прочих равных условиях, играет изменчивость коллекторских свойств и эффективных мощностей перспективных отложений. Это, в частности, относится к байосской базальной песчано-алевролитовой пачке, к которой приурочены залежи нефти и газа в регионе и сопредельных районах Калмыкии.

Для юрско-меловых отложений отмечается в целом увеличение песчаности продуктивных пластов в присводовых частях отдельных структур, связанных, прежде всего, с тектонической обстановкой их формирования [2].

Значительное опесчанивание отложений нижнего триаса прослеживается в широкой полосе в восточной части Сарпинского прогиба.

Получение на отдельных площадях нефтепроявлений из песчаных пластов, имеющих сложный характер распространения и изменчивость коллекторских свойств, может указывать на возможное развитие неструктурных ловушек.

Заслуживает изучения вытянутая в субширотном направлении зона отсутствия байосской базальной пачки южнее Бешкульского месторождения, в узкой полосе сочленения Прикаспийской впадины и кряжа Карпинского.

Безрезультативность работ на отдельных площадях может быть связана и с причинами методологического характера. К их числу относится практика опоскования отдельных перспективных объектов одиночными скважинами. Важное значение в этом отношении имеет статистика по региону в целом, согласно которой только одна треть месторождений выявлена первой скважиной.

Анализ материалов ГИС и результатов испытания на отдельных площадях свидетельствуют также, что ряд интервалов опробования захватывает водонасыщенную часть разреза. В отдельных случаях, вследствие плохой изоляции интервала испытаний, могли быть межпластовые перетоки.

В целом, перспективны для поисков залежей УВ практически все районы области. Малоизученными являются приморская часть территории и прилегающие районы Северного Каспия. Здесь на значительной по площади территории приморской части (более 4 тыс. км²), по аналогии с сопредельными районами, может быть выявлено в юрско-меловом комплексе порядка 20–25 структур. Поиски нефти и газа в регионе могут быть также связаны с неструктурными ловушками, целенаправленные работы на которых по существу не велись.

Таким образом, перспективы поисков УВ в рассматриваемых отложениях обусловлены наличием и сочетанием ряда геологических факторов. Каждый из них в той или иной степени имеет решающее значение для формирования, в конечном счете, залежей нефти и газа. Большое значение для поисковых работ имеет повышение качества подготовки объектов, получение максимальной информации об их строении до бурения. При выборе объектов для постановки поисковых работ и размещении их объемов в ряде случаев требуется проведение технико-экономического обоснования.

Выполненный анализ накопленных материалов и проведенная оценка геологических факторов нефтегазоносности, полученные выводы и отдельные положения могут иметь практическое значение в плане продолжения дальнейших работ и изменения сложившейся ситуации в регионе к лучшему.

Библиографический список

1. **Воронин Н. И.** Геология и нефтегазонасыщенность юго-западной части Прикаспийской синеклизы / Н. И. Воронин, Д. Л. Федоров. – Саратов : Изд-во Саратов. гос. ун-та, 1976. – С. 192.
2. **Григорович В. Я.** Коллекторы нефти и газа Астраханского Прикаспия / В. Я. Григорович, И. А. Миталев, О. И. Серебряков // Геология, география и глобальная энергия : мат-лы VIII Междунар. науч.-технич. конф. – Астрахань : Изд. дом «Астраханский университет», 2009. – С. 60–63.
3. **Навроцкий О. К.** О дальности миграции углеводородов (УВ) при формировании месторождений в терригенных комплексах / О. К. Навроцкий, Г. И. Тимофеев, А. О. Навроцкий // Геолого-экономические перспективы расширения минерально-сырьевой базы Поволжья и южных регионов Российской Федерации и пути их реализации в 2009–2010 гг. : тез. доклада науч.-технич. конф. – Саратов : СОЕАГО, 2002. – С. 109–110.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ПОИСКОВ УГЛЕВОДОРОДОВ В ЮГО-ЗАПАДНОМ ПРИКАСПИИ

Е.А. Сидорчук, ведущий научный сотрудник

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Москва,

тел.: 355-96-67*20-21; e-mail: e_Sidorchuck@vniigaz.gazprom.ru

Рецензент: Серебряков О.И.

На основе изучения и анализа геолого-геофизических материалов выполненных поисково-разведочных работ систематизированы и сформулированы основные перспективные направления поисков углеводородных залежей на территории Астраханской области.

Basic perspective directions of hydrocarbon reservoir exploration in the Astrakhan region have been systematized and formulated in the article on the basis of study and analysis of geological and geophysical data of the exploration carried out.

Ключевые слова: перспективы, нефтегазонасыщенность, глубокозалегающие отложения, пермотриасовые отложения, Астраханский свод, Заволжский прогиб, Каракульско-Смушковская зона поднятий.

Key words: prospects, oil and gas bearing, deep-bedded sediments, Permian-Triassic sediments, the Astrakhan vault, Zavolzhsky deflection, Karakul-Smushkovskaya zone of lifting.

Правильность выбора направлений и оценка перспектив нефтегазонасыщенности определяется адекватностью геологических представлений о формировании изучаемой территории.

В тектоническом отношении Астраханская область расположена в зоне сочленения Восточно-Европейской платформы и Скифско-Туранской плиты – в юго-западной части Прикаспийской впадины, являющейся крупнейшей надпорядковой отрицательной структурой. Эта территория включает тектонические элементы I порядка: северо-восточную часть кряжа Карпинского, Астраханский свод, Сарпинский прогиб (северное обрамление Астраханского свода), Заволжский прогиб, Каракульско-Смушковскую зону дислокаций.

Известно несколько тектонических схем рассматриваемой территории, различным образом отображающих ее геологическое строение.

На территории Астраханской области нефте- и газопроявления выявлены во всех вскрытых литолого-стратиграфических комплексах: девонском, нижне-среднефранском, визейско-башкирском, нижнепермском, триасовом, юрском, меловом и покровном неоген-четвертичном. Подавляющее большинство подтвержденных запасов сосредоточено в верхней части подсолевого визейско-башкирского разреза Астраханского свода.

Наиболее перспективными и менее изученными являются глубокозалегающие девонские и нижнекаменноугольные отложения. В пределах Астраханского свода пробурено 5 глубоких скважин с проектными забоями в девонских отложениях. Только скважина Девонская-2 доведена до проектной глубины. В процессе испытания промышленных притоков не выявлено, что можно объяснить несовершенством технологии освоения глубоких скважин в сложных горно-геологических условиях с АВПД и кислыми компонентами.

Представления о геологическом строении нижнекаменноугольных и девонских отложений на Астраханском своде сложились, в основном, в результате обобщающих тематических работ, выполненных в разные годы. Главным итогом этих работ стало выделение и оконтуривание по девонским отложениям (отражающие сейсмические горизонты III' и III) нескольких структур в терригенном и карбонатном девоне Астраханского свода. Ресурсный потенциал предварительно оцененных объектов в общей сумме составил около 2 млрд т.у.т.

Как новое направление поисковых работ на нефть и газ можно рассматривать подсолевые отложения обрамления Астраханского свода на глубинах свыше 5000 м, а именно в Заволжском прогибе. В отличие от Астраханского свода, волновая картина, характеризующая подсолевой комплекс отложений Заволжского прогиба, показывает глубокую слоистость пород, что связано с увеличением терригенных прослоев в подсолевых отложениях. В юго-восточной части Прикаспийской впадины в подобных отложениях на юго-западном протяжении Акжарской зоны в литологических ловушках в терригенно-карбонатных отложениях среднего карбона на глубинах порядка 5000 м открыты залежи бессернистой нефти на площадях Маткен, Улькентюбе, Карачунгул и других.

Другим перспективным направлением для наращивания ресурсов являются стратиграфические комплексы Каракульско-Смушковской зоны поднятий (КСЗП), расположенной в зоне сочленения Прикаспийской впадины с кряжем Карпинского. Протяженность КСЗП составляет около 400 км при ширине 30–50 км. Непосредственно к северу от нее располагаются Астраханский свод, Сарпинский прогиб и Карасальская моноклираль. На юге эта зона отделяется тектоническим швом от кряжа Карпинского.

Полученные геофизические данные подтверждают сложное строение пограничной зоны Прикаспийской впадины и кряжа Карпинского, которая характеризуется разломами типа сброса-надвигов с образованием горстов и грабенов. По поводу строения зоны сочленения существует несколько порой взаимно исключающих точек зрения. Существуют предположения, что КСЗП существовала как единая с Астраханским сводом приподнятая зона. В результате тектонических процессов первоначально единая карбонатная толща в южной части была разбита на отдельные части и смята в складки. Блоки КСЗП являются осколками от одновозрастной карбонатной плиты Астрахан-

ского свода, и что их внутреннее строение должно быть аналогичным строению самого свода. По образовавшимся разломам могли получить доступ в верхние слои коры и в осадочный чехол флюидизированные глубинные потоки, в том числе и углеводородосодержащие.

Для оценки нефтегазоносности с позиций геодинамики может рассматриваться вариант основного поступления УВ в палеозойский карбонатный массив КСЗП и Астраханского свода именно со стороны кряжа Карпинского. Правда, при этом варианте не исключается поступление УВ из Заволжского и Сарпинского прогибов.

Основные перспективы поисков нефти и газа в КСЗП связаны с приразломными, надвиговыми и поднадвиговыми структурами в карбоне. Выполненное здесь бурение на ряде площадей Краснохудукского и Смущковского валов свидетельствует о наличии удовлетворительных коллекторов в карбонатах каменноугольного возраста.

К юго-востоку от КСЗП в казахской акватории Каспия выделено крупное Кулалинское (Курмангазлинское) поднятие. Здесь в палеозойской части разреза отмечено развитие мощных слоистых толщ карбона и девона, а в структурном отношении, наряду с крупными линейными складками, присутствуют брахиантиклинальные формы.

Данные о коллекторских свойствах и термобарических показателях мезозойских и палеозойских нефтегазоносных комплексов требуют дальнейшего изучения. Также вызывают вопросы сохранности залежей в условиях дизъюнктивной тектоники.

В целом прослеживаемость отражающих горизонтов, приуроченных к каменноугольным отложениям, в том числе и целевого отражающего горизонта III (С2), приуроченного к кровле известняков каменноугольного возраста, в пределах КСЗП характеризуется большой сложностью. Прогнозируемые глубины продуктивных горизонтов каменноугольно-девонского возраста в КСЗП и южном склоне Астраханского свода в целом меньше, чем на Астраханском своде и в Заволжском прогибе на 1000–2000 м.

Тем не менее большие глубины залегания продуктивных горизонтов каменноугольно-девонского возраста и связанное с этим удорожание поисковых и разведочных работ сдерживают в настоящее время развитие этого направления.

Поэтому развитие направлений поиска УВ объектов в вышележащих стратиграфических комплексах осадочной толщи является актуальным.

Одно из перспективных направлений – это пермо-триасовый комплекс отложений, строение которых определяется соляной тектоникой, что определяет особенности перспективных залежей.

Перспективное направление нефтегазопроисловых работ связано с продуктивными песчаниками пермо-триасовых отложений ветлужской и баскунчакской серий, из которых получены газопроявления. Прогнозируемые ловушки относятся к тектонически экранированным, где экраном может служить соляная гряда и тектоническое нарушение, определяемое соляным тектогенезом. Сложная соляная тектоника является основным фактором, оказывающим сильное влияние на прослеживаемость отражающих границ. Наличие волн-помех, неортогональность некоторых профилей по отношению к соляным куполам затрудняют интерпретацию сейсмических данных.

На ряде площадей Заволжского прогиба, Кордонная, Итбайская, Георгиевская, Верхне-Харабалинская, прогнозируются залежи под соляными пластами. Данные отложения хорошо изучены в северо-восточной прибортовой

зоне Прикаспийской впадины, где верхнепермский разрез представлен всеми тремя ярусами: уфимским, казанским и татарским. На северо-востоке Западно-Казахстанской области в карбонатных отложениях калиновской свиты низов казанского яруса открыто Каменское газовое месторождение. Покрышкой для залежи служит толща терригенно-соленосных отложений гидрхимической свиты того же казанского яруса.

Новым направлением поиска нефтегазовых залежей являются зоны дробления в подошвенной части нижнетриасового комплекса, обусловившие хаотичность и пестроту сейсмической записи, что обнаружилось на примере Юртовского месторождения. Многократно испытывающий разнонаправленные вертикальные движения свод структуры, приведший к развитию зоны дробления, приводит к формированию залежи.

Одним из перспективных направлений поисков УВ являются неоген-четвертичные песчано-глинистые отложения, регионально газоносные по всей Прикаспийской впадине. Газопроявления в рассматриваемых отложениях, иногда даже в виде газовых выбросов при бурении скважин, известны давно. Газ по составу преимущественно метановый. Коллекторами в неоген-четвертичных отложениях являются пласты и линзы песков, обладающие высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Коллекторские свойства апшеронских песчаников: пористость – 30 %, проницаемость – $162 \times 10^{-15} \text{ м}^2$.

В апшеронских отложениях, приуроченных к гипсометрически повышенным участкам, соответствующим в большинстве своем сводам соляных куполов на территории Астраханского свода, были выделены ловушки. Тип ловушек – литологически ограниченные линзы. Несмотря на широкое развитие отложений этого комплекса, линзовидный характер распространения коллекторов в верхней части разреза существенно усложняет оконтуривание связанных с ними возможных залежей УВ и их эксплуатацию.

Библиографический список

1. **Анисимов Л. А.** О природе зоны сочленения Прикаспийской впадины и Скифской плиты / Л. А. Анисимов, В. Г. Кошель [и др.] // Вопросы геологии Прикаспия и шельфа Каспийского моря : сборник. – Волгоград : ООО «Лукойл-ВолгоградНИПИморнефть», 2004. – Вып. 62. – С. 98–110.
2. **Астраханский карбонатный массив:** строение и нефтегазонаосность / сост. М. П. Антипов, Ю. А. Волож, А. Н. Дмитриевский [и др.]. – М. : Научный мир, 2008. – 221 с.
3. **Белоусов О. Н.** Перспективы нефтегазонаосности триасового комплекса юго-западной части Прикаспийской впадины / О. Н. Белоусов, М. А. Григорьев [и др.] // Геология, география и глобальная энергия. – 2010. – № 3. – С. 134–137.
4. **Воронин Н. И.** Палеотектонические критерии прогноза и поиска залежей нефти и газа / Н. И. Воронин. – М. : Геоинформмарк, 1999. – 228 с.
5. **Соловьев Б. А.** Состояние и перспективы развития нефтегазопроисковых работ в зоне сочленения Прикаспийской впадины и кряжа Карпинского / Б. А. Соловьев, А. Н. Кондратьев [и др.] // Геология нефти и газа. – 2010. – № 4. – С. 31–38.

**ОСОБЕННОСТИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ**

В.С. Мерчева, доцент

*Астраханский государственный университет,
тел.: 8 (8512) 28-91-08; e-mail: geologi2007@yandex.ru*

Н.Ф. Федорова, доцент

*Астраханский государственный университет,
тел.: (88512) 52-49-99*131; e-mail: geologi2007@yandex.ru*

О.И. Серебряков, профессор

*Астраханский государственный университет,
тел.: 8-927-281-35-71; e-mail: geologi2007@yandex.ru*

О.В. Красильникова, заместитель начальника

*ООО «Газпром добыча Астрахань»,
тел.: 8(8512) 31-48-11; e-mail: okrasilnikova@astrakhan-dobycha.gazprom.ru*

А.О. Серебряков, профессор кафедры

*геологии и геохимии горючих ископаемых
Астраханский государственный университет,
тел.: (88512)52-49-99*131; e-mail: geologi2007@yandex.ru*

И.В. Быстрова, доцент

*Астраханский государственный университет,
тел.: 8(8512)35-26-78; e-mail: geologi2007@yandex.ru*

Т.С. Смирнова, доцент

*Астраханский государственный университет,
тел.: 8906-459-43-87; e-mail: juliet_23@mail.ru*

Е.Н. Лиманский, аспирант

*Калмыцкий государственный университет, г. Элиста,
тел.: 8(8472)-26-27-99; e-mail: geologi2007@yandex.ru*

Рецензент: Мурзагалиев Д.М.

Исследованы геологические особенности Прикаспийской впадины и распределение залежей нефти и газа по ее осадочному чехлу. Изучены причины появления нетрадиционных газовых компонентов. Сделан вывод о высоких перспективах нефтегазоносности осадочного чехла Прикаспийской впадины, в том числе его верхних частей в составе неогена и хвалыно-хазарских отложений.

Geological peculiarities of the Caspian depression and distribution of oil and gas deposits in its sedimentary cover have been studied. Causes of emergence of alternative gas components have been studied. There is a conclusion on high petroleum potential of sedimentary cover of the Caspian depression, including its upper part consisting of Neogene and hvalyno-Khazar sediments.

Ключевые слова: нефть, газ, Прикаспийская впадина, перспективы, геология, геохимия.

Key words: oil, natural gas, the Caspian depression, prospects, geology, geochemistry.

Северный Прикаспий с давних пор привлекал внимание исследователей. Упорные попытки проникнуть в недра этого региона и познать закономерности его строения осуществлялись постоянно. Однако исключительная сложность геологии, неблагоприятные природные условия, безводность и малонаселенность Прикаспия затрудняли изучение региона. Активное изучение гео-

логического строения, тектоники и стратиграфии Северного Прикаспия началось в конце XIX в., причем основное внимание уделялось Эмбенской области. Здесь в 90-х гг. XIX в. начали проводиться поисково-разведочные работы на Доссоре, Искине, Макате, Карачунгуле и Каратоне. Разведочные скважины закладывались рядом с нефтяными выходами, которые служили тогда единственным обоснованием для проведения разведки.

В апреле 1911 г. на Доссоре с глубины 200–250 м ударил мощный нефтяной фонтан (14 тыс. т нефти в сутки). Это обстоятельство значительно увеличило интерес геологов и предпринимателей к Прикаспийской впадине, куда Геологический комитет до 1917 г. ежегодно направляет геологические экспедиции. Однако объем геологических работ в эти годы был еще невелик, к 1917 г. было разведано лишь два месторождения – Доссор и Северный Магат.

Период с 1923 по 1941 г. характеризуется широким размахом геологопоисковых и разведочных работ, особенно в пределах Эмбенской нефтеносной области. За этот период были открыты новые месторождения нефти. В 1931 г. было открыто нефтяное месторождение Байчунас, в апреле 1932 г. был получен нефтяной фонтан на Южном Искине, а в декабре того же года открыто крупное нефтяное месторождение Косчагыл. С 1934 по 1939 г. были открыты месторождения Кулсары, Тюлегень, Сагиз, Восточный Байчунас. Северное Искине, Южный Косчагыл и др. Однако территория Прикаспийской впадины изучалась крайне неравномерно. Детальными геологическими и геофизическими исследованиями были охвачены Озинки, Индер, Эльтон, Баскунчак и Эмбенская нефтеносная область.

В послевоенные годы изучение Прикаспийской впадины вступает в качественно новый этап. Непрерывно увеличиваются объемы геологоразведочных работ. В практику работ широко внедряются аэрогеологические методы исследований. Осуществляется бурение серии опорных скважин. Начинается целенаправленное и планомерное изучение Прикаспийской впадины сейсморазведочными работами. Основным методом разведки становится метод отраженных волн, применяются новые модификации сейсморазведки – корреляционный метод преломленных волн (КМПВ) и метод регулируемого направленного приема (РНП). Многими научными и производственными организациями проводится большая научно-исследовательская работа по изучению истории развития, структурных особенностей и закономерностей образования нефтяных и газовых месторождений в Прикаспийской впадине.

Геологические условия Прикаспийской впадины своеобразны. Мощность осадочных отложений здесь значительна (15–18 км). Нефтегазоносность Прикаспийской мегасинеклизы установлена по всему вскрытому разрезу отложений. В надсолевой толще пород выделяются четыре нефтегазоносных комплекса: пермо-триасовый, среднеюрский, апт-неокомский и неогеновый. В бортовых зонах Прикаспийской впадины установлена нефтегазоносность и подсолевых отложений.

В надсолевых образованиях развиты преимущественно терригенные коллекторы. В отложениях перми, триаса, средней юры, неокома апта и неогена выявлено свыше 20 нефтегазоносных горизонтов. Мощность продуктивных горизонтов изменяется от 1 до 60 м. Основные нефтяные продуктивные горизонты в надсолевом комплексе относятся к средней юре.

Мощная толща осадков каменной соли кунгурского возраста обуславливает образование солянокупольной тектоники в вышележащих надсолевых отложениях.

В подсолевых отложениях газовые, газоконденсатные и нефтяные месторождения связаны в основном с карбонатными отложениями карбона и нижней перми. Исключение составляет Карпенковский район, где продуктивны отложения среднего и верхнего девона. На северном и юго-западном бортах впадины развиты преимущественно газоконденсатные залежи, на восточном и юго-восточном нефтяные и газонефтяные.

Неглубокозалегающие плиоценовые отложения характеризуются региональной газоносностью (табл. 1). На территории впадины известен ряд естественных газопроявлений, нередко при бурении скважин происходили мощные выбросы газа. В составе этих газов, выделявшихся с относительно небольшой глубины (110–300 м), главным компонентом был метан с некоторой примесью азота. Содержание тяжелых углеводородов невелико и составляло десятые доли процента. Также незначительным являлось содержание углеводородов C_2-C_5 в ряде образцов метановых газов из естественных выходов (менее 0,1 %) (табл. 2).

Выделения газа в естественных источниках были интенсивными. К таким выходам можно отнести Кали, Алтынбай-Арал, Кукурте и многие другие. Очень много газопроявлений из скважин, шурфов и колодцев. Нередко наблюдаются случаи интенсивных газовых фонтанов в скважинах и образования грифонов. Плиоценовые отложения содержат также месторождения газа с ограниченными запасами. К таким месторождениям относятся Азау, Мельниковское, Аукетайчагыл, Порт-Артур и др. В отложениях верхнего плиоцена присутствует в основном газ. Незначительные нефтепроявления, выявленные на Ауке-тайчагыле, Новобогатинске и Черной Речке, являются вторичными (табл. 1, 2).

Для естественных выходов и для газов, выделявшихся из скважин с небольших глубин, характерно крайне незначительное содержание тяжелых углеводородов. В некоторых случаях в газах, выделявшихся из плиоценовых отложений, содержание азота было значительным: 30–40 % и более процентов. В газах из отложений мела, юры и пермо-триаса содержание тяжелых углеводородов повышалось до 5–10 %. В некоторых пробах газов наблюдалось присутствие водорода (десятые доли процента, иногда несколько выше) [3, 4, 6].

Растворенные в нефти газы, как и следовало ожидать, обогащены углеводородами C_2-C_5 , концентрация которых достигает в некоторых случаях 10–20 % и выше. Так, в попутном газе Акобского месторождения (триас) содержание метана составило 48 %, этана – 18,6 %, пропана – 14,3 %, более тяжелых углеводородов – около 11 %, азота – 6 % и углекислого газа – около 1,4 %. Большой интерес представляет состав газов Аралсорской скважины, которая бурилась как опорная. О составе газов в породах можно было судить по газам в буровом растворе. В верхней части разреза, начиная с глубины около 500 м, стало повышаться содержание метана и на глубине 650–790 м (меловые отложения) достигло 40 % при содержании углеводородов C_2-C_6 2–3 %. При этом в большей части проб бурового раствора количество углеводородов C_2-C_6 составило 0,1–0,2 % и ниже. При углублении скважины наблюдалось увеличение содержания азота. На глубине 3275–3315 м (триас) были вскрыты отложения с признаками нефти, а с глубины 3400 м произошел выброс азотного газа. При углублении скважины в толщу триасовых отложений азот в газах бурового раствора оставался доминирующим компонентом (табл. 3).

Таблица 1

Нефтегазоносность плиоценовых отложений Прикаспийской впадины

Месторождения и пункты газопроявлений	Характер газонефтеносности					
	Высокодебитные продуктивные горизонты	Малодобитные продуктивные горизонты	Жидкая нефть и горючий газ в скважинах	Естественные выходы нефти и газа	Незначительные газонефтепроявления в шурфах и колодцах	Примазки окисленной нефти, закированные породы
Агжара				г		
Азау		г	г	г		
Азисор				г		
Азичагыл (южный)				г	г	
Айса-Мечеть					г	
Алишошак				г	г	
Алтынбай-Арал		г	г	г	г	
Аралсор				г		
Астрахань		г	г		г	
Аукетайчагыл		г	г	г		н
Ащекулак					г	
Багырдай		г	г	г		
Бакланий			г			
Баксай			г			
Бастургай			г	г		
Ганюшкино			г			
Гран			г			
Джаман-Чулан				г	г	
Джамбай		г	г			
Джейксор			г	г	г	
Екпенды			г			
Замьяновское			г	г		
Кали		г	г	г	г	
Каменный Яр			г			
Камышитовый		г				
Каргала		г	г	г		
Кирикили			г			
Кок-Домбай			г	г		
Курчанское		г	г			
Кзылжар		г	г			
Матенкожа						нг
Мольниково		г	г			
Мергеневский		г	г			
Найзамала		г	г			
Новобогатинск		н	н			
Оленты		г	г			
Порт-Артур	г	г	г			
Разночиновка			г			
Сакрыл				г	г	
Саралжин		г	г			

Соленое Займище			нг			
Тегень				н		
Тинаки		г	г			
Ушкультас			г			
Харабали			г			
Факеево (Кукурте)		г	г	г	Г	
Челкар			г			
Черная Речка			н			
Шайгансор						

Таблица 2

Состав газов естественных выходов в Прикаспийской впадине

Естественный выход	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	N ₂	He	Ar
Бурбайгал	1,6	89,5	0,9	–	–	5,8	0,2	–
Ирке-Чагыл	1,2	93,0	0,016	0,004	0,003	1,9	0,005	0,22
Ази-Сар	0,3	97,5	0,027	0,004	0,003	1,9	0,002	0,21
Большой Сакрыл	0,7	63,3	0,002	0,001	0,003	35,5	0,017	0,50
Шалтен-Мула	0,5	51,5	0,008	0,001	0,002	47,0	0,007	0,96
Шойтык-Сор	1,4	98,0	–	0,027	–	0,5	0,003	0,031
Ази-Чагыл	1,2	90,6	–	0,57	–	8,0	0,011	0,092
Азау	0,5	98	0,1	–	–	1,7	0,014	0,02
Оз. Баскунчак, север- ный берег, газ из кар- стовой воронки	1,2	0,3	0,006	0,002	0,006	97,1	0,004	1,3
Джамбай, грифон у скв. 3	0,3	86,7	–	0,028	–	13,0	0,045	0,059

В интервале глубин 4970–5500 м (до кровли верхней перми) наблюдались высокие концентрации водорода, что дало основание исследователям выделить этот интервал как зону водородно-азотного газонасыщения. Глубже расположена зона сероводородно-азотного, а еще глубже – метанового газонасыщения.

Таблица 3

Состав газов Аралсорской скважины, %

Возраст	Зона	Глубина, м	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	H ₂ S+CO ₂	N ₂ средне
Нижний триас	Зона водородно- азотного газонасыщения	5425	24,28	–	–	–	5,36	70,36
		5428	13,81	–	–	–	46,19	39,3
		5484	28,06	–	–	–	9,84	62,1
		5487	24,34	–	–	–	28,93	46,75
Верхняя пермь	Зона сероводородно -азотного газонасыщения	5583	–	0,1	–	–	17,0	83,0
		5586	–	0,1	–	–	14,6	85,4
		5592	0,12	0,1	–	–	76,2	23,68
		5598	0,14	0,1	–	–	96,5	3,32
Верхняя пермь	Зона углеводородно о (метанового) насыщения	5919	–	52,1	–	–	3,83	44,07
		5925	–	38,4	–	–	19,46	42,14
		5928	–	22,56	–	–	5,21	72,23
		5931	–	53,03	0,05	0,05	8,0	38,97
		5940	–	85,75	0,05	0,05	3,1	11,15

При бурении скважин вторым стволом водород не был обнаружен, но появились высокие концентрации метана. Это снижение концентрации водорода было объяснено его потерей в связи с образованием зон пониженного давления в породах, окружающих ствол скважины. Наличие упомянутой водородно-азотной зоны было подтверждено и при испытании дублера сверхглубокой скважины. В полученной при этом с глубины 3350 м в пластовой воде содержание водорода составляло 27 %, метана – 16 %, углеводородов C_2-C_5 0,28 %, азота – 55,4 % и углекислого газа – 1,3 %. Следует иметь в виду, что при проведении газового каротажа буровой раствор, входящий в скважину, уже содержит растворенный воздух. Поэтому часть азота в выходящем буровом растворе имеет воздушное происхождение.

Вопрос о генезисе водорода в земной коре сложен и мало изучен. Благодаря своей химической активности и миграционной способности водород очень редко обнаруживается в природных газах в значительных концентрациях. Еще в 1936 г. А.А. Черепенников описал факты обнаружения высоких концентраций водорода в природных газах, а именно: а) в газах калийных солей Соликамского и Стассфуртского месторождений; б) в Нижнетагильском дунитовом массиве на Урале; в) в нефтяных месторождениях Грозного; г) в комбинированных месторождениях нефти, серы и озокеритов (Шорсу); д) в газах Ириклинского Ущелья (Урал) [2].

В настоящее время этот список может быть продолжен многочисленными обнаружениями водорода в природных газах различного состава. Однако чаще всего он присутствует в них в незначительных количествах. С введением в практику газового анализа высокочувствительных хроматографических методов малые содержания (0,001–0,1 %) водорода в составе газов фиксируются систематически. Это свидетельствует о значительных парциальных давлениях водорода в недрах, способных обеспечить его диффузию в поровое пространство пород, а также к земной поверхности. Природные реакции, идущие с поглощением водорода (восстановление трехвалентного железа, сульфатов, органического вещества пород и т.д.), ослабляют его диффузионный поток. Высокие коэффициенты диффузии водорода не позволяют ему накапливаться в значительных количествах в залежах углеводородных газов. Водород способен мигрировать через толщи, непроницаемые для углеводородов. Поэтому скопления молекулярного водорода в осадочной толще возможны только при наличии исключительно малопроницаемых покрышек, таких как соли, аморфная сера, изверженные рудные породы и т.д. Этим и объясняется наличие водородных скоплений в соляных коях, рудниках и прочих, хорошо изолированных замкнутых системах.

Водород, наряду с двуокисью углерода, является обычным, а иногда и основным компонентом газовой фазы метаморфических и изверженных пород. Водород обнаруживается не только в вулканических и метаморфических породах, но и в породах осадочного чехла. Иногда водородосодержащие газы оказываются вскрытыми скважинами. Тщательное изучение особенностей распространения водорода в нефтеносных районах Западной Сибири позволило сделать вывод о том, что он проникает в осадочный чехол вместе с углекислыми газами из фундамента по разломам и трещинам [5, 7].

Многочисленные газопроявления на территории Прикаспийской впадины, возможно, связаны с проникновением газов по нарушениям в соленосной толще из залегающих под ней палеозойских пород.

В газах Саратовского и Волгоградского Поволжья высокое содержание метана и соответственно понижение углеводородов. Некоторые исследователи связывают это с поступлением газа из соседней Прикаспийской впадины. Следует отметить, что в этих газах обнаружен водород (В.Р. Катихин, А.С. Зингер, Ю.А. Пецюх). В газах, растворенных в пластовых водах, содержание водорода в некоторых случаях достигало 30–40 % и выше. По данным Ю.А. Пецюха, в попутных газах Волгоградского Поволжья содержание водорода составляет от десятых долей до 1–2 %.

В юго-восточной части Прикаспийской впадины на многих площадях в поисковых и разведочных скважинах получены признаки нефти и газа в отложениях неогена, палеогена, юры, нижней перми. Продуктивными являются нижнебашкирские отложения.

На Астраханском своде при бурении сакмаро-аргинских отложений во многих эксплуатационных скважинах наблюдались выходы газовых пачек: C_1 – 1,4 %, абс, C_1 - C_5 – 1,4 %, абс. (фоновые значения: C_1 –0,1 %, абс.; сумма C_1 - C_5 – 0,11 %, абс.). По данным количественной интерпретации ГИС, возможными коллекторами могут быть глинистые известняки с пористостью до 4,6 %, коэффициент газонасыщенности является оценочной величиной и равен 53–56 %.

На Астраханском своде в отложениях филипповского горизонта нижней перми выделены коллектора с пористостью 5,9–8,0 % и коэффициентом нефтегазонасыщенности – 77–86 %, из которых при бурении был получен приток нефти. В некоторых скважинах отобраны пробы нефти с газом. В составе газа был обнаружен водород и гелий. Показатели значений водорода в скважинах 431, 929 и 313 составили соответственно (в %, об.): – 5,21; 0,08; 0,03. Значения гелия меняются (в %, об.) от 0,03 до 0,06. Присутствуют также и CO_2 (6 %–12,8 %, об.), и $N_{2+ред.}$ (1,6–9,49 %, об.). Максимальное содержание C_1 составляет 64 % (об.), C_2 – C_5 – 7,25–0,27 % (об.) [1].

Нефтегазонасыщенность филипповских отложений установлена не только в юго-западной части Прикаспийской впадины, но и на ее северо-восточном борту. В Волго-Уральской нефтегазонасыщенной провинции установлена нефтегазонасыщенность филипповского горизонта более чем в 70 скважинах. Отложения филипповского горизонта залегают на породах аргинского яруса и представлены карбонатно-ангидритовой толщей, в нижней части которой выделяется пачка так называемых «плойчатых доломитов». Толщина филипповского горизонта в этом районе значительно больше, чем на Астраханском своде, и меняется с северо-запада на юго-восток с 200–300 до 150–160 м, общая толщина «плойчатых доломитов» – от 80–90 до 4–5 м. При испытании отложений филипповского горизонта в пределах изучаемой территории во многих скважинах имели место положительные результаты. Наибольшие значения пористости и проницаемости отложений филипповского горизонта достигали K_p 16–25 %, $K_{пр}$ 3,1–32,9 мД.

Высокие значения общих и эффективных толщин «плойчатых доломитов» и их проницаемости позволяют считать этот объект наиболее перспективным в плане нефтегазонасыщенности филипповских отложений.

При исследовании межколлонного пространства многих эксплуатационных скважин Астраханского газоконденсатного месторождения в газовых пробах зафиксировано повышенное содержание водорода. Например, в скважине № 80 в пробе газа МКП 7” × 9” в 2005 г. содержание водорода составило 29,657 %. Значительное содержание водорода в газе (от 60 до 97 % мольн.) зафиксировано в пробах с МКП 9” × 12” скважин № 53, 97, 113, 118, 201, 211 Д.

Значительные концентрации водорода зарегистрированы в пробах с МКП 12” × 16” скважин № 26-э (17,25 % мольн.), 65-Д, 97, 108, 110, 250 (32, 38–45,752 % молн.), 72, 82, 103, 118, 205, 206 (45, 752 % мольн.), 72, 82, 103, 118, 205, 206 (72,801–87,843 % мольн.), расположенных в северной и северо-западной части территории месторождения [2].

Используя метод аналогий, можно предположить, что неогеновые, филипповские и сакмаро-артинские отложения нижней перми в Прикаспийской впадине, соответствуют зоне водородно-азотного газонасыщения и представляют промышленный интерес.

Работа выполнена в рамках государственного контракта № П535 от 05.08.2009 г. на выполнение поисковых научно-исследовательских работ для государственных нужд.

Библиографический список

1. **Красильникова О. В.** Обеспечение промышленной безопасности при добыче сероводородсодержащего углеводородного сырья на основе идентификации межколлонных проявлений: на примере Астраханского ГКМ: дис. ... канд. техн. наук / О. В. Красильникова. – Уфа, 2009. – 241 с.
2. **Мерчева В. С.** Исследование техногенного воздействия на окружающую среду объектов газоконденсатных месторождений в условиях строительства и эксплуатации : дис. канд. тех. наук / В. С. Мерчева. – Волгоград, 2004. – 227 с.
3. **Природные газы** осадочной толщи под ред. В. П. Якуцени. – Л. : Недра, Ленинградское отделение, 1976. – С. 46–297.
4. **Пушаровский Ю. М.** Геология мантии Земли / Ю. М. Пушаровский, Д. Ю. Пушаровский. – М. : Геос, 2010. – 140 с.
5. **Серебряков А. О.** Геология России / А. О. Серебряков, Н. Ф. Федорова. – Астрахань : Изд. дом «Астраханский университет», 2010. – 320 с.
6. **Соколов В. А.** Геохимия природных газов / В. А. Соколов. – М. : Недра, 1971. – С. 21–27.
7. **Федорова Н. Ф.** Геология России. Региональная геология / Н. Ф. Федорова, А. О. Серебряков, С. А. Абакумова. – Астрахань : Изд. дом «Астраханский университет», 2009. – 60 с.

РАЗРАБОТКА ЭКСПРЕССНЫХ ДИФФУЗИОННЫХ НАНОМЕТОДОВ АНАЛИЗА НЕФТИ В ВОДЕ

А.М. Сарсенов, профессор, директор научного центра

*Актюбинский университет им. С. Башиева,
тел.: 8 (7132)55-41-88; e-mail: sarsenova_madina93@mail.ru*

Г.Н. Паршина, профессор

*Евразийский национальный университет им. Л.Н. Гумилева, г. Астана,
тел.: 87017106339; e-mail: parshina_gn@mail.ru*

М.А. Сарсенова, студентка

*Евразийский национальный университет им. Л.Н. Гумилева, г. Астана,
тел.: 87013526947; e-mail: sarsenova_madina93@mail.ru*

Рецензент: Алыков Н.М.

В работе рассматриваются основы двух нанометодов анализа содержания нефти в воде. Рассмотрен механизм и принцип происходящих явлений (диффузионный межфазный перенос молекул). Показаны области практического применения изученных методов анализа.

Bases of two nanomethods of oil determination dissolved in water are described in this article. The authors have discussed principles and mechanism of happening phenomenon (diffusion and molecular transform between different phases). The article contains information on practical use of these analytical methods.

Ключевые слова: диффузионный нанометод, нефть, газ, месторождения, диффузионный межфазный перенос молекул.

Key words: diffusion nanometod, oil, gas, fields, diffusion phase transfer of molecules.

I. Методы анализа на основе принципа гигрометрии.

Анализ нефти в лабораториях, основанный на методах ее экстрагирования и взвешивания, длителен, трудоемок и требует специального оборудования, дефицитных реагентов и использования точных аналитических весов [1, 2], поэтому мы предлагаем использовать более простые и доступные нанометоды.

Необходимо отметить, что при пороговых концентрациях нефти, определяемых по запаху (органолептически), на воде не обнаружено образования нефтяных пленок, нет также торможения процесса самоочищения вод. Особо важно, что пороговые концентрации по запаху в сотни раз меньше доз и концентраций, которые могут оказаться вредными для человека.

В данной работе исследована зависимость разности показаний «сухого» и «влажного» термометров от общей концентрации нефти в воде. Использована известная методика психрометрического определения относительной влажности воздуха при помощи гигрометра по разности показаний «сухого» и «влажного» термометров, но вместо сосуда с чистой водой кончик одного из одинаковых термометров смачивали из стаканчика с различной концентрацией нефти (при помощи хлопчатобумажной ткани).

Для работы использована нефть месторождения Мартыши в Атырауской области с удельным весом (0,8880).

Опыт заключался в следующем: приготавливали нефтяные эмульсии с разными концентрациями и наблюдали, как эта концентрация влияет на испаряемость. Концентрация растворенного вещества влияет на испаряемость, которая, в свою очередь, влияет на температуру.

Головной раствор готовили интенсивным смешиванием 8 мг дистиллированной воды с 2 мл нефти до получения эмульсии. Затем пипеткой отбирали 1 мл эмульсии и эту аликвоту растворяли в рассчитанных объемах водной фазы, часть которой в количестве 20 мл использовали для увлажнения кончика «влажного» термометра.

Измерения проводили после установления теплового равновесия, т.е. достижения не имеющих показаний термометров (5–7 мин). Опыты проводили в трехкратной повторности. Затем вычисляли средние данные.

Исходные данные представлены в таблице 1.

Таблица 1

Зависимость разности показаний термометров Δt от концентрации нефти в воде (мг/л) (комбинированная зависимость)

№ п/п	C, мг/л $\times 10^4$	Δt , C°
1	0,2530	3,4
2	0,5060	3,2
3	0,7590	3,0
4	1,0120	2,9
5	1,2650	2,8
6	1,5180	2,4
7	1,7710	2,3
8	1,9810	2,2
9	2,2770	2,1
10	2,7830	2,0
11	3,2890	1,8
12	4,0480	1,6
13	4,5540	1,4
14	5,0600	1,2
15	x [*])	2,5

Примечание: методом интерполяции найдем, что $x = 1,4547$ (истинное значение $x = 1,5000$, % ошибки = 4,53).

Из таблицы 1 видно, что между указанными величинами существует явная пропорциональная зависимость. При увеличении концентрации нефти в 20 раз Δt уменьшается на 2,2 C°. Это связано с подавлением процесса испарения нефти с поверхности водной фазы, что, в свою очередь, ведет к увеличению температуры «влажного» термометра и к приближению его показаний к показаниям «сухого» термометра.

Наблюдаемое явление в соответствии с законами физической химии объясняется с позиции понятия «скрытой теплоты» испарения молекул воды. Модификация опыта может быть проведена путем сравнения показаний «влажного» термометра не с показаниями «сухого» термометра, а с показаниями третьего термометра, смоченного дистиллированной водой, причем показания последнего (третьего) термометра должны быть ниже показаний термометра, кончик которого увлажнен водой загрязненной нефтью.

По результатам опыта можно сделать вывод, что данную методику возможно использовать с применением точных термометров для быстрой количественной экспресс-оценки концентрации нефти, после проведения соответствующего контрольного опыта в исследуемой водной фазе.

Контрольные опыты можно производить при смачивании «влажного» термометра чистой водой или водой с известной (заданной) концентрацией нефти.

Опыты проводили с помощью настенного гигрометра-психрометра типа ВИТ-2.

Следует подчеркнуть, что предварительно необходимо производить калибровку, т.е. в каждой серии опытов получить зависимость Δt° от C (мг/л) для водных растворов с известной концентрацией различных солей и нефтепродуктов.

Затем проводим опыт с неизвестной концентрацией нефти в воде, зная для нее Δt , и по калибровочной зависимости находим C_x .

II. Методы анализа на основе принципа изотермической перегонки.

Следующая серия опытов проведена с использованием метода изотермической перегонки соляной кислоты. В методе используются недефицитные и недорогие реагенты и оборудование: эксикатор, стаканчики на 50 мл, соляная кислота средней концентрации (2–5 н.), универсальная индикаторная бумага или рН-метр ЭВ-74, фенолфталеин или метилоранж, бюретка и коническая колба для титрования.

В эксикатор ставили стаканчик с соляной кислотой (3 н.) в количестве 25 мл, во второй стаканчик наливали дистиллированную воду в таком же объеме, а в третий стаканчик наливали эмульсию нефти в воде с концентрацией 0,3 мг/л. Через определенный интервал времени, в нашем случае 3 часа, измеряли рН раствор рН-метром и универсальным индикатором. При длительных экспериментах (до 5 дней) кислотность водных растворов определяли методом титрования.

Полученные данные приведены в таблице 2.

Таблица 2

Сравнительное измерение рН чистой воды и водонефтяной эмульсии при изотермической перегонке соляной кислоты в эксикаторе

№	рН эмульсии	рН воды	№	рН эмульсии	рН воды
1	5,5	5,0	8	4,0	3,2
2	5,4	4,9	9	3,5	2,7
3	5,3	4,8	10	3,0	2,2
4	4,9	4,2	11	2,6	1,8
5	4,7	4,0	12	2,3	1,5
6	4,5	3,8	13	2,0	1,3
7	4,3	3,5	14	1,8	1,0

Как видно из таблицы 2, этот метод определения загрязненности воды нефтью является достаточно чувствительным, и после калибровки его можно использовать на практике.

При проведении аналогичного опыта с длительной выдержкой растворов (до 10 суток) и определения кислотности путем титрования 0,01 н. раствором гидроксида натрия нами подтверждено, что кислотность эмульсии изменяется значительно меньше и при прочих равных условиях на титрование эмульсии воды нефтью уходит на 1,0–2,0 мл щелочи меньше, как это видно из данных таблицы 3.

Таблица 3

Изменение объема титранта для дистиллированной воды по сравнению с водонефтяной эмульсией при диффузии паров соляной кислоты через поверхность раздела фаз (титрант – 0,01 н. NaOH). В числителе – значения для воды, а в знаменателе – для эмульсии

Время суток	Объем титранта, мл	Время суток	Объем титранта, мл
1	3,0/2,0	6	7,5/6,5
2	4,0/3,0	7	8,5/7,3
3	4,8/4,0	8	9,1/7,9
4	5,7/4,8	9	10,0/8,0
5	6,0/5,5	10	10,2/8,5

На 11 сутки (данные не вошли в таблицу) максимальная разница между объемом титранта для дистиллированной воды и эмульсии составила $11,0 - 8,9 = 2,1$ мл, т.е. около 20 %. Результаты опытов можно считать вполне достоверными, так как ошибка титрования обычно равна 2–3 %, а величины установленных нами эффектов достигают 20 %.

С целью сокращения времени анализа и получения калибровки одновременно с проведением самого эксперимента удобно в эксикатор ставить 5–6 одинаковых стаканчиков с различной известной концентрацией нефти (один из стаканчиков – с неизвестной концентрацией), а в центре между ними следует ставить раствор HCl.

Если есть необходимость анализа нефти и нефтепродуктов в почвах, то следует извлекать их из навески почвы подходящим растворителем, а затем, получив соответствующую новую калибровку, продолжить анализ по описанным выше методикам.

Таким образом, мы установили, что тонкая, молекулярная, наноструктурированная, нефтяная пленка на поверхности воды значительно препятствует, с одной стороны, испарению молекул воды из жидкой в газовую фазу, а с другой стороны, препятствует диффузии газообразной соляной кислоты из газовой фазы в раствор. Оба эти явления можно использовать для разработки экспресс-методов количественного определения концентрации нефти в воде.

Разработанные методы можно использовать из-за их простоты и надежности в полевых условиях, при проведении массовых анализов, а также при проведении учебно-исследовательских лабораторных работ в курсах физической химии, экологии и др.

Во всех естественных науках, а также при геоэкологических исследованиях, исходным материалом для последующей обработки являются количественные результаты анализа. Поэтому эти два новых метода, пригодные как для полевых, так и для лабораторных исследований, можно рекомендовать для дальнейшего распространения и внедрения.

Интересно, что оба предлагаемых метода пригодны для анализа не только нефти и нефтепродуктов, но и для анализа других веществ: коллоидных и истинных растворов органических и неорганических веществ, а также ПАВ.

Библиографический список

1. *Краткая химическая* энциклопедия. – М.: Советская энциклопедия, 1987. – С. 1–5.
2. *Лурье Ю. Ю.* Анализ производственных сточных вод / Ю. Ю. Лурье. – М.: Химия, 1985. – 538 с.
3. *American Chemical* Abstracts. USA (1907–2011). – New York, 2011.

**РАЗРАБОТКА ЭТАЛОНОВ АКУСТИЧЕСКИХ СВОЙСТВ
ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ
ИЗМЕРЕНИЙ**

А.Г. Борисов, заведующий сектором
ООО «ТюменНИИгипрогаз»,
тел.: 8905857587; e-mail: 4borisov@tngg.info

Рецензент: Серебряков А.О.

Изложен опыт создания эталонов скоростей распространения и коэффициентов затухания продольных и поперечных волн. Эталоны предназначены для калибровки установок, выполняющих измерения данных свойств.

Experience of P- and S-waves velocities and attenuations etalons was described in the article. The etalons are intended for calibration of measuring said parameters apparatus.

Ключевые слова: петрофизика, эталоны, ультразвук, P- и S-волны.
Key words: petrophysics, etalons, ultrasonic, P- and S-waves.

Исследования пород акустическими способами широко распространены в нефтегазовой геофизике. Для достоверной интерпретации сейсмических данных или акустического каротажа используются результаты акустических исследований пород, полученные в петрофизических лабораториях. Однако качество лабораторных исследований не всегда бывает удовлетворительным. Причиной этого зачастую является отсутствие в лабораториях эталонов скоростей распространения и коэффициентов затухания продольных и поперечных волн. Это не позволяет точно определить задержки и затухание сигнала в измерительном тракте и тем самым сказывается на качестве измерений. Следует отметить, что такие эталоны не выпускались отечественной и зарубежной промышленностью. В настоящее время для настройки акустических измерительных установок возможно использовать только эталоны типа КОУ-2, КОУ-3, КУОСТ-180, применяемые для поверки ультразвуковых дефектоскопов. Однако они имеют ряд недостатков: аттестованы только по скорости продольной волны, имеют неподходящую для установки в кернодержатель форму и встроенные дефекты, неудобны в эксплуатации, не могут быть использованы под давлением.

В связи с этим по инициативе автора была начата работа по созданию эталона, лишенного описанных недостатков. Данный проект удалось реализовать при сотрудничестве следующих организаций: ООО «ТюменНИИгипрогаз» (разработка, ведение проекта, изготовление образцов, финансирование работ); Дальневосточный филиал ФГУП «ВНИИФТРИ» (метрологическая аттестация образцов, выполнение контрольных измерений); Российское представительство компании «ЗМ» (материалы для микрофинишной обработки и полировки); ФГУП «УНИИМ» (подготовка документов для внесения эталонов в государственный реестр).

Было решено изготовить эталоны из нержавеющей стали 12Х18Н10Т. Форма эталонов – цилиндры диаметром 29 мм. Также было решено изготовить 5 типоразмеров длиной 20, 30, 40, 50, 60 мм, для возможности калибровки установок по абсолютному значению и по тренду. Для аттестации эталонов были выбраны установки высшей точности УВГ 39-А-86 и УВГ 73-А-91,

созданные и эксплуатирующиеся в Дальневосточном филиале ВНИИФТРИ. Совместно с данной организацией было разработано техническое задание и технические требования для стандартных образцов (СО). Основными требованиями, предъявляемыми к образцам, были: шероховатость поверхности торцов не ниже 10 класса; параллельность торцов не хуже 5 мкм, плоскостность торцов не хуже 5 мкм.

Основные трудности при изготовлении были связаны с достижением вышеописанных показателей поверхностей торцов. По ходу изготовления пробной партии была выработана следующая технологическая цепочка, которая применялась для всех последующих СО:

- 1) обточка заготовки до требуемого диаметра на станках с ЧПУ;
- 2) обработка торцов заготовки на шлифовальном станке до получения поверхности не ниже 5 класса, а также требуемых характеристик параллельности и плоскостности;
- 3) доводка поверхностей торцов с помощью микрофинишных лент;
- 4) окончательная кратковременная полировка торцов с помощью мелкозернистой абразивной пасты.

В результате выполненной работы удалось достичь требуемых показателей. На отдельных образцах шероховатость торцов достигла 14 класса.

По окончании работ была произведена метрологическая аттестация всех изготовленных образцов в Дальневосточном филиале ВНИИФТРИ. Аттестация происходила по следующим характеристикам: длина; скорость распространения (время пробега) продольной волны; скорость распространения (время пробега) поперечной волны; коэффициент затухания продольной волны; коэффициент затухания поперечной волны. Кроме этого, были определены термические коэффициенты свойств. В таблице приведен пример аттестованных характеристик комплекта образцов.

По результатам аттестации были выданы свидетельства об аттестации, протоколы измерений и свидетельства о поверке государственного образца (рис.). Также были разработаны паспорт и инструкция по эксплуатации образцов.

Таблица

Метрологические характеристики образцов

№ образца	Длина, мм	Время пробега продольной волны, мкс (скорость распространения продольной волны, м/с)	Время пробега поперечной волны, мкс (скорость распространения поперечной волны, м/с)	Коэффициент затухания продольной волны, дБ/м	Коэффициент затухания поперечной волны, дБ/м
201	19,962 ± 0,002	3,461 (5767)	6,382 (3128)	0,2	0,20
301	29,971 ± 0,002	5,192 (5773)	9,595 (3124)	0,25	0,3
401	39,949 ± 0,002	6,928 (5766)	12,730 (3138)	0,15	0,2
501	49,969 ± 0,002	8,667 (5766)	15,962 (3131)	0,2	0,2
601	59,97 ± 0,002	9,912 (6050)	18,412 (3257)	0,30	0,4

Для изучения возможности применения образцов под высоким давлением один комплект образцов был выдержан при всестороннем давлении 55 МПа. Результаты замеров на установке моделирующей пластовые условия показали, что при данном давлении время пробега снижается на 0,6–1,3 % для продольных волн и на 1,3–2 % – для поперечных. Замеры, выполненные

непосредственно после снятия обжима, показали, что по отношению к начальным значениям время пробега уменьшилось на 0,2–0,6 % для продольных волн и на 0,1–1,2 % – для поперечных. Повторные замеры на УВТ, проведенные через неделю после снятия обжима, показали, что аттестованные значения практически полностью восстановились и отклоняются от начальных в пределах погрешности УВТ.

Также для получения более высоких коэффициентов затухания была изготовлена партия образцов из оргстекла. В результате были получены образцы с коэффициентом затухания продольной волны 170–200 дБ/м и поперечной более 600 дБ/м.

В целом выполненную работу можно считать успешной, поскольку были достигнуты все запланированные цели. Также получен опыт, необходимый для создания образцов, работающих при высоких температурах и давлениях.



	МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ТОРГОВЛИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ «ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИХ РАДИОТЕХНИЧЕСКИХ ИЗМЕРЕНИЙ» (Дальневосточный филиал)	
С В И Д Е Т Е Л Ъ С Т В О о поверке		
№ 004945		Действительно до 01 апреля 2012г.
Эталон: <u>КОМПЛЕКТ СТАНДАРТНЫХ ОБРАЗЦОВ ПРЕДПРИЯТИЯ КСО-АС.</u> <small>наименование, тип средства измерений (если в состав средства измерений входят несколько автономных блоков, то приводят их перечень отсутствует)</small>		
<small>Серия и номер клейма предыдущей поверки (если такая серия и номер имеются)</small>		
Заводской номер (номера) <u>№№ 201, 301, 401, 501, 601 2010 г.</u>		
Принадлежащее <u>ООО «ТЮМЕННИИГИПРОГАЗ».</u> <small>наименование юридического (физического) лица, ИНН 7203095297</small>		
Поверено в соответствии с <u>МИ 2055-90, МИ 2163-91 и ГОСТ 21153.7-75.</u> <small>наименование и номер документа на методику поверки</small>		
С применением эталонов: <u>УСТАНОВКА ВЫСШЕЙ ТОЧНОСТИ ДЛЯ ВОСПРОИЗВЕДЕНИЯ ЕДИНИЦЫ СКОРОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ПРОДОЛЬНЫХ УЗ ВОЛН В ТВЕРДЫХ СРЕДАХ УВТ 39-А-86 И УСТАНОВКА ВЫСШЕЙ ТОЧНОСТИ ДЛЯ ВОСПРОИЗВЕДЕНИЯ ЕДИНИЦЫ КОЭФФИЦИЕНТА ЗАТУХАНИЯ ПРОДОЛЬНЫХ УЗ ВОЛН В ТВЕРДЫХ СРЕДАХ УВТ 73-А-91</u> <small>наименование, заводской номер, разряд, класс и погрешность</small>		
При следующих значениях влияющих факторов: <u>ТЕМПЕРАТУРА ВОЗДУХА 20 ± 5°С.</u> <small>Перечень влияющих факторов, нормированных в документе на методику поверки, с указанием их значений</small>		
и на основании результатов первичной (периодической) поверки соответствует описанию типа и признано годным к применению.		
Оттиск поверительного клейма 		
<u>Иванов И.И.</u> <small>должность руководителя подразделения метрологии</small> Поверитель <u>И.И.</u>		<u>В.И. Троценко</u> <small>инициалы, фамилия</small> <u>А.И. Кондратов</u> <small>инициалы, фамилия</small>
Дата « 01 » апреля 2011 г.		
ФГУП «ВНИИФТРИ» (Дальневосточный филиал), 680000, г. Хабаровск, ул. Карла Маркса, 65. Тел.: (4212) 30-18-39; 30-18-47; факс (4212) 30-15-66. E-mail: dalstandart@dst.khv.ru		

Рис. Свидетельство о поверке образцов

Изготовленные эталоны были применены при проведении межлабораторных сличительных испытаний между организациями: ООО «ТюменНИИ-гипрогаз»; ТОО «СургутНИПИнефть»; Тюменский нефтяной научный центр.

Были получены следующие результаты.

1. Проведенная работа показала возможность изготовления эталонов акустических свойств из нержавеющей стали и оргстекла для нужд нефтегазовой петрофизики.

2. Разработанные эталоны могут использоваться как в качестве рабочих эталонов при калибровке, так и для поверки петрофизических установок, при этом имеется возможность их применения при пластовом давлении и температуре.

3. Рекомендуется продолжить изготовление эталонов по разработанной технологии для обеспечения ими всех нуждающихся отечественных и зарубежных организаций.

ОСОБЕННОСТИ РЕЛЬЕФА НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ТЕРРИТОРИЙ ПРЕДКАВКАЗЬЯ

Ф.С. Ульмасвай, заведующий лабораторией
Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва,
тел.: (8512)44-00-95; e-mail: ulmasvai@mail.ru

С.А. Добрынина, научный сотрудник
Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва,
тел.: (8512)44-00-95; e-mail: sveta_dob@rambler.ru

Установлено наличие значимых различий в рельефе продуктивных и непродуктивных территорий Предкавказья.

The presence of significant differences in the relief of productive and non-productive territories of Ciscaucasia is stated in the article.

Ключевые слова: рельеф, линейменты, перспективы нефтегазоносности.
Key words: relief, lineaments, prospect of oil and gas bearing.

Поверхность осадочного чехла является такой же структурной границей, как и поверхности погребенных пластов в недрах осадочной толщи. Последние исследуются в настоящее время обширным комплексом геофизических, геохимических методов и непосредственно буровыми скважинами. Детальное изучение особенностей структуры погребенных горизонтов позволяет установить комплекс информативных признаков, на основании которого принимаются решения о положении прогнозных скоплений УВ, их возможных размерах, рентабельности поисков и т.д. Роль наиболее доступной, обеспеченной большим объемом легко и быстро получаемой, сравнительно дешевой, геологической, геофизической, геохимической информации – рельефа дневной поверхности перспективной территории – в оценке перспектив ее нефтегазоносности чрезвычайно низка. Она была сравнительно большой в начале нефтегазопроисловых работ в конце XIX – первой половине XX вв. Позднее в связи с прогрессом геофизических методов роль рельефа сошла на нет. Интерес к нему несколько возрос при появлении так называемых ДДЗ – данных дистанционного зондирования Земли из космоса. Однако после срав-

нительно короткого периода он также утих. Такая ситуация в определенной мере обусловлена широким распространением качественных, не формализуемых и потому неповторимых другими исследователями приемов при оценке перспектив нефтегазоносности по результатам изучения поверхности Земли.

В исследовании рельефа продуктивных территорий Предкавказья были поставлены следующие задачи: 1) выяснить, имеются ли признаки рельефа, охарактеризованные неким численным выражением, значимо различающиеся на продуктивных и непродуктивных территориях; 2) имеется ли возможность на основании признаков рельефа, характерных для продуктивных территорий, сконструировать решающее правило для распознавания новых продуктивных территорий.

Для решения поставленной задачи были созданы: 1) цифровая модель рельефа, полученная оцифровкой планшетов топографических карт масштаба 1:1 000 000 L-37, 38 с последующей интерполяцией результатов оцифровки с шагом 0,2 км; 2) карта линейных элементов рельефа, полученная в основном средствами программы "Lessa". На основе названных карт рассчитаны производные: направлений падения склонов, крутизны склонов, плотности линейных элементов рельефа, а также серия карт, характеризующих неравномерность распределения простираний линейных элементов рельефа по странам света – среднее отклонение розы-диаграммы простираний линейных элементов от равномерного, анизотропию распределения простираний и др. На рисунке приведен пример графика распределения рассчитанных параметров для всей территории Предкавказья и для территорий известных месторождений УВ отдельно. Положение месторождений УВ принято по данным, приведенным в работах И.П. Жабрева и А.И. Летавина [1–3]. Сравнение распределений рассчитанных признаков приведено в таблице.

При сравнении гистограмм распределения высот рельефа всей территории Предкавказья и нефтегазоносных территорий Ставропольского и Краснодарского краев и Дагестана видно, что для каждой территории в отдельности распределение происходит по нормальному закону. Но параметры распределения в каждом случае различны.

Полученные оценки информативных градаций признаков использованы для распознавания продуктивных и перспективных территорий.

При этом оценивалось расстояние каждой ячейки исследуемой территории от оптимальной модели продуктивной территории в пространстве заданных признаков. Предварительно известные на каждом из участков Предкавказья (Краснодарском крае, Ставропольском крае и Дагестане) месторождения являлись эталонами, часть из которых была назначена обучающими, часть – контрольными: их признаки не участвовали в определении граничных значений, по ним оценивались результаты распознавания. Полученные расстояния от оптимальной модели позволяют определять число пропущенных контрольных эталонов и число ошибочных отнесений к продуктивным непродуктивных ячеек. Решение о перспективности или неперспективности участков принимается на основе значимости ошибок 1-го и 2-го типов для конкретного случая.

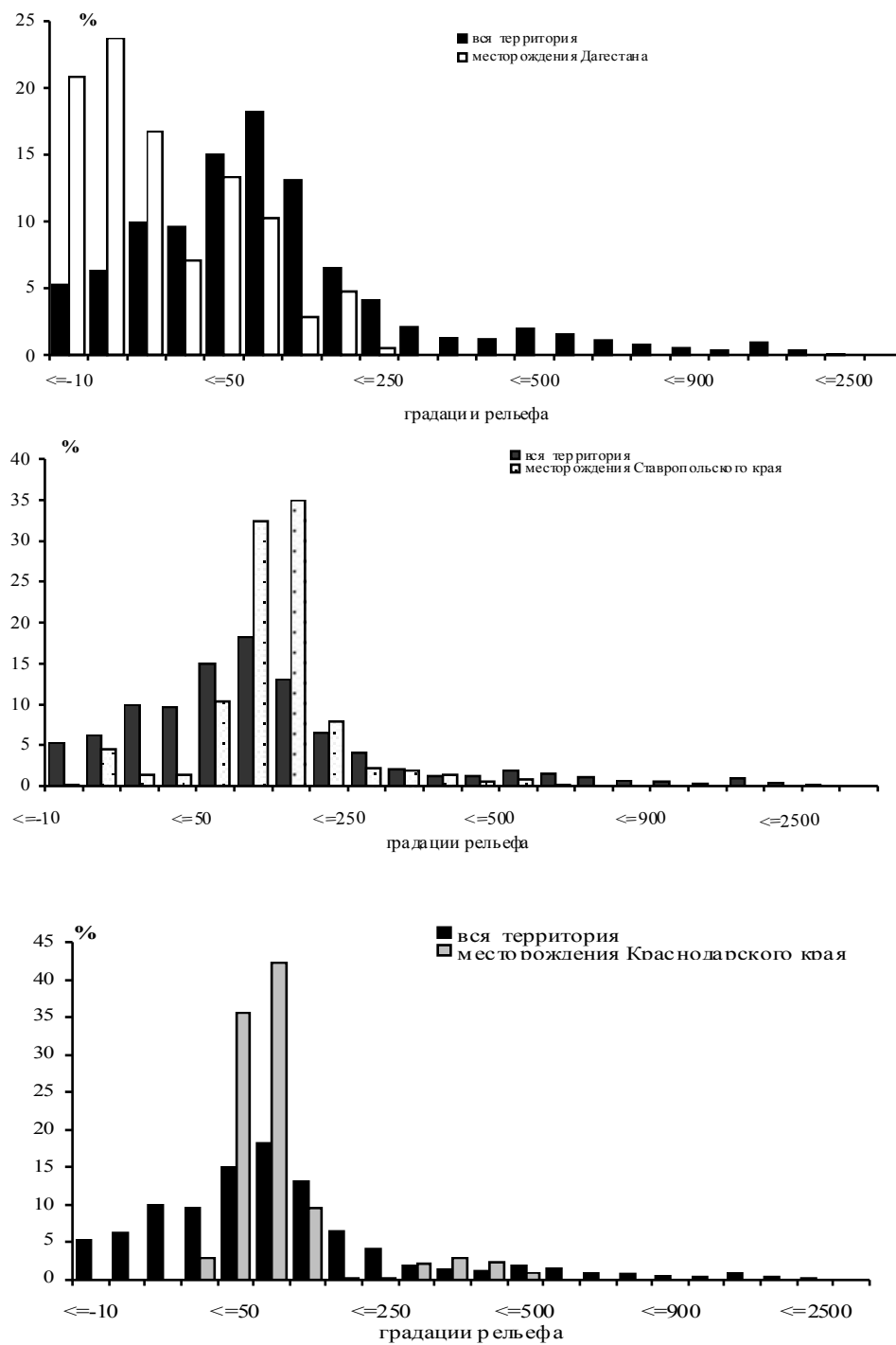


Рис. Пример распределения высот рельефа, рассчитанного для всей территории Предкавказья и для площадей месторождений Дагестана, Ставропольского и Краснодарского краев

Таблица

Сравнение распределений рассчитанных признаков

Признак	Граничные значения атрибутов нефтегазонасыщенной территории от соответствующего атрибута всей территории		
	Ставропольский край	Краснодарский край	Дагестан
Рельеф	≤ 100 и ≥ 150	≤ 50 и ≥ 100	≤ 0 и ≥ 10
Крутизна склонов рельефа	≤ 7 и ≥ 10	≤ 0 и ≥ 3	≤ 0 и ≥ 3
Общая плотность линейных элементов рельефа	≤ 50 и ≥ 100	≤ 500 и ≥ 600	≤ 100 и ≥ 150
Равномерность распределения преимущественного простирания линейных элементов по станам света (изотропность)	≤ 0.7 и ≥ 0.8	≤ 0.8 и ≥ 0.9	≤ 0.6 и ≥ 0.7
Энтропия простираний линейных элементов	≤ 0.4 и ≥ 0.8	≤ 0.2 и ≥ 0.4	≤ -1.8 и ≥ -1.6
Главное направление простирания линейных элементов рельефа	≤ 1 и ≥ 2	≤ 1 и ≥ 2	≤ 1 и ≥ 2
Среднее остаточное значение простираний линейных элементов по станам света	≤ 100 и ≥ 150	≤ 100 и ≥ 150	≤ 50 и ≥ 100
Простирание направлений наибольшей крутизны склонов рельефа	≤ 15 и ≥ 30	≤ 165 и ≥ 180	≤ 15 и ≥ 30

В результате проведенного распознавания на территории Краснодарского края из 34 месторождений распознано 29, на территории Ставропольского края – 18 из 22 месторождений. На территории Дагестана распознано 29 из 34 месторождений.

Библиографический список

1. *Газовые и газоконденсатные месторождения* / под ред. И. П. Жабрева. – М. : Наука, 1983.
2. *Летавин А. И.* Разрывная тектоника и перспективы нефтегазоносности краевой зоны Северо-Западного Кавказа / А. И. Летавин, В. М. Перерва. – М. : Наука, 1987. – С. 87–97.
3. *Летавин А. И.* Тектоника и нефтегазоносность Северного Кавказа / А. И. Летавин, В. Е. Орел, С. М. Чернышев [и др.]. – М. : Наука, 1987. – 94 с.

ОПТИМИЗАЦИЯ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

**А.В. Нурмакин, инженер II-й категории
отдела разработки газовых месторождений
ООО «ТюменНИИгипрогаз»,
тел.: +7 (3452) 286-401; e-mail: tohez@mail.ru**

**А.Н. Лапердин, заместитель генерального директора
по научным и проектным работам
в области разработки и эксплуатации газовых месторождений
ООО «ТюменНИИгипрогаз»,
тел.: +7 (3452) 286-274; e-mail: geologi2007@yandex.ru**

**С.Г. Кочетов, заведующий лабораторией технологии
разработки месторождений углеводородного сырья
ООО «ТюменНИИгипрогаз»,
тел.: +7 (3452) 286-003; e-mail: geologi2007@yandex.ru**

**А.С. Епрынцева, младший научный сотрудник
отдела разработки газовых месторождений
ООО «ТюменНИИгипрогаз»,
тел.: +7 (3452) 286-401; e-mail: epryntsev@tngg.info**

Рецензент: Серебряков А.О.

Описаны главные газодинамические исследования скважин. Выделены основные проблемы. Предложено решение по оптимизации количества газодинамических исследований на месторождениях.

Main gas-dynamic studies of wells have been described. Basic problems have been singled out. Solution to optimize the number of gas-dynamic studies in the fields has been suggested.

Ключевые слова: кривая восстановления давления, фильтрационные коэффициенты, газодинамические исследования.

Key words: curve of pressure recovery, filter coefficients, gas-dynamic studies.

Современные технологии добыча газа требуют детальной обработки данных при принятии управленческих решений при освоении газовых месторождений. Одним из способов получения необходимой информации о состоянии скважин и объектов являются газодинамические исследования. Исследования скважин включают в себя комплекс взаимосвязанных методов, отличающихся теоретической основой и технологией исполнения. В основном используется метод установившихся отборов, позволяющий получить зависимость дебита газа от депрессии на пласт и давления на устье, а также изменение устьевой температуры от дебита.

При обработке газодинамических исследований (ГДИ) геологическими службами не используются современные математические методы. Фактически методика ГДИ не менялась более 30 лет. На практике используется наиболее простое двухчленное уравнение притока газа к забою несовершенной скважины. При этом в настоящее время разработаны методы обработки ГДИ, позволяющие получить дополнительную информацию, имеющую важное практическое значение.

Периодичность исследований устанавливается проектным документом по разработке месторождения. Основным регламентирующим документом является «Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин», утвержденная Мингазпромом в 1979 г. Обычно рекомендуется исследовать большую часть фонда скважин, но при этом не указываются критерии отбора скважин для исследований. В связи с этим авторами предлагается методика выбора скважин для проведения стандартных газодинамических исследований.

Данная методика применима для месторождений, вышедших на стадию постоянного режима. На основании анализа установлено, что основные фильтрационные характеристики пласта и скважины в период постоянных отборов являются медленно меняющимися функциями времени. Это позволяет прогнозировать продуктивность на основании ее динамики и значительно сократить ежегодное выполнение дорогостоящих исследований. Необходимо детальный анализ обработки данных ГДИ с целью получения дополнительной информации, например, значения скин-фактора и др. [2].

При выборе скважин для исследований необходимо анализировать изменения скин-фактора, статического давления на устье скважины, коэффициентов фильтрационного сопротивления за предыдущие годы. В случае когда не отмечается существенных изменений, стандартные ГДИ следует заменить записью кривой восстановления давления (например, согласно инструкции по исследованию скважин) и исходя из полученных результатов определить необходимые параметры работы скважин.

Если при обработке результатов исследований за предыдущие годы, анализе скин-фактора и статического устьевого давления видно, что параметры значительно изменились, то проводятся стандартные ГДИ с записью КВД.

Аналитически коэффициенты фильтрационного сопротивления a и b описываются следующими формулами:

$$a = \frac{3,68 \cdot \mu \cdot z \cdot P_{ст} \cdot T_{пл}}{k \cdot h \cdot T_{ст}} \cdot [\ln(R_k/R_c) + C_1 + C_2] \quad (1.1)$$

$$b = \frac{0,0000068 \cdot \rho_{ст} \cdot z \cdot P_{ст} \cdot T_{пл} \cdot h^2 \cdot T_{ст}}{l} \cdot [(1/R_c) - (1/R_k) + C_3 + C_3] \quad (1.2)$$

где μ – коэффициент вязкости, мПа·с; z – коэффициент сверхсжимаемости газа, доли ед.; $P_{ст}$ – значение стандартного давления, МПа; $T_{ст}$ – значение стандартной температуры, К; $T_{пл}$ – значение пластовой температуры, К; k – проницаемость пласта, мкм²; h – толщина пласта, м; коэффициент макрошероховатости пласта, мкм; $\rho_{ст}$ – плотность газа при стандартных условиях, л – кг/м³; C_1 и C_3 – коэффициенты совершенства скважины по степени вскрытия пласта, доли ед. и 1/м соответственно; C_2 и C_3 – коэффициенты совершенства по характеру вскрытия пласта, б/р и 1/м соответственно; R_k , R_c – радиус контура питания и радиус скважины, м.

Для определения продуктивных характеристик пласта используются результаты интерпретации КВД. Существует несколько методов обработки КВД. При решении уравнения, описывающего процесс восстановления давления, используется два вида условий: бесконечный пласт и ограниченный пласт с постоянным давлением на контуре. Формулы, полученные для бесконечного пласта, применяются в тех случаях, когда в процессе исследования скважины границы области дренирования не сказываются на поведении этой

скважины. Метод обработки КВД для бесконечного пласта зависит от условий работы скважины до остановки.

Если время работы скважины T до снятия КВД больше времени восстановления давления t ($T \geq t$), КВД обрабатывается по формуле:

$$P_3^2(t) = \alpha + \beta \cdot \lg(t), \quad (1.3)$$

где $P_3(t)$ – забойное давление, МПа; t – время с момента остановки скважины, с; $\lg(t)$ – десятичный логарифм времени.

Для определения коэффициентов α и β выделяется прямолинейный участок на графике P_3^2 от $\lg t$ (рис. 1.), и к нему проводят касательную прямую. Тангенс угла наклона касательной равен β , а отрезок, отсекаемый касательной на оси ординат, равен α . По найденным α и β рассчитываются параметры пласта. Проводимость пласта рассчитывается по формуле:

$$\frac{k \cdot h}{\mu} = \frac{3,23 \cdot Q \cdot T_{пл} \cdot z_{пл} \cdot P_{ст}}{\beta \cdot T_{ст}} \quad (1.4)$$

где k – проницаемость пласта, дарси; h – газонасыщенная толщина пласта, м; μ – вязкость газа, сП; Q – дебит скважины перед остановкой; $z_{пл}$ – коэффициент сверхсжимаемости; $P_{ст}$ – статическое давление; $T_{пл}$ – пластовая температура, К; $T_{ст}$ – температура при стандартных условиях, К.

Если время работы скважины T до снятия КВД меньше времени восстановления давления t ($T \leq t$), то в этом случае применение формулы (1.3) искажает конечный участок КВД и может привести к ошибочным результатам при расчете параметров пласта, КВД обрабатывается по формуле:

$$P_3^2(t) = P_{пл}^2 - \beta \cdot \lg[(T_p + t)/t], \quad (1.5)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа; T_p – время работы скважины до остановки, с.

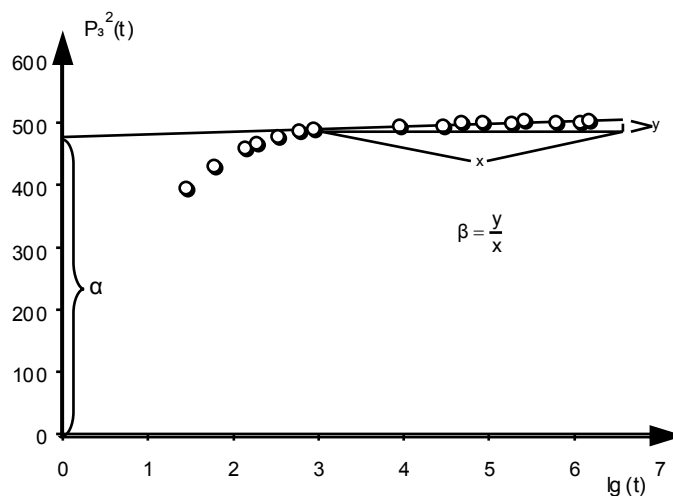


Рис. 1. Обработка КВД в полулогарифмических координатах

КВД строят в координатах P_3^2 от $\lg [(T + t) / t]$ и по углу наклона прямолинейного участка определяют коэффициент β (рис. 2). Для определения пластового давления необходимо аппроксимировать КВД до значения $\lg [(T + t) / t] = 0$. Точка пересечения прямой с осью P_3^2 даст значение квадрата пластового давления.

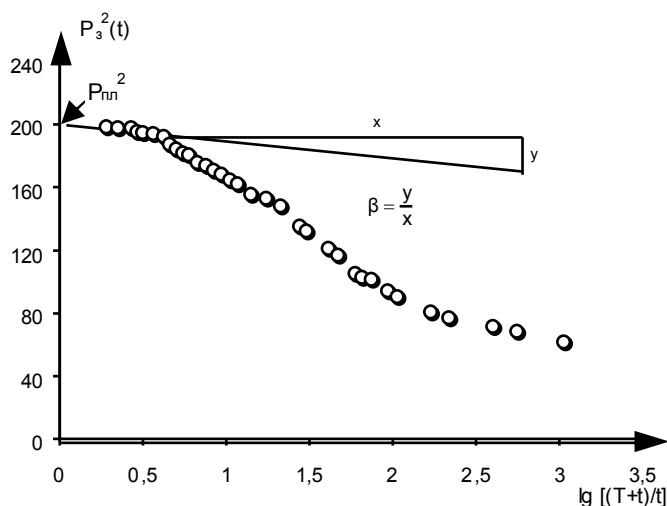


Рис. 2. Обработка КВД методом Хорнера

Если в процессе исследования скважины на ее поведении сказываются условия на границе контура питания, то обработка КВД проводится по формуле для ограниченного пласта [1]:

$$\lg(P_{i\bar{e}}^2 - P_c^2) = \alpha_1 - \beta_1 t \quad (1.6)$$

Таким образом, обоснованный выбор скважин для проведения ГДИ позволит существенно снизить затраты на дорогостоящие исследования, сократить технологические потери газа, как следствие, увеличить прибыль предприятия. Кроме этого, улучшается экологическая безопасность, так как основная масса ГДИ выполняется с выпуском газа в атмосферу.

В ходе анализа было установлено, что при снятии КВД величина $\frac{kh}{\mu}$ совпала со значением данного параметра, определенного при газодинамических исследованиях, проведенных ранее.

Библиографический список

1. **Гриценко А. И.** Руководство по исследованию скважин / А. И. Гриценко, З. С. Алиев, О. М. Ермилов, В. В. Ремизов, Г. А. Зотов ; под общ. ред. Е. Н. Ивакина. – М. : Наука, 1995. – 523 с.
2. **Ланчаков Г. А.** Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / под ред. Г. А. Ланчакова, В. И. Маринина, Д. В. Люгая, З. С. Алиева. – М., 2008. – 279 с.

СИНЕРГИЯ ТЕОРИИ И ПРАКТИКИ ПРИ ОСВОЕНИИ СЫРЬЕВЫХ РЕСУРСОВ

М.В. Лобада, эксперт

БКС «Экспресс», г. Москва,

т.ел.: 8-495-785-53-36; e-mail: mlobada@msk.bcs.ru

Рецензент: Серебряков О.И.

Профессионализм в любой сфере приводит к успеху и уважению вне зависимости от занимаемой должности и области деятельности. Как бы скептики и неудачники не пытались оспорить это утверждение, факт остается фактом и находит ежедневное подтверждение в жизни. В то же время есть еще один очень интересный момент, на который почти никто не обращает внимания и который редко кто пытается использовать в жизни.

Professionalism in any field leads to success and respect, regardless of the position and area of activity. No matter how skeptics and losers attempt to dispute this assertion, the fact remains and finds daily confirmation in life. At the same time there is another very interesting point which attracts almost nobody's attention, and which is rarely attempted to be used in everyday life.

Ключевые слова: нефть, сырье, добыча, переработка, прогноз.

Key words: oil, raw materials, mining, processing, profit forecast.

В статье речь идет о возможности своего рода «синергии» при переплетении нескольких совершенно разных областей знания, профессионализма и практики. Синергии, при которой $2+2$ не равно 5, а скорее, даже 25. Казалось бы, весьма спорный и сомнительный момент, но его вкратце объясним ниже.

Как это ни странно, имеются в виду профессиональные знания в какой-либо области и фондовый сырьевой рынок. К сожалению, подавляющее большинство рядовых граждан в нашей стране относятся к фондовым сырьевым рынкам как к чему-то негативному. При словах «акция» или «облигация» в голову приходят либо Остап Бендер, либо беспринципные дельцы с Уолл-Стрит, виновные во всех бедах человечества. Если Вы так не думаете, то наверняка знаете людей, которые считают, что это «все слишком сложно и предназначено для спекуляций, обмана и воровства. Порядочному человеку подобными вещами заниматься просто неприлично!» И тем не менее это – ошибочное и извращенное представление о роли и функциях разного рода сырьевых бирж.

Не вдаваясь в подробности, можно сказать, что основная и первоначальная роль рынков – обеспечить возможность свободного перетока капитала и товаров от тех, у кого они есть в свободном виде, к тем, кто в них нуждается. Одновременно с этим рынок устанавливает «справедливую стоимость» тех или иных активов. При этом в качестве «активов» могут быть как компании, так и сырьевые товары – нефть, металлы, продовольствие. Рынок действует согласно определенной логике и психологии, и это позволяет зарабатывать на нем. Подчеркнем: именно зарабатывать, а не спекулировать или пытаться путем обмана других участников вытащить из него деньги. Что самое интересное – зарабатывать можно даже не на текущей ситуации, а на ожиданиях того или иного события. Это похоже на игру в шахматы, только намного более сложную и комплексную. Принято считать, что на рынке чуть ли не самым важным знанием является «инсайд», или информация, недоступная ши-

рокому кругу людей. А ключевой навык – умение использовать эту информацию перед тем, как она станет общедоступной. Классический «инсайд» является противозаконным, но использование своих знаний и умений предвидеть события с большой долей вероятности таковым не являются. И вот здесь мы подходим к тому, с чего начали. Попробуем вкратце на примере объяснить, как это выглядит в идеале.

Возможно не выходя из дома, прямо со своего компьютера, торговать нефтью, золотом, медью и никелем, платиной и палладием, газом и дизелем просто «кликая мышкой по кнопкам». Для этого не нужно быть миллионером и иметь 2 яхты – любой человек со средним достатком может это себе позволить. Весь вопрос заключается в следующем: что будет происходить с ценами на нефть в течение нескольких следующих недель/месяцев/лет? Можно послушать, что говорят аналитики, или почитать, что пишут отраслевые издания, и, исходя из этого, решить для себя, что сырье будет падать в цене. Соответственно, на этом можно заработать, продав его сегодня.

Но если у Вас есть профильное образование в геологии, металлургии или близкой сфере, Вы можете знать, что в мире есть большая проблема: происходит плавное истощение ресурсов основных месторождений, а новые планируются к запуску только через несколько лет. Добыча нефти снижается, производство нефтепродуктов падает, а спрос на нефть растет из-за ряда факторов (Китай и Индия, например, активно наращивают импорт). Разрушенная землетрясением Япония рано или поздно будет восстанавливать свою экономику – а это спрос на нефть. Об этом не говорят по телевизору и редко пишут даже в отраслевых изданиях. И Вы можете сделать вывод о том, что в мире будет расти дефицит нефти. Соответственно, цены на нефтепродукты будут расти – Вы покупаете нефть сегодня и продаете через месяц/квартал/год по более высокой цене.

Если Вы по образованию нефтяник и знаете, как именно ищут, добывают и перерабатывают нефть, то Вы также можете делать профессиональные заключения о том, что может происходить в отрасли с большей долей вероятности, чем простой биржевик с экономическим образованием. И если Вы знаете, что запускаемая на каком-либо нефтеперерабатывающем предприятии технология реально сможет снизить себестоимость производства на 20 %, соответственно поднимая рентабельность, то эти знания можно использовать с выгодой для себя. Когда об этом узнает рынок и отреагирует на новость, Вам останется только монетизировать свои знания и опыт.

Таких примеров можно приводить огромное множество, но суть их сводится к следующему: знания и профессионализм в своей области позволяют использовать их себе во благо, не отрываясь от основной работы. Для этого не нужно быть профессиональным «игроком» на бирже или гением математики. Нужны узкие знания в своей области, здравый смысл и логика. И обязательно необходимо еще одно важное качество: отсутствие жадности. А «жать на кнопки» можно научиться за неделю.

Библиографический список

1. **Орлов В. П.** Государство и минерально-сырьевая база / В. П. Орлов, Ю. В. Немерюк. – М. : Геоинформмарк, 2001. – 44 с.
2. **Тереценко В. И.** Организация и управление / В. И. Тереценко. – М. : Экономика, 1965. – 48 с.

ЗЕМЛЕУСТРОЙСТВО, КАДАСТР И МОНИТОРИНГ ЗЕМЕЛЬ

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ЗЕМЕЛЬНЫХ РЕСУРСОВ И ЗЕМЛЕУСТРОЙСТВЕННОСТИ НИЖНЕГО ПОВОЛЖЬЯ

М.В. Дмитриева, ассистент кафедры картографии;
А.Н. Бармин, профессор, декан геолого-географического факультета
Астраханский государственный университет,
тел.: (8512)44-00-95; e-mail: geologi2007@yandex.ru

И.В. Бузякова, доцент кафедры географии
Астраханский государственный университет,
тел.: (8512)52-49-92; e-mail: buzyakova@rambler.ru

Рецензент: Кумеев С.С.

В статье представлена структура сельскохозяйственных угодий Астраханской области. Дается анализ современного состояния крестьянских фермерских хозяйств. Представлены рекомендации по совершенствованию землеустройства и рациональному использованию земельных ресурсов Астраханской области.

The structure of rural areas of the Astrakhan region has been shown in the article. The analysis of modern conditions of rural farm sectors in the Astrakhan region has been given. Guidelines on improvement of land surveying and rational use of lands of the Astrakhan region have also been presented.

Ключевые слова: земельный фонд, сельскохозяйственные угодья, пастбища, пашни, сенокосы, многолетние насаждения, крестьянские фермерские хозяйства, инвентаризация земель, мелиорация.

Key words: land stock, rural areas, pastures, agricultural lands, hay fields, permanent planting, farm sectors, land inventory, melioration.

Общая характеристика земельного фонда. Территория области по состоянию на 1 января 2010 г. составляет 5292,4 тыс. га, из них земли сельскохозяйственного назначения – 3512 тыс. га, или 66,4 %. Земли промышленности и иного специального назначения занимают 537,5 тыс. га (10,2 %), земли запаса – 453,8 тыс. га (8,6 %), земли водного фонда – 419,6 тыс. га (7,9 %), земли лесного фонда – 419,6 тыс. га (7,9 %), земли особо охраняемых территорий и объектов – 88,4 тыс. га (1,7 %), земли населенных пунктов – 86,8 тыс. га (1,6 %).

Общая площадь сельскохозяйственных угодий по Астраханской области по состоянию на 01.01.2010 г. составляет 3512 тыс. га, из них пашня – 345,3 тыс. га; залежь – 8,9 тыс. га; многолетние насаждения – 9,8 тыс. га; сенокосы – 387 тыс. га; пастбища – 2761 тыс. га.

В структуре сельскохозяйственных угодий Астраханской области преобладают пастбища, составляющие 78,4 % к общей площади земель сельскохозяйственного назначения; сенокосы – 11,2 %; пашня – 10,1 %. В структуре сельскохозяйственных угодий Астраханской области, используемой фермерами Астраханской области, также преобладают пастбища, составляющие

87 % к общей площади земель сельскохозяйственного назначения; сенокосы – 4,8 %; пашня – 8,3 % (рис.).

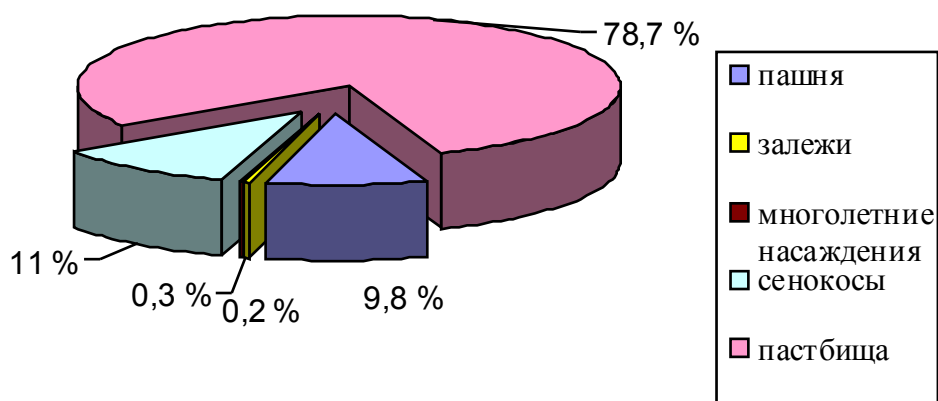


Рис. Сведения о наличии земель по угодьям по состоянию на 1 января 2010 г.

По сравнению с 2008 г. площадь земель сельскохозяйственного назначения увеличилась на 25,7 тыс. га. Увеличение произошло за счет перевода земель запаса в категорию земель сельскохозяйственного назначения. Объясняется это тем, что сельскохозяйственные угодья из земель запаса переведены в категорию земель сельхозназначения для расширения крестьянского (фермерского) хозяйства, личного подсобного хозяйства, на основании документов о регистрации прав. В настоящее время под болотами занято 127,5 тыс. га земель, или 2,4 % в структуре земельного фонда. По сравнению с 1990 г. болота сократились на 3,7 % (194,8 тыс. га). Наибольшая площадь земель, находящихся под болотами, приходится на Камызякский район (12,4 % от площади района), а наименьшая (0,006 %) – на Наримановский.

Основные сельскохозяйственные земли расположены в полупустынных районах и по долинам рек. Тем не менее обеспеченность населения Астраханской области сельскохозяйственными угодьями в расчете на одного жителя достаточная – 3,3 га, в том числе пашни – 0,4 га (среднемировой показатель обеспеченности – 0,3 га пашни).

Крестьянские (фермерские) хозяйства использовали 1025,1 тыс. га, в том числе сельскохозяйственных угодий – 959,9 тыс. га, из них пашня – всего 57,2 тыс. га, в том числе орошаемая – 35,9 тыс. га. Количество крестьянских (фермерских) хозяйств составляет 2331.

Эти цифры говорят о том, что в области развивается индивидуальное предпринимательство с использованием земель сельскохозяйственного назначения для производства сельскохозяйственной продукции. В то же время есть районы, где количество крестьянских хозяйств значительно уменьшилось, а именно Красноярский и Харабалинский районы.

Усиленно развивается индивидуальное предпринимательство в Енотаевском и Наримановском районах, где, видимо, существуют лучшие условия для бизнеса и крестьяне вкладывают свои деньги в производство.

Многие из действующих крестьянских хозяйств имеют площади от 50 до 300 га, что приводит к несоблюдению севооборотов, трудностям при обра-

ботке земли и ее охране. Недостаток техники и сельскохозяйственных орудий у них не дает проводить полный комплекс агротехнических мероприятий, ведение и освоение севооборотов, обработку земли, борьбу с вредителями и болезнями сельскохозяйственных культур и т.д. Такие крестьянские хозяйства, как правило, разрознены и работают неэффективно. В связи с этим встает вопрос об укрупнении крестьянских хозяйств в районах области.

Общая площадь земель, используемая организациями и предприятиями области по состоянию на 1 января 2010 г., составляет 1499,3 тыс. га земельного фонда области, что меньше по сравнению с 2008 г. на 16,3 тыс. га. [3].

Современные условия существования фермерских хозяйств стали ухудшаться. Прекратилось централизованное льготное кредитование, быстрыми темпами начали расти цены на сельхозтехнику и горюче-смазочные материалы, была фактически ликвидирована закупочная кооперация. Все заботы о развитии и создании фермерских хозяйств правительство переложило на бюджет области и района. Процесс их создания в области резко замедлился, возросло число хозяйств, прекращающих свою деятельность. Таким образом, по сравнению с 2008 г. площадь земель, используемая организациями и предприятиями области, уменьшилась на 16,3 тыс. га. Уменьшение произошло в связи с прекращением права постоянного (бессрочного) пользования и аренды на земельные участки на основании добровольного отказа. В связи с этим уменьшилась и численность занятых в структуре сельского хозяйства с 2006 г. на 1 % (3,2 тыс. чел.) [2].

Хозяйственными товариществами и обществами (90 шт.) используется 394,1 тыс. га, в том числе 246,4 тыс. га сельскохозяйственных угодий, из них пашни – 43,8 тыс. га, в том числе орошаемой – 33,3 тыс. га.

Производственными кооперативами (92 шт.) используется 674,4 тыс. га земель, в том числе 482,5 тыс. га сельскохозяйственных угодий, из них пашни – 46,4 тыс. га, в т.ч. орошаемой – 29,7 тыс. га.

Государственными и муниципальными унитарными сельскохозяйственными предприятиями (21 шт.) используется 30,8 тыс. га, из них сельскохозяйственных угодий – 26,7 тыс. га, в том числе пашни – 6,0 тыс. га, из них орошаемой – 2,9 тыс. га.

Из общей площади земель предприятий, организаций находятся в собственности граждан и собственников земельных долей на площади – 434,6 тыс. га, в том числе невостребованные – 58,2 тыс. га.

В целях развития мелиорации и определения собственников мелиоративных систем в Астраханской области была проведена инвентаризация мелиорированных земель (25.11.2010 г.). На данный момент времени Министерство сельского хозяйства Российской Федерации ведет обработку результатов.

Проведена инвентаризация земель, находящихся в коллективно-долевой собственности, в результате чего выявлено, что в настоящее время на территории Астраханской области являются невостребованными порядка 65 тыс. земельных долей общей площадью 534 тыс. га.

Земли, используемые гражданами для производства сельскохозяйственной продукции по состоянию на 1 января 2010 г., составляют 1633,4 тыс. га. Увеличение площади на 118,1 тыс. га произошло в основном за счет увеличения аренды земель крестьянскими (фермерскими) хозяйствами, а также увеличения площади личных подсобных хозяйств и земельных участков собственников земельных участков.

В собственности граждан находятся 410,1 тыс. га, на праве пожизненно наследуемого владения – 6,4 тыс. га, пользования – 82,3 тыс. га, аренды – 1053,4 тыс. га.

В 2009 г. гражданами использовались земли, находящиеся в государственной и муниципальной собственности, – 1201,2 тыс. га, находящиеся в собственности юридического лица – 19,7 тыс. га.

Граждане, занимающиеся сенокосением и выпасом скота, использовали 155,7 тыс. га земель, в том числе сельскохозяйственных угодий – 148,6 тыс. га, из них пашни – 0,7 тыс. га, в том числе орошаемой – 0,2 тыс. га.

Граждане, занимающиеся животноводством, использовали 5,5 тыс. га, в том числе 4,9 тыс. га сельскохозяйственных угодий, из них – 2,3 тыс. га пастбищ.

Граждане, имеющие личные подсобные хозяйства, использовали 66 тыс. га земель, в т.ч. сельскохозяйственных угодий – 63,4 тыс. га, из них пашни – 6,4 тыс. га, в том числе орошаемой – 4,5 тыс. га.

Граждане и их коллективы занимались садоводством на площади 7,0 тыс. га, огородничеством – 1,9 тыс. га.

Земли, используемые гражданами для сельскохозяйственного производства, находятся в собственности 410,1 тыс. га.

Остальные землепользователи (205 – некоммерческие организации, казачьи общества и прочие предприятия, подсобные хозяйства), занимающиеся сельскохозяйственным производством, занимают площадь 400 тыс. га, в том числе сельскохозяйственных угодий – 272,1 тыс. га, из них пашни – 15,2 тыс. га, в том числе орошаемой – 10,6 тыс. га. В 2009 г. гражданами использовались 1536,7 тыс. га сельскохозяйственных угодий, из них 127,9 тыс. га пашни, в том числе орошаемой 84,9 тыс. га.

Фермеры осваивают современные технологии, например капельное орошение сельхозкультур, с помощью которого увеличили урожайность томатов в 3–3,5 раза, картофеля – в 4 раза. Третья часть всех посевов с капельным орошением в области фермерские. Большая часть пашни используется в крестьянско-фермерских хозяйствах области под овощные и зерновые культуры. Оросительные системы позволяют производить около 70 % зерна, рис, кукурузу, овощи, бахчевые культуры, 60 % кормов.

Площадь земель с регулярным орошением в области составляет 222,5 тыс. га, из них в 2002 г. активно использовалось 60,7 тыс. га. По-прежнему остаются острыми проблемы надежности оросительной и сбросной сети, опустынивания, засоления и заболачивания земель, дефицита баланса органического вещества в почвах сельскохозяйственных угодий в силу сокращения ремонтных работ на мелиоративных системах, высокого износа насосных станций, недостаточности агролесомелиоративных мероприятий.

На сегодняшний день в условиях рынка возникают проблемы по использованию земельных ресурсов. Они присущи практически каждой категории земель.

1. На землях сельскохозяйственного назначения – фактически во всех районах области отмечается устойчивая тенденция ухудшения качества земель – снижение содержания в почвах гумуса, питательных веществ, видового состава растительности и ее продуктивности, что снизило потенциал кормовой базы. Сельскохозяйственные угодья подвержены деградации, загрязнению, теряют способность к воспроизводству плодородия.

Из общей площади дефляционно-опасных земель дефлированных 579,9 тыс. га, из них сельскохозяйственных угодий – 333,8 тыс. га, в том числе пашни – 2,0 тыс. га. Кроме того, в границах области находилось 542,7 тыс. га незакрепленных подвижных песков.

Из общей площади пастбищ (2685,2 тыс. га) засоленных 604,7 тыс. га, солонцеватых и солонцовых комплексов – 746,2 тыс. га, переувлажненных – 95,7 тыс. га, заболоченных – 4,5 тыс. г, дефляционно-опасных 1227,8 тыс. га.

Из общей площади сенокосов (386,4 тыс. га) имелось засоленных – 162,9 тыс. га, солонцеватых и солонцовых комплексов – 0,8 тыс. га, переувлажненных – 172,6 тыс. га, заболоченных – 5,3 тыс. га.

Из 221,3 тыс. га орошаемых сельскохозяйственных угодий не использовалось 124,8 тыс. га (56,4 %), в том числе по причине засоления и заболачивания – 14,1 тыс. га, по другим причинам 110,8 тыс. га. Хорошее мелиоративное состояние имеют 50,9 тыс. га (23 %), удовлетворительное – 105,3 тыс. га (23,0 %), неудовлетворительное – 65,1 тыс. га (24,4 %).

Требуется решения проблема оптимизации использования орошаемых земель и земель лиманного орошения. Необходимо обеспечить перевод (трансформацию) орошаемых земель и земель лиманного орошения, не подлежащих восстановлению, в неорошаемые, разработать систему мер по реконструкции и восстановлению пригодных к орошению земель и обеспечить их эффективное использование.

Большой вред сельскому хозяйству области наносит ветровая эрозия почв. Этот вид эрозии постоянно проявляется на площади 688 тыс. га, в том числе на 70 тыс. га пашни. Потенциально эрозионно-опасных земель в области насчитывается 1,6 млн га. Определенный ущерб причиняет и водная эрозия почв. Поэтому последовательное осуществление противоэрозионных мероприятий при использовании колхозами и совхозами сельскохозяйственных угодий, в особенности пашни, полупустынных и пустынных пастбищ, имеет важное значение во всех природных зонах области [3].

В последние годы более 238,5 тыс. га сельскохозяйственных угодий характеризуются низким содержанием гумуса. Среднегодовой дефицит гумуса в пахотном слое за последние годы в среднем по области составил 0,7 т на га. Вносимые дозы минеральных и органических удобрений не компенсируют потерю (при сборе урожая) питательных веществ почв.

В целях недопущения снижения плодородия почв, повышения урожайности сельскохозяйственных культур и обеспечения эффективного использования мелиоративных земель Правительством Российской Федерации проводится целевая программа «Сохранение и восстановление плодородия почв земель сельскохозяйственного назначения и агроландшафтов как национального достояния России на 2006–2010 годы».

На работы по сохранению плодородности почв из разных финансовых источников с 2007 по 2010 г. было выделено более 1,5 млрд рублей. В результате удалось предотвратить выбытие из земель сельскохозяйственного назначения 128 тыс. га угодий; защищено от водной эрозии 3,2 тыс. га, от ветровой эрозии и опустынивания более – 12 тыс. га. Кроме того, введено в эксплуатацию 10 тыс. га мелиоративных земель.

Необходимым компонентом высокой культуры земледелия является чистота полей. Однако в настоящее время все еще наблюдается сильная засоренность основных сельскохозяйственных угодий.

В результате нарушения технологии обработки почвы, резкого сокращения объемов применения минеральных и органических удобрений наблюдается снижение плодородия почв и, как следствие, снижение уровня урожайности сельскохозяйственных культур.

В настоящее время в нашей стране большое внимание уделяется мелиорации. В связи с этим разработана концепция федеральной целевой программы от 17 ноября 2008 г. «Развитие мелиорации сельскохозяйственных земель России на период до 2020 года», целями которой являются: определение путей и способов повышения конкурентоспособности сельского хозяйства, рентабельности и устойчивости сельскохозяйственного производства средствами комплексной мелиорации, наряду с приемами адаптивно-ландшафтного земледелия, для обеспечения продовольственной безопасности и сохранения природных ресурсов для будущих поколений.

Одним из важнейших резервов повышения урожайности сельскохозяйственных культур является своевременное качественное проведение мероприятий по борьбе с вредителями, болезнями и сорняками, многие из которых отличаются большой вредоносностью.

Изменение биоразнообразия и, в частности, состава растительного покрова при распашке и сельскохозяйственном освоении территорий, антропогенное воздействие на почвы приводят к изменению биогеохимических циклов и вызывают загрязнение окружающей среды.

Необходимым условием повышения эффективности земледелия является также использование современных агротехнологий, например, капельного орошения. Оно позволяет не только получать высокие и устойчивые урожаи (урожайность томатов на участках с капельным орошением в 4 раза выше, чем при обычной технологии возделывания), но и перейти к индустриальным технологиям выращивания овощных культур. Нужно учитывать вынос питательных веществ, так как на сегодняшний день крайне мало вносятся минеральные и органические удобрения, что за последние десятилетия привело к естественному истощению почв и снижению ее гумуса.

Необходимо также завершить агрохимическое обследование пашни по области и с учетом результатов агрохимического исследования пашни в районах создать банк данных обеспеченности питательными веществами полей в фермерских и крестьянских хозяйствах.

2. В землях населенных пунктов. В настоящее время сельские населенные пункты не обеспечены плано-картографическими материалами. Ведутся работы по обновлению и созданию карт и планов.

Из 420 сельских поселений области только в 93 проведена комплексная застройка и осуществлены мероприятия по благоустройству территории, выборочно обустроены примерно 57 поселений, а 270 не вовлечены в этот процесс. Основная часть сельского жилищного фонда не имеет элементарных коммунальных удобств. Водопровод имеется в 35 % сельских жилых домов, центральное отопление – в 7 %, канализация – в 8 %, горячее водоснабжение – в 4 % сельских жилых домов.

Сложившаяся ситуация в социальной сфере на селе является тормозом в формировании социально-экономических условий устойчивого развития сельских поселений Астраханской области.

Для устойчивого социально-экономического развития муниципальных образований области и эффективного функционирования агропромышленно-

го производства области необходима государственная поддержка развития социальной сферы и инженерной инфраструктуры на селе.

Исходя из задач социально-экономической политики страны на ближайший период и долгосрочную перспективу, для преодоления критического положения в сфере социального развития села необходимо проведение упреждающих мероприятий, одним из которых является разработка, принятие и реализация комплексной целевой программы «Социальное развитие сел Астраханской области до 2012 года».

3. В землях промышленности, транспорта, связи, обороны и иного не сельскохозяйственного назначения. Среди всех отраслей экономики Астраханской области несомненным лидером является промышленность. В ней формируется свыше 25 % валовой добавленной стоимости и около 70 % прибыли прибыльных предприятий. В промышленности сосредоточено 23,3 % основных фондов, на промышленных предприятиях занято 17 % занятых в экономике области, которым выплачивается 27,3 % от областного фонда оплаты труда. Промышленный комплекс области насчитывает 1835 предприятий различных форм собственности, из них – 105 крупных и средних.

Практически исчезает в области легкая промышленность. Ее доля уменьшилась с 23 % в 1991 г. до 0,7 %. Предприятия отрасли не смогли адаптироваться к рыночным условиям. В валовом региональном продукте области удельный вес промышленного производства снизился с 43 % в 1992 г. до 28,4 %.

Лесная, деревообрабатывающая и целлюлозно-бумажная промышленность. Являясь крупным лесоперевалочным пунктом, Астраханская область традиционно представляла деревообрабатывающую промышленность. Целлюлозно-бумажная промышленность создана на базе использования тростника дельты Волги. Тростниковая база в дельте Волги оказалась неустойчивой из-за гидрологического режима.

Микробиологическая промышленность. Потребность сельского хозяйства в кормовых добавках способствует устранению дефицита кормового белка, что в конечном итоге ведет к повышению продуктивности в животноводстве и птицеводстве.

Легкая промышленность. Отрасль представлена такими подотраслями, как швейная, текстильная, кожевенно-обувная и обувная. Легкая промышленность относится к трудоемким отраслям, размещение предприятий тяготеет в основном к местам наибольшего сосредоточения рабочей силы. В силу этого предприятия легкой промышленности сосредоточены в г. Астрахани.

В целях эффективного и рационального использования природного потенциала области необходимо принять меры:

- по резервированию земель, созданию и развитию особо охраняемых природных территорий местного значения;
- развитию туризма в районах с богатой природой.

В целях рационального использования и охраны потенциала земельных ресурсов области необходимо:

- совершенствование форм, содержания и порядка ведения земельно-кадастровой документации;
- проведение совместно с заинтересованными управлениями и департаментами ревизии распределения земель на соответствие действующему законодательству;

- введение механизма ответственности за неэффективное использование земли по сохранению и повышению плодородия сельскохозяйственных угодий;

- оценка бонитировки почв во всех районах;
- кредитование под залог земли и права землепользования через кредитный механизм;

- вовлечение в оборот плодородных залежных земель.

В целях совершенствования землеустройства необходимо:

- разработать областную и районные схемы (проекты) землеустройства, завершить работы по зонированию земель;

- составить проекты межхозяйственного землеустройства по образованию и упорядочению существующих землепользований;

- составить проекты земельно-хозяйственного устройства территорий населенных пунктов.

- на основании зонирования земель запаса, лесного и водного фонда, промышленности, транспорта и иного несельскохозяйственного назначения определить площади земель, предлагаемых к передаче для нужд сельского хозяйства, резервированию территорий для развития населенных пунктов, государственного природно-заповедного фонда и иных целей, не связанных с сельскохозяйственным производством;

- в зонах с особыми условиями пользования земель определить границы особо охраняемых природных территорий, санитарно-защитные зоны промышленных предприятий, защитные зоны водозаборных сооружений, приаэродромных полос и охранных зон магистральных трубопроводов, линии электропередач, связи, водоохраных зон и полос водных объектов.

Оптимизация структуры сельскохозяйственных угодий будет направлена на создание наиболее стабильного состава сельскохозяйственных угодий, обеспечивающих устойчивое развитие сельскохозяйственного производства и охраны окружающей среды.

Библиографический список

1. **Белякова Ю. В.** Использование земельных ресурсов крестьянскими фермерскими хозяйствами Астраханской области / Ю. В. Белякова, А. Н. Бармин // Земледелие. – 2008. – № 3 (18). – С. 10–11.
2. **Белякова Ю. В.** Проблема мониторинга земель в Астраханской области / Ю. В. Белякова, Е. С. Гусева, А. Н. Бармин // Геология, география и глобальная энергия. – 2010. – № 1 (36). – С. 95–98.
3. **Белякова Ю. В.** Современная проблематика развития сельскохозяйственного производства в Астраханской области / Ю. В. Белякова, Е. С. Гусева, А. Н. Бармин // Геология, география и глобальная энергия. – 2010. – № 1 (36). – С. 61–66.

АГРОКЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ КАК ОДИН ИЗ ФАКТОРОВ РАЗВИТИЯ ФЕРМЕРСКИХ ХОЗЯЙСТВ

А.Н. Бармин, профессор

*Астраханский государственный университет,
тел.: (8512)52-49-92; e-mail: geologi2007@yandex.ru*

К.С. Монгалева, аспирант кафедры географии

*Ярославский государственный педагогический университет
им. К.Д. Ушинского, г. Ярославль,
тел.: 8(4985) 30-56-61; e-mail: geologi2007@yandex.ru*

Рецензент: Андрианов В.А.

Представлен обзор агроклиматических условий Ярославской области как одного из важных факторов, влияющих на расположение и специализацию крестьянских (фермерских) хозяйств. Выявлены районы с наиболее благоприятными климатическими условиями для деятельности фермерских хозяйств.

This article provides an overview of agro-climatic conditions of the Yaroslavl region as one of the most important factors influencing the location and specialization of farms. Areas with the most favorable climatic conditions for farm activity were identified.

Ключевые слова: Ярославская область, агроклиматические условия, крестьянские (фермерские) хозяйства.

Key words: the Yaroslavl region, agro-climatic conditions, farms.

Одним из факторов, влияющих на развитие сельскохозяйственного производства, в частности фермерства, являются природно-климатические условия. В частности, речь идет об агроклиматических условиях. Так как для Ярославской области характерно неоднородность климатических условий, это сказывается на территориальном распределении и размерах фермерских хозяйств среди региона [2, 4].

Фермерские хозяйства имеются во всех районах Ярославской области (табл.). На территории области выделяются районы с различным уровнем активности фермерской деятельности. Ростовский, Переславский, Ярославский районы характеризует большее количество крестьянских хозяйств. Менее всего зарегистрировано фермерских хозяйств в северных районах – Брейтовском, Пошехонском, Некоузском. Неравномерное распределение хозяйств по территории Ярославской области в значительной степени обусловлено агроклиматическим районированием [3, 4, 9].

Агроклиматическое районирование необходимо для составления сравнительной, основанной на учете климатических ресурсов, характеристики территории, которое может быть полезно при решении некоторых практических задач. Среди них размещение и специализация сельскохозяйственных культур по районам, применение различных агротехнических мероприятий и др. [8].

Таблица
**Число крестьянских (фермерских) хозяйств по муниципальным районам
 Ярославской области (на основании данных Росстата на конец года)**

	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
Итого по области	2036	2044	2214	2193
Большесельский	72	72	79	77
Борисоглебский	87	86	95	91
Брейтовский	42	38	47	42
Гаврилов-Ямский	97	98	121	120
Даниловский	173	172	176	180
Любимский	16	19	28	24
Мышкинский	65	68	78	83
Некоузский	45	48	62	55
Некрасовский	112	110	119	116
Первомайский	64	64	71	65
Переславский	365	365	380	387
Пошехонский	51	52	59	53
Ростовский	311	311	318	320
Рыбинский	125	124	131	132
Тутаевский	91	96	104	105
Угличский	168	168	183	178
Ярославский	152	153	163	165

В основу районирования положены термические условия и влагообеспеченность территории в вегетационный период. Показателем теплового режима района являются суммы активных температур выше 10°, характеристикой влагообеспеченности – суммы осадков за период со средней суточной температурой выше 10°.

Исходя из вышеуказанного, Ярославскую область можно разделить на два агроклиматических района.

Первый агроклиматический район (I) занимает северную часть области (Левобережье Волги), где суммы средних суточных температур выше 10° составляют 1850–1900°. По условиям влагообеспеченности он делится на два подрайона – «Iа» и «Iб».

Количество осадков за период со средней суточной температурой выше 10° в подрайоне Ia составляет 260–300 мм, в подрайоне Ib – около 250 мм. Продолжительность периода со средней суточной температурой выше 5° , который примерно соответствует длине вегетационного периода многих культур, составляет 165–170 дней, с температурой выше 10° – 120–130 дней [3, 5].

Заморозки в среднем прекращаются в конце второй декады мая.

Однако нередко в первой декаде или начале второй декады июня наблюдаются значительные похолодания, вплоть до ночных заморозков. Такими заморозками иногда повреждаются овощные культуры – огурцы, помидоры, капустная рассада, а также цветки и завязи плодовых деревьев. Первые осенние заморозки появляются в среднем в конце второй или в третьей декаде сентября. В отдельные годы даты наступления заморозков колеблются в больших пределах, наблюдаются на месяц раньше или позже средней даты [7].

Таким образом, продолжительность безморозного периода в отдельные годы колеблется от 80 до 180 дней. Однако эти крайние величины наблюдаются очень редко, один раз в 20–30 лет. Наиболее часто наблюдающаяся продолжительность безморозного периода близка к средней (125–135 дней), при которой обеспечивается нормальное созревание зерновых, льна, картофеля и ряда овощных культур [3, 5].

Температура воздуха днем (в 13 часов) в наиболее теплый месяц года – июль – составляет в среднем $21,0$ – $21,5^{\circ}$. Жарких дней со средней суточной температурой выше 25° в среднем за лето бывает не более двух. Такой температурный режим летнего периода благоприятствует произрастанию льна. Условия перезимовки озимых культур в большую часть лет удовлетворительные. Число дней с низкой температурой (средняя суточная температура воздуха ниже -20°) за зиму около 10–12. Однако такие сильные морозы наблюдаются преимущественно при снежном покрове высотой более 10 см, предохраняющем озимые посевы от вымерзания [1, 7].

Устойчивый снежный покров образуется обычно в третьей декаде ноября и только в северо-восточной части района (подрайон Ib) на несколько дней раньше. В первой половине декабря высота снежного покрова составляет около 10 см и, постепенно увеличиваясь, в первой – второй декадах марта достигает максимума – 45–55 см.

Разрушается устойчивый снежный покров примерно в период 10–20/IV. Нередко после этого снег выпадает вновь, но высота снежного покрова бывает незначительна, и лежит он недолго. Запасы воды в снеге при наибольшей высоте его за зиму составляют 120–135 мм в подрайоне Ia и 90–120 мм – в подрайоне Ib. Влагозапасы в почве, как правило, достаточные в обоих подрайонах. В относительно холодный, обычно дождливый летний период бывает и избыток влаги, особенно в подрайоне Ia, что затрудняет иногда производство полевых работ и задерживает созревание сельскохозяйственных культур, особенно яровых [1, 6, 8].

Утром и вечером в течение вегетационного периода преобладает тихая и ясная или малооблачная погода, днем преобладает частичное покрытие неба кучевыми облаками и усиление скорости ветра. 15–18 дней за месяц бывает с осадками, но, в отличие от осенне-зимнего периода, продолжительность выпадения их небольшая.

Первый агроклиматический район включает следующие ареалы территорий: подрайон Ia – Владыченский, Пошехоно-Володарский, Первомайский,

Брейговский, Арефинский, Пречистенский, Даниловский, Некоузский и Масловский полностью, северную часть Рыбинского, Тутаевского и Ярославского, западную часть Толбухинского, Мышкинского и Угличского; подрайон Юб – Любимский и Середской полностью, северо-восточную часть Ярославского и северную часть Некрасовского [1, 9].

Второй агроклиматический район (II) занимает южную часть области и, соответственно своему положению, характеризуется более высокими температурами воздуха за вегетационный период, чем район I. Суммы средних суточных температур выше 10° составляют 1900–2000°. Второй район также делится по влагообеспеченности на два подрайона: Па западный – с влагообеспеченностью 260–300 мм и Пб (восточный), имеющий осадков около 250 мм. Продолжительность периода со средней суточной температурой воздуха выше 5° в районе II на 5 дней больше, чем в районе I, продолжительность же периода с температурой выше 10° не отличается от района I [6, 7].

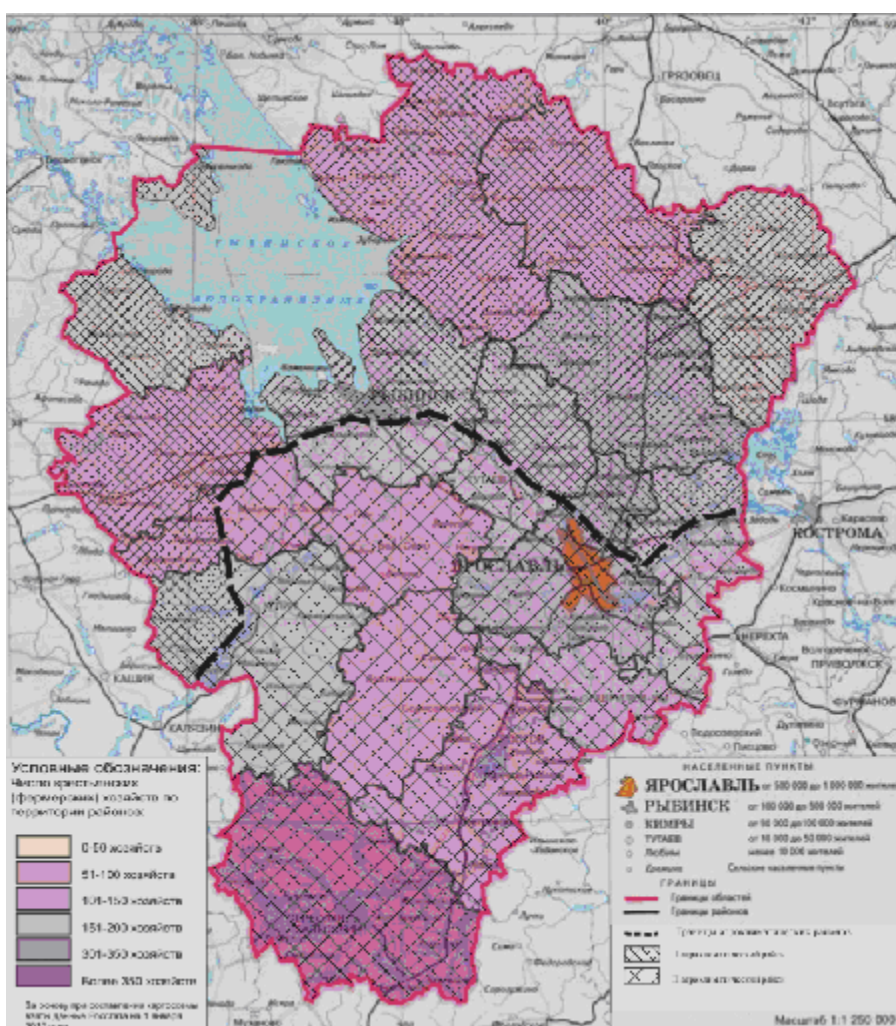


Рис. Картограмма агроклиматического районирования Ярославской области

Безморозный период в подрайоне Па составляет в среднем 125–135 дней, в подрайоне Пб – 130–135 дней. Средняя дата прекращения заморозков – вто-

рая декада мая; первые заморозки осенью появляются в конце сентября с такими же отклонениями от средней даты в отдельные годы, как и в районе I. Абсолютный минимум температуры воздуха зимой $-46, -48^{\circ}$, средний из абсолютных минимумов, лучше отражающий морозоопасность территории, составляет в подрайоне Па $-33, -35^{\circ}$, т.е. на 1° выше, чем в подрайоне Ia, а в подрайонах Ib и IIб он почти не различается. От вымерзания озимые посевы предохраняет достаточно высокий снежный покров.

Продолжительность устойчивого снежного покрова в районе II на 5 дней меньше, а средняя высота его на 10 см ниже, чем в районе I.

В состав второго агроклиматического района входят следующие ареалы территорий: в подрайон Па – Большесельский, Курбский, Ильинский, Борисоглебский, Нагорьевский и Переславский полностью, юго-восточная часть Рыбинского, восточная часть Мышкинского и Угличского, южная часть Тутаевского, юго-западная часть Ярославского, западная часть Ростовского и Петровского; в подрайон IIб – Гаврилов-Ямский, Бурмакинский и Рязанцевский полностью, южная часть Ярославского и Некрасовского, восточная часть Петровского и Ростовского [6].

Климат Ярославской области не препятствует в целом широкому развитию всех отраслей народного хозяйства и является вполне благоприятным для успешного развития земледелия и животноводства. В области с успехом выращиваются самые разнообразные культуры – зерновые, технические, овощные и кормовые. Имеются также большие возможности для значительного расширения садов и ягодников. Но все же в районах с более высокими температурами воздуха за вегетационный период с большей продолжительностью безморозного периода и лучшей влагообеспеченностью (II агроклиматический район Ярославской области) наблюдается большее число крестьянских (фермерских) хозяйств (рис.) с наибольшим объемом и лучшим качеством производимой сельскохозяйственной продукции [2, 3, 6, 8].

Библиографический список

1. **Беляев В. А.** География Ярославской области : учеб. пос. для учащихся основной общеобразовательной школы / В. А. Беляев [и др.]. – Ярославль – Рыбинск : Рыбинский дом печати, 2008. – 320 с.
2. **Дугин П. И.** Проблемы становления и развития новых форм хозяйствования на селе / П. И. Дугин, Г. Д. Мертенс, В. Л. Мертенс. – Ярославль : ЯГСХА, 2004. – 261 с.
3. **Монгалева К. С.** Крестьянские (фермерские) хозяйства Ярославской области: современное состояние и перспективы развития / К. С. Монгалева // Ярославский педагогический вестник. – 2010. – Т. 4, № 4. – С. 30–37.
4. **Монгалева К. С.** Территориальная дифференциация и специализация крестьянских (фермерских) хозяйств Ярославской области / А. Н. Бармин, К. С. Монгалева // Геология, география и глобальная энергия. – 2011. – № 1. – С. 32–36.
5. **Монгалева К. С.** Фермерские хозяйства в структуре сельскохозяйственного производства России: формирование и динамика развития / К. С. Монгалева // Ярославский педагогический вестник. – 2011. – Т. 4, № 1. – С. 28–35.
6. **Поташев И. Я.** Климат / И. Я. Поташев // Природа и хозяйство Ярославской области. – Ярославль : Ярослав. кн. изд-во, 1959. – С. 173–215.
7. **Поташев И. Я.** Основные закономерности изменения температуры воздуха в пределах Ярославской области / И. Я. Поташев // Ученые записки Ярославского пединститута. – 1958. – Вып. 20. – С. 41–61.

8. *Селищев Е. Н.* 76 регион России. Ярославская область: территориальная организация населения и хозяйства : учеб. пос. / Е. Н. Селищев. – Ярославль : ДИА-пресс, 2001. – 156 с.

9. *Сельскохозяйственная деятельность* крестьянских (фермерских) хозяйств Ярославской области : статистич. сборник. – Ярославль : Территориальный орган Федеральной службы государственной статистики по Ярославской области, 2010. – 36 с.

СТРУКТУРА И ДИНАМИКА ЗЕМЛЕПОЛЬЗОВАНИЯ В АСТРАХАНСКОЙ ОБЛАСТИ

А.Н. Бармин, профессор кафедры природопользования и землеустройства

*Астраханский государственный университет,
тел.: 8(8512)44-02-24; e-mail: geologi2007@yandex.ru*

М.М. Иолин, доцент кафедры географии

*Астраханский государственный университет,
тел.: 8(8512)44-02-24; e-mail: geologi2007@yandex.ru*

И.С. Шарова, аспирант кафедры природопользования и землеустройства

*Астраханский государственный университет,
тел.: 8(8512)44-02-24; e-mail: geologi2007@yandex.ru*

В.Б. Голуб, профессор

*Институт экологии Волжского бассейна
Российской академии наук, г. Тольятти,
тел.: 8(8482) 48-93-74; e-mail: geologi2007@yandex.ru*

Рецензент: Серебряков А.О.

Землепользование Ахтубинского района имеет важное значение для экологии области. На территории этого района расположен ценный и уникальный земельный фонд Волго-Ахтубинской поймы. В настоящее время происходит деградация растительных, земельных, водных ресурсов северной части Волго-Ахтубинской поймы. Основным фактором, определяющим сложившиеся особенности природного комплекса Волго-Ахтубинской поймы и дельты р. Волги, является гидрологический режим и, прежде всего, характер весенне-летних половодий, которые в настоящее время искусственно регулируются каскадом гидросооружений. Не меньший вред на земельный фонд Ахтубинского района наносит и антропогенное влияние. Оно заключается в нерациональном использовании почвено-растительных ресурсов в хозяйственной деятельности.

Land use is important for the ecology of Akhtubinsky area. On its territory there is a valuable and unique land bank of the Volga-Akhtubinskaya floodplain. At present, degradation of plant, land and water resources of northern part of the Volga-Akhtubinskaya floodplain takes place. The main factor determining prevailing natural complex of the Volga-Akhtubinskaya floodplain and the Volga delta is hydrologic regime, primarily the nature of spring-summer floods, which are artificially regulated by cascade of hydrocomplexes now. Anthropogenic impact on the land fund of Akhtubinskaya area also brings enough harm. It lies in the irrational use of soil and vegetation resources in economic activities.

Ключевые слова: Волго-Ахтубинская пойма, землепользование, ксеротифитизация растительности, мониторинг.

Key words: the Volga-Akhtubinskaya floodplain, land use, xerotiphisation of vegetation, monitoring.

Земельный фонд – это совокупность земель в пределах границ района. Он делится на несколько категорий земель в соответствии с их целевым назначением: земли сельскохозяйственного назначения; земли населенных пунктов; земли промышленности, транспорта, связи, радиовещания, телевидения, информатики и космического обеспечения, энергетики, обороны и иного назначения; земли природоохранного, природно-заповедного, оздоровительного, рекреационного и историко-культурного назначения; земли лесного фонда; земли водного фонда; земли запаса [3].

Каждая из перечисленных категорий земель обладает особенностями правового режима, установленного земельным законодательством.

Основную часть земельного фонда составляют земли сельскохозяйственного назначения, которыми признаются земли, предоставленные для нужд сельского хозяйства или предназначенные для этих целей [3]. К ним относятся сельскохозяйственные угодья (пашня, сенокосы и пастбища, земли, занятые многолетними насаждениями и др.), а также земли, которые обслуживают вспомогательные нужды сельскохозяйственного производства (занятые постройками, дорогами, сооружениями и др.).

Земли сельскохозяйственного назначения предоставляются субъектам для различных целей, связанных с ведением сельского хозяйства:

- гражданам – для ведения крестьянского (фермерского) хозяйства, личного подсобного хозяйства, садоводства, животноводства и огородничества;
- кооперативам граждан – для садоводства, животноводства и огородничества;
- сельскохозяйственным предприятиям и организациям различных форм собственности – для сельскохозяйственного производства;
- научно-исследовательским, учебным и другим сельскохозяйственным учреждениям, сельским общеобразовательным школам – для исследовательских, учебных целей и для сельскохозяйственного производства;
- несельскохозяйственным предприятиям, учреждениям и организациям, религиозным организациям – для ведения подсобного сельского хозяйства.

Земли промышленности, транспорта и другого несельскохозяйственного назначения – это земли, предоставленные предприятиям, учреждениям, организациям для осуществления возложенных на них специальных задач – строительства и эксплуатации объектов промышленности, транспорта, связи, энергетики, обороны и т.д. Поэтому их иногда называют землями специального несельскохозяйственного назначения. Особенностью их правового режима является установление зон с особыми условиями землепользования в целях нормальной эксплуатации указанных объектов и для обеспечения безопасности населения (санитарно-защитных зон предприятий, полос отвода железных и автомобильных дорог, зон охраны линий связи и электропередачи и др.).

К землям природоохранного, природно-заповедного, оздоровительного, рекреационного и историко-культурного назначения относятся земли заповедников, заказников, национальных парков, памятников природы, истории и культуры, ботанических и дендрологических садов, курортов, земли для организации массового отдыха и туризма населения и др. [3].

Землями запаса являются все земли, не предоставленные каким-либо субъектам или в отношении которых право пользования прекращено. Они обычно характеризуются удаленностью, низким качеством, низким плодородием.

Земельный фонд Ахтубинского района составляет примерно 792 тыс. км². Распределение земель по категориям показывает, что большая часть земель находится в категориях: земли в пользовании сельхозпредприятий и граждан (около 30 %), земли промышленности, транспорта, связи и иного назначения (около 35 %). Остальные земли находятся в лесном, водном и природоохранном фонде.



Рис. 1. Распределение земель по категориям в Ахтубинском районе Астраханской области

Земли сельскохозяйственных угодий района составляют примерно 318 тыс. га (пашни – 15 %, сенокосы – 14 %, пастбища – 80 %, залежи – 1 %, земли, занятые многолетними насаждениями – 2 %).

Наиболее активно в Ахтубинском районе используются пашни, сенокосы и пастбища. Посевная площадь под сельскохозяйственными культурами в 2009 г. составила 9 тыс. га.

С 1997 г. площадь земель сельскохозяйственного назначения резко уменьшалась. Снижение произошло за счет уменьшения площади под зерновыми культурами, картофелем, бахчами (засуха). Сокращение площади орошаемых земель в составе сельскохозяйственного назначения связано с переводом земель в другие сельхозугодия. В 2007 и 2008 гг. площадь земель сельскохозяйственных угодий стабилизировалась, а в 2009 г. даже увеличилась, что, возможно, связано с переходом хозяйств из государственного ведения в личное пользование.

Волго-Ахтубинская пойма, находящаяся на территории Ахтубинского района, с ее обилием солнечных дней в летний период, представляет собой наибольшую ценность как рекреационная территория. Водотоки с небольшими песчаными косами и лесами вдоль берегов создают отличные предпосылки для рекреации.

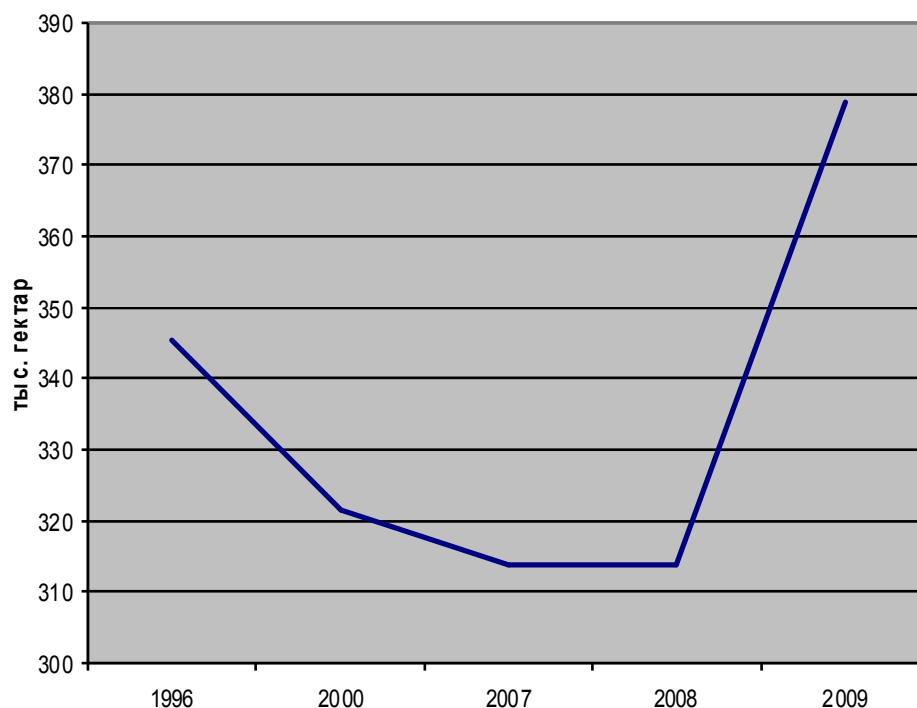


Рис. 2. Динамика сельскохозяйственных земель Ахтубинского района в пользовании предприятий и граждан

Наиболее востребованные места для отдыха – это, как правило, залесенные с пейзажной привлекательностью берега водотоков и отдельные песчаные приустьевые косы, в непосредственной близости от залесенных берегов [2].

Особенности природных условий севера Волго-Ахтубинской поймы состоят в том, что объекты рекреации тяготеют к водотокам, имеющим рыбохозяйственное значение, а также к ленточным лесам вдоль берегов, которые являются местообитанием водоплавающих птиц, диких животных и произрастания грибов и ягод.

При анализе динамики земель рекреационного назначения, можно заметить резкое увеличение количества гектаров в землях рекреации в 2009 г. Это объясняется несколькими причинами. Первая причина – это административное перераспределение земель внутри районов Астраханской и Волгоградской областях. Второй, основной причиной резкого увеличения земель являются активные мероприятия по снижению факторов негативного влияния на биоразнообразие поймы. Администрации районов в последнее время резко увеличили контроль за потоком туристов в район поймы, что привело к их перераспределению в статус рекреационных.

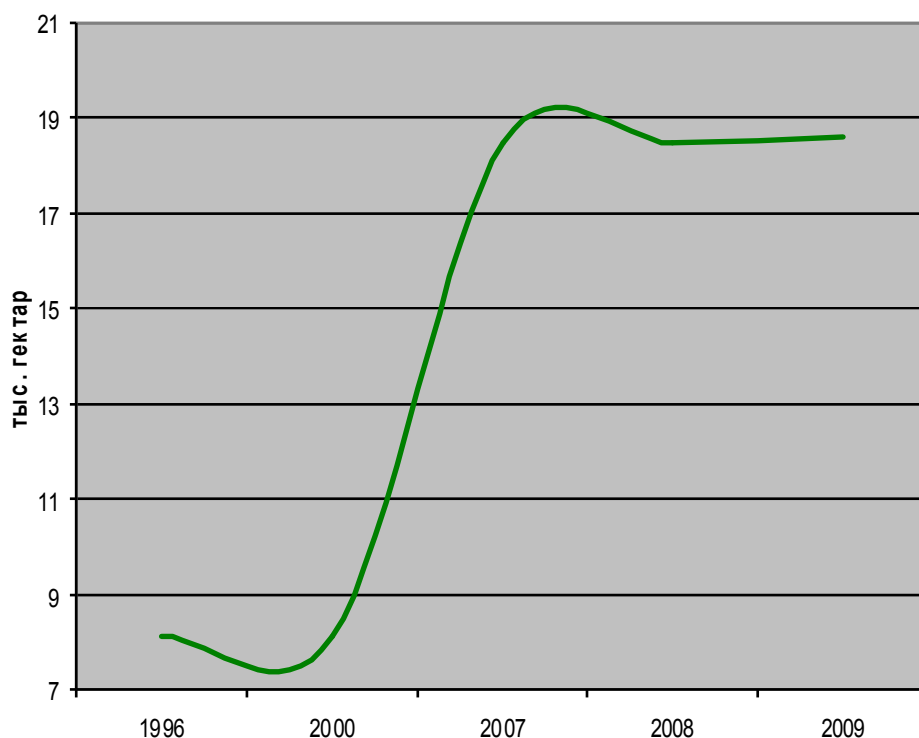


Рис. 3. Динамика земель рекреационного назначения Ахтубинского района

С 1955 г. в северной части Волго-Ахтубинской поймы периодически проводятся наблюдения на стационарной трансекте [1], что является частью комплексного мониторинга. Мониторинг земель представляет собой систему наблюдения за состоянием земельного фонда для своевременного выявления изменений, их оценки, предупреждения и устранения последствий негативных процессов. Объектами государственного мониторинга земель являются все земли в Российской Федерации независимо от форм собственности, их целевого назначения и разрешенного использования [3].

Мониторинг земель Волго-Ахтубинской поймы включает в себя:

- 1) сбор информации о состоянии земель на территории поймы, ее обработку и хранение;
- 2) непрерывное наблюдение, за использованием земель исходя из их целевого назначения и разрешенного использования;
- 3) анализ и оценку качественного состояния земель поймы с учетом воздействия природных и антропогенных факторов.

На современном этапе мониторинг земель рассматривается как:

- мониторинг использования земель, представляющий собой систему наблюдений за соответствием фактического использования целевому назначению и разрешенному использованию земельных участков, а также соблюдением установленных ограничений и обременений;
- мониторинг состояния земель, представляющий собой систему наблюдений за изменением состояния всех категорий земель, обусловленное воздействием природных и антропогенных негативных процессов: подтопле-

ние и затопление, переувлажнение, заболачивание, эрозия, засоление, нарушенность, опустынивание земель, зарастание сельскохозяйственных угодий кустарником и мелколесьем, загрязнение земель токсичными веществами, захламление промышленными и бытовыми отходами; вырубки и гари на землях лесного фонда, карст, сели, землетрясения и другие процессы и явления.

На основании данных повторных наблюдений (1955, 1971, 1982, 2008, 2009 гг.) на трансекте, пересекающей северную часть Волго-Ахтубинской поймы в районе г. Ленинска (Волгоградская область), оценены изменения растительности. В 2008–2009 гг. отмечена наибольшая степень ксерофитизации и пастбищной дигрессии растительно-почвенного покрова, что предположительно объясняется несколькими причинами [1].

Во-первых, это общее уменьшение стока воды во время половодий в условиях зарегулированного водного стока. Режим стока имеет важнейшее значение для существования водных экосистем в нижнем бьефе. Сроки, продолжительность и периодичность половодий и паводков – все эти параметры чрезвычайно важны для флоры и фауны нижнего бьефа. В довершение всего из-за образования водохранилища и изменения водного режима в нижнем бьефе меняются температура и химический состав воды. В водохранилище и русле реки ниже по течению от плотины может начаться интенсивное развитие водорослей, в результате поступления питательных веществ при пропусках воды из водохранилища. А процесс самоочищения в нижнем бьефе уже существенно нарушен. Водохранилищные плотины, особенно с ГЭС, могут существенно нарушить режим стока, что в итоге приводит к высоким сезонным и суточным колебаниям уровня воды, кардинально отличающимся от естественных перепадов. В частности, крупные плотины с ГЭС могут вызывать перенасыщение воды газом при водосбросе, что приводит к гибели рыб.

Во-вторых, после сооружения Волжской ГЭС произошло значительное внутригодовое перераспределение стока воды. При существующем режиме пропусков в нижнем бьеф гидроузла половодье стало начинаться раньше, а его средняя продолжительность сократилось до 51 суток. При этом подъем и спад половодья стал более резким. Анализ картографического материала полевых исследований показал сложную динамику русловых вертикальных деформаций. Наиболее ярко они проявились на участках спрямления излучин, где в результате формирования и развития спрямляющих протоков произошло резкое увеличение уклонов водной поверхности. Этот процесс сопровождается концентрацией стока воды в основном русле и постепенном отмирании второстепенных протоков и пойменных рукавов. Это повлекло за собой снижение продолжительности и уменьшение глубины затопления поймы, ослабление или прекращение подпитки водой второстепенных пойменных протоков [4].

Третья причина ухудшения почвенного и растительного покрова северной части Волго-Ахтубинской поймы – это увеличение рекреационной нагрузки. Обычно рекреационной нагрузкой называют количество отдыхающих на единицу площади чел./га.

Сейчас из-за неконтролируемого потока туристов происходит загрязнение и деградация земельных, растительных и водных ресурсов поймы и дельты. Все это является следствием отсутствия специально оборудованных экологических троп, контрольно-пропускных пунктов, визит-центров. Наименее устойчивыми и наиболее посещаемыми являются парковые дубравы приреч-

ной поймы и высоких грив, галерейных лесов вдоль крупных ериков. Очень уязвимы луга высокого уровня поймы (пастбищная дигрессия) [6].

Несмотря на снижение уровня сельскохозяйственного производства в пойме, в отдельных ее участках наблюдается увеличение пастбищной нагрузки из-за несоблюдения норм выпаса скота. В связи с этим на территории северной части Волго-Ахтубинской поймы отмечается деградация пастбищ. При этом некоторые площади сенокосных угодий в настоящее время не используются, что ведет к ухудшению их качества вследствие зарастания сорными, а иногда и ядовитыми растениями [5].

Библиографический список

1. **Бармин А. Н.** Использование шкал Л.Г. Раменского и ДСА-ординации для индикации изменений условий среды в Волго-Ахтубинской пойме / А. Н. Бармин, М. М. Иолин, И. С. Шарова, К. А. Старичкова, А. Н. Сорокин, Л. Ф. Николайчук, В. Б. Голуб // Известия Самарского научного центра. – 2010. – Т. 12, № 1. – С. 54–57.
2. **Бармин А. Н.** Современные вопросы природопользования в Ахтубинском районе Астраханской области / А. Н. Бармин, М. М. Иолин, Н. А. Стебенькова // Южно-Российский вестник геологии, географии и глобальной энергии. – 2006. – № 1.
3. **Земельный кодекс** РФ от 25.10.2001 г. № 136-ФЗ (в ред. от 30.06.2003).
4. **Нижняя Волга:** геоморфология, палеогеография и русловая морфодинамика / под ред. Г. И. Рычагова и В. Н. Коротаева. – М. : ГЕОС, 2002. – 242 с.
5. **Старичкова К. А.** Оценка динамики растительности на трансекте в северной части Волго-Ахтубинской поймы / К. А. Старичкова, А. Н. Бармин, М. М. Иолин, И. С. Шарова, А. Н. Сорокин, Л. Ф. Николайчук, В. Б. Голуб // Аридные экосистемы. – 2009. – Т. 15, № 4 (40). – С. 36–49.
6. **Шарова И. С.** Применение ГИС-технологий и GPS-навигации при изучении рекреационного потенциала Волго-Ахтубинской поймы / И. С. Шарова, А. Н. Бармин, М. М. Иолин // Туризм и рекреация: инновации и ГИС-технологии : мат-лы II Междунар. науч.-практич. конф. (г. Астрахань, 14–16 мая 2009 г). – Астрахань : Изд. дом «Астраханский университет», 2009. – С. 42–45.

СОВРЕМЕННАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ ПОЧВЕННОГО ПОКРОВА ГОРОДСКИХ ТЕРРИТОРИЙ

**А.В. Синцов, аспирант, ассистент
кафедры природопользования и землеустройства
Астраханский государственный университет,
тел.: 89171957551; e-mail: limsav@yandex.ru**

**А.Н. Бармин, профессор, заведующий
кафедрой природопользования и землеустройства
Астраханский государственный университет,
тел.: 52-49-92; e-mail: abamin60@mail.ru**

Рецензент: Бражников О.Г.

В статье дается характеристика основных групп городских почв и их распределение по территории города Астрахани. В результате проведенной научно-исследовательской работы были составлены карта-схема и таблица процентного соотношения почвенного покрова г. Астрахани. В ходе анализа полученного материала были сделаны определенные выводы о последующем развитии почв на территории города Астрахани и целесообразности их дальнейшего сохранения в первоначальном виде.

The article characterizes major groups of urban soils and their distribution throughout the city of Astrakhan. As a result of research work sketch map and a table of the percentage soil cover of Astrakhan were drawn. In the analysis of the material obtained there were certain conclusions about the subsequent development of soils in the city of Astrakhan and the expediency of their further preservation in its original form.

Ключевые слова: почва, почвообразование, городской почвенный покров, антропогенное воздействие.

Key words: soil, soil formation, urban land cover, human impact.

Современные урбанизированные территории являются сложными многофункциональными природно-антропогенными системами (урбоэкосистемами), в которых почвенный покров является одним из природно-антропогенных комплексов города, испытывающий наибольшее антропогенное воздействие.

Городской почвенный покров (урбозем) – это сложный объект, располагающийся на стыке природных и антропогенных систем урбанизированных территорий, в которых происходит наложение антропогенных процессов на естественные процессы почвообразования.

В пределах административных границ города почва неоднородна и во многом зависит не только от природных особенностей региона, но и от его градостроительной политики, в первую очередь, от социально-исторических аспектов формирования городской среды, перепрофилирования территории, традиций создания, реконструкции газонов и др.

Основными отличительными особенностями городской почвы от естественной почвы являются высокая контрастность, неоднородность из-за сложной истории развития города, перемешанность погребенных разновозрастных исторических почв и культурных слоев. Со временем в результате воздействия антропогенного и природного факторов на почвенный покров города происходит формирование почвенного профиля, который по своему морфологическому строению отличается от профиля естественной почвы.

В городской среде выделяют следующие группы почв: 1) естественные почвы; 2) естественно-антропогенные поверхностно преобразованные почвы; 3) антропогенные глубокопреобразованные почвы; 4) почвоподобные образования антропогенного и техногенного происхождения.

Естественные почвы представляют собой зональные почвы, характерные для местности, на которой расположен город. Как правило, эта группа почв сосредоточена на периферии городской территории или приурочена к зонам городской рекреации, т.е. к территории старых парков и скверов. Для них характерно нормальное залегание горизонтов почвогрунтовой толщи.

Естественно-антропогенные поверхностно-преобразованные почвы – так же как, и естественные почвы, представляют собой зональные почвы, которые характерны для местности, на которой расположен город, но при этом сочетают в себе горизонт «урбик» мощностью менее 50 см и ненарушенную нижнюю часть профиля. Поверхностные изменения почвенного профиля данной группы почв протекают до 50 см мощности [6].

Антропогенные глубоко-преобразованные почвы (антропоземы) – это почвы, которые в городской среде формируются за счет процессов урбанизации (промышленное и гражданское градостроительство, производственные

работы промышленных организаций города, деятельность организаций обеспечения функционирования и развития инфраструктуры города, жизнедеятельность городского населения) на культурном слое или на насыпных, намывных и перемешанных грунтах. Антропоземы подразделяются на две подгруппы. Первая подгруппа представляет собой физически преобразованные почвы, в которых произошла физико-механическая перестройка профиля – урбаноземы, культуроземы, некроземы, экраноземы.

Урбанозем представляет собой генетически самостоятельный поверхностный слой, созданный человеком в результате градостроительных работ (перемешивания, погребения или загрязнения строительно-бытовым мусором) и жизнедеятельности городского населения. Диагностический почвенный горизонт урбанозема «урбик» имеет мощность более 50 см [6].

В черте города почва представляет собой мощный урбанозем, который сформировался на древнем культурном слое в процессе функционирования городской экосистемы.

Культурозем представляет собой совокупность почв старых парков, городских садов и приусадебных участков, располагающихся на территории города. Данная группа городских почв отличается большой мощностью гумусированного и перегнойно-компостного слоя (40–100 см) и в целом всего почвенного профиля. Для них характерным свойством является наличие высоких показателей плодородия [6].

Культуроземы характеризуются большой мощностью гумусированных горизонтов, отсутствием горизонта A₂, хорошей агрегированностью. Данные признаки являются следствием изменения важнейших физико-химических свойств.

Некроземы относятся к антропогенным глубоко-преобразованным почвам, которые расположены на территории городских кладбищ. Они характеризуются высоким содержанием органического материала человеческих останков и других включений, имеющих антропогенное происхождение (отходы архитектурно-строительного и ритуально-религиозного характера). Глубина нарушения почвенного профиля может составлять более 2 м.

К подгруппе физически преобразованных почв относятся также экраноземы.

Экраноземы представляют собой почвы, находящиеся под асфальтобетонным и каменными покрытиями. До 30–40 % площади жилых застроенных зон занимают запечатанные почвы. В крупных городах и городах современной планировки экраноземы могут занимать более 50 % площади городской территории. В районе административно-делового центра, который представляет собой социально-экономическую значимость, площадь почв, экранированных дорожными асфальто-бетонными и каменными покрытиями, может составлять 90 %. В экранированных почвах, под каменным панцирем, происходят изменения водного, теплового и газового режимов, отмечается переуплотнение почвенной толщи, микробиота функционирует в основном по анаэробному типу, не происходит поступления вещества из атмосферы.

Вторая подгруппа включает в себя химически преобразованные почвы, в которых произошли значительные изменения свойств и строения профиля за счет интенсивного химического загрязнения и физического преобразования – индустриоземы, интруземы.

Индустриоземы – почвы, приуроченные к промышленным зонам предприятий, сильно измененные физически (турбированы, переуплотненные) и

химически (загрязненные различными отходами производства, тяжелыми металлами и другими токсичными веществами).

Химическое загрязнение изменяет почвенный поглощающий комплекс почв, предельно сокращает разнообразие почвенной биоты, часто делает почву почти абиотичной. Данные почвы могут быть уплотненными, бесструктурными, с включениями токсичного непочвенного материала объемом более 20 % [4].

На территории промышленных предприятий, наряду с индустриоземами, могут встречаться урбаноземы, культуроземы и экраноземы.

Интруземы формируются в местах, где в результате аварий транспортных систем или бесхозяйственной деятельности человека через мостовые бензозаправочных станций и автомобильных стоянок, переходя в почвы, перекрытые с поверхности или пропитанные в профиле органическими масляно-бензиновыми жидкостями.

Почвоподобные образования (почвогрунты) имеют ряд характерных особенностей, отличающих их от зональных почв естественных ландшафтов. Отличия, прежде всего, касаются большого разброса величин химических показателей, большой степени турбириванности, в отсутствие самостоятельных генетических горизонтов и в отсутствие плодородного слоя (прежде всего, относится к привозному строительному грунту).

Современное развитие почвенного покрова г. Астрахани протекает в условиях мощного процесса антропогенного воздействия, которое возрастает в ходе развития городской инфраструктуры [1]. На сегодняшний день в городе отмечается увеличение площадей почв (или почвоподобных образований), занятых городскими строениями, а также территорий, отведенных под промышленно-производственное назначение [5].

Город Астрахань входит в число крупных городов России, в котором процессы урбанизации протекают с высокой интенсивностью и агрессивно воздействуют на все компоненты природной среды, в частности на почву.

Астрахань расположена в пределах Прикаспийской низменности, в дельте р. Волги.

В ходе проведенного исследования авторами (часть проекта по изучению почвенного покрова г. Астрахани) были выявлены основные группы почв, которые были представлены почвами естественного происхождения, почвами антропогенного происхождения – урбаноземами, культуроземами, некроземами, индустриоземами, почвоподобными образованиями и экраноземами.

Путем анализа составленной карты-схемы урбоземов г. Астрахани (рис.) было установлено процентное соотношение почв (таблица) по всей административной территории г. Астрахани.

Таблица

Процентное соотношение урбоземов г. Астрахани

Почвы	Площадь, %
Естественные	30
Урбаноземы	8
Культуроземы	23,5
Некроземы	1
Индустриоземы	4
Почвоподобные образования	24
Водная поверхность	9,5

Естественный почвенный покров г. Астрахани представлен зональными бурями полупустынными (бэровскими буграми) и аллювиальными почвами, которые приурочены к пойменному комплексу р. Волги и ее многочисленных рукавов. Почвы, не затронутые антропогенной деятельностью, сосредоточены на окраинах города и примыкают к сельскохозяйственным районам. Самые большие массивы естественных почв, не подверженные антропогенной трансформации, сосредоточены в Ленинском районе г. Астрахани, наименьшее количество почв естественного происхождения расположено в Кировском районе. В целом естественные почвы составляют 30 % от общей административной площади города [3, 5].

Урбаноземы распространены во всех районах г. Астрахани. Как правило, они приурочены к административному центру, жилым массивам и промышленным районам города, но в настоящее время открытых урбаноземов практически не осталось. В ходе современного строительства и благоустройства города идет запечатывание почвенного покрова дорожными покрытиями, особенно это прослеживается вдоль фасадов жилых домов и административных зданий города. Значительную часть урбаноземов можно встретить во дворах многоквартирных жилых массивов. Проследить формирование урбанозема можно на территориях, где идут современные строительные работы. С применением строительных машин происходит изъятие и подъем на дневную поверхность большого количества грунтового материала и последующее его перемешивание с остатками почвенного и почвогрунтового материала, с привозными грунтами, а также со значительным количеством строительного мусора при засыпке и разравнивании поверхности на завершающем этапе возведения объекта инженерного строительства. Площадь урбаноземов г. Астрахани в процентном соотношении составляет около 8 %.

Наибольшие массивы культуроземов приурочены к окраинам города Астрахани, где расположены дачные участки и городские сады. В промышленных, жилых районах и административно-деловом центре культуроземы встречаются в городских парках и скверах, вдоль автомобильных дорог, и выполняют рекреационно-защитное назначение. Культуроземы встречаются во всех административных районах г. Астрахани и в процентном соотношении составляют 23,5 %.

Некрозомы в городе Астрахани встречаются в 3 районах: 1) Кировском; 2) Советском; 3) Трусовском. Наибольшая площадь распространения отмечается в Советском районе. Они формируются на окраинах города, и общая их площадь в процентном соотношении составляет около 1 %.

Индустриоземы г. Астрахани распространены во всех 4 административных районах и приурочены к промышленным территориям города. Данная группа урбаноземов имеет наибольшую площадь распространения в Трусовском районе, так как именно здесь сосредоточено большое количество судоремонтных заводов, причалов, промышленных зон и промышленно-складских помещений. В Кировском районе индустриоземы и интруземы встречаются реже и составляют около 0,5 %. Общая площадь индустриоземов в процентном соотношении относительно общей площади города Астрахани составляет около 4 %.

Почвоподобные образования (почвогрунты) встречаются во всех административных районах города, но при этом их распространение происходит неравномерно, что объясняется градостроительной политикой и развитием

городской инфраструктуры. По общей площади городской территории почвогрунты занимают второе место (24 % от общей площади городской территории) после почв естественного происхождения (30 % от общей площади городской территории), и это обусловлено тем, что они приурочены к зонам городских застроек (здания и сооружения различного функционального значения) и элементам городской инфраструктуры (коммуникации и дороги). Наибольшую площадь почвоподобные образования занимают в Кировском районе г. Астрахани, что связано с наибольшей концентрацией городских строений по отношению к территориям, не занятым объектами городской инфраструктуры.

В ходе картирования почвенного покрова г. Астрахани было определено процентное соотношение площадей экраноземов. Максимальное количество запечатанных почв и почвоподобных образований под инженерными конструкциями и дорожными покрытиями располагается в Кировском районе. Площадь запечатанной территории района в процентном соотношении составляет 67,6 %. Меньше всех запечатан экранирующими покрытиями Трусовский район, в котором площадь экраноземов составляет 16,5 %.

Площадь экраноземов в целом по г. Астрахани составляет около 35 %, но современное развитие городской инфраструктуры (возведение новых жилых массивов, облагораживание территорий зданий декоративной плиткой, асфальтирование) может привести к увеличению площадей, запечатанных непроницаемым асфальтобетонным и каменным покрытиями [7].

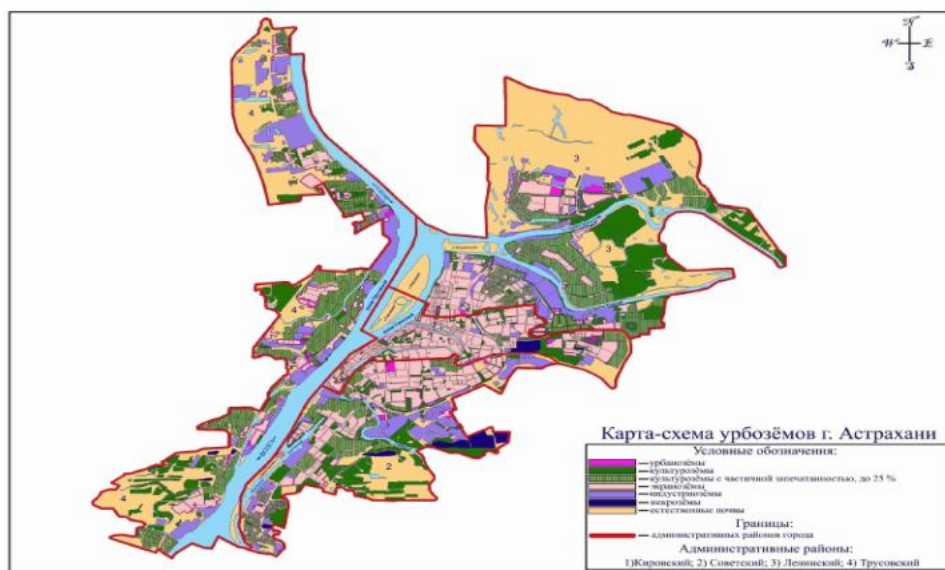


Рис. Урбоземы города Астрахани

Современное развитие инфраструктуры г. Астрахани, которое подразумевает под собой строительные работы по возведению новых жилых массивов и других инженерно-строительных объектов разного функционального назначения, развитие дорожно-транспортной и коммуникационной сети города ведут к увеличению площадей почв антропогенного происхождения, что соответственно выражается в снижении площадей почв естественного происхождения.

Библиографический список

1. **Бармин А. Н.** Современная характеристика почвенного покрова Астраханской области / А. Н. Бармин, М. М. Иолин, И. А. Шарганова, Е. А. Кульвинская // Южно-Российский вестник геологии, географии и глобальной энергии. – 2006. – № 1. – С. 64–73.
2. **Бармин А. Н.** Современные проблемы городских почв. / А. Н. Бармин, А. В. Синцов // Геология, география и глобальная энергия. – 2007. – № 2. – С. 26–29.
3. **Бармин А. Н.** Экологическое состояние и особенности воздействия техногенных нагрузок в Астраханской области / А. Н. Бармин, М. М. Иолин, Р. В. Кондрашин, Н. С. Шуваев // Безопасность жизнедеятельности. – 2008. – № 8. – С. 44–49.
4. **Герасимова М. И.** Антропогенные почвы: генезис, география, рекультивация : учеб. пос. / М. И. Герасимова, М. Н. Строганова, Н. В. Можарова, Т. В. Прокофьева. – Смоленск : Ойкумена, 2003. – 268 с.
5. **Кондратьев А. Ю.** Малые города: состояние и оценка городских земель / А. Ю. Кондратьев, А. Н. Бармин, Г. У. Адымова // Южно-Российский вестник геологии, географии и глобальной энергии. – 2006. – № 9. – С. 91–94.
6. **Муха В. Д.** Почвы поселений / В. Д. Муха, Н. И. Картамышев, Д. В. Муха // Агропочвоведение. – М. : КолосС, 2004. – 376 с.
7. **Синцов А. В.** Почвенный покров урбанизированных территорий / А. В. Синцов, А. Н. Бармин, Г. У. Адымова. – Астрахань : АЦТ, 2010. – 164 с.

ОЦЕНКА РЕКРЕАЦИОННЫХ НАГРУЗОК ПРИБРЕЖНЫХ ЛАНДШАФТНЫХ КОМПЛЕКСОВ ДЛЯ СОВРЕМЕННОГО ЗЕМЛЕПОЛЬЗОВАНИЯ

А.Н. Бармин, профессор, декан геолого-географического факультета

*Астраханский государственный университет,
тел.: 89086184196; e-mail: abarm in60@mail.ru*

А.И. Комаров, начальник отдела трудоустройства молодежи

*ОГУ «Служба реализации социальных программ для молодежи»,
тел.: 89054819643; e-mail: alekomarov@yandex.ru*

Рецензент: Андрианов В.А.

В статье анализируется состояние территории в северной части Волго-Ахтубинской поймы, подверженной интенсивной рекреационной нагрузке. Приводятся расчеты степени рекреационного воздействия на береговые комплексы водных объектов обозначенной территории. Предлагается решение по снижению отрицательного воздействия рекреации на биоту данной территории.

The article deals with the analysis of the state of the territory in northern part of the Volgo-Akhtubinskaya floodplain influenced by intensive recreational impact. Results of calculation of recreational impact of the coastal complex of the territory's water objects have been given. Solution on the reduction of negative impact from recreational activity on biota this territory has been suggested.

Ключевые слова: рекреационное землепользование, рекреационные нагрузки, береговой комплекс Волго-Ахтубинской поймы.

Key words: recreational land-utilization, recreational impact, coastal complex of the Volgo-Akhtubinskaya floodplain.

Астраханская область – уникальный ландшафтный район мирового значения, обладающий большим набором туристско-рекреационных и санаторно-курортных ресурсов [1]. Ежегодно, по официальным данным, здесь отдыхают более 200 тыс. туристов и турпоток увеличивается на 8–10 % в год, а по экспертным оценкам область посещают 2 млн туристов [2]. Большую часть данного туристского потока составляют самодельные туристы, концентрирующиеся в Волго-Ахтубинской пойме. Данное обстоятельство обусловлено относительной транспортной доступностью, наличием облесенности водотоков для организации стоянок, бытовых условий и слабо выраженным контролем со стороны федеральных, областных и муниципальных природоохранных органов.

В связи с этим возникает необходимость в разработке комплексного регуляторного механизма, направленного, в первую очередь, на сохранение биологического и ландшафтного разнообразия данных районов, а также предлагающего областным и муниципальным органам законодательной и исполнительной власти максимально использовать преференции от увеличения турпотока в Астраханскую область для дальнейшего развития региона на принципах устойчивости природной, социальной и экономической систем области.

Основу данного механизма должна составлять теоретически обоснованная и практически апробированная методика определения реально существующей нагрузки на обозначенные рекреационные области. Основываясь на полученных результатах, необходимо с помощью управленческих решений равномерно перераспределить избыточную рекреационную нагрузку во избежание деградации природных объектов.

Основываясь на проведенных нами полевых исследованиях предлагается нижеследующая методика определения рекреационной нагрузки на береговые комплексы Волго-Ахтубинской поймы.

Исходя из географического расположения в северной части Волго-Ахтубинской поймы исследуемого участка, необходимо отметить, что данный биотоп имеет высокую степень обводненности (рис.). Общая площадь района исследования составила 360 км². Кроме того, исследуемая территория входит в состав Капустиноярского лесничества Ахтубинского лесхоза. Она находится в окрестностях с. Садового. Здесь встречаются уникальные для Астраханской области леса из дуба черешчатого, или летнего (*Quercus robur*). Уникальность их заключается в том, что именно здесь, на севере области, проходит южная граница ареала этого вида. Дубравы произрастают отдельными массивами, общая площадь которых в пределах лесхоза – 753 га. Из них площадь дуба высокоствольного составляет всего лишь 46 га, а остальная территория занята дубом низкоствольным. Все дубравы относятся к низко- и среднеполнотным с коэффициентом 0,5 и 0,6 соответственно [3].

Преобладающими видами рекреации являются любительское и спортивное рыболовство, охота (в осенний и зимний периоды), туризм выходного дня, самодельный туризм, водный туризм, а также пляжный. Следовательно, основная рекреационная нагрузка приходится на береговые комплексы изучаемого биотопа. В ходе проводимых натурных исследований по определению рекреационной нагрузки на береговые комплексы района изучения были определены водные объекты, наиболее посещаемые рекреантами. Было вычленено 17 таких объектов. Вместе с тем необходимо отметить, что в данный перечень вошли такие крупные водотоки, как р. Волга и р. Ахтуба, озера

Марусино, Боровлево, Шальга, Лебяжье, Очки и другие, а также ерики Гривая Воложка, Бурчелла, Исайкин Затон, Петлеватый, Курневатый и т.д.

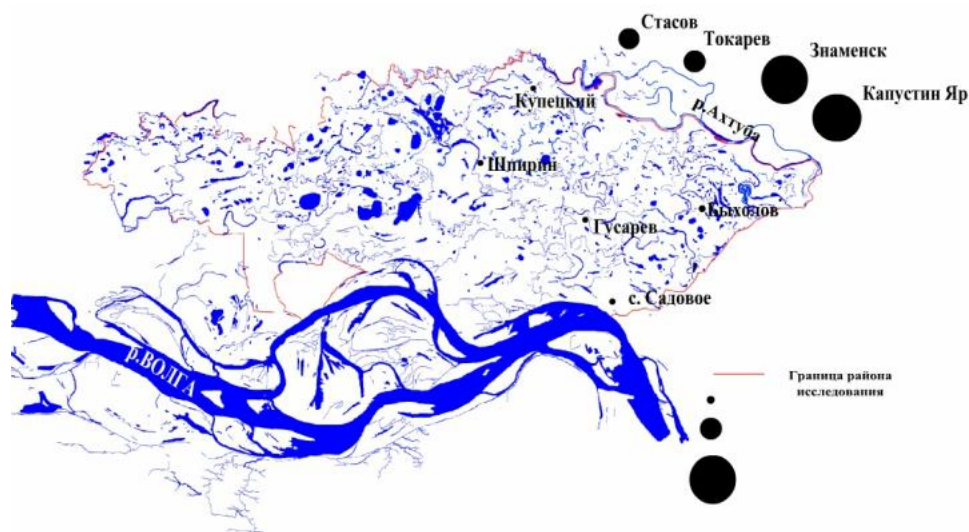


Рис. Карта-схема расположения района исследования в северной части Волго-Ахтубинской поймы

Общая площадь озер составила 16,89 км². Общая площадь рек и ериков – 43,92 км². Суммарно вся площадь обозначенных объектов составила 60,81 км².

Для расчета рекреационной нагрузки на береговые комплексы была применена формула (по А.Н. Бармину и др., 2006, дополненная авторами) [2]:

$$D_m = Q/S,$$

где D_m – рекреационная нагрузка на береговые комплексы, чел./км²; Q – количество отдыхающих на данном рекреационном участке за год (сезон), чел., S – площадь используемого комплекса, км². В свою очередь, $S = L * B$, где L – длина береговой линии на рекреационном участке; B – ширина функциональной зоны данного комплекса или функциональных зон. Данное произведение справедливо для береговых комплексов рек, ериков, каналов. Для нахождения площади озер, по нашему мнению, необходимо применить математическую формулу определения кругового кольца: $S = \pi (R^2 - r^2)$, где R , r – внешний и внутренний радиусы.

Кроме того, нами было установлено, что изучаемую территорию за рекреационный период, длящийся с мая до середины сентября, посещают 80 тысяч рекреантов ежегодно. Основной пик посещений приходится на летние месяцы и в выходные дни, так как к отдыхающим из других регионов Российской Федерации присоединяются жители близлежащей Волгоградской области. Наблюдения проводились в светлое время суток методом прямого подсчета. В результате произведенных вычислений по определению нагрузки на береговые комплексы нами получены следующие данные. Рекреационная нагрузка на береговые комплексы составила 13 15,6 человек на квадратный километр.

Полученные данные свидетельствуют о достаточно высокой степени рекреационной нагрузки на относительно небольшой площади, что, в свою очередь, привело к формированию густой и разветвленной тропиной сети.

Значительная часть территории полностью оголена, а ее почва уплотнена до предельной плотности. Преобладающие здесь аллювиальные луговые мало-мощные супесчаные почвы потеряли порозность, не пропускают влагу и, соответственно, не дают возможность нормально развиваться боковым корневым побегам средневозрастных дубов, не говоря уже о молодой поросли и травянистых растениях. Разведение костров рекреантами, как правило, производится с нарушением природоохранных требований: близко к стволам деревьев, кострище не окапывается и не засыпается после использования и т.д. Мусор чаще всего остается в лесу, а не увозится отдыхающими с собой [3].

На наш взгляд, выходом из этой ситуации явилось бы создание особо охраняемой природной территории типа природного парка, позволяющей местному населению продолжать осуществление традиционной хозяйственной деятельности, а туристам и отдыхающим – посещать территорию с рекреационными целями. В то же время создание такой организации способствовало бы сохранению уникальной дубравы, а также привлечению наиболее активной части местного населения к лесоохранной деятельности и другим мероприятиям по сбережению природных богатств территории.

Библиографический список

1. *Бармин А. Н.* Волго-Ахтубинская пойма и дельта реки Волги: динамика травянистого растительного покрова в меняющихся природных и антропогенных условиях : автореф. дис. ... д-ра геогр. наук / А. Н. Бармин. – Волгоград, 2002. – 48 с.
2. *Бармин А. Н.* Рекреационные нагрузки в пойме и дельте р. Волги: определение и регулирование / А. Н. Бармин, Н. Н. Марьин, М. М. Иолин // Южно-Российский вестник геологии, географии и глобальной энергии. – 2006. – № 3 (16). – С. 35–41.
3. *Чижова В. П.* Дубравы Волго-Ахтубинской поймы и перспективы их рекреационного использования / В. П. Чижова, А. И. Комаров // География и туризм : сборник. – Пермь, 2006. – Вып. 4. – 263 с.

ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ ГЕОЛОГОРАЗВЕДочНЫХ РАБОТ, РАЗРАБОТКИ, ДОБЫЧИ И ТРАНСПОРТА НЕФТИ И ГАЗА В КАСПИЙСКОМ МОРЕ

О.А. Серебрякова, аспирант

*Астраханский государственный университет,
тел.: (88512)52-49-99*131; e-mail: geologi2007@yandex.ru*

Рецензент: Бухарицин П.И.

Исследованы факторы ограничения масштабов и направлений морских работ по освоению углеводородного сырья. Дана оценка критических параметров экологического состояния морской системы и математические методологии оценки изменений окружающей среды морских акваторий.

Factors limiting the extent and directions of marine works for the development of hydrocarbon resources have been studied. The estimation of the critical parameters of the marine ecological system and mathematical methodology to assess environmental changes of sea areas have been given in the article.

Ключевые слова: геоэкология, мониторинг, разработка, добыча, транспорт, нефть, газ, Каспийское море.

Key words: geocology, monitoring, development, production, transportation, oil, gas, the Caspian sea.

Морские поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений, добыча сырья, работа промыслов и объектов транспортной и трубопроводной инфраструктуры приводят к существенному росту нагрузки на морскую окружающую среду, так как геологоразведочные и эксплуатационные работы относятся к особо опасным видам деятельности. В условиях Каспия, где природа крайне чувствительна к внешнему воздействию, а период восстановления экосистем достаточно длителен, это может привести к тяжелым и зачастую необратимым последствиям.

Геологические ограничивающие факторы по характеру влияния на направление и масштабы морских геологоразведочных работ можно разделить на экономические, геоэкологические, гидрометеорологические, геологические, навигационные, социально-политические и военные (Коробов, 1999). Воздействия влияющих факторов являются: а) запрещающими; б) благоприятствующими созданию аварийных ситуаций; в) способствующими распространению загрязняющих веществ; г) затрудняющими работу персонала. Роль влияющих факторов определяется воздействием, которое они оказывают в процессе выработки технических и управленческих решений.

Целесообразно выделить геологические факторы (табл. 1), которые: а) носят бесспорно ограничивающий характер; б) представляют непосредственную опасность для окружающей среды; в) являются интегральной характеристикой условий природопользования. Такой подход полностью согласуется с требованиями к освоению природных ресурсов и строительству объектов, которые в СП 11-102-97 определяются как «комплекс ограничений по

природопользованию и условий по сохранению ОС в процессе хозяйственной и иной деятельности».

Комплексный геологический мониторинг морской среды предусматривает единые программу и систему (табл. 1) постоянного слежения и контроля за состоянием геологических объектов и всех взаимосвязанных с ними сред (Питьева, 1993, 1999; Осипов, 1996; Трофимов, Зилинг, 1996, Серебрякова, 2006 и др.).

Таблица 1

Геологический мониторинг морской акватории при поисках, разведке, добыче и транспортировке нефти и газа

Объект воздействия	Источник воздействия	Ограничивающие факторы	
		Пространственные	Временные
Атмосферный воздух	Промышленные объекты, строительные работы, транспортные средства, сжигание попутного газа	Локальный Местный	Кратковременный Долговременный
Морские воды	Сброс от стационарных источников, дноуглубительные работы, бурение, строительные работы, взвешивание	Локальный Местный	Кратковременный Средневременный
Геологические недра	Бурение скважин, закачка в скважины, изменение отложений	Локальный	Долговременный
Растительность	Строительные работы, выбросы в атмосферу, сбросы химреагентов	Локальный Местный	До средневременного Все масштабы
Донные ландшафты	Изменение донного рельефа, отбор флюидов, строительные работы	Местный Локальный	Долговременный До средневременного

Это система повторяющихся и постоянно запланированных геологических и технологических исследований, обеспечивающих оценку состояния геологической среды и прогноз техногенных процессов в ней, а также изменений природных сред в целях эффективного управления ими и снижения или ликвидации негативного воздействия на окружающую среду (Анисимов, 1997).

Мониторинг должен охватывать стадии проектирования, строительства и эксплуатации месторождений углеводородов. На этих стадиях закладываются технические основы мониторинга, исходя из нормативных требований и опыта геологоразведочных исследований и геологических работ, осуществляется комплексная оценка масштабов и направления техногенного воздействия на окружающую среду на всех стадиях геологоразведочных и эксплуатационных работ, и обосновываются рациональные и технологически безопасные

способы освоения природных ресурсов и оптимальное направление горных работ (рис. 1).

Бурение морских скважин не является безотходным производством (рис. 1), на поверхность выносятся раздробленные горные породы (шлам) и буровые растворы. Буровые растворы подаются на регенерацию, шламовые отходы утилизируются несколькими методами:

- глубинным захоронением;
- транспортировкой на сушу;
- организацией хранилищ и складированием в них.

Эти методы, ликвидируя опасность в зоне бурения, одновременно создают значительную нагрузку на территории суши, что требует дополнительных затрат по контролю ОС. Утилизация возможна инъекцией отходов в глубинные геологические изолированные горизонты, опыт которого широко используется не только на суше, но и на морских акваториях (Дальний Восток, иностранные нефтегазоносные провинции).

Захоронение отходов применяется как метод ликвидации не поддающихся экономической обработке материалов и стабилизированных отходов, поскольку миграция их компонентов замедлена процессом стабилизации. Утилизации подлежат отходы с высоким содержанием нефти, солей или биологических материалов, химических веществ или материалов с опасными компонентами, которые могут угрожать экологическим реципиентам.



Рис. 1. Геологический мониторинг источников и путей загрязнений морской акватории

Геологический морской мониторинг подземной инъекции буровых отходов и техногенного состояния морской геологической среды включает следующие основные задачи.

Первая задача заключается в контроле функционирования процессов захоронения промышленных стоков, с целью учета объемов закачки и давлений нагнетания, физико-химических параметров закачиваемых промстоков, технологии подготовки промстоков к закачке, технического состояния наблюдательных и нагнетательных скважин, а также объектов и оборудования полигона в соответствии с проектно-нормативной документацией.

Вторая задача заключается в контроле возможных заколонных или межпластовых перетоков в вышележащие водоносные горизонты с целью предотвращения влияния закачиваемых промстоков на пластовые воды и вмещающие породы вышележащих геологических горизонтов, а также на поверхностные морские воды.

Третья задача заключается в прослеживании контура распространения промышленных стоков в поглощающих горизонтах, а также степени заполнения рабочих резервуаров утилизируемыми промстоками для принятия мер по регулированию этих процессов либо по переводу процесса нагнетания в резервные поглощающие горизонты. Такая структура мониторинга применима для разработки месторождений минерального сырья в различных морских регионах мира (табл. 2).

Оценка техногенного воздействия на морскую среду является существенным фактором мониторинга и контроля возможного загрязнения геологических горизонтов, которые возможны в следующих техногенных случаях:

- переток по затрубному пространству скважин;
- переток через стволы пробуренных ранее и незатампонированных скважин;
- за счет диффузии загрязнителей через толщу глинистых отложений.

Таблица 2

Геологический мониторинг морских технологических процессов

Наименование объекта	Причины возникновения	Способ устранения
Фонтанная арматура	Разгерметизация фланцевых соединений	Отсечь разгерметизированное соединение закрытием запорной арматуры и отключить аварийный участок, устранить утечки
Трубопроводные системы	Разрыв, утечки через соединения запорной арматуры	Отсечь разгерметизированное соединение закрытиями запорной арматуры и отключить аварийный участок
Кавитация насосов	Проскок газа	Остановить насос, повысить уровень промстоков в 1–4 раза для увеличения времени отстоя стоков



Рис. 2. Морские буровые установки:
 а) самоподъемные морские буровые установки СПБУ;
 б) морские буровые установки на отсыпных площадках

Переток стоков в вышележащие горизонты по затрубному пространству недопустим, и он не будет иметь места при надежной цементации ствола нагнетательных скважин. Поэтому этот путь поступления загрязнения при качественном сооружении скважин практически не учитываются. Скважины, прой-

денные без надежной изоляции затрубного пространства, квалифицируются как брак и подлежат перебурированию или переоборудованию (табл. 3–5).

Переток через стволы пройденных ранее скважин также не должен иметь места, так как они всегда тампонируются. В любом случае проницаемость тампонажа стволов пройденных ранее скважин сравнима с проницаемостью пород геологических горизонтов (Серебрякова, 2010 и др.).

Таблица 3

Геологический мониторинг морских скважин

Параметры контроля	Место контроля	Способ контроля	Частота контроля
Объем промстоков	Щит оператора	Турбоквант	Ежемесячно
Давление	Устье, забой	Манометр глубинный, манометр образцовый	Ежемесячно
Глубина фактического забоя	Ствол скважины	Шаблон	1 раз в квартал
Техническое состояние эксплуатационной колонны	Ствол скважины	Промысловые геофизические исследования	1 раз в квартал
Состояние цементного камня в заколонном пространстве	Ствол скважины	Промысловые геофизические исследования	1 раз в год
Поглощающий горизонт	Ствол скважины	Промысловые геофизические исследования	1 раз в год
Техническое состояние колонны	Ствол скважины	Промысловые геофизические исследования	1 раз в год
Уровень пластовых вод	Ствол скважины	Хлопушка, желонка	1 раз в квартал
Глубина фактического забоя	Ствол скважины	Шаблон	1 раз в квартал
Степень открытости интервалов перфорации	Ствол скважины	Расчетный	1 раз в квартал
Давление устьевое	Устье скважины	Манометр	1 раз в квартал
Давление по стволу скважины	Ствол скважины	Глубинный манометр	1 раз в квартал
Давление пластовое	Ствол скважины	Глубинный манометр	1 раз в квартал
Химический состав и физические свойства пластовых вод	Устье скважины	Химический анализ	1 раз в квартал
	Статический уровень	Химический анализ	1 раз в квартал

Таблица 4

Геологический мониторинг морских отходов

Параметры контроля	Место контроля	Метод контроля	Частота контроля
Уровень промстоков в емкостях	Буллиты-накопители	Уровнемер УДУ-10	Постоянно
Расход промстоков	Щит оператора	Турбоквант	Постоянно
Химический состав и физические свойства промстоков	Устье скважин	Полный и сокращенный анализ	1 раз в неделю
Нормативные параметры отходов	Буллиты-накопители	Технологический анализ	Постоянно

При необходимости учета этого пути поступления загрязнения должно быть известно местоположение скважин. Количество воды, перетекающей через стволы скважин, рассчитывается по зависимости (Антоненко, 1976 и др.):

$$Q = \pi r_0^2 k_0 \frac{P_n}{M_0},$$

где r_0 – радиус незатрапонируемой скважины; k_0 – коэффициент фильтрации материала, находящегося в стволе (значение k_0 может быть равным $0,01-0,001 K$, где K – проницаемость поглощающего горизонта); P_n – давление нагнетания; M_0 – мощность разделяющего непроницаемого глинистого слоя.

Теоретически наиболее реальным путем поступления загрязнения можно считать его диффузионное поступление через разделяющую толщу водоупора. Расчет этого геологического процесса осуществляется по теории диффузии, которая происходит под влиянием градиента концентраций и описывается уравнением (Анисимов, 1976 и др.):

$$D_{\Delta} c = \frac{\partial C}{\partial t},$$

где D – коэффициент молекулярной диффузии; C – концентрация диффундирующего вещества.

В морских акваториях диффузия вертикального направления упрощается до вида:

$$D_z \frac{\partial^2 C}{\partial z^2} = \frac{\partial C}{\partial t}.$$

Это уравнение решается при следующих краевых условиях:

$$C(z, 0) = C(\infty, t) = 0; C(0, t) = C_{pr}$$

где C_{pr} – концентрация загрязнителя в поглощающем горизонте.

Таблица 5

Геологический мониторинг морской геологической среды

Стадии мониторинга	Контролируемые процессы	Виды работ и исследований
Геоморфологический	Изменение донного ландшафта, рельефа	Маршрутные, картографические, дешифровка, отбор проб, анализы
Проектно-разведочный	Обоснование геологических и гидрогеологических параметров	Изучение геологического и гидрогеологического строения
Геодинамический	Сейсмические вертикальные и горизонтальные	Спутниковая геодезия, маркшейдерия
Гидрохимический	Состав пластовых вод, их совместимость со стоками	Отбор проб, лабораторный анализ, лабораторное моделирование
Газохимический	Состав растворенных газов и стоков, газонасыщенность	Пластовые замеры, отбор проб, анализы
Геолиметрический	Миграция флюидов по разломам, тектоническая напряженность	Скважинные исследования, отбор проб, анализы
Гидродинамический	Пластовые давления, режим, продвижение стоков	Замеры уровня, давлений и температуры в скважинах, расчеты
Геофизический	Состояние колонн, межколонного и затрубного пространства, цементного камня	Геофизические, термические, акустические, радиоактивные и др.
Технологический	Объемы и давления закачки, состав и свойства промстоков	Замеры параметров закачки, отбор проб стоков, анализы
Гидрологический	Состояние рек, водотоков, озер, состав воды	Исследования, отбор проб, химические анализы
Атмосферный	Климатология, воздушные процессы, загрязнение воздуха, источники выбросов	Обследования, замеры, отборы проб, нормирование, анализы
Геологический	Физико-механические и несущие свойства грунтов, агрессивность среды	Отбор проб грунтов, лабораторные исследования

Решение задачи имеет вид:

$$C = C_n \operatorname{erfc} \frac{z}{2\sqrt{Dt}}$$

Поток загрязнителя через единичное сечение разделяющего слоя равен:

$$q = Dz \frac{\partial c}{\partial z} /_{z=0} = C_n \frac{1}{Dz \sqrt{\pi Dt}} \exp(-\frac{z^2}{4Dt}).$$

Коэффициент молекулярной диффузии в глинистых породах не превышает $10^{-5} \text{ м}^2/\text{сут}$, на самом деле он значительно меньше (на порядок и более). Тогда при мощности слоя водоупора $M = 400 \text{ м}$ концентрация загрязнителя, достигающего кровли водоупора, составит:

$$C = C_n \operatorname{erfc} \frac{400}{2\sqrt{10^{-5} \times t}} = C_n \operatorname{erfc} \frac{200000}{\sqrt{10t}}$$

Отсюда видно, что даже при $t = 10 \times 10^6 \text{ сут} = 2750 \text{ лет}$ концентрация загрязнителя останется практически равной нулю.

Масса загрязнителя, диффундирующего через кровлю поглощающего горизонта в породы разделяющего водоупора, составит:

$$q = C_n \times 10^{-5} \times \frac{1}{\sqrt{\pi \cdot 10^{-5} \times 10^6}} \times \exp(-\frac{0}{4 \cdot 10^{-5} \times 10^6}) = 16 \times 10^{-6} \times C_n \frac{\text{кг}}{\text{сут} \cdot \text{м}^2},$$

т.е. это такая величина, которую можно не принимать во внимание.

Таким образом, возможность загрязнения вышележащих водоносных горизонтов при соблюдении геологических и технологических регламентов работ в ближайшие сотни лет практически исключена.

Уровень загрязнения геологической среды оценивается наличием фоновых значений ЗВ в воде и донных отложениях, влияющих на режимы сбросов в море и водопользования, операции дампинга грунта и технологии дноуглубительных работ, что может привести к установлению весьма жестких нормативов природопользования и, в первую очередь, ПВД и ПДС, достижение которых сопряжено с существенными технологическими трудностями, а то и совсем окажется невозможным.

В соответствии с Постановлением Госкомсанэпиднадзора от 06.02.1992 г. на территории России действуют сочетания веществ, обладающих суммарным эффектом при совместном присутствии. Сумма отношений их концентраций C_i к ПДК_i не должна превышать единицы при расчете по формуле:

$$\frac{C_1}{\text{ПДК}_1} + \frac{C_2}{\text{ПДК}_2} + \frac{C_3}{\text{ПДК}_3} + \dots + \frac{C_i}{\text{ПДК}_i} \leq K$$

По этой формуле можно установить пределы допустимого уровня загрязнения для ингредиентов, обладающих эффектом неполной суммации ($K < 1$), или эффектом потенцирования – взаимного усиления действия друг друга при совместном присутствии ($K < 1$).

Для водных объектов существуют две категории ПДК – санитарно-гигиенические и рыбохозяйственные. Первые применяются для водоемов и водотоков, из которых осуществляется забор воды для питьевых и хозяйственных нужд; вторые – для водоемов, имеющих рыбохозяйственное значение, в том числе для морских акваторий.

В качестве геологического критерия загрязненности морских поверхностных вод применяется индекс загрязненности вод (ИЗВ), рассчитываемый по формуле:

$$ИЗВ = \sum_1^6 C_i / ПДК_i / 6$$

где C_i – средняя за год концентрация ЗВ. В состав показателей качества вод в обязательном порядке включают растворенный кислород и БПК₅. При равенстве концентраций остальных ингредиентов предпочтение отдается веществам, имеющим токсикологический признак вредности. Для комплексной оценки загрязнения водных объектов в качестве мониторингового критерия можно использовать суммарный показатель загрязнения, предложенный в работе Ю.Е. Сает с соавторами (1990), учитывающий загрязнение как воды, так и донных отложений:

$$Z_c = \sum_{i=1}^n \frac{C_i}{C_\phi} - (n-1),$$

где c_i – концентрация ЗВ, c_ϕ – фоновая концентрация ЗВ, n – число учитываемых элементов. Суммарный показатель Q загрязнения допускается применять и для оценки загрязнения донных грунтов (табл. 6).

$$Q = \sum_{n=i}^n \frac{S_i}{S} R_i$$

в которой: S_i – площадь ареала, S – площадь рассматриваемого района, R_i – ранг охраняемого вида. При оценке S_i необходимо исключить площади, попадающие в данный ареал.

Нефтяные разливы и распространение нефти в море имеют принципиально иной характер, отличающийся от суши. Наибольший ущерб нефтяные разливы приносят при загрязнении берегов, поэтому целесообразно оценивать угрозу поражения побережья по времени достижения берегов нефтяным пятном. При таком подходе возникает неопределенность в оценке времени, вызванная закрытым характером акватории Каспийского моря: при ветрах южного и юго-восточного румбов нефтяное пятно будет уходить в северную часть моря и далее – к западному берегу и дельте Волги.

Таблица 6

**Мониторинг предельно допустимых концентраций веществ
в морских донных отложениях**

Вещества	ПДК почвы с учетом фона (Кларк)мг	Показатели вредности			
		Трансло- кационный	Миграцио нный		Обще- санитарный
			Водный	Воздушный	
Подвижная форма					
Медь	3.0	3.5	72.0	–	3.0
Никель	4.0	6.7	14.0	–	4.0
Цинк	23.0	23.0	200	–	37.0
Кобальт	5.0	25.0	Более 1000	–	5.0
Валовое содержание					
Марганец	1500.0	3.500	1500.0	–	1500.0
Ванадий	150.0	170.0	350.0	–	150.0
Свинец	30.0	35.0	200.0	–	30.0
Хлористый калий	560.0	1000.0	560.0	1000.0	5000.0
Нитраты	130.0	180.0	130.0	–	225.0
Бенз(а)пирен	0.02	0.2	0.5	–	0.02
Бензин	0.1	–	–	0.1	–
Бензол	0.3	3.0	10.0	0.3	50.0
Толуол	0.3	0.3	100.0	0.3	50.0
Сероводород	0.4	160.0	140.0	0.4	160.0
Серная кислота	160.0	180.0	380.0	–	160.0

Нефтяные разливы из всех видов химического загрязнения при разработке нефтяных месторождений и транспортных операциях самые опасные по своим последствиям для морских и сухопутных экосистем. Борьба с нефтяным загрязнением и его последствиями требует больших затрат и не всегда эффективна.

Для закрытой акватории Каспия скорость дрейфа нефтяного пятна может быть оценена по дрейфовому коэффициенту (Кормах, 1989), значение которого колеблется в пределах 2–4 % от скорости ветра. Тогда среднее время достижения ближайших берегов находится по соотношению:

$$T_{cp} = \frac{1}{n} \sum \frac{L_i}{k W_{i, \max}},$$

где L_i – расстояние до берега, вдоль которого дует ветер, k – дрейфовый коэффициент, $W_{i, \max}$ – максимальная скорость ветра (по румбам), n – количество рабочих румбов. Для оценочных расчетов по данной формуле скорость ветра можно принять постоянной вдоль направления.

Циркуляция атмосферы обусловлена основными типами барических образований в атмосфере – циклонами и антициклонами, представляющими собой макротурбулентные вихри с горизонтальными размерами от сотен до тысяч километров (Зверев, 1977). Не меньшее значение для динамики атмосферы имеют атмосферные фронты – особые узкие переходные зоны между воздушными массами. От состояния атмосферы зависит величина механического воздействия на сооружения, пропорциональная квадрату скорости вет-

ра. От ветровой циркуляции зависит интенсивность переноса ЗВ в воздухе и опосредованно, через вызываемые ветром дрейфовые течения в водной среде. В большинстве случаев скорость ветра W аппроксимируется распределением Фреше (Рожков, 1979):

$$F(W) = \exp \left\{ -A \left(\frac{W}{W_{0.5}} \right)^{-y} \right\},$$

где $A = \ln 2 = 0.693$, $W_{0.5}$ – медианное значение. Если ряды наблюдения короткие для построения надежных функций распределения или рассматриваемая территория покрыта сетью гидрометеорологических станций, данные наблюдений за ветром репрезентативны для исследуемых участков. Максимальные значения наблюдаемого ветра будут достаточными для сравнения, их можно взять в качестве геологического критерия.

Волнения, ветровые волны и зыбь оказывают механическое воздействие на подводную и надводную части сооружения, а также на размыв донных отложений вокруг основания геолого-технических установок (СНиП 2.06.04-82).

Недооценка этих факторов при проектировании и строительстве стационарных геолого-технических сооружений может привести к трагическим последствиям.

Так, в Мексиканском заливе с 1948 по 1973 г. произошло 25 крупных аварий стационарных буровых платформ, причиной 22 из них были волновые перегрузки. Такая же статистика наблюдается и в последние годы (Faulkner, 1977). Волнами размываются дно, особенно на прибрежных мелководьях, где возникает целый спектр волновых течений: энергетические, градиентные, разрывные, компенсационные и др. (Каплин и др., 1991). Волнами перемешиваются интенсивно морские воды, что содействует усиленному распространению загрязнений в водной среде.

Распределение средних высот волн h подчиняется распределению Вейбулла (Рожков, 1979):

$$F(h) = \exp \left\{ -A \left(\frac{h}{h_{0.5}} \right)^y \right\},$$

или логнормальному распределению:

$$F(z) = \frac{1}{\sigma_z \sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^z \exp \left[-\frac{(z - a_z)^2}{2\sigma_z^2} \right] dz,$$

где $z = \ln h$, $a = \ln h$ – среднее значение логарифмов высот волн, σ – среднее квадратическое отклонение логарифмов высот волн.

Геологическое влияние мелководья учитывается последовательным умножением средних высот волн на соответствующие коэффициенты.

Наличие опасностей, к которым, прежде всего, относятся затонувшие и затопленные корабли, остатки сооружений, районы свалки грунта и подводные скалы, повышают риск аварий плавсредств и ограничивают использование акваторий. В качестве геоэкологического показателя безопасности можно принять вероятность опасностей, а критерия – оценку этой вероятности. В «Практическом кораблевождении...» (1989) для ее вычисления рекомендуется приближенная формула:

$$P = \prod_{i=1}^n P_i,$$

где P_i – вероятность беспрепятственного прохода i -й навигационной безопасности, расположенной на удалении D_i от линии пути корабля; n – общее количество навигационных опасностей. Вероятность одной навигационной опасности находится по формуле:

$$P_i = 1 - \exp\left(-\frac{D_i}{M_i}\right)^2,$$

где D_i – кратчайшее расстояние до i -й навигационной опасности, M_i – средняя квадратичная погрешность места в точке на линии пути, расположенной на кратчайшем расстоянии от i -й навигационной опасности. Величину M_i рассчитывают по формуле:

$$M_i = \sqrt{M_0^2 + (0.7 K_c t)^2},$$

в которой M_0 – средняя квадратичная погрешность последней обсервации, мили; K – коэффициент точности счисления; t – интервал счисления от последней обсервации до данной точки, ч.

На основании выделенных геологических факторов и критериев их оценки возможна разработка Экспертной системы для ранжирования акваторий по степени влияния ограничений на объекты промышленной и транспортной инфраструктуры при освоении северного Российского сектора Каспийского моря (табл. 7).

Таким образом, геологический мониторинг морской окружающей среды проводится (табл. 7) в целях контроля за изменением параметров ОС. Под мониторингом понимается (Munn, 1973) система повторных наблюдений элементов окружающей природной среды в пространстве и времени, осуществляемых в определенных целях в соответствии с заранее подготовленной программой. Концепция геологического мониторинга (табл. 7) подразделяется на региональный и производственный.

Таблица 7

**Экспертная система геологических ограничений
морской нефтегазовой инфраструктуры**

Показатель	Критерий	Принцип оценивания
Близость ООПТ	Удельная сумма кратчайших расстояний от терминала	Наибольшая сумма – минимальный балл, наименьшая сумма – максимальный балл
Биологическая значимость акватории	Суммарная концентрация биогенных элементов	Наименьшая сумма – минимальный балл, наибольшая сумма – максимальный балл
Уровень загрязненности морских вод	Суммарная концентрация основных ЗВ	Наименьшая сумма – минимальный балл, наибольшая сумма – максимальный балл
Уровень загрязненности донных отложений	Суммарная концентрация основных ЗВ	Наименьшая сумма – минимальный балл, наибольшая сумма – максимальный балл
Нефтяное загрязнение при аварийных разливах	Сумма минимального времени достижения ближайших берегов	Наибольшая сумма – минимальный балл, наименьшая сумма – максимальный балл

Региональный охватывает определенную физико-географическую область и осуществляется государственными органами. Производственный мониторинг в обязательном порядке осуществляется на каждом промышленном предприятии, в том числе на промыслах и объектах морской транспортной инфраструктуры (табл. 8).

Таблица 8

Комплекс морского геологического мониторинга поисков, разведки, добычи и транспортировки нефти и газа

<p>Геоэкологические</p>	<p>Особо охраняемые зоны и территории</p> <p>Водоохранные зоны. Уровень загрязнения ОС</p> <p>Зоны повышенной биопродуктивности и места обитания охраняемых видов флоры и фауны</p>	<p>Ранг</p> <p>Ранг ПДК</p> <p>Для моря – концентрация биогенных элементов</p> <p>Ареал распространения охраняемых видов</p>	<p>Удельная площадь. Отношение средневзвешенного расстояния до входящих в зону объектов</p> <p>Средний ранг охранных зон: Атмосфера – ИЗА. Поверхностные воды – ИЗВ, суммарный показатель загрязнения. Суммарная концентрация биогенных элементов</p> <p>ФИЗ ДОН ОИ</p>	<p>Все стадии</p> <p>ФИЗ ДОН</p> <p>ДОН, ОИ</p> <p>Все стадии</p>	<p>При объекте на территории заповедника или национального парка данный вариант исключается из рассмотрения ввиду невозможности реализации проекта</p> <p>Для атмосферного воздуха в качестве показателя может быть использован ПДК, в качестве критерия – его знание</p>
<p>Гидрометеорологические</p>	<p>Нефтяные разливы</p> <p>Циркуляция атмосферы</p> <p>Термический режим</p> <p>Туманы</p> <p>Опасные гидрометеорологические явления</p> <p>Циркуляция вод</p> <p>Волнение</p>	<p>Модуль скорости ветра</p> <p>Температура воздуха. Число дней с туманом за год</p> <p>Среднее число дней в году</p> <p>Модуль скорости суммарного течения</p> <p>Средняя высота волн</p> <p>Размах колебаний</p>	<p>Сумма нормированных площадей</p> <p>Среднее время достижения ближайших берегов. Климатические. Скорость ветра, средняя минимальная температура за год. Наибольшее число дней с туманом за год. Сумма дней с опасными гидрометеорологическими явлениями по всем наблюдаемым элементам. Средняя высота волны</p> <p>Максимальный размах,</p>	<p>Все стадии</p>	

			балл		
Сейсмологические	Ледовые условия	Модуль скорости дрейфа льда Торосистость ледяных полей	Оценка глубины залегания. Среднегодовая температура. Ранг устойчивости. Ранг зоны деформации	Все стадии	С учетом ранга охраняемых видов. Проливы и воды, промышленный масштаб загрязнения
Геологические	Магнитуда землетрясений ММП	Балл Температура почв и грунтов, по стволу скважины Тип берегов Устойчивость морского дна к размыву. Технические и технологические параметры		Все стадии	При невозможности получения этих величин берется максимальная скорость ветра на ближайших метеорологических станциях
Военно-политические	Устойчивость донного разреза. Литология донных отложений. Динамика наносов. Газовые проявления. Особенности палеорельефа. Состав бурового шлама. Состав бурового раствора. Состояние скважинных колонок. Состояние цементного кольца. Состояние трубопроводов и инфраструктуры. Экономические зоны, государственные территории и элементы	Бинарный ранг, равный единице при пересечении режимного района и нулю – при отсутствии таких районов вдоль трасс Длительность навигации без применения Ледоколов. Глубина, при которой начинается проявление снижения мореходности судна. Полная вероятность прохода опасностей	Относительная протяженность трасс, проходящих по территории (акватории) режимных районов Количество дней, когда море свободно ото льда Длина трассы, где имеет место влияние глубин. Оценка вероятности	Все стадии	в качестве критерия используется средневзвешенный ранг При попадании хотя бы одного стационарного объектов в районы, где запрещены работы, связанные с касанием дна и дноуглубительные работы, данный вариант исключается из рассмотрения ввиду невозможности проекта. Расчет глубин производится для каждого типа буровой установки и вспомогательного суд
Навигационные	Наличие ледяного покрова Распределение глубин Наличие опасностей			Все стадии	

Работа выполнена в рамках государственного контракта № П 353 от 30.07.2009 г. на выполнение поисковых научно-исследовательских работ для государственных нужд.

Библиографический список

1. *Бухгалтер Э. Б.* Квалификационная утилизация отходов – проблемы и тенденция / Э. Б. Бухгалтер // Транспорт и подземное хранение газов. – М. : ИРЦ Газпром, 2007. – 81 с.
2. *Серебряков А. О.* Геологическое строение, инженерно-геологические свойства и нефтегазоносность донных пород-грунтов Каспийского моря / А. О. Серебряков, О. А. Серебрякова – Астрахань : Изд. дом «Астраханский университет», 2010. – 126 с.
3. *Серебрякова О. А.* Геологическое строение донного покровного чехла Каспийского моря / О. А. Серебрякова // Новейшие технологии освоения месторождений углеводородного сырья и обеспечение безопасности экосистем Каспийского шельфа. – Астрахань : Изд-во АГТУ, 2010. – С. 92–98.

ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ ОБРАБОТКИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Х.М. Исламов, аспирант

*Казахский научно-исследовательский
геологоразведочный нефтяной институт (КазНИГРИ), г. Атырау,
тел.: (7122) 27-13-70*108; e-mail: burenie@kaznigri.kz*

Рецензент: Алыков Н.М.

Использование ряда реагентов, применяющихся при бурении скважин в сложных горно-геологических условиях Прикаспия, позволило снизить токсичность растворов.

Application of some reagents, used for well drilling under difficult mining-and-geological conditions of the Precaspian area, has allowed to lower toxicity of solutions.

Ключевые слова: буровой раствор, химический реагент, порода, скважины, шлам.

Key words: drilling fluids, chemicals, rock, wells, slime.

Развитие технологии строительства скважин предъявляет новые требования к буровым растворам (БР), для реализации которых требуется решение ряда проблем, связанных с бурением в сложных горно-геологических условиях (высокие температуры, солевая агрессия, неоднородность свойств разбурываемых пород и т.д.), а также необходимость разработки и применения простых и эффективных систем БР для массового бурения. Одной из важнейших функций бурового раствора является удаление шлама с забоя и вынос его на дневную поверхность.

Наращивание объемов буровых работ привело к интенсивному отрицательному воздействию на окружающую среду, как следствие – к необходимости скорейшей разработки новых типов малоопасных химических реагентов для обработки БР.

Комплексное решение проблемы обеспечения соответствия буровых растворов современным требованиям, значительное повышение технико-экономических показателей, наряду со снижением отрицательного влияния на окружающую среду и недра, может быть достигнута только при использовании новых эффективных полимерных реагентов, которые позволят регулировать реологические и фильтрационные свойства БР в условиях высоких температур и минерализаций, а также уменьшить диспергирование и гидратацию глинистых пород в процессе бурения.

Высокое качество очистки ствола скважины, увеличение устойчивости стенок и сохранение ее номинального диаметра в интервале залегания глинистых пород, использование полимерного реагента Дуовис совместно с другими полимерами позволило успешно бурить скважины в Западном Казахстане до проектной глубины с минимальными осложнениями. Для улучшения свойств глинистой корки ствола, регулирования водоотдачи следует использовать другие полимерные реагенты – “FORALIS”, “RHODOPOL-23P”, «ПОЛИСАЛ».

Применение природных полимеров, таких как КМЦ-ASM/60 и крахмальные реагенты, в виде модифицированных форм полезнее в экологическом аспекте: все они относятся к IV классу опасности, активно разлагаются ферментами с образованием нетоксичных соединений.

Разработка экологически безопасных технологий, направленных на модификацию природных полимеров, осуществляемых для получения химических реагентов с заданными свойствами, открывает дополнительные возможности приготовления и использования буровых растворов с высокими технологическими характеристиками, оказывающими минимальное воздействие на компоненты окружающей среды в процессе их использования, утилизации и захоронения.

Для стабилизации свойства минерализованных буровых растворов (БР) используются крахмальные реагенты (КР), относящиеся к естественным полисахаридам. Добавка КР позволяет эффективно снижать фильтрацию минерализованных буровых растворов. Крахмальные реагенты растворяются в растворах всех солей, включая хлориды кальция и магния. Наряду с этим, некоторые отрицательные свойства КР затрудняют их применение. К ним относится низкая термостабильность реагентов, не превышающая 120 °С. При температурах в скважинах более 120 °С буровые растворы, обработанные КР и насыщенные хлоридом натрия, не поддаются стабилизации: ввод КР в утяжеленные минерализованные буровые растворы вызывает рост СНС и условную вязкость этих растворов, так как КР подвержены ферментативной деструкции.

При разложении крахмалов под действием бактерий в процессе бурения значительно ухудшаются показатели БР. Это обстоятельство вызывает необходимость применения специальных способов защиты КР в буровых растворах, заключающихся в увеличении рН растворов до 11,5–12,0, в поддержании минерализации на уровне, превышающем 20 %, вводя в буровой раствор антиферментаторы. Все эти методы защиты КР в буровом растворе требуют дополнительных затрат на обработку растворов и не всегда надежны.

В некоторых видах семян и зерен содержание крахмала превышает 70 %. Разработка и внедрение производства крахмальных реагентов с улучшенными технологическими свойствами позволит решить проблему утилизации растительных отходов сельского хозяйства. В основу процесса получения крахмалосодержащего реагента для стабилизации показателей бурового раствора поло-

жена технология карбоксилирования природных полисахаридов. Полисал – модифицированный полисахарид (крахмал), содержащий в своем составе бактерицидные добавки, умеренное малоопасное вещество IV класса. Применение его дает возможность длительного хранения и использования раствора.

Производный крахмала из пшеницы – Форалис 380П – не токсичен, обладает лучшей устойчивостью к солям кальция в щелочных условиях.

FORALIS – крахмал (высокотемпературный), малоопасное вещество IV класса. С его помощью осуществляется контроль фильтрации.

Реагент – конденсированный лигносульфонатный биополимер на основе ксантановой смолы – также относится к IV классу. Им производится химическая обработка промысловых жидкостей.

Анализ экологических показателей применяемых при бурении скважин в Казахстане компонентов буровых растворов показал, что они имеют токсикологические характеристики, которые разрешены к применению их в геологоразведочной и нефтегазодобывающей промышленности. Использование ряда реагентов, прошедших тестирование на возможность обеспечения бурения скважин в сложных горно-геологических условиях Прикаспия, позволило снизить токсичность растворов.

Одной из актуальных проблем природоохранных технологий в бурении является максимальная утилизация образующихся отработанных буровых растворов и шлама. Отечественный и зарубежный опыт показывает, что утилизация и переработка отходов, эффективное использование вторичных ресурсов – это не только радикальные средства предотвращения загрязнения окружающей среды, но и одновременно решение проблемы рационального природопользования. При этом остающиеся после отходов бурения остатки должны быть обезврежены и захоронены. Кроме того, при утилизации отходов следует стремиться к максимально возможной полноте их использования в принятых областях утилизации. Таким образом, основными требованиями к природоохранным технологиям является выполнение в полной мере экологических нормативов ведения буровых работ и максимальная утилизация производственно-технологических отходов бурения.

На современном этапе увеличения нефтедобычи на нефтяных месторождениях образуются большие объемы отходов, преимущественное количество которых накапливается в шламовых амбарах. На нефтедобывающих предприятиях, в соответствии с регламентами, для сбора отходов бурения с одной кустовой площадки при проводке восьми скважин строится один амбар. Если количество скважин в кусте более десяти, строится несколько амбаров. В процессе эксплуатации амбары заполняются:

- буровыми и тампонажными растворами, буровыми сточными водами и шламом;
- продуктами размер испытания скважин;
- материалами для заполнения и химической обработки буровых и тампонажных растворов.

Процентное соотношение между этими компонентами может быть самым разнообразным в зависимости от геологических условий, технического состояния оборудования, культуры производства и т.д.

Итого на территории буровой площадки образуются технологические отходы в виде шламов, буровых сточных вод (БСВ) и отработанных буровых растворов (ОБР). Отходы состоят из смеси химреагентов, содержащихся в

буровом растворе, а также самой выбуренной горной породы. Поэтому в расчетах отражается степень экологической загрязненности отработанных буровых растворов, шлама и буровых сточных вод.

Для примера приводится расчет объемов отходов бурения и шламового амбара на площади Айранколь, расположенной в Южно-Эмбинском нефтегазоносном районе.

Объем выбуренной породы при строительстве одной разведочной скважины, пробуренной на среднеюрский комплекс отложений, показан в таблице 1.

Таблица 1

Объем выбуренной породы при строительстве одной скважины

Наименование	Конструкция скважины (диаметр колонн в мм)		
	324	244,5	168
2	3	4	5
Диаметр скважины, мм	393,7	295,3	215,9
Длина интервала, м	10	160	550
Площадь сечения, м ²	0,122	0,068	0,037
Объем интервала скважины, м ³	1,22	10,9	20,4
Итого объем по скважине, м ³	32,5		

1. Объем отходов бурения.

1.1. Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{ш} = V_{скв} \cdot K_1 = 32,5 \cdot 1,2 = 39 \text{ м}^3, \quad (1)$$

где K_1 – коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы.

1.2. Объем отработанного бурового раствора:

$$V_{обр} = K_1 \cdot K_2 \cdot V_{скв} + 0,5 \cdot V_{ц}, \quad (2)$$

где K_2 – коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом на выбросите, равный 1,052;

$V_{ц}$ – объем циркуляционной системы БУ:

$$V_{обр} = 1,2 \cdot 1,052 \cdot 32,5 - 0,5 \cdot 55,4 = 13,3 \text{ м}^3. \quad (3)$$

1.3. Объем буровых сточных вод (БСВ) с учетом повторного использования:

$$V_{бсв} = 2 \cdot V_{обр} = 2 \cdot 13,3 = 26,6 \text{ м}^3. \quad (4)$$

2. Общий объем шламового амбара:

$$V_{ша} = 1,1(V_{ш} + V_{обр} + V_{бсв}) = 1,1(39 + 13,3 + 26,6) = 86,8 \text{ м}^3 \quad (5)$$

При бурении скважины глубиной 550 м в амбаре содержится около 65 % воды, 30 % шлама (выбуренной породы), 5,5 % нефти, 0,5 % бентонита и 0,5 % различных присадок, обеспечивающих оптимальную работу буровой установки.

Таблица 2

Компонентный состав отходов при бурении скважины

Вода	314	Каустическая сода	0,15
Шлам	87	КССБ	0,161
Нефть	29,64	Т-94	0,15
Бентонит	2,81	Барит	0,09
ПАВ	0,073	Цемент	0,72
КМЦ	0,364	Дуовиз	0,172
Полисал	0,5	Форалис-380П	0,45
Родопол-23П	0,802	Т-80 (смазочная добавка)	0,5
Кальцинированная сода	0,42		

Снижение времени бурения скважин влечет за собой и снижение объемов отходов бурения, т.е. снижается техногенная нагрузка на окружающую среду.

Буровой раствор со шламом после выхода из скважины подвергается на первой ступени очистке на вибросите и тонкой очистке на гидроциклонных шламоотделителях, где происходит его предварительная очистка от выбуренной породы, затем с помощью насоса буровой раствор подается в блок химического усиления центрифуг. Тонкая очистка бурового раствора производится блоком центрифуг, после чего буровой раствор поступает в блок закачки буровой установки. Вся система работает в режиме циркуляции. Выбуренная порода отводится по лоткам и накапливается в специальном контейнере для дальнейшего вывоза и утилизации.

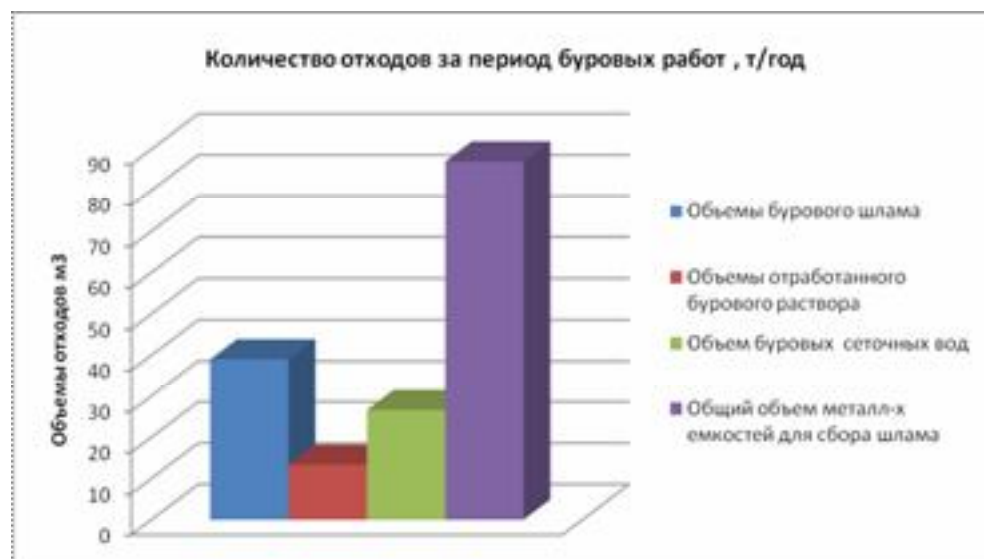


Рис. Количество отходов, образующихся в период планируемых работ

Одним из перспективных методов, позволяющим сократить объем отходов бурения и уменьшить негативное влияние на окружающую среду бурового раствора, является применение экологически чистых добавок, за счет исключения выброса отработанного бурового раствора, при безамбарной системе очистки.

Экологически безопасные системы буровых растворов обеспечивают качественное строительство нефтяных и газовых скважин и позволяют ускорить темпы бурения.

На основе проведенных анализов сделаны следующие выводы.

Источниками химического загрязнения окружающей среды при бурении могут стать химические реагенты буровых растворов, отработанные буровые растворы, буровой шлам и производственные отходы. Это влияет, в первую очередь, на биохимический и физиологический уровни. При этом происходит прямое воздействие загрязняющих веществ непосредственно на растения, что приводит к отмиранию их отдельных органов. Накопление вредных веществ в почве ведет к нарушению роста корневых систем и их минерального питания. В зависимости от погодных-климатических условий солнечной радиации и влажности почв может изменяться поглотительная способность растения. Таким образом, существование растительности зависит от условий загрязнения.

Загрязнение окружающей среды отходами производства и потребления будет иметь негативное последствие, главным образом, для почв и водной среды. Все отходы до вывоза должны временно складироваться на специально отведенных и оборудованных площадках. Площадки должны иметь твердое покрытие, чтобы при случайном рассыпании можно было их легко собрать.

Библиографический список

1. **Ботвинкин В. А.** Технология производства экологически безопасных химических реагентов / В. А. Ботвинкин, Ю. Б. Безродный // Новые технологии. – 2001. – № 10. – 22–25.
2. **Грайфер В. И.** О повышении эффективности разработки месторождений при применении химических реагентов / В. И. Грайфер, В. Д. Лысенко // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 6. – С. 50–53.
3. **Лушпеева О. А.** Высокоингибирующий экологически безопасный буровой раствор для бурения горизонтальных скважин / О. А. Лушпеева, Г. Б. Проводников, И. В. Лодина [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 9. – С. 46–49.
4. **Предеин А. П.** К вопросу очистки буровых промывочных растворов / А. П. Предеин, Н. И. Крысин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2006. – № 7. – 24–28.
5. **Фомин А. В.** Экологическая оценка вариантов разработки с применением биополимеров отечественного производства / А. В. Фомин, И. А. Пономарева // Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 4. – С. 32.

ГЕО ЭКО ЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ АНТИБИОТИКОРЕЗИСТЕНТНОСТИ МИКРОФЛОРЫ ВНУТРЕННИХ ВОДОТОКОВ

Л.В. Ларцева, профессор кафедры экологии и БЖД;
А.А. Истелюева, аспирант кафедры природопользования и землеустройства
Астраханский государственный университет,
т.ел.: (8512) 52-49-95; e-mail: kamalf@bk.ru

Рецензент: Серебряков О.И.

В статье представлены результаты изучения антибиотикоустойчивости бактерий, выделенных из внутренних водотоков г. Астрахани. Установлено, что микрофлора, выделенная из водоемов в пределах урбанизированных территорий, обладала множественной антибиотикорезистентностью. Выявлена сезонная динамика устойчивости всех штаммов бактерий к испытуемым антибиотикам.

The results of bacterium antibiotic resistance of Astrakhan inland water bodies are presented in the article. It is established that microflora from water bodies within the limits of urban areas has a plural antibiotic resistance. Seasonal dynamics of bacterium stable cultures to researched antibiotics is revealed.

Ключевые слова: гидроэко система, городские водотоки, микрофлора, антибиотики, устойчивость, сезонная динамика.

Key words: hydroecosystem, inland water, microflora, antibiotics, stability, seasonal dynamics.

Водоемы в пределах урбанизированных территорий, являющихся зонами рекреации для населения, в настоящее время испытывают мощное негативное воздействие собственно самой урбанизации. Внутригородские водотоки крупных промышленных центров уже к концу XX в. стали рассматриваться в качестве коллекторов, принимающих сточные воды и жидкие отходы [8]. К таким водотокам г. Астрахани относятся рукава Прямая и Кривая Болда, р. Царев, р. Кутум, Золотой Затон, которые пересекают город в разных направлениях и характеризуются малой водностью и проточностью в связи с регулицией заполняемости. Следует указать, что в районе точки «Стадион» расположен большой коттеджный поселок, по руслу Прямая Болда находятся мясокомбинат, рыбкомбинат, судоремонтный завод «Первомайский», ГЭС. По руслу Кривая Болда, выше с. Началово, работают очистные сооружения. Последние функционируют и выше района «Стрелка», где начинается свое русло р. Кутум. В русла этих водотоков выходят трубы канализационного сброса, водотоки значительно загрязнены мусорными отходами и различными токсикантами, в том числе тяжелыми металлами, в них происходят процессы круговорота органического вещества, обусловленного жизнедеятельностью биологических сообществ водоемов [1].

Длительное антропогенное воздействие на водоемы приводит к изменению адаптационных механизмов микрофлоры, повышению ее вирулентности и антибиотикорезистентности. Так, экспериментально было установлено, что условно-патогенная микрофлора увеличивает свою биомассу и усиливает факторы вирулентности при взаимодействии с некоторыми тяжелыми металлами и продуктами углеводов [2, 3]. Кроме того, в настоящее время в

животноводстве и птицеводстве антибиотики применяют повсеместно не только для лечения и профилактики заболеваний, но и для стимуляции роста и откорма. Ветеринары считают, что без антибиотиков невозможно было бы создать современную технологию содержания животных, повысить их продуктивность и снизить заболеваемость. Однако систематическое загрязнение животноводческой продукции антибиотиками химического и белкового происхождения приводит к возникновению в окружающей среде резистентных форм микроорганизмов, их персистенции и появлению возбудителей, устойчивых к химиопрепаратам [2]. Таким образом, вследствие широкого использования антибиотиков стали мощным фактором, определяющим микробиологические изменения в популяциях бактерий, проявляющиеся в формировании резистентности микроорганизмов к антибактериальным препаратам [7]. Поэтому проблема резистентности микробов к различным лекарствам стала важной проблемой здоровья в обществе людей. Процесс распространения резистентности бактерий является масштабным и нарастающим, что связано с географическими условиями и быстрой эволюцией во времени [2, 3, 10].

В связи с этим изучение антибиотикостойчивости микробных сообществ городских водоемов является одним из ключевых вопросов в геоэкологических проблемах региона.

Материалы и методы

Отбор проб осуществляли сезонно в вышеуказанных водоемах согласно ГОСТ 51592–2000. Всего протестировано 390 грамнегативных штаммов бактерий сем. Enterobacteriaceae, составляющих 24,6 % от всех выделенных изолятов микробиоценоза исследуемых нами водотоков. Определение антибиотикорезистентности микроорганизмов проводили в соответствии с общепринятыми методиками [6], интерпретацию результатов проводили согласно международным стандартам NCCLS. Исследована резистентность к 8 антимикробным препаратам (АМП), принадлежащим к различным фармакологическим группам: ампициллин, бензилпенициллин, левомецитин, тетрациклин, тобрамицин, фурадонин, цефазолин и эритромицин. Полирезистентными считали штаммы бактерий, устойчивые к 4 и более антибиотикам. Микроорганизмы, имеющие зоны подавления роста на мясо-пептонном агаре (МПА) при контакте с АМП относили к чувствительным, а не имеющие таких зон – к устойчивым штаммам. Особое внимание уделяли диаметру зоны угнетения роста микроорганизма.

Статистическую обработку материалов проводили с использованием стандартов параметрического и непараметрического критериев, а также пакета компьютерного программирования Statistica for Windows. Значимые различия при $P < 0,05$.

Результаты и обсуждение

Результаты проведенных исследований показали, что в микробиоценозе водотоков г. Астрахани в последние 3 года доминировали представители сем. Enterobacteriaceae (24,6 % от всей выделенной микрофлоры). В структуре этого семейства преобладали бактерии pp. Proteus и Citrobacter (15,8 и 44,3 % соответственно), что было статистически достоверно ($P > 0,05$). Индикаторные E. coli и Salmonella sp. представлены единичными изолятами, что свидетельствует о продолжающемся антропогенном прессинге. Такая же тенден-

ция в бактериоценозе всей гидроэкосистемы дельты р. Волги была отмечена и ранее [3–5].

В анализируемом материале все выделенные нами виды энтеробактерий обладали множественной антибиотикорезистентностью. Независимо от сезонов года и мест отбора проб они проявляли максимальную чувствительность к тобрамицину и тетрациклину; затем – по убывающей – к левомецитину, ампициллину, эритромицину, цефазолину и фурадонину. Минимальная чувствительность у всех бактерий была зарегистрирована к бензилпенициллину (рис. 1).

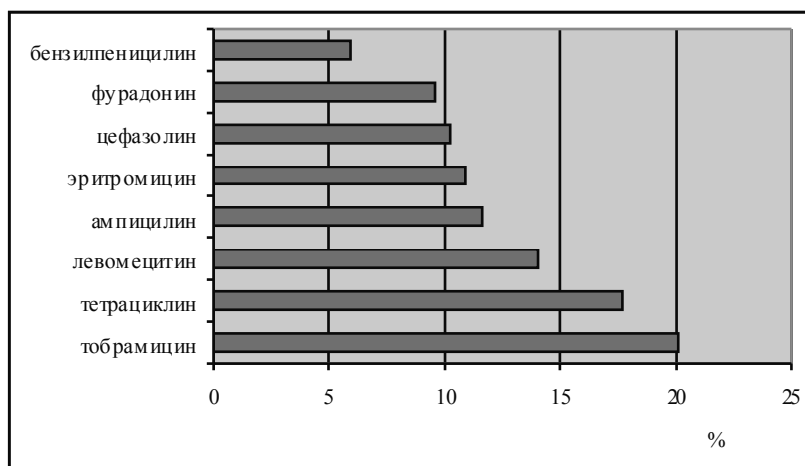


Рис. 1. Антибиотикорезистентность выделенной микрофлоры

Оценка антибиотикорезистентности штаммов бактерий, выделенных из р. Кривая Болда (район с. Началово), показала, что наибольшую устойчивость они проявляли к бензилпенициллину, а максимальная чувствительность была отмечена к тобрамицину и тетрациклину.

Микрофлора, изолированная из р. Кутум (район Стрелки), обладала наименьшей устойчивостью к левомецитину, тетрациклину и эритромицину. Минимальной чувствительностью обладали монокультуры к бензилпенициллину и цефазолину.

Микроорганизмы в пробах р. Прямая Болда (район Стадиона) отличались устойчивостью к бензилпенициллину, а наибольшую чувствительность выделенные штаммы проявляли к тобрамицину и цефазолину (рис. 2). Следует указать, что за последнее десятилетие чувствительность к левомецитину уменьшилась в среднем в 4,5 раза, фурадонину – в 3,9 раз, тетрациклину – в 1,6 раз [3, 4].

Антибиотикорезистентность исследуемых нами энтеробактерий отличалась выраженной сезонной сукцессией только в р. Кутум, характеризующейся низкой проточностью, мелководностью и заиленностью. Весной все штаммы были менее устойчивы к тобрамицину (28,1 %), а наибольшую устойчивость они проявляли к ампициллину, пенициллину и цефазолину – 0 %. В летние и осенние периоды устойчивость к испытуемым препаратам была различной и варьировала от 6,5 до 16,8 % и от 1,9 до 17,5 % соответственно.

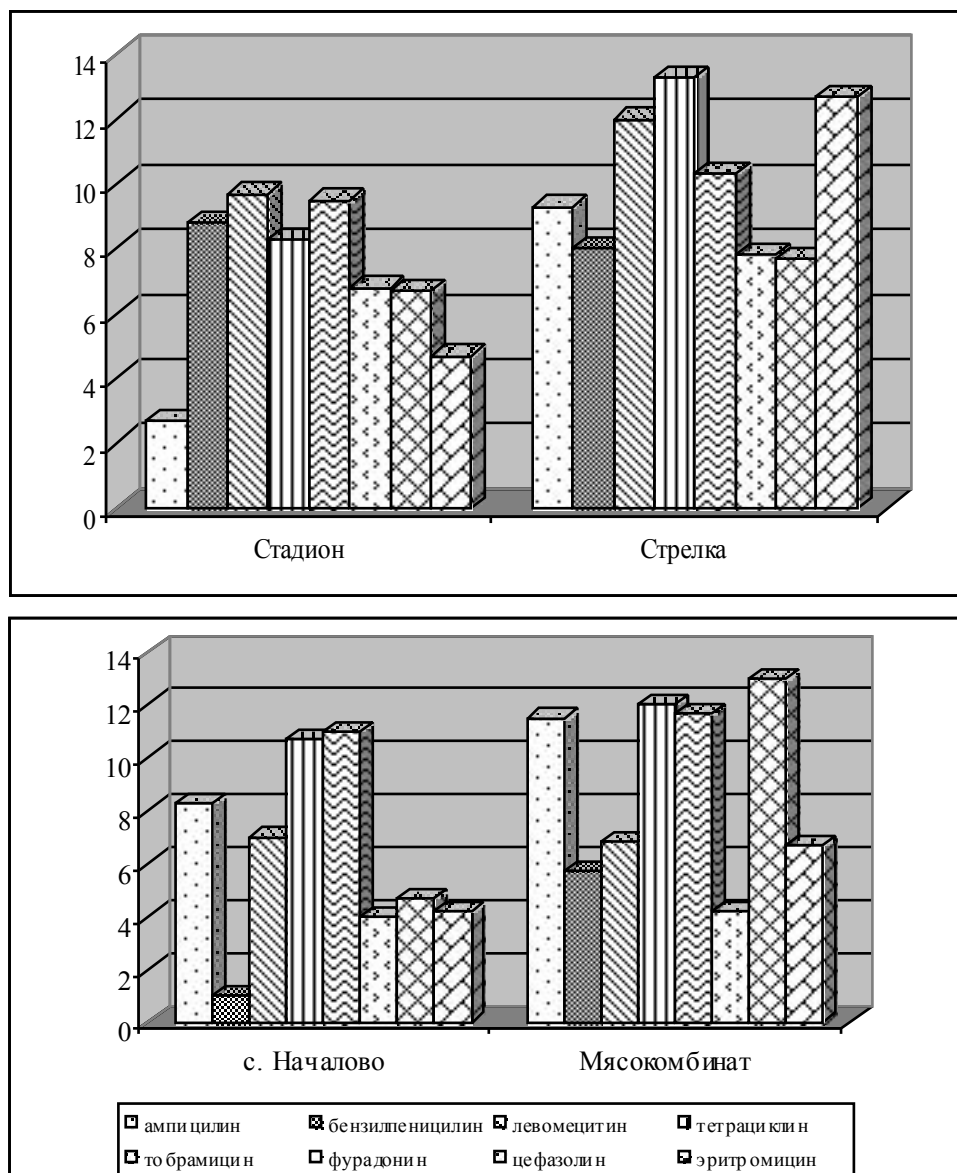


Рис. 2. Уровень антибиотикорезистентности микроорганизмов в исследуемых водотоках

Анализ полученного материала по зонам угнетения роста бактерий при контакте с антибиотиками на МПА в сезонном аспекте показал, что минимальная чувствительность ко всем испытуемым препаратам была отмечена в начале июня во время паводка во всех исследуемых районах (табл.).

Таблица

Сезонная характеристика антибиотикорезистентности выделенных микроорганизмов

Испыу емье ангиби отики	Исследуемые районы															
	р. Кривая Болда (с. Началово)				р. Прямая Болда (р-н Стадиона)				р. Кутум (р-н Стрелки)				р. Прямая Болда (р-н Мясокомбината)			
	04	06	08	10	04	06	08	10	04	06	08	10	04	06	08	10
Зона гнетения роста на МПА, мм																
Ампициллин	2	0	17	7	6	0	5	0	0	0	15	13	13	0	10	18
Бензилпенициллин	6	0	0	0	17	0	2	16	0	0	10	14	0	0	1	16
Левомецитин	10	2	7	8	11	2	5	12	8	8	15	13	6	9	1	12
Тетрациклин	16	4	6	16	11	4	1	14	11	3	16	17	19	12	1	20
Тобрамицин	15	7	10	12	9	7	10	10	8	10	12	10	12	9	12	13
Фурадонин	7	3	2	5	9	3	4	9	7	0	18	2	10	4	7	3
Цефазолин	8	0	10	0	16	0	2	10	0	0	7	16	14	6	15	14
Эритромицин	1	0	8	4	0	0	2	10	5	7	14	18	10	7	3	13

Примечание: 0 – чувствительность микроорганизма к антибиотику отсутствует

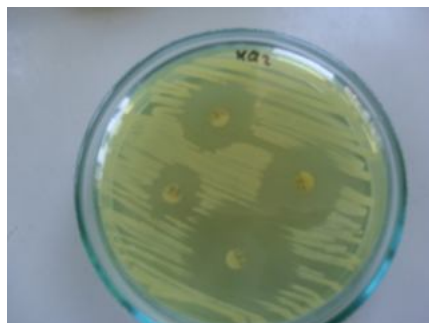
Весной, в апреле, в этих же районах уровень антибиотикорезистентности у энтеробактерий был соответственно выше в 4,1; 4,9; 1,4; 1,8 раз, что было статистически достоверно ($P < 0,05$). По-видимому, это было связано с повышением в паводковых водах штаммов бактерий, устойчивых к АМП, попавшим в гидроэкосистему вследствие мощного многофакторного антропогенного воздействия в этот сезон года. Это могли быть смывы с различных сельскохозяйственных предприятий, в том числе животноводческих, а также продукты жизнедеятельности урбоэкосистем.

В осенний период, в октябре, чувствительность к испытуемым антибиотикам одновременно вновь повысилась по сравнению с летними показателями: в р-не с. Началово – в 4,4; Стадиона – в 5,0; Мясокомбината – в 2,3 и Стрелки – 2,6 раза, что было статистически достоверно ($P < 0,05$).

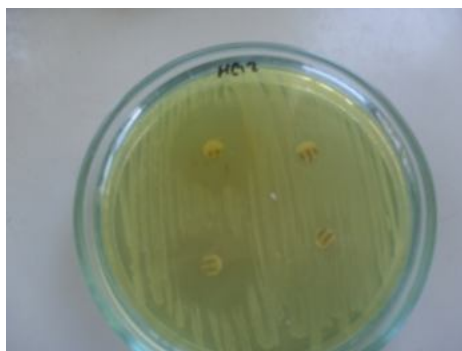
Обращает на себя внимание абсолютная нечувствительность в паводковый период (начало июня) всех исследуемых штаммов к ампициллину и бензилпенициллину, а в районах Стадиона, Стрелки и с. Началово – к цефазолину и эритромицину. При этом и весной, еще до паводка, в районе Стрелки подобная реакция на АМП была отмечена для ампициллина, бензилпенициллина и цефазолина (табл.), что свидетельствует о попадании в эти водотоки устойчивых штаммов из очистных сооружений, расположенных выше по руслу р. Волги. В пользу этого могут свидетельствовать данные о почти одинаковой устойчивости исследуемых бактерий к АМП в летний (август) и осенний (октябрь) периоды в районах, расположенных немного ниже очистных сооружений, – это точки Стрелки и Началово. Следовательно, на уровень антибиотикорезистентности в исследуемых нами водотоках влияют в основном паводковые воды и близость очистных сооружений.

Следует указать, что при проведении вышеописанных анализов нами были установлены снижение степени чувствительности и полная ее потеря большинства штаммов по отношению к лекарственным препаратам после

24 часов инкубирования посевов при температуре 37 °С, о чем свидетельствовало уменьшение диаметра зоны угнетения роста культур, что, по-видимому, связано с высокой и быстрой адаптивностью испытуемых нами штаммов микроорганизмов (рис. 3).



а) четко выраженные зоны угнетения роста



б) снижение зон угнетения роста через 24 часа инкубирования

Рис. 3. Изменение диаметра зоны угнетения роста культур

Таким образом, проведенные исследования показали, что энтеробактерии, преимущественно штаммы pp. *Proteus* и *Citrobacter*, входящие в микробный ценоз внутренних водотоков г. Астрахани, имеют более высокий уровень антибиотикорезистентности в районах Стрелки, Стадиона и с. Началово в паводковый период. При этом анализируемые микроорганизмы характеризовались наибольшей чувствительностью к тобрамицину, фурадонину, левомецитину и тетрациклину, а в районе Мясокомбината – и к эритромицину. Это свидетельствует об увеличении их поступления в районы исследования и негативном влиянии на бактериоценоз не только городских водоемов, но и, по-видимому, дельтовых участков, куда впадают эти водотоки. Полученные результаты показали необходимость проведения систематического санитарно-микробиологического мониторинга за изменением антибиотикорезистентности микроорганизмов, циркулирующих в водоемах урбоэкосистем.

Библиографический список

1. *Жижимова Г. В.* Гидробиологический мониторинг экологического состояния внутренних водоемов г. Астрахани / Г. В. Жижимова, Е. Г. Локтионова // Водные ресурсы Волги: настоящее и будущее, проблемы управления : сб. ст. Всерос. науч.-практич. конф. (Астрахань, 3–5 октября 2007). – Астрахань, 2007. – С. 274–290.

2. **Кальницкая О. И.** Ветеринарно-санитарная оценка продуктов животного происхождения, содержащих антибиотики / О. И. Кальницкая, Б. В. Уша, Э. А. Мишиев // Ветеринария. – 2010. – № 2. – С. 61–63.
3. **Лисицкая И. А.** Бактериальные сообщества некоторых компонентов экосистемы дельты Волги и Северного Каспия : автореф. дис. ... канд. биол. наук / И. А. Лисицкая. – Астрахань, 2008. – 23 с.
4. **Обухова О. В.** Бактериоценоз воды и судака (STIZOSTEDION LUCIOPERCA в дельте Волги) : автореф. дис. ... канд. биол. наук / О. В. Обухова. – М., 2004. – 23 с.
5. **Обухова О. В.** Санитарно-микробиологическая оценка гидроэко системы дельты Волги / О. В. Обухова, Л. В. Ларцева, И. А. Лисицкая // Гигиена и санитария. – 2009. – № 1. – С. 23–25.
6. **Определение чувствительности** микроорганизмов к антибактериальным препаратам : методич. указания. – М. : Федеральный центр Госсанэпиднадзора Минздрава России, 2004. – 91 с.
7. **Плитов И. С.** Определение чувствительности энтеробактерий к антибиотикам и дезинфицирующим средствам / И. С. Плитов // Ветеринария. – 2010. – № 12. – С. 42–45.
8. **Суздаева А. А.** Инженерно-экологическое обустройство и пути повышения рекреационного потенциала малых городских водных объектов : дис. ... канд. техн. наук / А. А. Суздаева. – М., 2005. – 188 с.
9. **Lemke M. J.** Bacterial populations in an anthropogenically disturbed stream: comparison of different seasons / M. J. Lemke, L. G. Leff // Microb. Ecol. – 1999. – Vol. 38. – P. 234–243.
10. **Rossolini G. M.** Antimicrobial resistance in Europe and its potential impact on empirical therapy / G. M. Rossolini, E. Mantengoli // Clin. Microbiol. and Infec. – 2008. – Vol. 14. – P. 33–41.

ИСТОРИЧЕСКИЕ И ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПОИСКОВ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ БАЛЬНЕОРЕСУРСОВ

Е.С. Кутлусурин, аспирант

*Астраханский государственный университет,
тел.: 8-903-349-02-01; e-mail: geologi2007@yandex.ru*

**А.Н. Бармин, профессор, заведующий кафедрой
природопользования и землеустройства**

*Астраханский государственный университет,
тел.: 8 (8512) 44-02-24; e-mail: geologi2007@yandex.ru*

Рецензент: Алыков Н.М.

Астраханская область имеет богатую историю применения различных видов природных минеральных лечебных ресурсов. Разведанные бальнеоресурсы позволяют расширить сферу их использования. Мероприятия по созданию дополнительных лечебно-оздоровительных учреждений должны осуществляться в рамках рационального подхода к использованию природных лечебных ресурсов.

The Astrakhan region has a rich history of various kinds of natural mineral medicinal resources. Balneological resources prospected allow to extend the field of their use. Activities to establish additional medical rehabilitation institutions must take place within the framework of a rational approach to the use of natural medicinal resources.

Ключевые слова: минеральные лечебные воды, пелоиды, соляные озера, грязелечение, поиски бальнеоресурсов, геоэкология.

Key words: mineral medicinal waters, peloids, salt lakes, mud cure, prospect for balneological resources, geoecology.

Целенаправленные поиски природных лечебных ресурсов в Астраханской области были начаты относительно недавно, в первой половине XX в. Им предшествовали результаты работ по поискам пресных подземных вод, а также бурения скважин для технического водоснабжения и поисково-разведочных скважин на нефть и газ. По данным опробования вскрываемых водоносных горизонтов практически повсеместно были обнаружены минерализованные воды, нередко содержащие в своем составе биологически активные и другие специфические компоненты, обуславливающие терапевтические свойства. Во второй половине прошлого века на территории области начали проводиться поисково-оценочные работы по выявлению залежей лечебных грязей (пелоидов), с целью создания дополнительных мест реабилитации, лечения и отдыха [2, 4].

Многовековая история использования бальнеоресурсов в Астраханской области связана, главным образом, с грязелечением. Природные условия края – климат, геологическое строение, рельеф местности, гидрогеологические условия – сформировали уникальные по составу, высокоэффективные по терапевтическим свойствам сульфидно-иловые грязи. В области насчитывают несколько сотен озер, около 1000 лиманов и ильменей, часть из которых содержит рапу (высокоминерализованную воду), отложения солей и иловые грязи, обладающие лечебными свойствами. Большая часть их расположена в южной и юго-западной части области и до настоящего времени не исследована [4, 6].

Со времен Золотой Орды (XIII–XIV вв.) известно применение в качестве народного лечебного средства лиманной грязи из многочисленных лиманов, располагавшихся в то время неподалеку от современного областного центра. При этом не только использовалась целебная грязь и рапа лиманов, но и практиковалось нагирание тела образующейся на берегах лиманов пеной.

Позднее из Крыма в Астраханское ханство, где находились столица и крупные торговые центры Золотой Орды, распространились методы лечебного применения озерных иловых грязей. История позволяет считать, что грязь астраханских соляных озер употреблялась для лечебных целей уже в первой половине XV в. [5]. В тот период столица Астраханского ханства Хаджи-Тархан располагалась на правом берегу реки Волги, на перекрестке дорог, ведущих на восток, в Хорезм и Бухару, на юг, в Закавказье и Крым, на север, в Казанское ханство и Русь. Из Крыма, где с древности было известно грязелечение, в Хаджи-Тархан и крупные торговые центры Золотой Орды приезжали ханы Бахчисарая с целью торговли и лечения целебными грязями озер, расположенных вблизи столицы Астраханского ханства. Эти озера стали называться «ханскими». В них лечилась знать Золотой Орды. В летописи ключаря Астраханского собора Кирилла Васильева говорится: «Татарский город Астрахань прежде стоял по течению реки Волги на правой стороне, поблизости целительных озер. Город сей в летнее время был посещаем ханами Бахчисарая и их семействами, поэтому и озера поныне называются Ханскими» [3].

В XVI в. после присоединения территории к Московскому государству и основания новой русской Астрахани на левом берегу Волги (на месте, где в настоящее время находится Кремль) астраханские соляные озера стали называться «Тинаскими». Как свидетельствует летопись, такое название появилось от слова «тина», так называли в народе толстый слой грязи, лежащей на дне соляных озер.

На протяжении полутора веков одним из эталонных месторождений природных лечебных грязей в России являлось соленое озеро Тинаки, расположенное в 12 км северо-восточнее г. Астрахани. А об использовании грязей тинакских (ханских) озер было известно с XV в.

С вывозом соли все шире распространялась среди русских молва о целебных астраханских грязях. Бывая в Крыму, они знали о грязелечении. В этот период лечение осуществлялось самым примитивным способом: больной самостоятельно или с помощью кого-либо обмазывался грязью, а затем смывали ее рапой из озера.

В течение долгого времени Астраханские соляные озера были единственным источником самосадной соли. Самым крупным из них и по настоящее время является озеро Баскунчак.

Первое упоминание о Баскунчаке и других соляных озерах приводится в описании к подробной географической карте Московского государства – «Большом Чертеже», составленной в XVII в. [3]. Впоследствии молва об озере распространялась не только как об источнике добычи соли: его рапа является целебной, а формирующиеся грязи вокруг озера обладают лечебными свойствами.

В XVIII в. была образована Астраханская губерния. В 1767 г. немецкий натуралист академик С.Г. Гмелин, путешествующий по Прикаспийской низменности, посетил и Астраханскую губернию. В изданных трудах «Путешествие по России» он описал астраханские соляные озера. В частности, в его заметках приведено описание первого Тинакского озера, которое в 60-е гг. XVIII в. играло важную роль в добыче соли для Московского государства. Также упоминаются целебные свойства грязей этого озера, кустарно используемые местным населением.

В 20-х гг. XIX в. грязелечение приобрело в Астраханской губернии еще большую популярность благодаря крестьянину-знахарю, начавшему использовать в лечебных целях так называемые «грунтовые ванны» – закапывание больных в естественную залежь грязи на берегу озера, и получившему в ряде случаев хороший эффект [3].

Целительная слава озер создала необходимые условия для зарождения курорта. Первый в России курорт на базе лечебных грязей тинакских озер был создан в 1820 г. В 1823 г. были опубликованы первые научные сведения о лечебных грязях, а в 1830 г. грязелечение на Тинакском озере стало проводиться под наблюдением уездного медика. В 1836 г. аптекарем К.И. Оссе был произведен первый химический анализ лечебной грязи Тинакского озера. В первой половине XIX в. лечение производилось в виде так называемых «натуральных» грунтовых ванн (тагарский метод). Грязевые ванны – ямы – вырывались рано утром прямо в толще грязи, непосредственно на озере, рядами с востока на запад. После того как грязь в яме нагревалась до 38–40 °С, в нее с помощью служителей ложились больные. Все их тело закапывалось грязью, под голову им подкладывалась «подушка», сделанная из рогожи и набитая той же грязью. Из грязевой ванны больного извлекали некоторое время спустя и обливали нагретой лучами солнца рапой – высокоминерализованной минеральной водой озер или лиманов.

Основным видом грязевых процедур до 1885 г. были грунтовые ванны. С середины XIX в. применяется медальонный, затем – египетский методы, а также искусственные грязе-рассольные (разводные) ванны. В то время их называли «ильные», видимо, из-за процесса приготовления. Грязь, нагретая до

37 °С, разбавлялась рапой до жидкого состояния. Помещенный в «ильную» ванну больной, чтобы не всплывал на поверхность, удерживался в ванне специальными служителями курорта [5].

В 1-й половине XIX в. в медицинских вестниках появились описания влияния лиманотерапии на организм человека (П. Гепитес, 1829; И. Вицман, 1835; Н.А. Оже, 1843 и др.) на основе наблюдений, проводившихся на юге России, в том числе и в Тинаках. Лечение осуществлялось в виде грунтовых ванн («крымский», «татарский» методы), после которых больного обмывали теплой водой из лимана и в специальном помещении (потельне) проводили потогонную процедуру (укутывание одеялом, питье горячего чая). Практиковалось также натирание тела образующейся на берегах лимана пеной, содержащей много соли, с последующим купанием в лимане. Курс лечения на лиманах состоял из 10 иловых грунтовых ванн либо из 60 купаний в лимане и применялся при многих заболеваниях. С середины XIX в. метод грунтовых ванн был оставлен и грязевые процедуры при лиманотерапии стали проводить так называемым «медальонным» методом. На деревянных помостах раскладывались «медальоны» толщиной 10–12 см, после солнечного нагрева которых до 47–50 °С в верхнем слое больных укладывали и «замазывали» все тело или его часть (при местных ваннах). Применяли и другой метод лиманотерапии, получивший название египетского: на отдельные участки тела наносили тонкий слой грязи, затем больной принимал солнечную ванну (до высыхания грязи), процедура завершалась погружением в лиманную рапу и смыванием грязи.

В начале XX в. (1907 г.) на курорт Тинаки был приглашен второй врач, и круг профессионального лечения расширился. После Октябрьской революции методы грязелечения совершенствовались, проводились на более научной основе под руководством врача курорта Л.Ф. Линевича, а в 1932 г. была опубликована его книга под названием «Клиника грязелечения».

В годы советской власти с целью оценки перспектив грязевого месторождения Тинаки начались специальные гидрогеологические исследования. В 1925 г. под руководством И.С. Пчелина проведено первое гидрогеологическое обследование окрестностей Тинакского озера. На тот момент грязи залежали под слоем рапы и выстилающей повсеместно дно озера коркой соли мощностью до 25 см, которая часто переслаивалась тонкими прослоями сбрасываемых после использования (отработанных) лечебных илов. Подсчитанные запасы лечебных илов на тот период составили около 50 тыс. м³.

В 1932 г. известными российскими исследователями С.А. Щукаревым и С.К. Косманом было проведено подробное изучение физико-химических свойств тинакских лечебных грязей. Результаты этих работ подтвердили высококачественный состав пелоидов.

В 40-х гг. XX в. систематические наблюдения за химическим составом вод и лечебных грязей озера проводились сотрудниками кафедры общей химии Астраханского медицинского института под руководством Е.И. Руденко. В результате научных исследований было установлено, что в тинакской грязи содержится достаточно большое количество микроорганизмов, чаще всего относящихся к группе сапрофитов – безвредных микробов. Также в грязи присутствуют гнилостные аэробы и анаэробы, сульфатредуцирующие и денитрифицирующие бактерии, плесень, лучистые и дрожжевые грибы. Многие из них вырабатывают пенициллиноподобные и другие вещества, обладающие антибиотической активностью и бактерицидным действием. Это было под-

тверждено в годы Великой Отечественной войны, когда на курорте располагался военный госпиталь. В указанный период грязи тинакского озера с успехом применялись при лечении открытых инфицированных огнестрельных ран. Было доказано, что Тинакские грязи губительно действуют на возбудителей гнойной инфекции (стафилококки, стрептококки), на палочки дифтерии и другие патогенные микробы.

Исследования, проводимые Е.И. Руденко в послевоенный период, носили в большей степени экологическую направленность. В эти годы в режиме озерного месторождения стали проявляться негативные явления. Они заключались в обмелении озера Тинаки, росте минерализации рапы и ухудшении лечебных свойств иловых грязей. Обмеление озера, увеличение его солености исследователи связывают с падением уровня Каспийского моря и уменьшением территориальной распространенности волжских вод в периоды весенних половодий из-за строительства плотин. Снижение качественных характеристик пелоидов на тот период можно объяснить прямым антропогенным вмешательством, связанным с бурением в 1949 г. геолого-структурной скважины на южном берегу озера Тинаки. В процессе бурения скважины с глубины 180 м произошел сильный выброс газового фонтана с большим количеством песка. Выбросы песка отмечались долгое время, что и привело к запесочиванию залежи лечебных илов озера.

К концу 60-х гг. естественный процесс соленакопления в Тинакском озере претерпел значительные негативные изменения под влиянием антропогенной нагрузки со стороны целлюлозно-картонного комбината. Косвенное воздействие комбината, заключающееся в заполнении прудов-испарителей сточными водами, отразилось на мощности и качественном составе лечебных илов. Непредвиденный резкий подъем уровня озерной рапы, рост ее минерализации, устойчивое нарастание отложений самосадочной соли и интенсивное погружение ее в грязевую залежь привели к катастрофическому состоянию озера. В результате получение лечебных грязей из эталонного российского озера стало нерентабельным.

В качестве альтернативы Тинакскому озеру в 1980 г. были исследованы сульфидно-иловые грязи озера «Лечебное», расположенного в 90 км к западу от курорта. Сходство физико-химических и других качественных характеристик грязей нового месторождения способствовали скорейшему переходу Тинакской курортной грязелечебницы на новые пелоиды.

Поисково-исследовательские работы пелоидов в северной части Астраханской области связаны с озером Баскунчак. В начале 90-х гг. прошлого века в ходе разработки соляных отложений на Баскунчаке, вблизи устья ручья Родниковый, впадающего в озеро, была выявлена и оконтурена линза черных илов. На основе выявленных илов предполагалось открытие ведомственной бальнеогрязелечебницы ОАО «Бассоль». Однако запасы грязевых отложений были оценены по низкой категории, а качественный состав не соответствует условиям из-за высокого содержания кристаллической соли. Этот факт послужил основанием для проведения дальнейших работ по изучению бальнеоресурсов данного района.

В 1995 г. в ходе выполнения специалистами филиала «Геоминвод» Государственного унитарного предприятия «Лечминресурсы» комплексных работ по оценке природных лечебных ресурсов Астраханской области с ландшафтно-климатическим районированием территории и выбором зон рекреации

было проведено обследование района озера Баскунчак. Одной из задач проводимых работ было выявление и оценка практического использования его высокоминерализованных иловых сульфидных грязей и озерной рапы. В результате при обследовании грязевой залежи в западной части озера, в конусе выноса ручья Улан-Баг были выявлены сульфидные иловые грязи, пригодные для бальнеолечения в санатории-профилактории соледобывающего комбината «Бассоль» в поселке Нижний Баскунчак.

В 2002–2003 гг. специализированные работы по изучению лечебных грязей и рапы озера Баскунчака были продолжены. В итоге исследований были выявлены, подсчитаны и утверждены запасы на двух перспективных участках – северном и западном. Установлено, что выявленные залежи высококачественных сульфидных иловых грязей способны в течение нескольких десятков лет обеспечить потребности не только санатория ОАО «Бассоль», но и значительно расширить зону их применения.

Поискам и исследованию подземных минеральных вод бальнеологического назначения предшествовали работы по обнаружению линз и водоносных горизонтов пресных питьевых вод, наиболее активно происходившие в первой половине XX в. В этот же период и до настоящего времени в связи с поисками и разведкой залежей углеводородов на территории области, а также в Калмыкии, Волгоградской области и других площадях, широко проводилось опробование водоносных горизонтов. На всю глубину вскрываемых разрезов как в поисково-разведочных скважинах, так и в водяных, предназначенных для технических водоснабжения, изучался качественный состав подземных вод [7, 8]. Результаты проведенных работ выявили практически повсеместное распространение минерализованных вод, как по площади, так и по разрезу до глубины 7 тыс. м. На основании изучения качественного состава вод в лабораториях НИИ курортологии была установлена их пригодность и в бальнеологии. Наиболее изученными, хорошо защищенными от загрязнений и доступными в использовании на территории области были три водоносных горизонта: хвалыно-хазарский, бакинский и апшеронский, заключенные в толще четвертичных отложений. При исследовании подземных вод территории Астраханского газоконденсатного месторождения во 2-й половине XX в. под руководством О.И. Серебрякова были выявлены промышленные воды на получение йодного сырья и гипохлорита натрия в апшеронском водоносном горизонте. Дополнительные исследования состава вод этого же горизонта позволили оценить их и как бальнеологические для наружного применения. Также О.И. Серебряковым и другими исследователями в Советском районе г. Астрахани на территории лечебного медицинского центра газавиков было открыто месторождение минеральных подземных вод пригодных для бальнеопроцедур. В 2005 г. были утверждены запасы месторождения, позволяющие эксплуатировать его при заданной потребности комплекса на протяжении нескольких десятков лет.

Поиски промышленных вод на территории области продолжаются и в настоящее время. Так, в 2007–2008 гг. в Наримановском районе в пределах Леонидовской площади были выявлены воды с содержанием йода 25 мг/дм^3 . Они приурочены к неогеновым отложениям акчагыльского яруса [1]. В связи с биологической активностью йода можно предположить наличие лечебных минеральных вод и в акчагыльском водоносном горизонте.

С 70-х гг. прошлого столетия в Астраханской области начались специализированные поиски минеральных вод. Практически во всех районах области были пробурены разведочно-эксплуатационные скважины на вышеназванные водоносные горизонты. В 1987 г. была выполнена детальная разведка Тинакского месторождения минеральных вод для использования их в кардиологическом санатории. Она заключалась в бурении двух водяных скважин глубиной около 300 м каждая, исследовании качественного состава воды и подсчете запасов на определенный срок. В результате выполненных работ были получены йодо-бромные рассолы с минерализацией 38,0–41,2 г/дм³ хлоридного натриево-магниевого типа. Их запасы составили 277 тыс. м³/сутки, что позволяет обеспечить санаторий на несколько десятилетий. С получением положительного медицинского заключения началось применение минерализованных вод в бальнеологии в виде ванн. В то же время воду начали отпускать Астраханскому пивзаводу, где после разбавления 1:9 производился их розлив в бутылки в качестве лечебно-столовых под названием «Тинакская».

В период 1995–1997 гг. были открыты месторождения минеральных вод севернее г. Харабали, в Ахтубинском районе на участках Кочевой, Верхний Баскунчак, Минерал, Глубокие колодцы, Покровский и в г. Астрахань. В большинстве своем воды рассольные, йодо-бромные, содержат железо, кремниевую кислоту и другие биологически активные элементы. По составу воды хлоридные натриевые, хлоридные кальциево-магниевые-натриевые, сульфатно-хлоридные натриевые с минерализацией от 2,4–2,6 и 6,0–6,5 до 24,9–47,7 г/дм³. В натуральном виде они могут использоваться для ванн, а также в качестве лечебно-столовых при разбавлении 1:6, 1:9. В течение нескольких лет для питьевых целей производились бутилирование и продажа столовой и лечебно-столовой вод под названием «Кочевая» и «Подземный дар».

В 2008 г. в Ахтубинском районе (участок Покровский) на базе месторождения минеральных вод был открыт завод по розливу воды. Завод выпускал 3 вида минеральной воды под названием «Дельта», «Астраханская» и «Ахтубинская». Завод просуществовал 2 года и в начале 2010 г. был выставлен на продажу.

Современное состояние в использовании бальнеоресурсов в области носит весьма ограниченный характер. Грязелечение применяется в Центре реабилитации фонда социального страхования Тинаки с использованием грязей озера «Лечебное» и в ведомственной бальнеогрязелечебнице ОАО «Бассоль» с применением баскунчакских грязей. В Тинаках для бальнеотерапии используются собственные минеральные лечебные воды. Кроме того, эти воды при соответствующем разведении применяются в качестве питьевых лечебно-столовых. Бутилирование и продажа тинакской минеральной воды в последние годы прекращены. В ОАО «Бассоль», кроме грязей, для отпуска ванн используется рапа озера Баскунчака, местные минеральные воды хлоридного натриевого состава. Кроме ведущих природных лечебных факторов, здесь применяется озокерит (природный нефтяной битум) в виде аппликаций при теплолечении. Также в отдельных клиниках области и областном центре в целях бальнеотерапии используются привозные минеральные воды и пелоиды.

Наличие огромного природного потенциала бальнеоресурсов в области позволяет значительно расширить их использование и создать на их основе (или с их использованием) дополнительные зоны отдыха, лечения и реабилитации.

Библиографический список

1. *Аванесов А. А.* Перспективы производства йода в Астраханской области / А. А. Аванесов // Южно-Российский вестник геологии, географии и глобальной энергии. – 2009. – № 2 (33). – С. 146–149.
2. *Бармин А. Н.* Современные вопросы природопользования в Ахтубинском районе Астраханской области / А. Н. Бармин, М. М. Иолин, М. А. Стебенькова // Южно-Российский вестник геологии, географии и глобальной энергии. – 2006. – № 1 (14). – С. 189–196.
3. *Гаврилов А. Е.* Тинаки / А. Е. Гаврилов ; под науч. ред. проф. Л. А. Комаровой – СПб. : Изд. дом «Петроградский и К^о», 1997. – 144 с.
4. *Занозин В. В.* Принципы и методика оценки природных условий для целей организации отдыха и туризма / В. В. Занозин // Южно-Российский вестник геологии, географии и глобальной энергии. – 2003. – № 3 (спецвыпуск). – С. 222–229.
5. *Курорты* : энциклопедический словарь / гл. ред. Е. И. Чазов. – М. : Совет. энциклопедия, 1983. – 603 с.
6. *Кутлусурин Е. С.* Природные лечебные ресурсы степной и полупустынной зон Нижнего Поволжья / Е. С. Кутлусурин // Современные проблемы науки и образования. – 2006. – № 3. – С. 104–105.
7. *Кутлусурин Е. С.* Характеристика природных бальнеоресурсов Астраханской области / Е. С. Кутлусурин // Вестник АГТУ. – 2006. – № 6 (35). – С. 83–88.
8. *Кутлусурин Е. С.* Эколого-химические аспекты использования гидроминеральных ресурсов, сопутствующих осваиваемым месторождениям углеводородов / Е. С. Кутлусурин // Современные наукоемкие технологии. – 2006. – № 2. – С. 54–55.

**ГЕО ЭКО ЛОГИЧЕСКИЕ ПОСЛЕДСТВИЯ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ
ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В ГОРНО-ЛУГОВЫХ ЛАНДШАФТАХ
СЕВЕРО-ВОСТОЧНОГО КАВКАЗА**

И.А. Байраков, доцент

кафедры экономической и социальной географии
Чеченский государственный университет, г. Грозный,
тел.: 89282905081; e-mail: idris-54@mail.ru

Рецензент: Андрианов В.А.

Характер современной растительности позволяет предположить, что депутация в общих чертах протекала аналогично описанному выше процессу и прошла, по крайней мере, три стадии. Довольно обычные в настоящее время зонник клубничный, шалфей мутноватый, проломник бородачатый, фиалка трехцветная являются характерными видами залежей, расстались нередко в больших количествах, а некоторые из них встречаются и как сорные в посевах. Можно предположить, что они сопутствовали некогда земледелию, а после его прекращения остались на залежах. Современная экологическая обстановка на склоне и тип хозяйственного использования способствуют их сохранению в составе фитоценозов.

The nature of the modern vegetation suggests that the delegation was broadly similar to the process described above, and underwent at least three stages. Rather usual now zonnik, sage, androsace bearded, violet are typical types of deposits, often grew in large quantities, and some of them are also found as weeds in crops. It can be assumed that they accompanied farming and after its termination remained in deposits. Modern ecological conditions on the slope and type of economic use (pasture) contribute to the conservation of marshes.

Ключевые слова: экологические последствия хозяйственной деятельности, горно-луговые ландшафты, сукцессионные смены растительного покрова.

Key words: environmental impacts of economic activity, mountain-prairie landscapes, successional change of vegetation.

В горных и высокогорных районах Северо-Восточного Кавказа скотоводство и земледелие развивается с конца неолита. К этому времени относят ученые изобретение деревянного плуга – кавказской сохи, в эпоху Каякент-Хорочоевской культуры [2].

Система отгонного животноводства, возникшего в горах в III тыс. до н. э., культивируется и в наше время. Эта система хозяйствования прерывалась во времена частых нашествий орд кочевников в равнины и предгорья Большого Кавказа. Местное население мигрировало в горы, что привело к увеличению населения здесь в несколько раз. И к сокращению площади летних пастбищ и поголовья скота, увеличению площади пашни. Основными видами хозяйствования в эти периоды становились охота и земледелие [2].

Местное население на горных склонах создавало искусственные террасы – поля для посевов зерновых культур. Это вмешательство, естественно, приводило к изменению структуры и функций горного ландшафта. Почвенный покров тех участков, откуда он изымался, менялся коренным образом, обнажалась литогенная основа, а водно-воздушно-температурные режимы эдафотона изменялись в сторону ксерофилизации. Интенсивный приток солнечной радиации на лишенную растительного покрова территорию приводит к иссушению и интенсивному испарению. На насыпных террасовых площадках слой почвы становится мощнее, а при орошении и внесении удобрений возрастает плодородие, так как возникает относительно мезофильная обстановка. Таким образом, при искусственном террасировании развивается контрастность экологических условий эдафотона как в пределах самих террас (между площадкой и выемками), так и между террасами и естественными, не тронутыми геотопами склона. На участке склона южной экспозиции, охватываемого полигоном вблизи развалин села Ами (высота над уровнем моря – 1670 м), довольно хорошо различимы пять искусственных террас – свидетельство древнего земледелия, которое превратило естественный ландшафт практически в агроландшафт или неоландшафт [1].

Восстановление естественной растительности на террасах началось примерно в конце XIX в., когда население гор стало постепенно мигрировать на равнинные и предгорные части региона. Примерно в это же время стало возрождаться отгонное животноводство, а террасовые агрофитоценозы постепенно прекратили свое существование.

Заброшенная пашня (залежь) проходит ряд восстановительных смен (депутации, зацеленения), в ходе которых она стремится достичь первоначального состояния, существовавшего до распашки. Направление сукцессий растительного покрова, продолжительность отдельных их стадий и всего процесса в целом обусловлены разнообразными причинами: климатическими и эдафическими особенностями местности, характером растительности, особенностями обработки почвы, видом культуры и др. В различных природных условиях продолжительность восстановления обычно длится от 30 до 60 лет.

Классическим примером сукцессионных смен служит хорошо изученное восстановление степной растительности на полевых залежах, включающей бурьянистую стадию, когда на еще рыхлых почвах обильно разрастаются од-

нолетние и двухлетние сорно-полевые и придорожные бурьянистые растения. Затем следует стадия корневищных злаков на более уплотненной почве (господство пырея ползучего, востреча, костра безостого и др.). Последующее иссушение и уплотнение почвы приводит к разрастанию дерновинных злаков – типчака, келерки, ковылей и сопровождающего их разнотравья. В конечном итоге восстанавливаются все свойства первоначальной растительности.

Пырей ползучий и костер безостый, обнаруженные на антропогенных террасах, свидетельствуют об имевшей здесь место пырейной, или рыхло-корневишной, стадии восстановления. Вне террас пырей ползучий не найден.

Восстановление растительного покрова происходило под контролем пастбищного воздействия, усилившегося в начале XX в. и внесшего существенные коррективы в направление и продолжительности смен. Так, способствуя уплотнению почвы, выпас ускорил прохождение рыхло-корневишной стадии и переход к дерновой, с участием типчака и келерии кавказской.

В то же время он мешал типчаку занять доминирующее положение. Эта роль в фитоценозах перешла к сопутствующему разнотравью. Его флористическое ядро составляют, как уже говорилось, виды семейства губоцветных и другие представители сухих местообитаний, большинство из которых в своем происхождении связаны со средиземноморскими или понтическими элементами.

По-видимому, в рассматриваемом нами случае один вид хозяйственной деятельности (земледелие) привел к оседанию в растительных сообществах понтических и средиземноморских элементов, другой (выпас скота) – к их процветанию. Нагорно-ксерофильный тип растительности в естественных условиях встречается в пределах Северо-Юрской сланцевой депрессии, ограниченной Скалистым и Боковым хребтами, где выпадает самое малое количество осадков – в среднем за год 400–500 и даже 300 мм, в то время как в исследованном районе только за вегетационный период выпадает 450 мм. Все это дает основание считать фригановидный вариант нагорно-ксерофильной растительности, получивший развитие на террасах антропогенного происхождения, вторичным явлением, обусловленным хозяйственной деятельностью человека.

Изменения, происходящие в экосистемах под воздействием человека, нужно рассматривать с учетом фоновых климатических тенденций, без которых невозможно строить мониторинг окружающей среды. Естественные климатические флуктуации способны в одних случаях повышать «запас прочности» экосистемы, в других, например, в случае положительной интерференции фонового усиления аридности и континентальности климата с антропогенным опустыниванием – снижать его, создавая кризисные экологические ситуации. Сверхвековой цикл, который будет продолжаться до конца XXIV столетия, и современная внутривековая эпоха прогрессирующей аридизации климата в целом благоприятствует процессу антропогенному опустынивания в горах Большого Кавказа.

Под влиянием выпаса происходит, как известно, отбор видов, устойчивых к пастбищной нагрузке. Таковыми в изучаемых сообществах являются различные розеточные и полурозеточные формы (подорожники скальный и ланцетолистный, манжетки кавказская и шелковистая, первоцвет Рупрехта, проломник бородачатый и др.), сильно опушенные или снабженные шипами и колочками (манжетка шелковистая, зопник клубненосный, бодяк окутанный, колючник обыкновенный), широко представлены здесь виды губоцветных, так как среди них нет хорошо и отлично поедаемых скотом растений. Более

того, А.А. Гросгейм [1] считал тимьянники крайне деградированным вариантом пастбищ. Наряду с флористическими изменениями, в таких сообществах произошло снижение запасов надземной фитомассы, проективного покрытия и средней высоты травостоя по сравнению с потенциально возможным.

Все это говорит об упрощенной структуре фитоценозов, их депрессионном характере.

Таким образом, пастбищное воздействие, протекавшее одновременно с восстановлением растительного покрова, не только приостановило его, но и изменило ход развития растительности в сторону депрессии. Этому способствовало малоустойчивое состояние восстанавливаемых фитоценозов и экосистемы по отношению к неблагоприятным факторам.

Библиографический список

1. *Гросгейм А. А.* Растительный покров Кавказа / А. А. Гросгейм. – М. : Изд-во МОИП, 1948. – 264 с.
2. *Крупнов Е. И.* Древняя история Северного Кавказа / Е. И. Крупнов. – М. : 1960. – 234 с.
3. *Мильков Ф. Н.* Физическая география: учение о ландшафте и географическая зональность / Ф. Н. Мильков. – Воронеж : Изд-во ВГУ, 1986. – 328 с.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ МЕТОДОМ ЭПР ЭМАЛИ ЗУБОВ СОВРЕМЕННЫХ И ИСКОПАЕМЫХ ЖИВОТНЫХ КАЗАХСТАНА

Р. Насиров, профессор

*Атырауский государственный университет им. Х. Досмухамедова,
тел.: 8(7122)27-63-23; e-mail: rnasirov.48@mail.ru*

Рецензент: Андрианов В.А.

В данной работе впервые изучаются парамагнитные центры ископаемых эмалей зубов древних верблюдов Казахстана методом ЭПР-радиоспектроскопии с попыткой оценки их геологического возраста.

Paramagnetic centers of fossil tooth enamel of ancient camels in Kazakhstan with the use of EPR-radiospectroscopy with an attempt to assess their geological age were viewed in the article.

Ключевые слова: электронный парамагнитный резонанс, радиация, ископаемые верблюды.

Kew words: electron paramagnetic resonance, radiation, relict camels.

В позднекайнозойских фаунистических сообществах позвоночных широкое распространение получили верблюды. В Казахстане в сообществах крупных позвоночных плиоцена и плейстоцена обитали: *Gigantocamelus longipes* (Aubek, 1975), *Paracamelus praebactrianus* (Orlov, 1927), *Paracamelus gigas* Schl. (1903), *Camelus bactrianus knoblochi* (Poljak, 1880), *Camelus ferus Przewalski* (1883). Присутствие в палеозооценозах этих позвоночных животных указывает не только на специфические особенности ландшафтно-климатических условий времени их обитания, но и дает возможность определять относительный геологический возраст отложений, вмещающих их остатки.

В данных исследованиях была использована эмаль зубов ископаемых верблюдов: *Giantocamelus Longipes* Aubek. (Есекарткан, Текеская впадина), *Paracamelus praebactrianus* Orlov (р. Тасты, Тургай), *Paracamelus gigas* Schl. (Кошкурган, Южный Каратау). Для сравнения был изучен ЭПР-спектр эмали зубов современного верблюда из урочища Коныстану, Западный Казахстан (рис. 1 а).

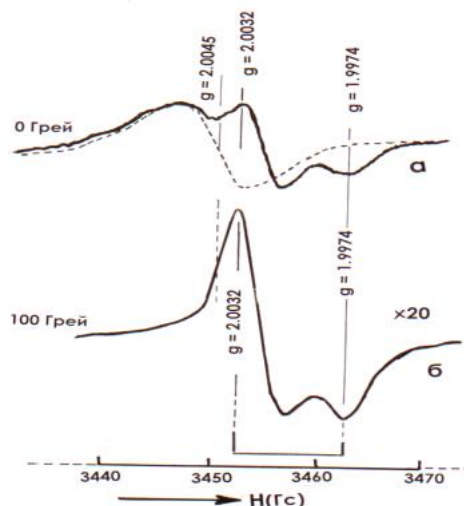


Рис. 1. ЭПР-спектр эмали зуба современного верблюда (урочище Коныстану, Западный Казахстан): а) обычный; б) после дополнительного γ -облучения ($Q = 100$ Гр)

В ЭПР-спектре эмали зубов современного верблюда широкий сигнал с $g = 2,0045$ обусловлен наличием в зубной эмали органических свободных радикалов. Как в случае эмали зубов ископаемых мастодонтов [3], в эмалях зубов современного верблюда в спектре ЭПР отчетливо виден анизотропный сигнал с аксиальной симметрией с $g_{\perp} = 2,0032$ и $g_{\parallel} = 1,9974$, относящийся к анион-радикалов $\text{CO}_2^{\cdot -}$. Принадлежность анизотропного сигнала к радиационным дефектам доказана при искусственном дооблучении зубной эмали, что хорошо заметно на спектре ЭПР эмали зуба верблюда при дозе 100 Грей дополнительного облучения на источнике γ -излучения ^{60}Co (рис. 1б).

На спектре ЭПР эмали молочного зуба ископаемого нижнеплейстоценового верблюда (Кошкурган, Каратау) на фоне малоинтенсивного сигнала органического радикала также наблюдается сигнал от анион-радикала $\text{CO}_2^{\cdot -}$ с $g_{\perp} = 2,0032$ и $g_{\parallel} = 1,9974$ (рис. 2). Такие спектры характерны и для других эмалей зубов ископаемых верблюдов. В отличие от эмали зуба современного верблюда, в спектрах ЭПР эмали зубов ископаемых верблюдов, аналогично спектру эмали зубов неогеновых мастодонтов Казахстана [3], наблюдается

линии сверхтонкой структуры (СТС) изопротильного радикала $(\text{CH}_3)_2 \dot{\text{N}} - \text{R}$ с $g = 2,0033$ и одиночная линия с $g = 2,0055$ от липидного пероксидного радикала (Б). Спектр изопротильного радикала состоит из семи линий с биномиальным соотношением интенсивностей (1:6:15:20:15:6:1) за счет взаимодействия неспаренного электрона с эквивалентными шестью протонами. На рисунке 2 показано расположение центральных компонентов СТС (линии 3, 4 и 5). Измеренное расстояние между линиями 3 и 5 составляет 42,6 Гс, и его половинное значение и $g = 2,0032$ точно совпадает со спектральными пара-

метрами радикала изопропильного типа $(\text{CH}_3)_2\dot{\text{N}} - \text{R}$, обнаруженного в эмали зубов мастодонтов [3].

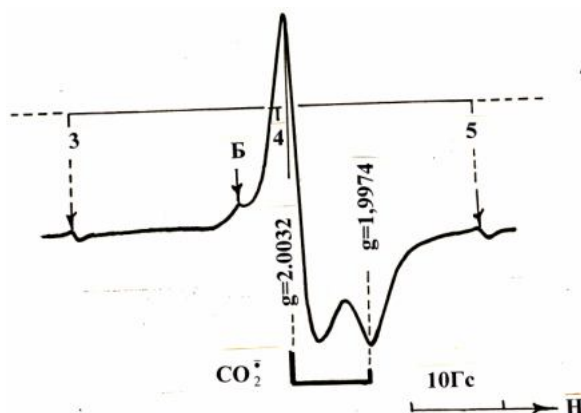


Рис. 2. ЭПР-спектр эмали молочного зуба нижнеплейстоценового верблюда (Кошкурган) (TD = 1,4 кГр, D = 2 милли Грей/год)

Для измерения относительной интенсивности использовался двойной резонатор, позволяющий контролировать условия записи каждого спектра с помощью эталона “strong pitch” спектрометра E-12 фирмы “Varian”. Относительную интенсивность ($I_{\text{отн}}$) определяли сопоставлением спектральных амплитуд исследуемого образца эмали и эталона. Для определения общей дозы природной радиации (TD) и возраста (T) исследуемых образцов использовалась интенсивность радиационного сигнала ($\text{CO}_2^{\cdot-}$) по высокополевой части спектра ($g_{\text{II}} = 1,9974$), где влияние фонового сигнала от органического радикала зубной эмали минимально. Как показывают результаты ЭПР исследования, более низкие дозы (TD) установлены для эмали зубов *Paracamelus gigas* Schl. (Южный Каратау, Кошкурган) (рис. 3), а более высокие дозы природной радиации (TD)-установлены для эмали зубов *Gigantocamelus longipes* Aubek (Текесская впадина, Есекарткан) и *Paracamelus praebactrianus* Orlov (р. Тасты, Тургай) (рис. 4, табл.). Значение константы годичной дозы D для исследованных образцов составило примерно 1–2 миллиГрей/год.

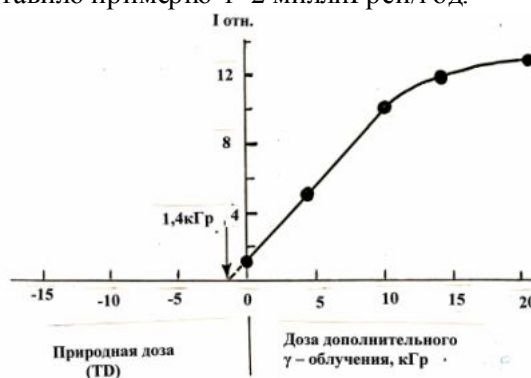


Рис. 3. Зависимость интенсивности сигнала ЭПР анион-радикала $\text{CO}_2^{\cdot-}$ ($g_{\text{II}}=1,9974$) эмали зуба *Paracamelus gigas* Schl. (Кошкурган) от дозы дополнительного у-облучения

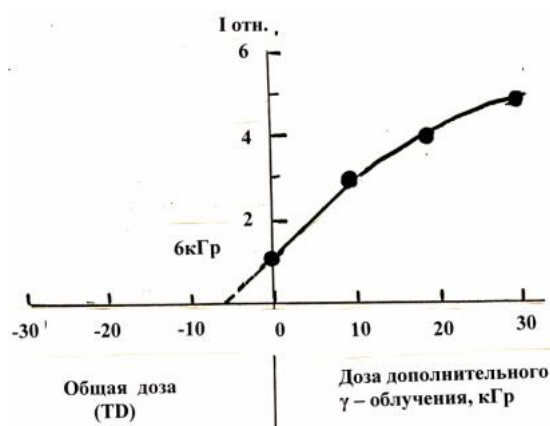


Рис. 4. Зависимость интенсивности сигнала ЭПР анион-радикала $\text{CO}_2^{\cdot-}$ ($g_{II}=1,9974$) эмали зуба *Paracamelus praebactrianus* Orlov (р. Тасты) от дозы дополнительного γ -облучения

Таблица

Результаты определения методом ЭПР TD и геологического возраста ископаемых верблюдов Казахстана по эмали их зубов

Наименование образцов	TD, кГр	$T_{\text{ЭПР}}$, млн лет
Молочные зубы, Кошкурган	1,40	$0,70 \pm 0,2$
Старая зуба, Кошкурган	1,32	$0,66 \pm 0,2$
Взрослая зуба, Кошкурган	1,23	$0,62 \pm 0,2$
<i>Gigantocamelus longipes</i> Aubek (гигантский длинноногий верблюд. Текесская впадина, Есекарткан)	6,80	$3,40 \pm 0,5$
<i>Paracamelus gigas</i> (Кошкурган)	1.05	0.53
<i>Paracamelus praebactrianus</i> Orlov (левый приток р. Тасты, г. Аркалык)	6,00	$2,90 \pm 0,5$

Полученные нами результаты абсолютных возрастов по ЭПР-спектрам эмали зубов верблюдов из разновозрастных местонахождений Казахстана практически подтверждают ранее установленные для них геологические возрасты. Так, для *Gigantocamelus longipes* Aubek (Есекарткан, Текесская впадина) установлен абсолютный возраст 3,4 млн лет. Несколько ранее [3] почти такой же возраст (3,5–3,6 млн лет) был установлен по ЭПР-спектру эмали зубов мастодонтов *Anancus kazakhstanensis* Aubek из этого же местонахождения. Возраст фауны Есекарткана (составной частью которых были гиппарионы, гигантокамелусы, мастодонты и др.) соотносили со средним плиоценом [6]. Полученные нами возрастные датировки по *Gigantocamelus longipes* Aubek подтверждают положение этой фауны в современной магнитохронологической шкале на уровне границы Гаус-Гильберт, соответствующей нижней части европейского виллафранка [7].

Абсолютные датировки для *Paracamelus praebactrianus* Orlov (р. Тасты, Тургай) находятся в пределах эпохи среднего акчагыла. Следует отметить, что из этого же местонахождения были собраны зубы *Anancus arvemensis* St. et Job., распространение которых ограничивается этим временным интерва-

лом. Абсолютные возрастные датировки по ЭПР-спектрам эмали зубов *Paracamelus gigas* Schl. (Кошкурган, Южный Каратау) находятся в пределах 0,53–0,70 млн лет, что вполне соответствует возрастному интервалу эпохи раннего плейстоцена, для которого [8] был выделен нижнеплейстоценовый кошкурганский фаунистический комплекс крупных позвоночных.

Библиографический список

1. **Насиров Р. Н.** Исследование методом ЭПР эмали зубов мастодонтов из обломков позднего кайнозоя Казахстана / Р. Н. Насиров, Ф. А. Тлеубердина // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1998. – № 3. – С. 45–48.
2. **Ishii H.** ESR dosimetry of teeth of residents close to Chernobyl reactor accident / H. Ishii, M. Ikeya, S. Okano // J. Nucl. Sci. Tech. – 1990. – Vol. 27. – P. 1153–1155.
3. **Iwasaki M.** The relation between the weight of human tooth enamel and the CO₃²⁻ signal intensity on the ESR dosimetry / M. Iwasaki, C. Miyazawa, T. Shimano // Ohu Univ. Dental J. – 1990. – Vol. 17. – P. 95–100.
4. **Zeller E. Y.** Geological dating by ESR / E. Y. Zeller, P. W. Levy, P. L. Mattern // Proc. Symp. Radioactive Dating and Method of Low Level Counting. – 1967. – № 3. – P. 531–540.

ОЦЕНКА ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКОЙ СИТУАЦИИ И ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ ТЕРРИТОРИИ ЧЕЧЕНСКОЙ РЕСПУБЛИКИ

И.А. Байраков, доцент

кафедры экономической и социальной географии

Чеченский государственный университет, г. Грозный,

тел.: 89282905081; e-mail: idris-54@mail.ru

Рецензент: Алыков Н.М.

Обобщающим результатом комплексной оценки ландшафтов является определение степени опасности или остроты экологической ситуации, обусловленной общим антропогенным воздействием и уровнем деградации геосистем. На основе анализа существующих подходов к комплексной экологической оценке территории по степени остроты выделяются следующие категории экологических ситуаций: благоприятная, удовлетворительная, напряженная, критическая, кризисная, катастрофическая. Проведенная дифференциация уровней риска антропогенных трансформаций позволила автору впервые для территории Чеченской Республики провести геоэкологическое районирование.

Generic result of integrated assessment of modelling landscapes is determination of the degree of danger or severity of the environmental situation resulting from general level of anthropogenic influence and degradation of geosystems. On the basis of an analysis of existing approaches to integrated environmental assessment of the extent of environmental situations there are the following categories: good, satisfactory, intense, critical, crisis, catastrophic. The differentiation of risk levels of anthropogenic transformation allowed the author to make environmental zoning on the territory of the Chechen Republic for the first time.

Ключевые слова: оценка экологической ситуации, системный подход, антропогенная трансформация, геоэкологическое районирование.

Key words: assessment of the environmental situation, systematic approach, anthropogenic transformation, environmental zoning.

Среди субъектов Российской Федерации по степени техногенного воздействия, включая и военное воздействие, на окружающую природную среду Чеченская Республика входит в число сильно загрязненных территорий. Атмосферный воздух, почва, подземные и поверхностные воды особенно сильно загрязняются предприятиями нефтедобычи и транспортировки, энергетики и сельским хозяйством.

Методологической основой оценки экологической ситуации на исследуемой территории послужил системный подход, определивший общую логику исследования. В качестве основополагающих принципов были использованы системность, последовательность и комплексность (Дьяконов, 1988, Кочуров, 1989; 1997; Пузаченко, 1995).

Обобщающим результатом комплексной оценки территории является определение степени опасности, или остроты, экологической ситуации, обусловленной общим антропогенным воздействием и уровнем деградации экосистем.

На основе анализа существующих подходов к комплексной экологической оценке территории по степени остроты выделяются следующие категории экологических ситуаций: благоприятная, удовлетворительная, напряженная, критическая, кризисная, катастрофическая (Кочуров, 1997).

Оценка экологической ситуации

Современные ландшафты Чеченской Республики представляют собой природно-антропогенные комплексы, в которых природные, антропогенные и экологические факторы находятся в тесном взаимодействии, образуя однородную по сочетанию указанных факторов и условиям развития территориальную единицу – геоэкосоциосистему. Для исследуемой территории выбраны геоэкосоциосистемы, по таксономическому уровню соответствующие административным районам.

При комплексной экологической оценке интегральным показателем является численный индекс состояния геоэкосоциосистемы, которой определяется как сумма численных индексов отдельных показателей: антропогенной нагрузки, устойчивости ландшафтов к антропогенному воздействию, степени загрязнения компонентов окружающей среды.

По величине численного индекса и количеству показателей устанавливается острота экологической ситуации.

Анализ оценки экологической обстановки на территории Чеченской Республики позволяет ранжировать остроту экологической ситуации по административным районам (табл.).

Геоэкологическое районирование как основа рационального природопользования

Для определения современного экологического состояния территории, выявления сложившихся экологических проблем, их сущности и оценки, пространственных закономерностей локализации, взаимосвязи и взаимообусловленности наиболее приемлемым является эколого-географический подход, который позволяет установить определенные связи между природными особенностями территории и антропогенной нагрузкой на ландшафты во временном и пространственном аспекте.

Проведенное исследование обеспечило возможность перехода к геоэкологическому районированию территории Чеченской Республики.

Принципиальной основой для ее разработки явилось соотношение между экологическим потенциалом территории и антропогенной нагрузкой и разработка на этой базе рекомендаций по решению экологических проблем природопользования.

Использовался опыт районирования и по другим регионам России, в частности Северной Осетии, Московской области, Хабаровского края и т.д.

Таблица

Ранжирование территории Чеченской Республики по остроте экологической ситуации

Административные районы	Острота экологической ситуации
Итум-Калинский, Шаройский	Благоприятная ситуация в настоящее время сохраняется только на неиспользуемых и природоохранных территориях, где из-за отсутствия прямого или косвенного антропогенного воздействия свойства ландшафтов не меняются. Такая ситуация может быть в ландшафтах нивальной зоны в высокогорьях Чеченской Республики
Веденский и Шатойский районы	Удовлетворительная ситуация возникает в случае незначительных изменений в ландшафтах, не затрагивающих функциональную структуру и природные взаимосвязи. Здесь наблюдается слабое загрязнение отдельных компонентов природной среды, концентрация загрязняющих веществ не превышает установленные нормативы. Восстановление ландшафтов возможно в результате саморегуляции или проведения несложных природоохранных мероприятий
Ачхой-Мартановский и Ножай-Юртовский районы	Напряженной ситуацией характеризуются территории, где присутствуют изменения ландшафтов, вызывающие трансформацию их функциональной структуры и взаимосвязей. Концентрация загрязняющих веществ в отдельных средах составляет 1–3 ПДК. Для уменьшения напряженности экологической ситуации необходимо четкое соблюдение природоохранных требований и выполнение мероприятий по снижению воздействия на окружающую среду
Надгеречный, Урус-Мартановский и Курчалойский районы	Критическая ситуация , отмечающаяся изменениями ландшафтов, возникновением угрозы истощения или утраты природных ресурсов, ростом числа заболеваний из-за ухудшения условий проживания. Антропогенные нагрузки здесь, как правило, превышают установленные нормативы. Концентрация загрязняющих веществ в большинстве природных сред достигает 3–5 ПДК. При уменьшении антропогенного воздействия до нормативного уровня проведения необходимых природоохранных мероприятий возможна нормализация экологической обстановки, улучшение условий проживания населения, частичное восстановление природных ресурсов и ландшафтов
Грозненский, Гудермеский, Наурский, Шелковской и Шалинский районы	Кризисные ситуации возникают в ландшафтах, где очень значительные и слабо компенсируемые изменения, происходит существенное истощение природных ресурсов и ухудшение здоровья населения. Концентрация загрязняющих ве-

	ществ в большинстве сред составляет 3–5 ПДК, в отдельных средах – до 10 ПДК. Для улучшения экологической обстановки требуются срочные кардинальные меры по снижению антропогенной нагрузки, охране окружающей среды и восстановлению природных ресурсов
Грозный, районы нефтедобычи и переработки	Катастрофической ситуацией характеризуются территории с глубокими и часто необратимыми изменениями ландшафтов, утратой природных ресурсов и резким ухудшением условий проживания населения, вызванным в основном многократным превышением допустимых антропогенных нагрузок на окружающую среду. Ландшафты полностью изменены и непригодны для сельскохозяйственного производства и жизни людей (Заводской район). Чрезвычайно высокий уровень загрязнения большинства сред, постоянное присутствие многих загрязняющих веществ в концентрациях 5–10 ПДК, а по отдельным веществам – более 10 ПДК

В результате были использованы критерии, имеющие как количественное, так и качественное выражение природного, промышленного, экономического, социального потенциалов и позволяющие производить ранжирование территории Чеченской Республики по степени экологического состояния.

В частности, для определения современной экологической ситуации в Республике и районирования ее территории по степени антропогенной нагрузки были проанализированы следующие параметры: ресурсно-природного (ландшафты и ландшафтообразующие среды, растительность, животный мир и их состояние, климатические особенности, особо охраняемые территории), социально-экономического (расположение населенных пунктов и их загрязненность, промышленные объекты и поступление от них загрязняющих компонентов, автодорожные сети, туристическая инфраструктура) и картографического (ландшафтная и почвенные карты, картосхемы основных источников загрязнения приземного слоя атмосферы, водных объектов, карту особо охраняемых природных территории) блоков.

При этом учитывалось, что объемы промышленного производства, загрязнение природных сред изменяются ежегодно. В связи с этим интенсивность загрязнения учитывалась во временной динамике. Виды и степень антропогенной нагрузки и экологическое состояние определены на основе анализа и обработки данных собственных исследований автора.

Наши данные показывают, на территории Чеченской Республики можно выделить пять уровней риска антропогенных трансформаций компонентов ландшафтов, характеризующихся следующими соотношениями природных факторов возникновения неблагоприятных и опасных природных процессов и степени технологического вмешательства:

1) экзогенные процессы развиваются в естественной природной среде, наблюдается лишь фоновое антропогенное воздействие на некоторые климатические показатели, приводящие к очень медленным изменениям климато-метеорологического характера;

2) антропогенное воздействие очень ограничено. Восстановительные природные ресурсы практически полностью нейтрализуют его;

3) антропогенные воздействия сильнее, чем природно-восстановительный потенциал;

4) деструктивное воздействие на факторы возникновения неблагоприятных явлений и процессов столь велико, что восстановление естественных условий становится невозможным и могут применяться лишь меры пассивной защиты;

5) восстановительные процессы невозможны даже при усиленном конструктивном техногенном вмешательстве, а защита хозяйственных объектов трудна и дорогостояща.

Проведенная нами дифференциация уровней риска антропогенных трансформаций позволила автору впервые для территории Чеченской Республики провести геоэкологическое районирование:

- 1) Северо-Чеченский аграрно-промышленный;
- 2) Центральнo-Чеченский промышленно-аграрный;
- 3) Восточно-Чеченский аграрно-промышленный;
- 4) Юго-Восточный аграрно-рекреационный;
- 5) Южно-Чеченский аграрно-рекреационный;
- 6) Западно-Чеченский аграрно-промышленный;
- 7) Грозненский промышленный.

Согласно степени трансформации природных комплексов, выделяется семь групп территории, отличающихся природными условиями, устойчивостью к антропогенному воздействию, характером антропогенной нагрузки и степенью остроты экологической ситуации. На картосхеме столбчатыми диаграммами показаны усредненные для каждого района показатели антропогенной нагрузки, уровни загрязнения атмосферы и поверхностных вод, преобладающая экологическая ситуация.

1. Экологическая ситуация в Чеченской Республике в различных административных районах отличается разной степенью остроты (напряженности), что обусловлено характером и интенсивностью антропогенного воздействия, в том числе военного и реакцией ландшафтов на это воздействие.

2. Проведенное геоэкологическое районирование территории Чеченской Республики позволило выделить семь групп районов и отражает: природно-ресурсный потенциал и особенности территории; уровень хозяйственной нагрузки на ландшафты и их антропогенной трансформации; источники загрязнения природной среды; ареалы экологического риска и факторы, его обуславливающие; необходимые природоохранные мероприятия в районах, приоритеты их реализации.

Библиографический список

1. *Дьяконов К. Н.* Геофизика ландшафтов (метод балансов) / К. Н. Дьяконов. – М. : МГУ, 1988.
2. *Кочуров Б. И.* География экологических ситуаций (экодиагностика территорий). – М., 1997. – 132 с.
3. *Кочуров Б. И.* Земля и ландшафт: сравнительный анализ / Б. И. Кочуров // География и природные ресурсы. – 1989. – № 4. – С. 22–29.
4. *Пузаченко Ю. Г.* Основы общей экологии. Ч. 1. Курс лекций / Ю. Г. Пузаченко. – М. : Рос. Открытый ун-т, 1995.

ФИЗИЧЕСКАЯ ГЕОГРАФИЯ И БИОГЕОГРАФИЯ, ГЕОГРАФИЯ ПОЧВ И ГЕОХИМИЯ ЛАНДШАФТОВ

УЧЕТ ЛЕДОВЫХ УСЛОВИЙ ПРИ РАБОТЕ АСТРАХАНСКОГО ПОРТОВОГО КОМПЛЕКСА В ЗИМНИЙ ПЕРИОД НАВИГАЦИИ

В.И. Новиков, соискатель

Каспийский филиал Морской государственной академии

им. адмирала Ф.Ф. Ушакова, г. Астрахань,

тел.: 89608572552; e-mail: geologi2007@yandex.ru

Рецензент: Бухарицин П.И.

В статье описаны гидрометеорологические факторы, влияющие на безопасную работу Астраханского портового комплекса в зимний период. Описаны условия зимнего периода навигации региона в прошлом году. Рассматривается возможность спрогнозировать безопасную работу портовых комплексов региона на основе пространственно-временных закономерностей гидрометеорологических факторов.

The article describes hydrometeorological factors, influencing safe work of Astrakhan port complex in winter period. Conditions of the region's winter period of the navigation in last year were described. The opportunity to prospect safe work of port complexes of the region on the basis of spatial-temporal laws of hydrometeorological factors is considered.

Ключевые слова: гидрометеорологические факторы, портовые комплексы, зимний период, навигация, безопасная работа, временные закономерности.

Key words: hydrometeorological factors, port complexes, winter period, navigation, safe work, temporal laws.

Астраханский портовый комплекс является крупнейшим по размерам и грузообороту на Волго-Каспийском регионе [1]. Особенностью **ветрового режима** является преобладание ветров восточных румбов. Средняя скорость ветра имеет тенденцию к некоторому увеличению от осени к весне, достигая максимума в марте – апреле (4,5–5,6 м/с). Тип зимы не определяет ни преобладающих направлений ветра, ни продолжительность штормовых ветров (15 м/с и более), повторяемость таких ветров для каждого зимнего месяца менее 1 %. Увеличение повторяемости штормовых ветров приходится на начало весны (до 3 %). Продолжительность штормового ветра находится в диапазоне 4–23 ч.

Каспийское море относится к ледовитым морям с сезонным ледяным покровом и отличается большой пространственно-временной неоднородностью развития ледовых процессов. Продолжительность ледового периода зависит от суровости конкретной зимы и составляет: в мягкие зимы от 20 дней на юго-западе до 110 дней – на северо-востоке, в умеренные зимы от 60 до 140 дней, в суровые – от 100 до 170 дней соответственно. Наличие ледяного покрова в море оказывает существенное влияние на характер и интенсивность гидрологических процессов. Являясь серьезным естественным препятствием, каспийский лед очень затрудняет выполнение исследовательских работ по изучению особенностей зимних гидрологических процессов. В связи с этим в настоящее время гидрологические процессы в Северном Каспии в зимний период изучены значительно слабее аналогичных процессов в навигационный период. Существует парадоксальная ситуация: среднегодовые значения многих элементов гидрологического режима Северного Каспия

(волнения, течений, солености и др.) подсчитываются только за навигационный период, т.е. с апреля по октябрь – ноябрь. Четыре-пять зимних месяцев просто выпадают из расчетов из-за отсутствия данных, хотя именно в этот период происходят значительные изменения их характеристик. Кроме того, и сам лед под воздействием ветра, течений, волнения и колебаний уровня находится в постоянном и сложном движении. Ледяной покров дрейфует и торосится, взламывается и сплавивается. Помимо чисто научного интереса, исследования гидрологических процессов в Северном Каспии в зимний период имеют и большое практическое значение.

Ледовые условия. Средняя дата первого появления льда на акватории порта Астрахань – 8 декабря. Период между датой первого появления льда и началом устойчивого ледообразования составляет 8–10 дней в суровые и умеренные зимы. 25–30 дней мягкие. В суровые и умеренные зимы максимальная толщина льда отмечается в середине февраля и составляет 55–65 и 35–55 см соответственно. В мягкие зимы максимальная толщина льда отмечается в третьей декаде января и составляет 25–35 см. В наиболее мягкие зимы лед вообще не образуется. Начало разрушения ледяного покрова (I балл разрушенности) после суровых зим отмечается в середине марта, после умеренных – в первой декаде марта, после мягких в конце первой декады февраля. Вскрытие припая после суровых зим происходит в конце третьей декады марта, после умеренных – в середине второй декады марта, после мягких – в конце первой декады февраля.

Нагонные подъемы уровня в порту наблюдаются зимой только при сильных и устойчивых восточных и юго-восточных ветрах. Такие подъемы наблюдаются 1 раз в 2–3 года и достигают 10–15 см. Стогнные явления зимой в порту не отмечаются. Амплитуда колебаний среднесуточных уровней в течение зимы в порту может достигать 2,0–2,4 м.

Анализ имеющихся данных по отраслям экономики показывает, что из общей суммы ущерба, наносимого неблагоприятными погодными условиями, на долю морской деятельности приходится 68 %. Предотвратительный ущерб (т.е. тот, который можно предотвратить, используя гидрометеорологическую информацию), по экспертным оценкам отечественных и зарубежных специалистов, составляет до 20 % от суммы ущерба [8]. Эффективность такого использования выражается в реальной экономии материальных средств в областях производства, где учитываются погодные условия при планировании и организации своей деятельности (табл.).

Таблица

Эффект от воздействия гидрометеорологических факторов на примере судна «Самур» в акватории порта Оля (ноябрь) [9]

Потери при ожидании ледовой проводки в акватории ВКСМК	61387,2 рублей/ сутки
Давление ветра на судно при скорости ветра 12 м/с	324,8 Па
Давление воды на судно при скорости течения V= 0,5 м/с	546,7 Па
Простой судна в порту из-за воздействия тумана	1,3 ч
Потери ходового времени судна для одного случая тумана	2,95 ч

Ветровые условия, взятые за основу определения неблагоприятных периодов для судоходства, являются решающими, как правило, в глубоководных районах моря и в безледный период года. Однако в зимнее время навигация на Северном Каспии не заканчивается. Ледовые условия характеризуют-

ся большой сложностью и изменчивостью. Ежегодно устанавливающийся мощный, устойчивый, труднопроходимый ледяной покров отличается большой динамичностью. Он препятствует нормальному судоходству и представляет большую опасность для мореплавания в зимний период. В связи с этим назрела необходимость создания для Каспийского моря современного ледового атласа, включающего в себя большое количество многообразной информации о состоянии ледяного покрова, с применением геоинформационных технологий.

Зимний период навигации 2009–2010 гг. по Волго-Каспийскому морскому судоходному каналу (ВКСМК) прошел в исключительно сложных условиях. С началом зимнего периода навигации приказом капитана морского порта «Астрахань» были определены мероприятия по организации и руководству ледокольными проводками, включая создание штаба ледокольных операций. Руководителем штаба назначается капитан порта. Основной задачей штаба является обеспечение эффективной безаварийной эксплуатационной деятельности судов, исключающей простои при работе в ледовых условиях. С образованием ледяного покрова на акватории порта «Астрахань», ВКСМК и Астраханского рейда распоряжением капитана морского порта «Астрахань» вводилась обязательная ледокольная проводка. В ожидании ледовой проводки в зоне ВКСМК скапливалось свыше 100 судов на срок до 3 недель. Количество судов в караванах доходило почти до 40 штук. Средняя скорость ледовой проводки составляла 5 узлов. Самое труднопроходимое место было в районе о. Искусственный (от 100 км до 135–140 км ВКСМК). В открытой части ВКСМК в конце января 2010 г. лед местами набивался и смерзался до дна [7]. Проводки осуществлялись на протяжении 280 км, начиная от Астрахани до кромки льда Астраханского рейда. Время проводки зависело от ледовых условий, позволяющих проходить ледоколам морскую часть без разведки; обычно они ее проводили на подходе к большому повороту, делали ледовую разведку, сопоставляя ее с фактическими данными информации от Гидрометцентра. И только тогда принимались решения о выводе одного судна, либо группы судов (5, 6 единиц). Толщина льда по замерам достигала от 80 до 150 см в морской части. В канале лед стабильно стоял в пределах 40 см. Все суда, которые работали в классе морского, речного регистра, имели допуск к плаванию во льдах за ледоколом с толщиной льда до 35–40 см [4].



Рис. Танкер в зоне ВКСМК обходит стамуху возле зимнего буя («сигары»)

На основании исследований среднегодового уровня Каспийского моря был сделан вывод, что при разработке долгосрочных прогнозов необходимо

разделить ряд среднегодовых уровней (или приращений) на долгопериодную (многолетнюю) составляющую (тренд) и короткопериодную (прогноз уровня в каждом году) как отклонение от тренда. В настоящее время разработаны методы, которые позволяют выделять ритмы и гармоника Каспийского моря, вызываемые солнечной активностью, но сегодня невозможно предсказать те переломные точки временной шкалы, когда включаются (или выключаются) отдельные ритмы. Ни простая фиксация таких точек на графике годового уровня Каспийского моря, ни существующие сегодня методы обработки таких рядов не позволяют это сделать. Строгой теории механизма воздействий солнечной активности на климат до настоящего времени не существует, хотя имеются гипотезы о резонансной структуре Солнечной системы. В настоящее время нет общепризнанного календарного прогноза хода уровня Каспийского моря на будущее. Изменения климата, как естественные, так и антропогенно-обусловленные, являются основной причиной большой неопределенности долгосрочных гидрологических прогнозов и, как следствие, вынуждают пересматривать риск хозяйственной деятельности на побережье моря в сторону его увеличения. Для оценки такого риска рекомендуется использовать существующую методологию вероятностно-детерминированного прогноза колебаний уровня замкнутого водоема. Долгосрочный прогноз гидрологических составляющих водного баланса Каспия на конкретную календарную дату невозможен, как и метод долгосрочного календарного прогноза уровня моря. Возможны лишь вероятностные прогнозы, например, в виде среднего положения уровня моря и отклонения от этого положения заданной вероятности (квантилей распределения) [5].

Присущие Каспийскому региону в силу его географического положения колебания климата и водного баланса отличаются большим размахом. При этом переход климата и водного баланса из одного состояния в другое, как правило, носит быстротечный характер. Экологические и социально-экономические последствия этих переходов неоднозначны. В отсутствие превентивной адаптации ущерб может носить катастрофический характер. Предлагаемые различными учеными прогнозы изменений климата и водного баланса в регионе также отличаются большим размахом прогнозируемых параметров. В частности, предполагается, что уровень моря в период до 2025 г. будет находиться в пределах от -26,0 до -30,0 м БС. Данные наблюдений указывают, что в настоящее время климат и водный баланс Каспийского региона находятся в неустойчивом положении, из которого они могут перейти в новое состояние. Каким оно будет, с определенностью сказать невозможно [6].

В предстоящие 7 лет (до 2017 г.) по Волго-Каспийскому региону следует ожидать засушливую, с холодными зимами и сильными восточными ветрами, погоду [3]. Общее снижение количества осадков по Волго-Камскому бассейну приведет к уменьшению объемов годового стока р. Волги, к низким весенним половодьям, уменьшению глубин в летнюю и зимнюю межень, снижению уровня Каспия. Усиление меридиональной формы циркуляции атмосферы в периоды максимумов солнечной активности приведет к еще большему понижению температуры воздуха в осенне-зимний сезон за счет вторжения арктического воздуха по нормальной полярной и ультраполярной осям [2].

Исходя из имеющегося прогноза солнечной активности на 24 цикл и особенностей распределения температурного режима четного 11-тилетнего цикла, можно предположить, что увеличится продолжительность ледостава в

дельте Волги и на Северном Каспии. Продолжительность зимы, вместо привычных за последние 20 лет 80–100 дней, увеличится до 100–120, а в отдельные годы – до 120–140 дней. Холоднее нормы будут зимние сезоны 2012–2013, 2013–2014, 2015–2016 гг. Очень суровыми, продолжительностью 4,5–5,0 месяцев, будут зимние сезоны 2012–2013, 2013–2014 и 2015–2016 гг. [3].

Столь значительные прогнозируемые изменения климатических и гидрологических условий приведут к значительным дополнительным материальным затратам как в теплые, так и в холодные сезоны рассматриваемого периода. Усиление континентальности климата региона отразится на водном транспорте. Потребуется выполнение дополнительного объема дноуглубительных работ и реконструкции многих существующих прибрежных морских и речных гидротехнических сооружений и объектов. Резко возрастут расходы жилищно-коммунального комплекса на отопление жилых, служебных и производственных помещений в холодные сезоны. Значительно возрастет потребление электрической и тепловой энергии, различных видов топлива. Понижение уровня Каспийского моря, в первую очередь, скажется на его мелководной, северной части. В холодные сезоны, в результате пониженной теплоемкости мелководий под воздействием низких температур и интенсивного волнового перемешивания в начальный период ледообразования, на Северном Каспии будет образовываться мощный ледяной покров, толщина которого к середине зимы будет достигать своих максимальных, многолетних значений. В связи с падением уровня Каспия и уменьшением глубин в мелководной северной части моря резко возрастет интенсивность процессов торошения льда.

Библиографический список

1. *Александрова Т. Е.* Морская инфраструктура России: теория, основные этапы развития, проблемы / Т. Е. Александрова. – СПб. : Аврора-Дизайн, 2010. – С. 95.
2. *Андреев А. Н.* Погодные особенности Каспийского моря в холодный период 2007–2008 гг. / А. Н. Андреев, Б. Ю. Болдырев, Ю. В. Дозорцева // Метеорология и гидрология. – 2008. – № 12. – С. 47–48.
3. *Андреев А. Н.* Ритмы солнечной активности и ожидаемые экстремальные климатические события в Северо-Каспийском регионе на период 2007–2017 гг. / А. Н. Андреев, П. И. Бухарицин // Экстремальные гидрологические события в Арало-Каспийском регионе : труды Междунар. науч. конф. (Москва, 19–20 октября 2006 г.). – М., 2006. – С. 137–143.
4. *Архивные материалы* ФГУП «Администрация морского порта Астрахань», 1989–2007 гг. – Астрахань, 2009.
5. *Болгов М. В.* Каспийское море – экстремальные гидрологические события / М. В. Болгов, Г. Ф. Красножон, А. А. Любушин. – М. : Наука, 2007. – С. 238–363.
6. *Изменения климата* и водного баланса Каспийского региона : резолюция Междунар. науч. конф. (Астрахань, 19–20 октября 2010 г.). – Астрахань : Каспийский морской науч. исслед. центр, 2010.
7. *Новиков В. И.* Особенности зимних навигаций на Нижней Волге и северном Каспии (2008–2009 и 2009–2010 гг.) / В. И. Новиков // Функциональные и региональные проблемы национальной морской, речной политики и подготовки кадров : мат-лы Всерос. науч. конф. – Астрахань, 2010. – С. 49–54.
8. *Хондожко Л. А.* Экономическая метеорология / Л. А. Хондожко. – СПб. : Гидрометеиздат, 2005. – С. 491.
9. *Шапаев В. М.* Гидрометеорологические условия и мореплавание / В. М. Шапаев. – М. : Транспорт, 1975. – С. 209–238.

СОВРЕМЕННЫЕ АБРАЗИОННЫЕ ПРОЦЕССЫ В БЕРЕГОВОЙ ЗОНЕ РЫБИНСКОГО ВОДОХРАНИЛИЩА

Д.Н. Митрофанов, аспирант

Астраханский государственный университет,
тел.: 8 (8512) 52-49-92; e-mail: geologi2007@yandex.ru

Рецензент: Бочкарев А.В.

Изложен процесс формирования берегов Рыбинского водохранилища.

Process of bank formation of Rybinsk reservoir has been described in the article.

Ключевые слова: типы берегов, водохранилище, переформирование берегов, нормальный подпорный уровень (НПУ).

Key words: types of banks, reservoir, reshaping of the banks, normal supply level (NSL).

Результатом строительства водохранилищ является процесс абразии и переформирование берегов, т.е. образование новой береговой линии в результате размыва, обрушения, обвальных, осыпных, просадочных и других деформаций рельефа в зоне нового уреза воды, а также отложение наносов, приносимых рекой.

Масштабы переформирования берегов могут быть значительны: абразия охватывает больше 50 % протяженности берегов многих водохранилищ. Переработка берегов крупных водохранилищ происходит в результате сложного взаимодействия гидрологических и геологических факторов. Основным при этом является волновая энергия, расходуемая на процессы абразии и перемещения наносов. Среди других факторов следует отметить современную антропогенную деятельность на береговых склонах, наличие водной растительности или затопленных лесов [3].

Изучая процесс формирования берегов верхневолжских водохранилищ, И.К. Акимов (1961) предположил следующую классификацию типов берегов, основанную на учете их генезиса и динамики.

Группа I – берега, формирующиеся волновыми процессами.

Группа II – берега нейтральные, слабо изменяемые волновыми процессами.

Группа III – берега, формирующиеся русловыми процессами.

В пределах каждой группы выделяются самостоятельные генетические типы, с учетом комплекса инженерно-геологических, геоморфологических и гидрологических факторов, определяющих собой характер процесса, переработки того или иного берега. Одним из водохранилищ, где интенсивно идут процессы абразии, является Рыбинское. Основные типы берегов Рыбинского водохранилища показаны на рисунке 1.

Характерной особенностью Рыбинского водохранилища является то, что все абразионные участки берегов сложены суглинком и расположены в Волжском, Моложском и Шекснинском плесах.

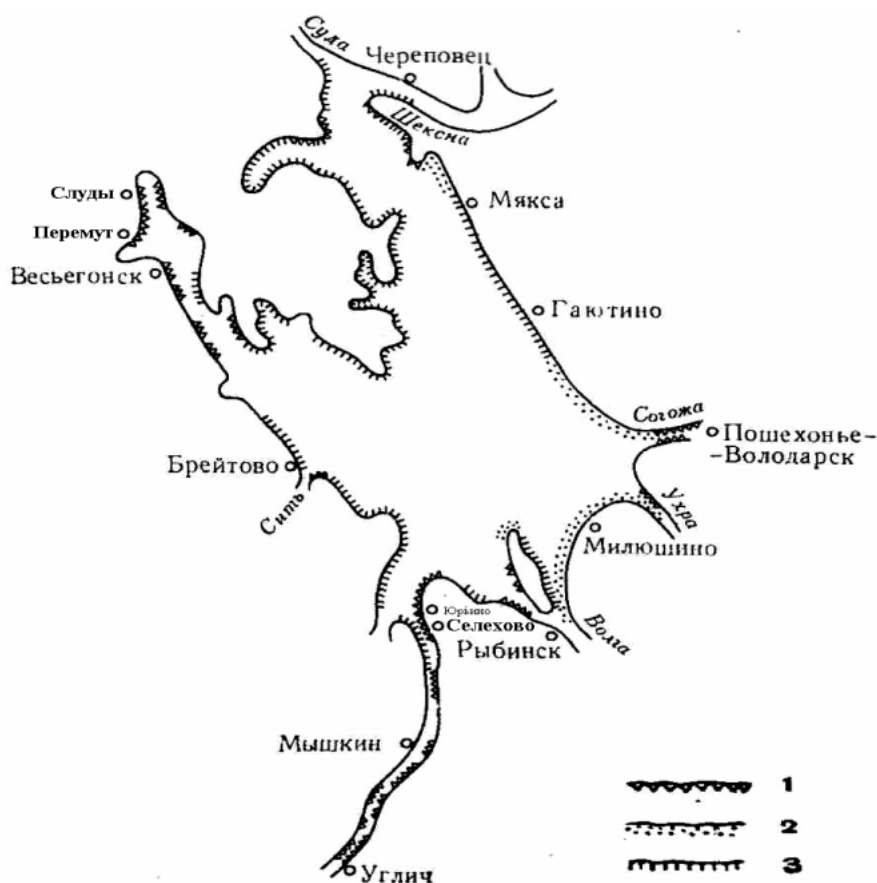


Рис. 1. Схема местоположения абразионных, кумулятивных и относительно устойчивых берегов Рыбинского водохранилища.
Типы берегов: 1 – абразионный, 2 – аккумулятивный, 3 – относительно устойчивый

Берега волжской части водохранилища на большом протяжении высокие (до 30 м) и крутые. Размыты подвержены отложения юрского, мелового и четвертичного периодов. Деформируемые берега моложской и шекснинской частей водохранилища, а также на участках у сел Юрьино и Селехово в Перемутском заливе сложены легкоразмываемыми верхнечетвертичными аллювиальными песками довольно однородной структуры. По сравнению с берегами волжской части они невысоки (2–6 м).

Накопленный с 1947 г. материал о фактическом переформировании берегов Рыбинского водохранилища свидетельствует о большом разнообразии процесса переработки берегов. Так, на участке Перемут-Слуды размеры отступления берега по отдельным створам составляет от 65 до 100 м за год. Коэффициент аккумуляции на мысах – от 0 до 0,1, а в местах, близких к излучинам, он увеличивается до 1,5. Такой диапазон значений коэффициента не может быть объяснен только волновым режимом и сложностью геологических условий, поскольку они являются однородными в пределах всего участка. Неравномерность переформирования в первые годы существования водохранилища зависела от следующих причин: конфигурации береговой линии (наличие мысов, заливов), первоначальной формы подводной части берега, различной высоты и

залесенности отдельных участков берега. За первые 18 лет существования водохранилища объем размыва составляет от 13 до 300 м на 1 м береговой линии [5].

К берегам, формируемым волновыми процессами, относятся также аккумулятивно-абразионные. На Рыбинском водохранилище выделяется два типа аккумулятивных берегов: 1) аккумулятивные берега с песчано-гравийным валом; 2) аккумулятивные берега с береговым валом из торфяной крошки и плавника.

Сведения о таких берегах на Рыбинском водохранилище незначительны. Этот тип берега прослеживается главным образом в юго-восточной части водохранилища, открытой для северо-западных ветров, имеющих наибольшую повторяемость. Волнение этого же направления способствует накоплению здесь огромных запасов торфяной крошки, которая не только слагает бары, но и покрывает довольно мощным слоем обширное пространство прибрежного мелководья [2].

В группу аккумулятивно-абразионных берегов входят два типа берегов, выделяемых только на Рыбинском водохранилище.

1. Аккумулятивно-абразионные берега с развитым потоком вдоль береговых наносов (юго-западное побережье Рыбинского водохранилища). До его образования здесь на протяжении более 30 км прослеживались прирусловые волны р. Мологи. В настоящее время они затоплены и отдельные их вершины возвышаются на 3–5 м над уровнем водохранилища, представляя собой цепочку вытянутых островов, изолированных друг от друга. Цепь таких островов следует с северо-запада на юго-восток на расстоянии 1–2 км от берега. Северо-восточный край островов подвержен воздействию волн, приходящих с северо-востока и имеющих длину разгона от 40 до 60 км.

Таблица

**Морфометрические показатели
Рыбинского водохранилища (по А.Б. Авакяну, 2002)**

Наибольшая длина водохранилища от Угличской до Шекснинской плотины	250 км
Длина озеровидной части	150 км
Наибольшая ширина	70 км
Средняя ширина Главного плеса	34 км

Вследствие этого внешний северо-восточный край островов интенсивно перерабатывается, образуя зубчатую неровную стенку абразионных уступов, высотой до 5 м, у подножия которой пролеживается широкая (до 60–80 м) песчаная береговая отмель шириной от 60–80 до 100–150 м. Поскольку волны наибольшей силы подходят к берегу под острым углом (30–45°), здесь формируется мощный поток наносов, идущих вдоль края островов и создающих серию песчаных кос и пересыпей, которые своими концами из года в год все ближе подходят друг к другу. Общая протяженность этого типа берега – более 10 км.

Аккумулятивно-абразионные берега, ход развития которых изменяется вследствие колебаний уровня воды (развиты на ограниченных участках Юршинского острова и Камениковского полуострова Рыбинского водохранилища). Отличительная особенность – наличие подводных абразионных уступов и аккумулятивных форм (песчано-гравийные валы с многочисленными скриями их генерации). Протяженность таких берегов – около 9 км [4].

Степень развития процессов переформирования абразионных берегов определяется продолжительностью существования водохранилища. С 2000 г. по

настоящее время на Рыбинском водохранилище наблюдается заметное ослабление этого процесса.

Наиболее активное переформирование береговых склонов происходит в период, когда уровень водохранилища имеет отметку, близкую к нормальному подпорному уровню (НПУ).

Там, где берега Рыбинского водохранилища сложены песками или лесами, каждый шторм в первые годы после заполнения (1947) приводил к отступлению берега от 1–5 до 10–15 метров [1].

Берегами водохранилищ становятся поверхность или уступы пойменных и надпойменных террас, а в отдельных местах – и коренные склоны долин.

Переработка берегов является непрерывным, постоянно действующим процессом. Однако всякое более или менее существенное изменение гидрологических условий (повышение НПУ, увеличение сработки в период, когда водохранилище свободно ото льда) может нарушить возникшее относительное равновесие и вызвать новый цикл переформирования берегов (рис. 2).

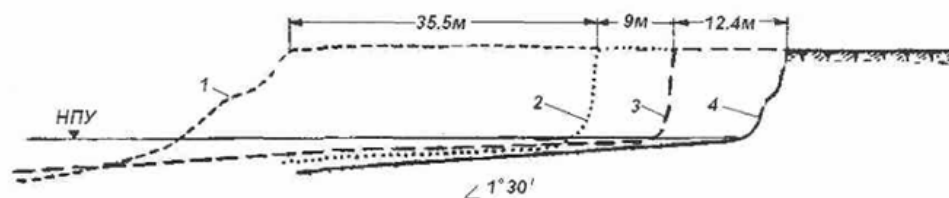


Рис. 2. Размыв берега Рыбинского водохранилища

(по Е.Ф. Комаровой, А.И. Пряхину).

Профиль берега: 1 – 1939 г.; 2 – 1960 г.; 3 – 1981 г.; 4 – 2002 г.

Создание водохранилищ повлекло за собою изменения гидрологических условий не только в озеровидных акваториях, но и в зонах выклинивания и переменного подпора воды.

Библиографический список

1. **Авакян А. Б.** Взгляд на каскад / А. Б. Авакян // *Экология и жизнь*. – 2000. – № 1. – С. 48–54.
2. **Авакян А. Б.** Водохранилища XX века как глобальное географическое явление / А. Б. Авакян, И. П. Лебедева // *Известия РАН*. – 2002. – № 3. – С. 13–20.
3. **Андрейчук Ю. М.** Водоохраные исследования бассейнов малых рек с использованием ГИС-технологий / Ю. М. Андрейчук, Е. А. Иванов // XX Пленарное межвузовское координационное совещание по проблеме эрозионных, русловых и устьевых процессов. – Ульяновск, 2005. – С. 101–102.
4. **Беркович К. М.** Экологическое русловедение / К. М. Беркович, Р. С. Чалов, А. В. Чернов. – М. : ГЕОС, 2000. – С. 332.
5. **Симонов Ю. Г.** Структура учения о речных бассейнах, его краткая история и пути дальнейшего совершенствования / Ю. Г. Симонов, В. И. Кружалин, Т. Ю. Симонова // *Эколого-географические исследования в речных бассейнах : мат-лы II Всерос. науч.-практ. конф.* – Воронеж : Воронеж, гос. пед. ун-т, 2004. – С. 227.

ЛЕДОВЫЕ УСЛОВИЯ В НИЗОВЬЯХ ВОЛГИ И СЕВЕРНОГО КАСПИЯ

П.И. Бухарицин, профессор

*Астраханский государственный технический университет,
тел.: 8(8512)716-254; e-mail: astrgo@mail.ru*

Рецензент: Андрианов В.А.

Акватория морского порта и канала, а также часть Каспийского моря к северу от 44-й параллели, ежегодно покрывается неподвижным льдом. Льдообразование обычно начинается во второй половине декабря. Наибольшего развития ледяной покров достигает в конце февраля. В первой половине марта лед разрушается, и во второй половине марта акватория, как правило, полностью очищается. Продолжительность ледового периода колеблется в широких пределах.

Water area of the port and canal, as well as part of the Caspian sea to the north of the 44th parallel are covered with ice foot every year. Ice formation usually begins in the second half of December. Ice greatest development is reached by the end of February. Ice breaks in the first half of March, and in the second half of March the water area is usually completely cleared. Duration of the ice period varies widely.

Ключевые слова: зимняя навигация, дрейфующий лед, стамуха.
Key words: winter navigation, drift ice, stamukha.

Навигация в портах Астрахань и Оля круглогодичная. В 60–70-х гг. прошлого столетия в зимний период осуществлялись эпизодические ледокольные проводки судов рыбопромыслового флота силами буксировщиков с ледовым усилением, принадлежащих Астраханскому морскому рыбному порту. В 1978 г. в Астрахань и на Каспийское море прибыло несколько мощных ледоколов финской постройки речного класса – «Капитан Чечкин», «Капитан Крутов», «Капитан Букаев», морского класса – «Капитан Измайлов», «Капитан Раджабов». С этого года интенсивность ледокольных проводок возросла. В 90-х гг. увеличился грузопоток на Иран и в порты других прикаспийских государств. С образованием Морской администрации порта Астрахань ледокольные проводки приобрели регулярный характер.



Рис. 1. Морской ледокол финской постройки «Капитан Измайлов»

Караваны формировались из 6–8 судов, которые в течение 1–2 суток выводились из порта Астрахань в море; столько же судов за это время заводилось по каналу в порт. Речные ледоколы арендовались морской администрацией у ОАО «Волготанкер». В 1998 г. ледоколы «Капитан Чечкин» и «Капитан Букаев» были переданы на баланс ГУ «Морская администрация порта Астрахань», «Капитан Крутов» передан в один из портов Черноморского бассейна. С учетом возросшего судопотока и прихода в Каспийское море дополнительного флота возникла необходимость усиления ледокольного обеспечения. В течение еще двух лет в помощь оставшимся двум ледоколам использовали ледокол «Капитан Чадаев», арендованный у ОАО «СК "Волжское пароходство"». В 2001 г. он был передан в Архангельск. Подготовка к зимней навигации 2009–2010 гг. началась задолго до наступления устойчивых минусовых температур воздуха и образования ледостава в акватории порта Астрахань, Волго-Каспийского морского судоходного канала (ВКМСК) и астраханского рейда.

В сентябре – ноябре 2009 г. ФГУ «АМП Астрахань» получило сведения от судовладельческих компаний о количестве судов, планируемых для работы в Каспийском бассейне с заходом в ВКМСК и порты Астрахань и Оля в предстоящую зимнюю навигацию.

Было заявлено 123 судна от 23 судоходных компаний, что более чем на 50 % превышало количество судов и компаний, заявленных на зимнюю навигацию 2008–2009 гг., и в четыре раза – количество судов, заявленных в зимнюю навигацию 2007–2008 гг. Часть судовладельцев не предоставили сведения своевременно, ссылаясь на то, что они еще не знают, какие суда останутся на бассейне, а какие будут работать в южной и средней частях Каспийского моря без заходов в порты Астрахань и Оля. Основная масса судов имела в символе класса знак категории ледового усиления, позволяющий им осуществлять плавание как за ледоколом, так и самостоятельно (при определенной сплоченности и толщине льда). Большая часть судов (53) имели возраст от 20 до 30 лет, а 39 судов – более 30 лет (некоторые из них прошли процедуру обновления по корпусу под наблюдением классификационных обществ).

Согласно предоставленным службой навигационно-гидрографического обеспечения Астраханского филиала ФГУП «Росморпорт» результатам замеров глубин лимитирующих участков ВКМСК, для судов сохранялся осадок 4,5 м. В морской части канала (от 138-го до 170-го км) были выставлены светящие ледовые буи-сигары. Запрошены и получены соответствующие метеопрогнозы на предстоящий осенне-зимний период.

К обеспечению ледокольных проводок судов были подготовлены два линейных ледокола Астраханского филиала ФГУП «Росморпорт» – «Капитан Букаев» и «Капитан Чечкин», имеющие класс М-СП Российского речного регистра. Указанные ледоколы могут работать в сплошном льду толщиной до 70 см и рыхлом льду толщиной до 1 м.

30 ноября 2009 г. капитан морского порта Астрахань издал приказ № 149 «О зимней навигации 2009–2010 гг. на акватории порта Астрахань, ВКМСК и астраханском рейде», объявляющий начало зимней навигации 2009–2010 гг. с 1 декабря 2009 г., а также определяющий мероприятия по организации и руководству ледокольными проводками, включая создание штаба ледокольных операций.



Рис. 2. Речной линейный ледокол финской постройки «Капитан Букаев»

Руководителем штаба ледокольных операций назначен капитан морского порта Астрахань М.А. Абдулатипов. В состав штаба были включены представители администрации Астраханской области, государственных контрольных органов, Ассоциации экспедиторов и судовладельцев Астраханской области, персонал ФГУ «АМП Астрахань» и АФ ФГУП «Росморпорт», непосредственно обеспечивающий работу ледоколов, а также капитаны ледоколов «Капитан Букаев» и «Капитан Чечкин».

Основной задачей штаба являлось обеспечение эффективной безаварийной эксплуатационной деятельности судов, исключающей простои при работе в ледовых условиях. Кроме того, перед штабом стояли следующие задачи:

- сбор и обобщение данных по гидрометеорологической обстановке в порту Астрахань, на Волго-Каспийском морском судоходном канале, астраханском рейде, подготовка предложений по организации работы судов в этих условиях; формирование караванов судов для их проводки в ледовых условиях по заявкам капитанов судов, поступившим через агентствующие фирмы;
- координация совместной деятельности с пограничным управлением ФСБ по Республике Калмыкия и Астраханской области, Астраханской таможней, АФ ФГУП «Росморпорт» и другими ведомствами по оформлению в установленном порядке выхода судов в ледовом караване; предоставление судовладельцам и их агентам информации, касающейся условий организации ледовых проводок;
- предоставление сведений и объявлений по зимней навигации через средства массовой информации, а также на сайте ФГУ «АМП Астрахань»; обеспечение рационального распределения ледоколов;
- сокращение времени непроизводительных простоев, связанных с высадкой (посадкой) лоцманов, формированием караванов, подготовкой судов к выходу из порта, проведением швартовых операций и т.п.

Основными принципами работы штаба являлись:

- равнодоступность ледокольного флота;
- равнозначность портов без определения приоритета;

- открытость и информативность процесса ледокольного обеспечения;
- очередность проводки судов в соответствии с пунктом 31 Общих правил плавания и стоянки судов в морских портах Российской Федерации и на подходах к ним.

При отсутствии судов, имеющих право первоочередности, при формировании каравана учитывалось время подхода судна к кромке льда. Также в приказе был определен порядок введения ограничений для судов по режиму ледового плавания.



Рис. 3. Караван судов в Волго-Каспийском морском судоходном канале

7 декабря 2009 г. при ФГУ «АМП Астрахань» было проведено совместное совещание с представителями АФ ФГУП «Росморпорт» по вопросам обеспечения безопасности плавания на акватории порта в период зимней навигации, определен порядок ледокольных проводок, режим работы ледоколов, количественный состав судов в составе каравана, места бункеровки. 11 декабря 2009 г. состоялось расширенное совещание по вопросам зимней навигации под председательством капитана морского порта Астрахань. В нем приняли участие представитель администрации Астраханской области, представители ФГУ «АМП Астрахань», АФ ФГУП «Росморпорт», государственных контрольных органов, судовладельцев и стивидорных компаний. С образованием ледяного покрова на акватории порта Астрахань, ВКМСК и астраханского рейда распоряжением капитана морского порта Астрахань от 23 декабря 2009 г. № 72-р с полуночи 24 декабря 2009 г. введена обязательная ледокольная проводка. Судам, не имеющим знака ледового усиления в символе класса судна, было запрещено плавание по указанным акваториям, в том числе и в составе караванов.

Тем же распоряжением с 25 декабря 2009 г. был введен запрет на включение в ледовые караваны судов, возраст которых превышает 30 лет, за исключением тех, что прошли процедуру обновления корпуса под наблюдением Российского морского регистра судоходства или других классификационных обществ, являющихся членами МАКО.

О предстоящем введении возрастных и иных ограничений для судов в период зимней навигации судовладельцы были предупреждены заблаговременно в сентябре и ноябре 2009 г. циркулярными письмами, в которых предлагалось

спланировать работу судов, потенциально подпадающих под ограничения, за пределами кромки льда. В работу по проводке судов включились два линейных ледокола «Капитан Букаев» и «Капитан Чечкин». Диспетчерским и инспекторским составом отдела организации и управления судов осуществлялись сбор информации и подготовка ежесуточного плана ледовых операций.

18 января 2010 г. от гидрометеоцентра Каспийской флотилии поступило штормовое предупреждение об ожидаемом усилении ледовых процессов, интенсивном дрейфе льда и его наслоении в связи со вторжением арктического воздуха с северо-запада и усилением восточного, юго-восточного ветра. В ВКМСК ожидалось интенсивное торошение и наслоение льда, его опускание под собственной тяжестью на дно и образование стамух. По северо-западной части Северного Каспия ожидалось повышение уровня воды при штормовом нагоне на 1–1,5 м. Неослабевающие процессы льдообразования и сохранение отрицательных температур воздуха, а также штормовое предупреждение послужили основанием для проведения 19 января экстренного рабочего совещания штаба ледокольных операций по выработке мероприятий, обеспечивающих безопасное осуществление ледокольных проводок в связи с наступлением тяжелых ледовых условий. По результатам совещания было принято решение о направлении судов, которые будут скапливаться на астраханском рейде, для пополнения запасов и ожидания улучшения ледовой обстановки в другие порты Каспийского моря. Об этом решении были проинформированы судовладельцы и капитаны судов, дан соответствующий ПРИП.



Рис. 4. В январе 2010 г. в морской части канала образовалась огромная стамуха высотой около 8 м, почти полностью перекрыв судовую ход

В это время в открытой части ВКМСК от Большого до Малого поворота (второе колено ВКМСК: 151–170-й км), в связи с устойчивыми ветрами восточных направлений силой 12–18 м/с и более, сохраняющимися в течение пяти суток, и морозами в ночное время, шел процесс усиления льдообразования. В пределах судоходной части ВКМСК наблюдалось сильное сжатие, торошение и наслоение, ближе к Малому повороту – сильная подвижка льда. В этих условиях движение за ледоколом более одного судна оказалось невозможным. Суда с маломощными силовыми установками и в балласте приходилось проводить только на буксире за ледоколом, во избежание выдавливания льдом

судов на бровку канала и возможного повреждения корпусов. Ледоколы работали на 100%-ной мощности. Некоторые участки им приходилось преодолевать «набегами». Вторым сложным участком, где прохождение судов иначе как на буксире за ледоколом было невозможно, являлась закрытая часть канала в районе острова Искусственный (от 100-го до 135-го км ВКМСК) со льдом 10 баллов заторного характера. Конфигурация дна канала в этом районе способствовала значительному скоплению и наслоению льда, что сделало участок труднопроходимым даже для одиночного ледокола. Каждая проводка занимала 3 часа и более. Несмотря на круглосуточную работу ледоколов, они не успевали обрабатывать все суда даже в этих районах, не говоря уже о проводке караванов далее по каналу в Астрахань и из Астрахани. Наиболее тяжелая ледовая обстановка складывалась в период с середины последней декады января по середину первой декады марта 2010 г. Кромка льда доходила до 44°18' с. ш.

Роза ветров в зиму 2009–2010 гг. преобладала в основном у восточных румбов, что крайне негативно повлияло на навигационную обстановку в целом. Почти непрерывно, не меняя направления, эти ветры воздействовали во второй половине января и первой трети февраля 2010 г., нагоняли в морскую часть ВКМСК дрейфующий лед, который, сплавиваясь, набивался в зону судового хода, торосился, образуя на западной «красной» бровке ВКСМК стамухи, частично перекрывающие судовый ход. Плавающий лед, перемещаясь вдоль судового хода канала, «задавливал» «сигары» (зимние плавучие буи) под лед, а 3-ю и 5-ю «сигары» унесло льдом, чем существенно осложнилась навигационная обстановка, лишив судоводителей ориентиров. В районе 7-й «сигары» (164 км ВКСМК) в январе 2010 г. образовалась огромная стамуха высотой около 8 м, почти полностью перекрыв судовый ход канала, оставив около 20 м свободного пространства. В это же время стамуха меньших размеров образовалась в районе между 5-й и 7-й «сигарами». Имеющиеся в наличии 2 линейных ледокола «Капитан Букаев» и «Капитан Чечкин» были не в состоянии разбить эту и подобные ей по размерам стамухи, у ледоколов не хватало мощности двигателей. Приходилось суда с риском посадки на мель и поломки винто-рулевого комплекса проводить близко к «бровке» и даже частично за «бровкой» канала.



Рис. 5. Мощная стамуха в канале

К счастью, посадок на мели удалось избежать. Особенно много работы было с крупными судами. В таких случаях оба ледокола занимались проводкой только одного такого судна, отвлекаясь от проводки других судов. В ожидании ледовой проводки в зоне канала скапливалось свыше 100 судов на срок до 3 недель. Количество судов в караванах доходило почти до 40. Средняя скорость ледовой проводки составляла 5 узлов. К счастью, за все время ледовых проводок ледоколы ни разу не имели серьезных технических аварий, лишь иногда возникала угроза намотки на гребной винт лопнувшего буксирного троса.

Подобная ситуация была во время зимней навигации 2002–2003 гг., когда ледокольные проводки начались 10 декабря и закончились 13 марта. К началу февраля 2010 г. в результате резкого ухудшения метеоусловий (штормовой ветер восточных направлений более 20 м/с с последующим переходом на западные направления, падение температуры ниже -20°C – в ночное время) ледовая обстановка крайне осложнилась. Ситуация характеризовалась интенсивным льдообразованием, подвижкой ледяных полей, изменением структуры льда, приобретающего большую жесткость. Эти факторы вызвали значительные трудности при осуществлении ледокольных проводок. На входе и выходе начали скапливаться суда, ожидающие ледокольной проводки. В отдельные дни ледоколы вообще не могли работать в открытой части ВКМСК по метеоусловиям. В этот период они занимались проводкой судов на буксире через труднопроходимый участок в районе острова Искусственный. Число судов, ожидающих на Астраханском рейде ледокольную проводку в порты Астрахань и Оля, доходило до 50. Примерно столько же судов ждали проводки в портах Астрахань и Оля и в ВКМСК до 100-го км (выше перемычки у острова Искусственный) и между 135-м и 145-м км (ниже перемычки).

Капитан порта находился непосредственно на одном из ледоколов и лично руководил ледокольными операциями на астраханском рейде. Впоследствии на ледоколах постоянно находились и осуществляли координацию их деятельности представители штаба ледокольных операций. В связи с осложнением обстановки штаб ледокольных операций стал собираться на рабочие совещания ежедневно в 9⁰⁰ и в 16⁰⁰. На совещаниях заслушивались информация от ледоколов и капитанов судов, ожидающих проводки, прогнозы погоды, осуществлялась прямая связь с капитанами ледоколов и представителями штаба, находившимися на ледоколах, анализировалась сложившаяся ситуация, вырабатывались решения по оптимальному использованию ледоколов и недопущению аварийных случаев. Во избежание возникновения критических ситуаций, вызванных, среди прочего, нехваткой топлива и других судовых запасов на борту, штабом ледокольных операций было вновь настоятельно рекомендовано капитанам судов следовать, а судовладельцам (агентствующим организациям) – направлять суда для пополнения запасов и ожидания улучшения ледовой обстановки в другие порты Каспийского моря.

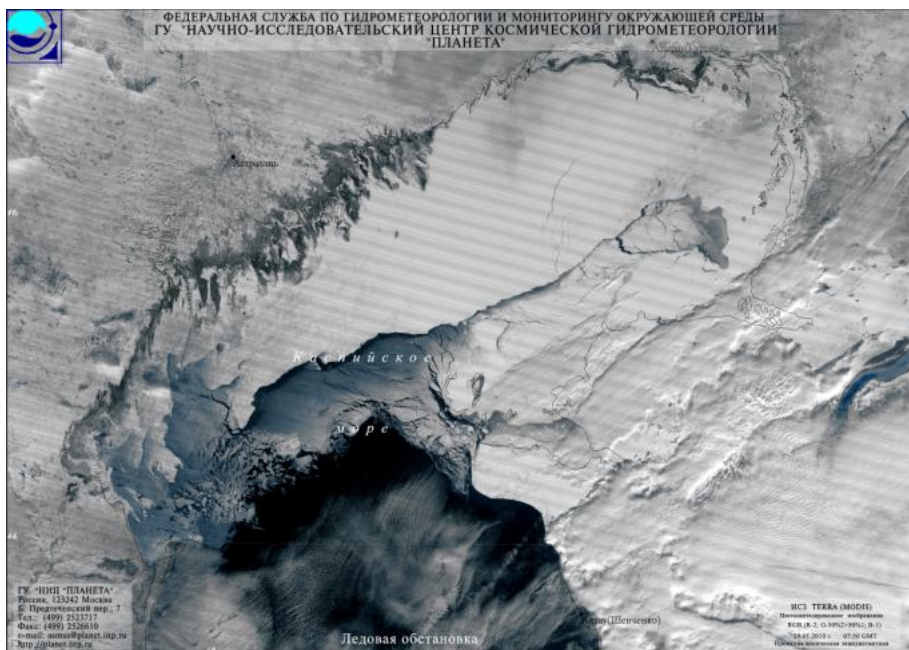


Рис. 6. Ледовая обстановка в период максимального развития по данным ИСЗ

Часть капитанов воспользовались такой возможностью, однако основная масса судов продолжала стоять на астраханском рейде, рискуя остаться без продуктов и топлива. При этом в адрес капитана порта Астрахань ежедневно шли панические радиogramмы с требованием незамедлительно включить судно в караван для ледокольной проводки. Судовладельцы, которые направили свои суда для пополнения запасов в другие порты Каспийского моря, были благодарны штабу ледокольных операций за своевременно данные им рекомендации.

В начале марта с повышением температур льдообразование прекратилось, сила ветра стала умеренной, появилась возможность беспрепятственно выводить и заводить караваны судов. Распоряжением капитана морского порта Астрахань от 16.03.2010 г. № 9-р с 18 марта отменены ледокольная проводка судов и действие всех предыдущих распоряжений, связанных с зимней навигацией. Было разрешено самостоятельное плавание судов (без ледокольного обеспечения) в акватории порта Астрахань, ВКМСК и астраханского рейда. При этом ледоколы находились в постоянной готовности по оказанию при необходимости помощи судам: один – в порту Астрахань, а другой – в районе 150-го км ВКМСК, где, как правило, в весенний период бывает дрейфующий лед.

Приказом капитана морского порта Астрахань от 22 марта 2010 г. № 41 отменено действие приказа от 30 ноября 2009 г. № 149, и с полуночи 23.03.2010 г. зимняя навигация считается законченной.

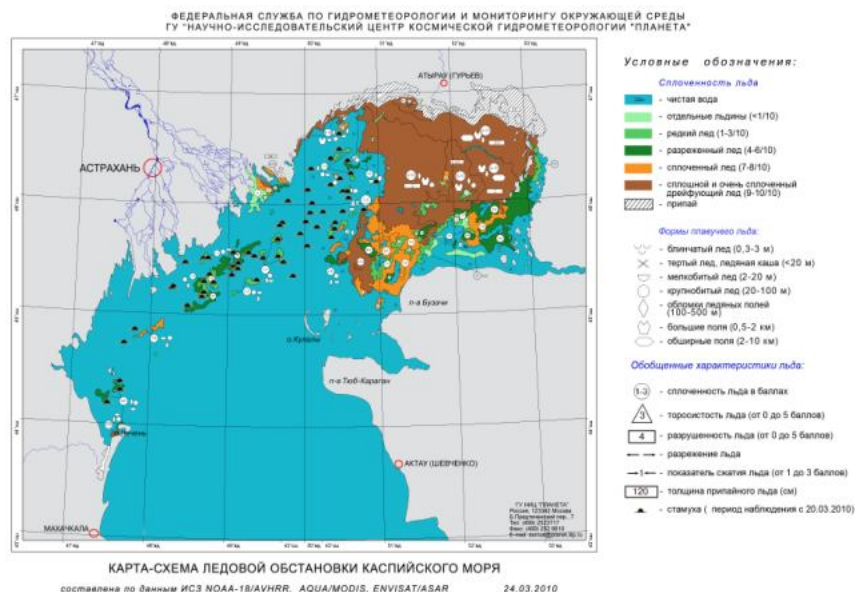


Рис. 7. В результате сильных и продолжительных ветров на всей мелководной акватории Северного Каспия образовалось необычно много мощных стамух, которые сохранялись некоторое время среди чистой воды даже после весеннего разрушения ледяного покрова

С 24 декабря 2009 по 17 марта 2010 г. ледоколами выполнено 32 ледокольные проводки и проведено 542 судна, что на 10 % больше, чем в предыдущую зимнюю навигацию. Количество проведенных судов могло быть значительно больше при наличии еще одного или двух линейных ледоколов*. Максимальная длина ледокольной проводки равнялась 140 милям. Максимальное время ожидания ледокольной проводки составило до 19 сут. – на выход из порта и до 40 сут. на вход в порт.

Всего в Каспийском бассейне с заходом в ВКМСК и порты Астрахань и Оля в зимнюю навигацию работало 149 транспортных судов. Перевезено 1090,3 тыс. т грузов. За период зимней навигации зафиксировано 7 инцидентов с судами. В основном это потери якорей с якорными цепями в период ожидания ледокольной проводки на астраханском рейде (4 случая). В двух случаях впоследствии якоря были найдены командами самих судов и установлены на штатные места. Имели место также посадка на грунт теплохода «Улус Стар», повреждение корпуса теплохода «Лангепас» и столкновение теплохода «Линда» с теплохода «Сейл Дьюк» вследствие несоблюдения дистанции между судами при следовании в караване. Максимальная толщина льда в открытой (морской) части ВКМСК достигала 50 см, в отдельных местах – до 1 м, в торосах – до 1,5 м. Наблюдались стамухи высотой до 8 м. В закрытой (береговой) части канала толщина льда достигала 25–30 см, в наслоениях – до 50–80 см. Вся необходимая информация для плавания судов во льдах своевременно доводилась до сведения судоводителей и судовладельцев.

К сожалению, в порту Астрахань имеются и нерешенные вопросы, напрямую касающиеся обеспечения ледовых проводок и работы портовых тер-

* Справка: к началу следующей зимней навигации 2010–2011 гг. ледокольный флот Астраханского порта наконец-то пополнился третьим ледоколом «Капитан Мицаев».

миналов. Это, в первую очередь, относится к ледокольному обеспечению. Имеющиеся два ледокола не справляются с увеличившимся количеством судов, участвующих в ледовой компании. Данная проблема неоднократно поднималась на различных уровнях, но по окончании зимней навигации о ней каждый раз забывают и вспоминают только тогда, когда суда уже стоят в огромных очередях в ожидании ледокольной проводки. Необходимо также решить вопросы с портовыми ледоколами, которые могли бы оказывать судам те или иные услуги, в том числе по перестановке у причалов и на рейдах, обеспечивать безопасность плавания непосредственно в порту. В этом случае можно предусмотреть и возможность их работы на участке Астрахань – Оля с оказанием (при необходимости) услуг по поддержанию в надлежащем состоянии ледовых майн для трех паромных переправ, находящихся на этом участке.

Кроме того, нужно продолжить работу по развитию СУДС с целью обеспечения возможности контроля судов, находящихся на астраханском морском рейде; оснастить ледоколы средствами контроля их местоположения (СМС «Виктория») и предоставить доступ к этим средствам капитану морского порта; проработать вопрос оснащения ледоколов современными навигационными комплексами, удовлетворяющими требованиям международных конвенций в области безопасности мореплавания.

ПРИРОДНОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ СЕВЕРО-ЗАПАДНОГО ПРИКАСПИЯ ПРИ СОВРЕМЕННОМ ХОЗЯЙСТВЕННОМ ИСПОЛЬЗОВАНИИ

В.А. Бананова, профессор

*Калмыцкий государственный университет, г. Элиста,
тел.: (847) 22 3-90-15; e-mail: bananova_va@kalmu.ru*

В.Г. Лазарева, доцент

*Калмыцкий государственный университет, г. Элиста,
тел.: (847) 22 3-90-15; e-mail: lazareva-vg@yandex.ru*

В.В. Сератирова, аспирант

*Калмыцкий государственный университет, г. Элиста,
тел.: (847) 22 3-90-15; e-mail: seratirova-v@yandex.ru*

Рецензент: Андрианов В.А.

В статье приведена картографическая модель природного районирования Северо-Западного Прикаспия. На предложенной картограмме выделены две области: полупустынная и пустынная. Первая включает Сарпинскую, Терско-Кумскую провинции, шесть ландшафтов, вторая – Черноземельскую провинцию, три ландшафта. В Сарпинской провинции расположены обводнительно-оросительные системы (ООС), способствующие при нерациональном использовании развитию вторичного засоления и подтопления. Терско-Кумская полупустынная провинция находится в пределах Восточного Предкавказья и юго-запада Прикаспия, имеет высокую степень экологического риска, используется как земледельческо-животноводческий регион, подверженный ветровой эрозии, вторичному засолению, подтоплению. Черноземельская провинция приурочена к супесчаным и песчаным равнинам, быстро превращается в зону экологического бедствия, необходимо соблюдение норм пастбищной нагрузки скотом с учетом современной урожайности, кормовой ценности угодий.

Cartographical pattern of natural division into districts of north-western of the Caspian is given in the article. There are two regions on the suggested map-scheme: semidesert and desert. The first one includes Sarpinskaya, Tersko-Kumskaya provinces, six landscapes, while the second one includes Chernozemelskaya province and three landscapes. In Sarpinskaya province there are water irrigation systems, promoting the development of secondary salinization because of irrigational use and swamping. Tersko-Kumskaya semidesert province is in the range of eastern Precaucasus and south-western part of the Caspian and has high level of ecological risk. It is used as agricultural and cattle-breeding region, affected by wind erosion, secondary salinization and swamping. Chernozemelskaya province is characterized by sandy-loam and sandy plains and quickly turns into the zone of ecological disaster. It is necessary to take into account the standard of pasture loading by cattle, current productivity and fodder value of pastures.

Ключевые слова: физико-географическое районирование, ландшафт, степень экологического риска, природопользование.

Key words: physical and geographical division into districts, landscape, level of ecological risk, nature use.

Прикаспийская низменность – одна из крупнейших внутриконтинентальных впадин мира (абс. высота от +50 до -28 м), где северо-западную часть занимает юго-восток европейской России. Эта территория представляет собой переходную полосу между востоком и западом, между степной и пустынной зонами. Здесь расположены правобережье Астраханской и юго-восток Волгоградской областей, большая часть Республики Калмыкии, равнинный Дагестан. Главной целью данной работы является разработка картографической модели, отражающей физико-географическое районирование Северо-Западного Прикаспия, его современное хозяйственное использование, подверженность экологическим рискам, поиск методов устойчивого природопользования.

Прикаспийская низменность – дно древнего Каспийского моря. Суша начала опускаться здесь в середине третичного периода и с этого времени постоянно подвергается трансгрессиям и регрессиям моря. Последняя из крупных трансгрессий, при которой вода подошла к подножью Ергенинской возвышенности, – раннехвалынская. Она произошла 16–20 тыс. лет назад. Отступая, море оставило отложения тяжелых глин шоколадного цвета, которые в настоящее время выходят на дневную поверхность в северной части Прикаспия. На остальной территории они перекрыты отложениями позднехвалынской трансгрессии, имеющей более легкий гранулометрический состав. Самая восточная полоса Прикаспийской низменности, непосредственно примыкающая к Каспийскому морю, пережила еще одну крупную трансгрессию, новокаспийскую, возраст которой – 8–9 тыс. лет назад. Она оставила после себя огромные песчаные отложения, пропитанные соленой морской водой [11]. Равнинный рельеф Прикаспия усложняется многочисленными бессточными понижениями различного происхождения: на севере – лиманами, озерами Сарпинско-Даванского ложбины, на юго-западе – группой Состинских озер. Они сменяются на юго-востоке барханами, бэровскими буграми [12].

Районирование Северо-Западного Прикаспия осуществлено в ряде работ [3, 4, 7, 9]. Однако в них наш регион рассматривается либо как часть Волжского бассейна, либо как часть Северного Кавказа или Северного Прикаспия.

На основе литературных данных, а также личных полевых материалов, авторами разработана карта-схема природного районирования Северо-

Западного Прикаспия, где выделено четыре таксономические единицы: страна, область, провинция, ландшафт. В понимании авторов **страна** – крупная часть материка, обладающая общностью тектонического, геоморфологического строения. **Область** – это часть физико-географической страны, объединяющая ландшафты, близкие по возрасту и происхождению, но обособленные под воздействием морских трансгрессий и других аazonальных факторов. **Провинция** – часть области, обладающая общностью рельефа и биоклиматических условий. **Ландшафт** – относительно однородный участок территории, характеризующийся закономерным сочетанием взаимосвязанных и взаимообусловленных компонентов (рельефа, климата, вод, растительного, почвенного покровов и др.).

На предложенной картосхеме в качестве страны подразумевается юго-восточная окраина Русской равнины, где авторами выделено две области, соответствующие зонам растительности: полупустынной и пустынной. Первая охватывает суглинистую аккумулятивную раннехвалынскую равнину, вторая – супесчаную и песчаную позднехвалынскую и новокаспийскую. *Полупустынная область*, по Е.М. Лавренко (1962), соответствует самой засушливой степной подзоне – опустыненной степи. Она включает Сарпинскую, Терско-Кумскую провинции, шесть ландшафтов. *Пустынная область* относится к Афро-Азиатской остепненной пустыне и состоит из Черноземельской провинции, трех ландшафтов [9]. При физико-географической характеристике названных таксономических единиц акцент делается на анализ природных особенностей ландшафтов как наиболее динамичных комплексов к природным и антропогенным воздействиям (рис.).

Полупустынная область

Сарпинская провинция (I) расположена в северо-западной части Прикаспия, на одноименной низменности. В ее состав входят: Приергенинский, Сарпинско-Даванский, Волго-Сарпинский и Южно-Сарпинский ландшафты. Первый и второй представляют собой сочетание двух ложбин Приергенинской и Сарпинско-Даванской (рис.).

Приергенинский ландшафт (I₁) тянется неширокой субмеридиальной полосой вдоль подножия Ергенинской возвышенности, переходя на юге в пустынную область. Она испещрена многочисленными лиманами и имеет абсолютные высоты + 30–50 м над уровнем моря. В понижениях глубина залегания грунтовых вод – 2–5 м, на равнине – 15–20 м. Воды пресные (минерализация до 1 г/л) или слабоминерализованные. Вне конусов выноса и лиманов минерализация вод повышается до 6 г/л [6]. Ландшафт Приергенинской ложбины своеобразный: пойменно-пустынный, местами пойменно-степной. Здесь лиманные луга разной длительности затопления чередуются с белопольно-типчакково-ковылковыми степями на светлокаштановых почвах и белопольными пустынями на солонцах, которые используются как пастбище [10].

По территории ландшафта проходит главная артерия Черноземельской обводнительно-оросительной системы (ЧООС). Однако в результате нерационального использования на приканальных полосах, орошаемых полях развивается вторичное засоление, занимающее 20,4 % площади от всех мелиорируемых земель региона [13]. Во многих местах наблюдается подъем минерализованных грунтовых вод, подвергая подтоплению не только приканальные полосы, но и населенные пункты. Особенно ярко этот процесс прослеживается в окрестностях и самом пос. Яшкуль, расположенном на границе

первых двух ландшафтов. Несмотря на это, общее хозяйственное направление региона сельскохозяйственно-животноводческое, степень экологического риска довольно высокая (рис.).

Сарпинско-Даванский ландшафт (I₂) пересекает полупустынную провинцию от вершины Волго-Ахтубинской поймы на юго-запад к подножию Ергеней (рис.). Здесь находится древнее русло волжского рукава, представленное в настоящее время цепью довольно пресных озер и лиманов, разделенных перекатами. В южной части ландшафта лиманы и солончаки чередуются с бэровскими буграми. Грунтовые воды находятся на глубине 2–3 м, минерализация пестрая (3–10 г/л). В северной части ландшафта вокруг озер, днищ лиманов, приканальных полос произрастают тростниковые заросли, заболоченные лиманные гликофитные и галофитные луга, которые на юге постепенно сменяются галофитными солянковыми пустынями. На равнинах, на светлокаштановых почвах доминируют белопопынно-типчачово-ковыльковые опустыненные степи в сочетании с белопопынно-чернопопынными и камфоросмово-чернопопынными пустынями на солонцах [10].

В настоящее время ландшафт Сарпинско-Даванской ложбины сильно окультурен: с 1966 г. функционирует Сарпинская ООС, площадь пахотных земель увеличилась до 56,6 %, развито рисосеяние, овощеводство. В пределах ландшафта около 15 тыс. га орошаемых земель, с дренажом всего 3,9 тыс. га, в связи с этим 10,5 тыс. га сильно засолены и только 369 га находятся в хорошем состоянии. Основной причиной мелиоративной несостоятельности данных угодий является вторичное засоление и подтопление почв минерализованными грунтовыми и оросительными водами [15]. Степень экологического риска ландшафта высокая. На современном этапе хозяйственное направление ландшафта животноводственно-земледельческое.

Волго-Сарпинский природный район (I₃) расположен в северной части между Волгой и Сарпинско-Даванской ложбиной. Это плоская низменная равнина, слабо наклоненная к югу. Абсолютная высота поверхности ландшафта снижается от 50 м на севере до 30 м в центральной части и 0–5 м у его южной окраины. Район слабо дренирован, почвы значительно засолены. В падинах, лиманах и ложбинах грунтовые воды залегают на глубине 1–3 м. На плосковершинных участках их уровень снижается до 4–8 м, а вблизи Волги – до 15–20 м. Минерализация подземных вод колеблется от 3–5 до 8–10 г/л, местами достигая 11–13 г/л, [6]. Увлажнение поверхностными водами скудное и крайне неравномерное. Зональные почвы северной полупустыни – светло-каштановые солонцеватые в комплексе с солонцами и лугово-каштановыми в микропонижениях. В депрессиях почвы лугово-степные, в разной степени опресненные [5]. Зональный растительный покров ландшафта слагает белопопынно-типчачово-ковыльковая опустыненная степь, на фоне которой широко распространены фрагменты белопопынно-чернопопынной, камфоросмово-чернопопынной пустыни, различные варианты сухих и настоящих степей. Они представлены разнотравно-типчачово-ковыльными, полынно-житняково-тырсовыми сообществами, а на лугово-бурых почвах – пырейно-полынно-гребневидножитняковыми остепненными лугами. В лиманах прослеживается эколого-генетический ряд от озернокамышовых болот до остепненных лугов и зональных степей [10].



— — границы Российского Прикаспия; - - - - границы административных районов; • — населенные пункты

Рис. Природное районирование Российского Прикаспия
Условные обозначения:

Страна – Русская равнина
Полупустынная область

I. Сарпинская провинция

Ландшафты:

I₁ – Приергенинский

I₂ – Сарпинско-Даванский с западинами и озерными ваннами

I₃ – Волго-Сарпинский

I₄ – Южно-Сарпинский с массивами переважаемых песков

II. Терско-Кумская провинция

Ландшафты:

II₁ – Прикумская слабоволнистая равнина

II₂ – Терско-Кумский песчаный массив

Пустынная область

III. Черноземельская провинция

Ландшафты:

III₁ – Астраханский

III₂ – Черноземельский

III₃ – Состинский

На Волго-Сарпинской низменной равнине издавна развито пастбищное животноводство с преобладанием тонкорунного овцеводства. В качестве естественных кормовых угодий используется растительность: зональная как пастбище, интразональная – как сенокосы, которые при орошении увеличивают свою продуктивность. Однако район должен сохранить свой пастбищно-животноводческий профиль при выборочном поливном и богарном (впадинах) земледелии. Следует иметь в виду, что на соленых морских почвах и при близком залегании соленых грунтовых вод орошение неизбежно вызовет вторичное засоление почв, что потребует дорогостоящих дренажных сооружений.

Южно-Сарпинский ландшафт (I₄) расположен в южной опесчаненной полупустыне, который на востоке граничит с Волгой, а в южной части – с Черноземельской пустыней. Это супесчаная и песчаная морская и дельтовоморская позднехвалынская равнина с абсолютными отметками от 0–5 м на севере до -18 м на юге с бугристо-барханным рельефом и котловинами выдувания. В межбарханных понижениях встречаются кияковые и песчанопопынные растительные сообщества. Территория ландшафта представляет северный массив государственного фонда «Черные земли» и используется в качестве пастбищ. Линзы пресных вод связаны с массивами перевеянных песков и являются местами водопоя. Запасы линз быстро истощаются, и пресные воды заменяются солеными [5, 10] (рис.). Ландшафт имеет высокую степень экологического риска даже при средней антропогенной нагрузке [3].

Терско-Кумская полупустынная провинция (II) находится в пределах Восточного Предкавказья и юго-западной части Прикаспийской низменности. По характеру ландшафтов она может быть отнесена к полупустыням. Природа Терско-Кумской низменности и формирование ее ландшафтов тесно связаны с геологическим прошлым Российского Прикаспия и районами Кавказа (Большого Кавказа и Среднего Предкавказья). В несколько иных климатических условиях протекают здесь и современные физико-географические процессы, что позволяет рассматривать Терско-Кумскую низменность в качестве особой полупустынной области Прикаспия. Границами провинции являются: на севере – Кумо-Маньчская впадина; на юге – подножие северного склона Большого Кавказа в районе Сулака и долины Терека (выше устья Сунжи); на западе – восточные склоны Ставропольской возвышенности; на востоке – побережье Каспия. В геолого-геоморфологическом отношении Терско-Кумская низменность является не только продуктом аккумуляции морских осадков древнекаспийских трансгрессий, но (на значительных пространствах) и аллювиальных накоплений рек, берущих свое начало в области Большого Кавказа [1]. В пределах Терско-Кумской низменности можно выделить два ландшафта – Прикумскую слабоволнистую равнину (II₁) и Терско-кумский песчаный массив (II₂) (рис.).

Прикумская слабоволнистая равнина (II₁). Ее северной границей являются низовье р. Кумы, восточная часть Кумо-Маньчской впадины. Рельеф ландшафта равнинный, образованный суглинистыми и отчасти супесчаными осадками ниже- и верхнехвалынской трансгрессий, а также аллювиальными наносами р. Кумы и небольших рек, стекающих со Ставропольской возвышенности [12].

Почвы между дельтой Терека и низовьем Кумы бурые супесчаные, так называемые «прикаспийские сероземы», обычно солонцеватые, сочетающиеся с солончаками и лугово-солончаковыми почвами. В приморье распростра-

нены луговые и лиманные солончаки. Низкое положение ландшафта способствует аккумуляции солей в почве и грунтовых водах [8]. В растительном покрове на юго-западе района господствуют полынно-злаковые (полынно-ковыльные, полынно-типчаковые), опустыненные степи, на северо-востоке – таврическо-полынная полупустыня с эфемерами и эфемероидами, в приморье – солянковая пустыня [14] (рис.).

Это земледельческо-животноводческий район. В настоящее время большая часть ландшафта используется в качестве пастбищ. Земледелие ведется при искусственном орошении, где производится посев зерновых, масличных, огородных, бахчевых, кормовых культур. Ландшафт имеет довольно высокую степень экологического риска, подвержен ветровой эрозии, вторичному засолению, подтоплению.

Терско-Кумский ландшафт (II₂) приурочен к долине Терека и Ногайской степи. Кроме того, сюда включена северная полоса Бажиганско-Терских песков. Для района характерен «настоящий эоловый рельеф». Пески рассматриваются как приморские дельтовые образования, связанные с близким расположением опресненной мелководной окраины древнекаспийского водоема [8]. В растительном покрове ландшафта доминируют песчаные варианты разнотравно-дерновиннозлаковой настоящей степи в сочетании с массивами перевеваемых песков. Богатство видового состава связано с благоприятным гидрологическим режимом [14].

Ландшафт относится к регионам с очень высокой степенью экологического риска, подвержен ветровой эрозии, требует охраны, разработки методов восстановления и рационального природопользования. Однако на равнине на супесчаных почвах находятся пашни, огороды, бахчи, сады, виноградники. Увеличение поголовья скота в конце XX в. привело к активизации ветровой эрозии. Ученые Калмыкии и Дагестана в 1985 г. разработали и внедрили «Генеральную схему борьбы с опустыниванием Черных земель и Кизлярских пастбищ», реализация которой способствовала расширению пескоукрепительных работ, восстановлению растительного покрова. Ачикулакской лесной опытной станцией ведутся работы по облесению песков. Основными фитомелиорантами ландшафта являются белая акация, лох, осокарь, берест, дуб и др.

Пустынная зона

Черноземельская провинция (III) занимает юг и юго-восток Северо-Западного Прикаспия. В ее состав входят три ландшафта – Астраханский, Черноземельский и Состинский. Первый представляет собой перевеваемую песчаную равнину с буграми Бэра и ильменями, второй – бугристо-грядовую равнину с котловинами выдувания, третий – озерную бессточную равнину. Они граничат на востоке с Волго-Ахтубинской поймой, на севере и западе – с Сарпинской, а на юге Терско-Кумской – полупустынными провинциями (рис.).

Астраханский ландшафт (III₁) приурочен к юго-востоку правобережной части провинции, к позднехвальной дельтово-морской аккумулятивной равнине с абсолютными высотами от 0 на до -26 м. Она пересечена веерообразно разветвляющимися грядами – бэровскими буграми – и чередующимися между ними межбугровыми понижениями. Гряды сложены морскими, дельтово-морскими глинистыми и песчаными хвальнойскими отложениями, которые местами интенсивно перевеяны, а вблизи Волги трансформировались в бугристо-барханные и дюновые массивы. В обширной южной части, выходящей к морю, и в дельте Волги бэровские бугры наиболее высокие (6–8 м),

неперевесные, широтно-вытянутые. Ильмени при понижении уровня Каспийского моря быстро высыхают, полупроточные озера местами формируют болота, которые превращаются затем в галофитные луга и солончаки. В настоящее время они затоплены из-за поднявшегося уровня моря и являются местом нереста и перезимовки рыб. Глубина залегания грунтовых вод достигает до 7 м, минерализация их высокая. В ложбинах и песчаных котловинах выдувания они пресные или слабominерализованные (3 г/л), вскрываются на глубине 1,5–2 м [2].

Северная часть равнины в течение всего года лишена поверхностных вод. В ландшафтном отношении она представляет северный вариант песчаной пустыни с преобладанием грядового и барханно-бугристого рельефа, с неразвитыми почвами и своеобразной песколюбивой разреженной растительностью. Эта часть ландшафта используется в качестве летних и зимних пастбищ, межрядовые ложбины – как сенокосы, урожайность которых возрастает при орошении. Здесь развито бахчеводство и овощеводство. В настоящее время ведутся опытные работы по выращиванию хлопка [4]. Астраханский ландшафт имеет очень высокую степень экологического риска, требует охраны и рационального природопользования.

Черноземельский ландшафт (Ш₂) расположен в центральной части провинции. Это молодая плоская равнина, сложенная позднехвалынскими и новокаспийскими супесями и песками, имеющая грядово-волнистый рельеф с бэровскими буграми, межбугровыми понижениями, массивами развееванных песков, солончаков. Абсолютные высоты варьируют от +20 до -28 м над уровнем моря. В настоящее время большая часть приморской равнины затоплена. Глубина залегания грунтовых вод в пределах ландшафта колеблется от 0 до 15 м и более с пестрой минерализацией (0–5 г/л). Черноземельская пустыня характеризуется безводностью и бессточностью. В зимний период снежный покров зачастую отсутствует, в связи с чем в народе они названы «Черными землями», несмотря на господство супесчаных и песчаных почв. В растительном покрове доминантами являются дерновинные злаки: *Stipa sareptana*, *Festuca valesiaca*, *F. beckerii*, *Agropyron sibirica*, *Artemisia lerchiana sabulosa*, что дало нам основание считать зональным типом растительности не пустынный, а вариант опустыненной степи: псаммофильный – белопопынно-сибирскожитняковый и гемипсаммофильный – белопопынно-типчачково-тырсичковый. Особенно наглядно это подтверждается в настоящее время, в период умеренной антропогенной нагрузки, с одной стороны, и более гумидного климатического цикла, с другой [3]. Он наблюдается с конца XX и начала XXI вв., способствуя восстановлению очень сильно деградированных в советский период черноземельских ландшафтов. Растительный покров региона издавна использовался сначала как зимние, а с 1963 г. как круглогодичные пастбища не только Калмыкией, но и с определенными регионами. Ландшафт имеет очень высокую степень экологического риска, при перегрузке скотом быстро превращается в зону экологического бедствия. Необходимо разработка мероприятий по охране, восстановлению деградированных пастбищ, соблюдение норм пастбищной нагрузки скотом с учетом современной урожайности, кормовой ценности угодий.

Состинский ландшафт (Ш₃) находится в юго-западной части провинции, в Кума-Манычском междуречье, где аридность пустыни несколько смягчается влиянием Ставропольской возвышенности. Ландшафт приурочен к песчаной и супесчаной позднехвалынской равнине находящейся в пределах

Нарын-Худукской депрессии. Абсолютные отметки уменьшаются с запада на восток с +15 до -10 м [7].

Район изобилует бессточными впадинами, занятыми периодически высыхающими озерами, солеными топями и голыми солончаками. В озерных террасированных котловинах нередко развиты соленосные илы, залегающие на суглинках. Между озерами и солончаковыми впадинами расположены плоские супесчаные и легкосуглинистые равнинные участки, местами – перевеянные бугристо-грядовые пески. Минерализованные грунтовые воды (5–9 г/л) залегают в зависимости от рельефа на глубине от 1,5–2 до 3–4 м. Линзы пресных вод встречаются только под песками, дебит их невелик. Чередование супесчаных равнин с сухими и полусухими озерками и солончаками придает ландшафту необычайно пустынный облик. В растительном покрове наблюдается сочетание джугуновых, песчанопопынно-кияковых и сарсазановых, солянково-солеросовых галофильных пустынь с разнотравно-вейниковыми, удлинненно-пырейно-тамариковыми лугами [10]. Территория ландшафта используется в основном в качестве пастбищ, которые требуют, особенно на супесях и песках, пастбищеоборота, строгое регулирование пастбищной нагрузки. В пойме р. Кумы распространены сенокосы. Ландшафт используется в основном в качестве пастбищ, характеризуется высоким экологическим риском.

Следовательно, разработанная карта-схема природного районирования Северо-Западного Прикаспия позволяет полнее раскрыть физико-географические особенности региона, его высокую внутреннюю подверженность экологическим рискам, обусловленные, с одной стороны, природными факторами, с другой – нерациональным природопользованием.

В связи с этим необходимы, прежде всего, урегулированный выпас скота, соблюдение норм пастбищной нагрузки с учетом современной урожайности угодий, пастбищеоборот, фитомелиорация деградированных пастбищ.

Библиографический список

1. *Алферьев Г. П.* Последние страницы геологической истории Терско-Кумской низины / Г. П. Алферьев, А. М. Алферьева // Географический сборник. Геоморфология и палеогеография. – М., 1952. – С. 45–50.
2. *Бармин А. Н.* Волго-Ахтубинская пойма и дельта реки Волги: динамика травянистого растительного покрова в меняющихся природных и антропогенных условиях / А. Н. Бармин. – Волгоград : Изд-во Волгоград. гос. ун-та, 2002. – 306 с.
3. *Борликов Г. М.* Опустынивание засушливых земель Прикаспийского региона / Г. М. Борликов, Н. Г. Харин, В. А. Бананова, Р. Татеиши. – Ростов н/Д : СКНЦ ВШ, 2000. – 97 с.
4. *Гвоздецкий Н. А.* Физико-географическое районирование СССР / Н. А. Гвоздецкий. – М. : Изд-во Моск. гос. ун-та, 1960. – С. 43–67.
5. *Геннадиев А. Н.* Эволюция почвенного покрова Западного Прикаспия в голоцене / А. Н. Геннадиев, Т. А. Пузанова // Почвоведение. – 1994. – № 2. – С. 23–28.
6. *Данилевич П. Ф.* Пояснительная записка к гидрогеологической карте Калмыцкой АССР / П. Ф. Данилевич. – Элиста : Калмиздат, 1963. – 89 с.
7. *Доскач А. Г.* Природное районирование Прикаспийской полупустыни / А. Г. Доскач. – М. : Наука, 1979. – С. 52–83.
8. *Залибеков З. Г.* Почвы равнинной зоны Дагестана / З. Г. Залибеков // Почвенные и растительные ресурсы Дагестана. – Махачкала, 1975. – С. 40–79.
9. *Лавренко Е. М.* Основные черты ботанической географии пустынь Евразии и Северной Африки / Е. М. Лавренко // Комаровские чтения. – М. – Л. : АН СССР, 1962. – 169 с.

10. **Лазарева В. Г.** Ботаническое разнообразие Северо-Западного Прикаспия в условиях колебания уровня Каспийского моря / В. Г. Лазарева. – Элиста : Джангар, 2003. – 205 с.

11. **Рычагов Г. И.** Экологические аспекты нестабильности Каспийского моря / Г. И. Рычагов // Аридные экосистемы. – 1996. – Т. 2, № 2–3. – С. 74–81.

12. **Порошина Л. Н.** Геоморфология Калмыцкой АССР по материалам космической съемки : автореф. дис. ... канд. геогр. наук / Л. Н. Порошина. – М. : Изд-во Моск. гос. ун-та, 1989. – 25 с.

13. **Справочник статистических данных** по РК за 2010 г. – Элиста, 2011.

14. **Сулейманова М. И.** Динамика растительности приморской полосы Терско-Кумской низменности при различных циклах затопления / М. И. Сулейманова // Аридные экосистемы. – 2002. – № 2. – С. 25–30.

15. **Шматкин В. Ф.** Эффект мелиорации / В. Ф. Шматкин. – Элиста : Калмиздат, 1978. – С. 14–55.

ИНФОРМАЦИОННО-ИННОВАЦИОННАЯ СИСТЕМА ПО ДГОТОВКИ СПЕЦИАЛИСТОВ В СФЕРЕ ТУРИЗМА

В.С. Мкртчян, профессор, ректор

*Интернет-университет управления и ИКТ, г. Сидней, Австралия,
тел.: +61 298886174; e-mail: hhhuniversity@hotmail.com*

Р.Е. Минасян, директор

*Армянский институт туризма, филиал
Российской международной академии туризма, г. Ереван, Армения,
тел.: +61 298886174; e-mail: hhhuniversity@hotmail.com*

Д.Э. Хачян, главный менеджер, аспирант

*Армянский государственный университет экономики,
туристическое агентство «ЛевонТравел», г. Ереван, Армения,
тел.: +61 298886174; e-mail: hhhuniversity@hotmail.com*

Рецензент: Андрианов В.А.

Согласно прогнозу Всемирной туристской организации (ВТО), к 2013 г. количество туристов достигнет миллиарда. Туризм обеспечивает 5 % ВВП Европы и 3,6 % мира. Сегодня каждое 16-е рабочее место в мировом масштабе принадлежит туристическому бизнесу, а сама эта отрасль в мировой экономической системе занимает по доходности 3-е место, уступая лишь нефтяной и автомобильной промышленности.

According to the forecast of the World Tourism Organization (WTO), in the year of 2013 the number of tourists will reach one billion. Tourism provides 5 % of Europe's GDP and 3.6 % of the world. Today every 16th job in the world belongs to tourism business and the industry itself takes the third place of the profitability scale in the world economic system, following only oil and automotive industries.

Ключевые слова: информация, инновация, система, подготовка, туризм.
Key words: information, innovation, system, training, tourism.

Туризм является очень популярной и доходной отраслью. Туризм содействует – прямо (отели, рестораны, места досуга, транспорт, пункты продажи сувениров) и косвенно (пищепром и другие отрасли промышленности, сферы

услуг и торговли) – занятости 231 млн человек, или примерно 8,3 % всех работающих в мире. Профессионализм и чрезвычайная сегментация спроса, интенсивное применение новых технологий, соображения по защите окружающей среды и глубоко укоренившиеся социальные, политические и экономические потрясения во всем мире внесли определенные изменения в Фордовскую парадигму активности. Правила игры в массовом туризме теряют свою аргументированность: когда-то протоптанная тропинка в других сферах экономики в сфере туризма привела в тупик. Государственное регулирование и управление сферой туризма должно быть полностью пересмотрено. В этом контексте мы не можем не заметить те рамки, в пределах которых туристской сфере не удалось удовлетворить потребности своего сектора. В то же время совершенно очевидно, что некоторые компании и организации начали создавать свои стратегии для выхода на новую волну конкуренции в самой туристской индустрии. Однако это чрезвычайно редко происходит в сфере образования и подготовки кадров для данной сферы. Образование в туризме – это «приграничная крепость». Это определение имеется в виду, когда говорят о том, что учебные учреждения и инициативы по подготовке специалистов в них, предпринимаемые некоторыми компаниями и государственными структурами усиливают скорее все еще интуитивно и инертно, чем под давлением обстоятельств и потребностей данного сектора экономики, как в прошлом, так и в наши дни. Методология всеобщего качества, которая развивается в данном секторе на протяжении последних десятилетий и уже пустила глубокие корни в секторе услуг, включая туризм, является экзотическим явлением в мире туристского образования. Действительно, начало развития индустриальной эры во многих случаях может быть самым подходящим сопоставлением состояния дел в сфере обучения, где существует отношение: «Главное – это производить (в данном случае это образование), покупатель (в нашем случае это реципиент и работодатель) все равно купит». Действительные потребности потребителя на данном этапе играют незначительную роль. И все-таки становится все более очевидным, что будущее сферы туризма в целом будет зависеть в большей степени от человеческого фактора, чем от технологий. В мире, где знания являются, возможно, единственной подлинной ценностью производственного процесса, нам необходимо определиться не только в вопросах «сколько», «что», «когда» и «где», но и в том, как нам это необходимо делать. Мы попытаемся пролить свет на первые три вопроса (что – где – когда) в сфере туризма. Мы убеждены, что образование и подготовка специалистов в данной сфере помогут сделать этот сектор экономики более конкурентоспособным, т.е. затратно-эффективным с устойчивым развитием. Для того чтобы этого добиться, нужно уделять максимум внимания и уважения истинным потребностям человеческого капитала, как в самой индустрии, так и в государственных структурах, что будет означать предложение качества. Для того чтобы достичь этой цели, нужно экономично распорядиться своими ресурсами, т.е. эффективно. ВГО разработала методологию «Качество Туристского Образования (КТО)» (Tourism Education Quality – TEDEQUAL), для того чтобы добиться некоторой свободной формы стандартизации при оценке результатов в подготовке специалистов сферы туризма во всем мире. Главная цель этого проекта – определить существующие бреши между потребностями/ожиданиями предпринимателей и профессионалов в туризме и результатами, к которым приводят современ-

ные учебные планы, программы и системы обучения в высших учебных заведениях всего мира. Более того, эти разрывы необходимо перенести на карту туристских профессий, что создаст некоторую модель, которая будет отражать сложность данного сектора и его потребности в человеческих ресурсах, как в качественном, так и в количественном отношении. Эта карта должна включать, по крайней мере, следующие измерения:

- величину подсектора, покрывая многообразие всех его составляющих (например, гостиницы и курорты; питание; транспорт, привлекательность, систему управления, спонсирование);
- количество специалистов для удовлетворения потребностей в профессиональных кадрах (например, персонал переднего края; инспекторы; менеджеры и т.д.);
- другие измерения, которые соответствуют географическому и культурному многообразию в туризме.

Также должны быть приняты во внимание движущие силы, бушующие в данном секторе экономики, чтобы быть уверенными в том, что эти потребности будут удовлетворены вовремя, составляя схему мероприятий и намечая шаги, которые необходимо предпринять в соответствии с приоритетами и потребностями систематизации. Наше исследование впервые имеет дело с общими проблемами конкурентоспособности в сфере туризма, а качество подготовки специалистов для этой сферы является важнейшим инструментом достижения этой цели. Другими словами, цель – достичь высокого качества, как в сфере туризма вообще, так и в разработке конкурентоспособной системы подготовки специалистов для этой отрасли. «Обучение конкурентоспособности и конкурентоспособность в обучении». Именно эти пути, описываемые в программе ВГО, приняты в Интернет-университете управления и информационно-коммуникационных технологий (ИИИ University) и Армянском институте туризма для достижения конкурентоспособности и защиты потребностей и полезности методологии качества туристского образования. Среди профессионалов индустрии туризма и государственных структур растет понимание того, что необходимо гарантировать специальное образование и подготовку специалистов сферы туризма для удовлетворения запросов клиентов и доказать конкурентоспособность туристского бизнеса в регионах. Однако простые заверения об особых усилиях, направленных на подготовку специалистов сферы туризма, и специфические достижения в непосредственном обучении в туризме не являются сами по себе достаточными. Составление учебных планов и улучшение содержания программ обучения также должны быть приспособлены к запросу потребителей, т.е. к потребностям предпринимателей, а также тех, кто получает и обеспечивает обучение. Однако существуют определенные методологические трудности, связанные с воспроизводством того, какое образование и какая подготовка специалистов действительно необходимы в сфере туризма. Действительно существует целый ряд факторов, которые могут задержать процесс взаимодействия результатов такого образования в сфере туризма, как в настоящее время, так и в будущем.

Информационно-инновационная система

Туризм является относительно новой социоэкономической деятельностью, которая включает в себе огромное разнообразие экономических факторов, действующих лиц и академических дисциплин. Сложность их сочета-

ния вызывает определенные трудности создания универсально приемлемых определений, которые могут помочь описать целостную концепцию. Огромный стимул для образования в туризме заключается в создании гибкой и разнообразной образовательной системы. Необходимо браться энергично за дело, рассматривая каждую проблему, как изолированную фрагментарно, в зависимости от академического происхождения исследования педагогов-теоретиков, которые вместо этого создают кодекс множества интердисциплинарных знаний, связанных между собой с целью формирования общей перспективы.

1. Психология: помогает получить понимание мотивации туристов, их предпочтений и поведения, которые необходимо принимать во внимание при получении результатов, создании продукта, при маркетинге и т.д., т.е. при выборе соответствующих стратегий.

2. Антропология: анализирует социоэкономические и культурные условия, которые определяют человеческие потребности к путешествию, и влияние этих условий на поведение туристов, населения, принимающего туристов, на результаты социального взаимодействия.

3. Социология: рассматривает туризм как социальный феномен в настоящем состоянии роста; появление массового туризма; изменение в предпочтениях, направлениях благодаря моде и т.д. Она концентрирует свое внимание на ряде переменных величин, таких как национальность, образование, возраст, пол и т.д., которые являются существенными при сегментации туристского рынка.

4. Экономика: с тех пор как экономическое влияние туризма на цель путешествия стало значительным, а не просто числом выезжающих туристов и их влиянием на баланс платежей, экономика является существенной дисциплиной в туристской индустрии.

5. География: предлагает анализ туристской пространственной дисциплины, с учетом регионального, национального и международного вклада в туристский рынок, в размещение туристской деятельности и т.д.

6. Управление бизнесом: осуществление учета, маркетинга принятия решений, продажа умений навыков и т.д. – в наше время решающее для конкурентоспособности туристской индустрии явление.

7. Право: расширение процесса глобализации экономики и усложнение отношений требуют изучения законодательства различных стран и спроса в вопросе защиты туристских потребителей и т.д.

8. Экология: сосредотачивает свое внимание на способности регенерировать природные ресурсы, их истощение, потенциальное использование для туристских целей и др.

9. Образование: важность этой дисциплины лежит в области ее защиты фундаментальной концепции, которая необходима для базового обучения в сфере туризма, в определенной степени требующей специализации, приспособление учебных курсов и учебных планов к среде, которая находится в состоянии постоянного движения прилива-отлива и т.д.

10. Статистика: констатирует инструмент, используемый для поддержки изучения и исследования в других субъектах туристской деятельности, включая экономику, психологию, социологию и др.

В настоящее время после стремительного качественного роста туристская индустрия подвергается большим структурным изменениям, которые

представляют собой новую парадигму. Эти изменения включают в себя следующие моменты:

- суперсегментация спроса: потребители сегодня имеют больше опыта и более широкий спектр мотиваций и потребностей. Они последовательно запрашивают более высокие стандарты. Современная рыночная техническая сегментация должна быть более сложной, чем традиционная, с тех пор как знание целого набора характеристик потребителя и его потребностей стало существенным при проектировании и создании туристского продукта/услуг с пропускной консолидацией больших конкурентных преимуществ в нужных нишах, и представлении этих продуктов и услуг на рынке затратно-эффективным способом;
- рыночная глобализация: распространение новой информации и соединение технологий вызывает взрыв рыночной конкуренции;
- диагональная интеграция: новые технологии позволяют осуществлять поиск прибыльности с помощью создания системы экономики и получения взаимодействия между различными видами деятельности;
- спрос на большую гибкость: в создании продукта, его распространении, в процессе потребления и новых формах управления;
- пререквизиты окружающей среды и социокультурной стабильности в туристских начинаниях (рискованных предприятиях).

В этих условиях уровень умений тех, кто ступает на стезю туризма, будет варьироваться так же, как их ожидания и запросы в общих чертах – студенты все-таки стремятся реализовать свое стремление к долгосрочной карьере.

Ожидание предпринимателей (в частных и государственных структурах) существуют прямые потребители умений, которые требуются от студентов и от тех, кто имеет реальное представление о современном спросе в туризме. Таким образом, им следует дать шанс выразить их действительные нужды, помочь достичь истинных целей. В условиях шкалы времени, которая изучается, эти групповые ожидания имеют тенденцию отличаться в зависимости от групп студентов. Если цель студентов – долгосрочная карьера, то предприниматели ищут краткосрочные ответы, которые соответствуют потребностям их персонала в специальной сфере (районе) в данный момент. Роль профессионалов в обеспечении качества образования является решающей. Однако преподаватели также имеют свои ожидания относительно системы образования – подходящие источники, инструменты для работы, право на свободу действий в применении методов обучения, эволюционные механизмы, и все это имеет различия в последних двух группах. В то время как предприниматели подчеркивают практические навыки студентов в ожидании того, что эти ожидания должны быть общими и допускающими передачу, педагоги и организаторы образования стремятся создать материалы с туристской ориентацией, более теоретические по природе. Студенты, с другой стороны, ищут качественное образование, т.е. такое образование, которое соответствует их долгосрочной карьере, и отдают предпочтение тем умениям, которые инвестированы в этот процесс, хотя это может не совпадать с ожиданиями педагогов. Важно признавать ожидания и потребности всех сторон-участников системы образования в туризме, в противном случае мы подвергаемся риску создавать слишком узкие образовательные компоненты, которые будут иметь очень незначительное применение. Цель – обеспечение крепкой связи между всеми

вовлеченными в процесс образования для того, чтобы найти ответы на комплекс потребностей всех (рис. 1).

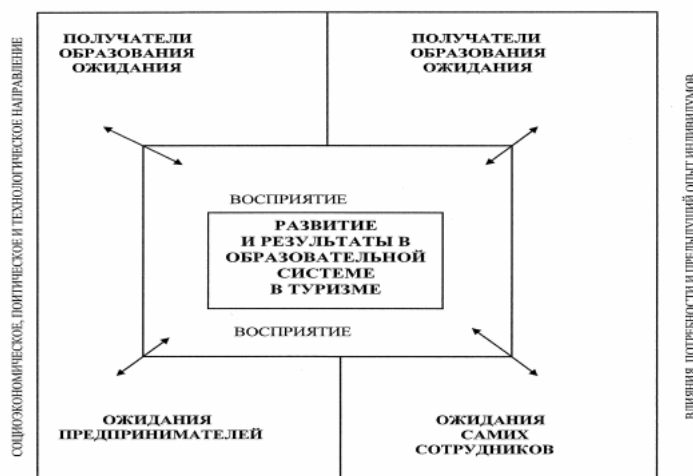


Рис. 1. Потребности и практика образования в туризме – различия в качестве

Анализ знаний и умений в туризме является первым шагом в любой системе образования, нацеленной на достижение высокого качества и успеха, так как это одно из условий достижения конкурентоспособности. Высокое качество системы образования в большинстве случаев зависит от возможности удовлетворения своих ожиданий. Пользователями могут выступать как предприниматели, так и преподаватели, студенты (настоящие и будущие профессионалы). Качество означает сочетание ожиданий пользователей и реальных впечатлений (рис. 2).



Рис. 2. Различие в качестве образования

Развитие информационно-инновационных систем подготовки специалистов сферы туризма в Австралии и Армении определяется характером связей между стратегическими компонентами (стратегические принципы, способы передачи содержания), тактическими компонентами (тактические принципы, структура содержания, формы организации и методы обучения, способы контроля) и важными факторами внешней среды (культура, технология, методология, доминирующий принцип окружающего мира). Эти связи возникают в системе в процессе ее создания и адаптации к динамичным характеристикам социума.

Библиографический список

1. *Минасян Р. Е.* Адаптация модели ЮНЕСКО в сфере профессионального туристского образования в условиях Республики Армения / Р. Е. Минасян, В. С. Мкртчян, Д. Э. Хачян // Современная модель профессионального туристского образования и ее законодательное обеспечение : сборник тр. Междунар. науч.-практич. конф. – М., 2010.

2. **Минасян Р. Е.** Дидактическая система подготовки специалистов сферы туризма в Армении / Р. Е. Минасян, В. С. Мкртчян, Д. Э. Хачян // Квартальновские научные статьи. – М., 2010. – С. 240.
3. **Минасян Р. Е.** Разработка и реализация основ и средств повышения эффективности образовательного процесса в условиях виртуального университета / Р. Е. Минасян // Туризм: наука и образование : III Междунар. форум. – М., 2009.
4. **Минасян Р. Е.** Современные технологии образования и их роль в развитии туризма / Р. Е. Минасян // Влияние экономических кризисов на развитие глобализации мировой экономики : сб. тр. Междунар. науч.-практ. конф. – Саратов, 2009.
5. **Khachyan D.** Several Highlights and Peculiarities of Cooperation between Professional Higher Education and Business in Armenia / D. Khachyan, V. Mkrтчhian // Proceeding of Transatlantic conference Recognition and Accreditation of SCHE Programs, in Europe and US: Aligning Educational Systems. – Golden Sands, 2009.
6. **Minasyan R.** The framework for Quality Control System of Tourism Education in Armenia / R. Minasyan, D. Khachyan, V. Mkrтчhian // International Conference Under the auspices of the ARMQA TEMPUS Project. – Yerevan, 2009.
7. **Mkrтчhian V.** Online Course in Tourism Industry Modeling and Optimisation / V. Mkrтчhian, R. Minasyan, A. Sesyolkin // Proceeding of SICPRO '09. – Moscow, 2009.

АННОТАЦИЯ

Исследовано влияние новейших тектонических движений земной коры и разрывных нарушений на формирование залежей углеводородов и аномальные изменения условий в залежах. Рассмотрены литологические особенности камменноугольных карбонатных отложений структуры Жанажол восточной прибортовой зоны Прикаспийской впадины, кайнозойская история Среднего Каспия, а также перспективы нефтегазоносности Восточно-Камчатского прогиба. Изучена связь нефтегазоносности и катагенеза пород саратовской части Бузулукской впадины, а также геологические условия проводки скважин на северном борту Западно-Кубанского прогиба.

Уделено внимание проблеме нефти и газа в надсолевых (мезозойских) отложениях Астраханского Прикаспия, современному состоянию земельных ресурсов и землеустроенности, а также агроклиматическим условиям как фактору развития фермерских хозяйств Ярославской области.

Материалы представляют интерес для студентов и аспирантов, обучающихся по направлениям науки о Земле, для преподавателей вузов, а также для работников производственных организаций топливно-энергетического комплекса, экологического направления, геологоразведочных предприятий.

SUMMARY

Influence of tectonic crustal movements and faulting on the formation of hydrocarbon deposits and abnormal changes under the conditions in the deposits have been viewed in the journal. Lithological peculiarities of coal carbonate deposits of Zhanazhol structure of pre-edge eastern zone of the Caspian depression, Cenozoic history of the Middle Caspian area and prospects of oil and gas bearing of Eastern Kamchatka flexure have also been researched. Connection of oil and gas bearing and catagenesis of rocks in Saratov part of the Buzulukskaya depression as well as geological conditions of constructing wells in northern edge of West Kuban flexure have been studied.

The attention is paid to an oil and gas problem in uppersalt (mesozoic) sediments of the Astrakhan Precaspian area, current state of ground resources and land management, and also to agroclimatic conditions as to the factor of development of farms of the Yaroslavl region.

Materials are of interest for students and post-graduate students studying directions of sciences about the Earth, for lecturers and also for workers of industrial organizations of fuel and energy complex, ecological direction and prospecting enterprises.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

БАЙРАКОВ ИДРИС АБДУРАШИДОВИЧ – кандидат биологических наук, доцент кафедры экономической и социальной географии Чеченского государственного университета.

E-mail: idris-54@mail.ru

БАНАНОВА ВАЛЕНТИНА АЛЕКСАНДРОВНА – доктор географических наук, профессор Калмыцкого государственного университета.

E-mail: uni@kalmsu.ru

БАРМИН АЛЕКСАНДР НИКОЛАЕВИЧ – доктор геолого-минералогических наук, профессор, декан геолого-географического факультета Астраханского государственного университета.

E-mail: geologi2007@yandex.ru

БЕЛОЗЕРОВА МАРИЯ АЛЕКСЕЕВНА – геофизик I-й категории отдела мониторинга сейсмогеологических моделей Центра сейсмических исследований ООО «КогалымНИПИнефть».

E-mail: belozyorovama@nipi.ws.lukoil.com

БОНДАРЕВА ГАЛИНА ЛЕОНТЬЕВНА – начальник гидрогеологического отдела ОАО «Кавминкурортресурсы», г. Ессентуки.

E-mail: bondarevaGalina@mail.ru

БОРИСОВ АЛЕКСАНДР ГЕННАДЬЕВИЧ – заведующий сектором отдела физики пласта ООО «ТюменНИИгипрогаз».

E-mail: borisov@tngg.info

БУЗЯКОВА ИННА ВАЛЕРЬЕВНА – кандидат географических наук, доцент кафедры географии Астраханского государственного университета.

E-mail: buzyakova@rambler.ru

БУХАРИЦИН ПЕТР ИВАНОВИЧ – доктор географических наук, профессор Астраханского государственного технического университета.

E-mail: astrgo@mail.ru

БЫСТРОВА ИННА ВЛАДИМИРОВНА – кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры гидрогеологии Астраханского государственного университета.

E-mail: geologi2007@yandex.ru

ГЛУХОВЦЕВА ГАЛЬНУР ИСЛАМНУРОВНА – начальник группы лицензирования и геологоразведочных работ ТПП «Лангепаснефтегаз» (ООО «ЛУКОЙЛ Западная Сибирь»).

E-mail: GIGluhovtseva@lng.ws.lukoil.com

ГОЛУБ ВАЛЕНТИН БОРИСОВИЧ – доктор биологических наук, профессор Института экологии Волжского бассейна Российской академии наук, г. Тольятти.

E-mail: geologi2007@yandex.ru

ГРИГОРЬЕВ МИХАИЛ АЛЕКСАНДРОВИЧ – доцент Кубанского государственного университета, г. Краснодар.

E-mail: geologi2007@yandex.ru

ДМИТРИЕВА МАРИНА ВАЛЕРЬЕВНА – ассистент кафедры картографии Астраханского государственного университета.

E-mail: kalaturamarina@list.ru

ДОБРЫНИНА С.А. – научный сотрудник Института проблем нефти и газа РАН, г. Москва.

E-mail: sveta_dob@rambler.ru

ДУВАНОВА МАРИЯ ЕВГЕНЬЕВНА – заведующий Астраханским сектором ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть».

E-mail: marya.duvanova@yandex.ru

ДУЙСЕН Э. – сотрудник Атырауского института нефти и газа.

E-mail: geologi2007@yandex.ru

ЕПРЫНЦЕВ АНТОН СЕРГЕЕВИЧ – младший научный сотрудник отдела разработки газовых месторождений ООО «ТюменНИИгипрогаз».

E-mail: epryntsev@tngg.info

ИОЛИН МИХАИЛ МИХАЙЛОВИЧ – кандидат географических наук, доцент, заведующий кафедрой географии Астраханского государственного университета.

E-mail: miolin76@mail.ru

ИСЛАМОВ Х.М. – аспирант Казахского научно-исследовательского геологоразведочного нефтяного института (КазНИГРИ).

E-mail: burenie@kaznigri.kz

ИСТЕЛЮЕВА АЛЬФИЯ АДИЕТОВНА – аспирант кафедры природопользования и землеустройства Астраханского государственного университета.

E-mail: kamalf@bk.ru

КАСЬЯНОВА НАТАЛЬЯ АЛЕКСАНДРОВНА – профессор кафедры геологии Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина.

E-mail: nkasyanova@mail.ru

КОМАРОВ АЛЕКСЕЙ ИГОРЕВИЧ – начальник отдела трудоустройства молодежи Службы реализации социальных программ для молодежи.

E-mail: alekomarov@yandex.ru

КОРНИЦКИЙ ПАВЕЛ – студент Кубанского государственного университета, г. Краснодар.

E-mail: Pasha21vek@mail.ru

КОЧЕТОВ СЕРГЕЙ ГЕННАДЬЕВИЧ – заведующий лабораторией технологии разработки месторождений углеводородного сырья ООО «ТюменНИИгипрогаз».

E-mail: tohez@mail.ru

КРАСИЛЬНИКОВА ОЛЬГА ВЛАДИМИРОВНА – кандидат технических наук, заместитель начальника ООО «Газпром добыча Астрахань».

E-mail: okrasilnikova@astrakhan-dobycha.gazprom.ru

КУЗОВКОВА ВАЛЕНТИНА ЮРЬЕВНА – инженер II-й категории отдела мониторинга сейсмогеологических моделей Центра сейсмических исследований ООО «КогалымНИПИнефть», аспирант Кубанского государственного университета.

E-mail: KuzovkovaVY@nipi.ws.lukoil.com

КУЛАКОВСКИЙ Н.А. – студент Кубанского государственного университета, г. Краснодар.

E-mail: geologi2007@yandex.ru

КУТЛУСУРИН ЕВГЕНИЙ САЛАВатович – аспирант Астраханского государственного университета.

E-mail: geologi2007@yandex.ru

ЛАЗАРЕВА ВИКТОРИЯ ГЕОРГИЕВНА – кандидат биологических наук, доцент Калмыцкого государственного университета, г. Элиста.
E-mail: lazareva-vg@yandex.ru

ЛАРИЧЕВ В.В. – кандидат геолого-минералогических наук, докторант Кубанского государственного университета, г. Краснодар.
E-mail: geoskubsu@mail.ru

ЛАРЦЕВА ЛЮБОВЬ ВЛАДИМИРОВНА – доктор биологических наук, профессор кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности Астраханского государственного университета.
E-mail: kamalf@bk.ru

ЛАПЕРДИН АЛЕКСЕЙ НИКОЛАЕВИЧ – заместитель генерального директора по научным и проектным работам в области разработки и эксплуатации газовых месторождений ООО «ТюменНИИгипрогаз».
E-mail: geologi2007@yandex.ru

ЛИМАНСКИЙ ЕВГЕНИЙ НИКОЛАЕВИЧ – аспирант Калмыцкого государственного университета, г. Элиста.
E-mail: geologi2007@yandex.ru

ЛОБАДА МАКСИМ ВАСИЛЬЕВИЧ – эксперт БКС «Экспресс», г. Москва.
E-mail: mlobada@msk.bcs.ru

ЛЯЛИН АЛЕКСАНДР ВИКТОРОВИЧ – кандидат геолого-минералогических наук, начальник отдела мониторинга сейсмогеологических моделей Центра сейсмических исследований ООО «КогалымНИПИнефть».
E-mail: lyalin_av@nipi.ws.lukoil.com

МЕДВЕДЕВ АНДРЕЙ ЮРЬЕВИЧ – начальник группы лицензирования и геологоразведочных работ ТПП «Покачевнефтегаз» (ООО «Лукойл Западная Сибирь»)
E-mail: amedvedev.PNG@png.ws.lukoil.com

МЕРЧЕВА ВАЛЕНТИНА СЕРГЕЕВНА – кандидат технических наук, доцент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых Астраханского государственного университета.
E-mail: geologi2007@yandex.ru

МИНАСЯН Р.Е. – кандидат педагогических наук, директор Армянского института туризма, филиал Российской международной академии туризма, г. Ереван, Армения.
E-mail: huni@huni.am

МИТАЛЕВ ИГОРЬ АЛЕКСАНДРОВИЧ – кандидат геолого-минералогических наук, заместитель руководителя Астраханского филиала «ТФГИ по Южному федеральному округу».
E-mail: fgufti@rambler.ru

МИТРОФАНОВ ДМИТРИЙ НИКОЛАЕВИЧ – аспирант Астраханского государственного университета.
E-mail: geologi2007@yandex.ru

МКРТЧЯН ВАРДАН СУРЕНОВИЧ – доктор технических наук, профессор, ректор Интернет-университета управления и информационно-коммуникационных технологий (HUN University), г. Сидней, Австралия.
E-mail: huni@huni.am

МОНГАЛЕВА КСЕНИЯ СЕРГЕЕВНА – аспирант кафедры географии Ярославского государственного педагогического университета им. К.Д. Ушинского.

E-mail: geologi2007@yandex.ru

МУХИН ВЛАДИМИР МИХАЙЛОВИЧ – кандидат геолого-минералогических наук, доцент Сараговского государственного университета.

E-mail: geologi2007@yandex.ru

НАСИРОВ РАХМЕТУЛЛА – доктор химических наук, профессор Атырауского государственного университета им. Х. Досмухамедова, г. Атырау.

E-mail: masirov.48@mail.ru

НОВИКОВ В.И. – соискатель Каспийского филиала Морской государственной академии им. адмирала Ф.Ф. Ушакова в г. Астрахани.

E-mail: geologi2007@yandex.ru

НУРМАКИН АНТОН ВАЛЕНТИНОВИЧ – инженер II-й категории отдела разработки газовых месторождений ООО «ГюменНИИГипрогаз».

E-mail: tohez@mail.ru

НУРСУЛТАНОВА С.Н. – сотрудник Атырауского института нефти и газа.

E-mail: geologi2007@yandex.ru

ПАРШИНА ГАЛИНА НИКОЛАЕВНА – доктор биологических наук, профессор, заведующая кафедрой биологии Евразийского национального университета им. Л.Н. Гумилева, г. Астана.

E-mail: parshina_gn@mail.ru

ПИНЧУК Т.Н. – кандидат геолого-минералогических наук, доцент Кубанского государственного университета, г. Краснодар.

E-mail: geoskubsu@mail.ru

ПОПКОВ ВАСИЛИЙ ИВАНОВИЧ – доктор геолого-минералогических наук, профессор, академик Российской академии естественных наук, декан геологического факультета Кубанского государственного университета, г. Краснодар.

E-mail: geoskubsu@mail.ru

САРСЕНОВ АРЫСТАН МУХАМБЕТОВИЧ – доктор технических наук, профессор экологии и химтехнологии, член-корреспондент Академии естественных наук Республики Казахстан, директор научного центра Актюбинского университета им. С. Баишева.

E-mail: geologi2007@yandex.ru

САРСЕНОВА МАДИНА АРЫСТАНОВНА – студентка Евразийского национального университета им. Л.Н. Гумилева, г. Астана.

E-mail: sarsenova_madina93@mail.ru

СЕРАТИРОВА ВАЛЕНТИНА ВАСИЛЬЕВНА – аспирант Калмыцкого государственного университета.

E-mail: seratirova-v@yandex.ru

СЕРЕБРЯКОВ АЛЕКСЕЙ ОЛЕГОВИЧ – доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых Астраханского государственного университета.

E-mail: geologi2007@yandex.ru

СЕРЕБРЯКОВ ОЛЕГ ИВАНОВИЧ – доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий кафедрой гидрогеологии Астраханского государственного университета.

E-mail: geologi2007@yandex.ru

СЕРЕБРЯКОВА ОКСАНА АНДРЕЕВНА – аспирант, ассистент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых Астраханского государственного университета.

Е-mail: geologi2007@yandex.ru

СИДОРЧУК ЕЛЕНА АЛЕКСАНДРОВНА – кандидат геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник лаборатории анализа и проектирования геологоразведочных работ, ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

Е-mail: E_Sidorchuk@vnii-gaz.gazprom.ru

СИНЦОВ АЛЕКСАНДР ВЛАДИМИРОВИЧ – аспирант, ассистент кафедры природопользования и землеустройства Астраханского государственного университета.

Е-mail: limsav@yandex.ru

СМИРНОВА ТАТЬЯНА СЕРГЕЕВНА – кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых Астраханского государственного университета.

Е-mail: Juliet_23@mail.ru

УЛЬМАСВАЙ Ф.С. – доктор геолого-минералогических наук, заведующий лабораторией Института проблем нефти и газа РАН, г. Москва.

Е-mail: ulmasvai@mail.ru

ФЕДОРОВА НАДЕЖДА ФЕДОРОВНА – кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых Астраханского государственного университета.

Е-mail: geologi2007@yandex.ru

ХАЧЯН Д.Э. – аспирант Армянского государственного университета экономики, главный менеджер туристического агентства «ЛевонТравел», г. Ереван, Армения.

Е-mail: huni@huni.university.am

ШАРОВА ИРИНА СЕРГЕЕВНА – аспирант кафедры природопользования и землеустройства Астраханского государственного университета.

Е-mail: geologi2007@yandex.ru

ПРАВИЛА ДЛЯ АВТОРОВ ЖУРНАЛА

Журнал публикует теоретические, обзорные (проблемного характера), а также экспериментально-исследовательские статьи по проблемам геологии, географии, истории становления этих наук, краткие сообщения и информацию о новых методах экспериментальных исследований, а также работы, освещающие современные технологии поиска и разработки полезных ископаемых и др.

Журнал публикует информацию о юбилейных датах, новых публикациях издательства университета по геологии и географии, информацию о предстоящих и о прошедших научных конференциях, симпозиумах, съездах.

В журнале издаются материалы, ранее не публиковавшиеся в других периодических изданиях.

Журнал «Геология, география и глобальная энергия» входит в перечень ВАКовских изданий для кандидатов и докторов наук по специальностям:

25.00.08 – Инженерная геология, мерзловедение и грунтоведение (геолого-минералогические и географические);

25.00.12 – Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений (геолого-минералогические);

25.00.23 – Физическая география и биогеография, география почв и геохимия ландшафтов (географические, геолого-минералогические);

25.00.26 – Землеустройство, кадастр и мониторинг земель (географические);

25.00.36 – Геоэкология (геолого-минералогические и географические).

Объем журнала – 8–10 п.л. Периодичность издания – 4 раза в год.

Объем публикаций: обзорные статьи – до 1 п.л. (16 стр.), оригинальные статьи – до 0,5 п.л. (8–10 стр.), информацию о юбилейных датах, конференциях и т.д. – до 0,2 п.л.

Оформление статьи. Редактор Word Windows; шрифт Times New Roman, 14, межстрочный интервал – 1, бумага формата А4; поля: левое – 2,5 см, правое – 2,5 см, верхнее и нижнее – 2,5 см, красная строка – 1,27 см, нумерация страниц сверху справа. Возможна публикация на английском языке.

Оформление «шапки». Наверху по центру – название статьи (заглавные буквы, шрифт Times New Roman, 16). Через 1 интервал – полное имя, отчество, фамилия автора, научное звание, должность, название кафедры, учреждения (организации), телефон, электронный адрес (кегель 14).

Если авторов в статье несколько, то указанная информация представляется для каждого автора отдельно. Приводится краткая аннотация на русском и английском языках. Ниже приводятся ключевые слова на русском и английском языках.

Размерность всех величин – в размере СИ; название химического соединения – в соответствии с рекомендациями ИЮПАК.

ПРИМЕР ОФОРМЛЕНИЯ СТАТЬИ
ЛИТОЛОГИЯ, СТРАТИГРАФИЯ
И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

В.И. Попков, профессор

*Кубанский государственный университет,
тел.: 8(8612)35-35-10, e-mail: geologi2007@yandex.ru*

Рецензент: Серебряков А.О.

Изложено геологическое строение Антиповско-Лебяжинского месторождения Волгоградской области.

Geological structure of Antipovsko-Lebyazhinsky deposit of the Volgograd region is given in the article.

Ключевые слова: литология, стратиграфия, нефтегазоносность, пермский возраст.

Key words: lithology, stratigraphy, oil bearing, the Perm age.

Далее – текст статьи.

Библиографический список оформляется в соответствии с ГОСТом 7.1-2003 (шрифт Times New Roman, 10) в алфавитном порядке. Страницы указывать обязательно. Нумерация ссылок по тексту (в квадратных скобках). Примеры оформления библиографического списка:

1. Бахвалов Н. С. Численные методы / Н. С. Бахвалов, Н. П. Жидков, Г.М. Кобельков ; под общ. ред. Н. И. Тихонова. – 2-е изд. – М. : Физматлит, 2002. – 630 с.

2. Боголюбов А. Н. О вещественных резонансах в волноводе с неоднородным заполнением / А. Н. Боголюбов, А. Л. Делицын, М. Д. Малых // Вестн Моск. ун-та. – 2001. – № 5. – С. 23–25.

Таблицы. Шрифт Times New Roman, 10. Ширина таблицы – 13 см, книжный разворот. В правом углу слово «Таблица» (№ 1 и т.д.), через 1 интервал – заголовок таблицы (жирным, по центру, 10).

Формулы. Надстрочные и подстрочные индексы – шрифт Times New Roman, 11; математические символы – шрифт Times New Roman, 18; буквы греческого алфавита – шрифт Times New Roman, 14. Формулы набирать без отступа от левого края. Путь: «Вставка», команда «Объект», редактор формул «Microsoft Equation».

Фотографии, рисунки, диаграммы, графики, схемы только черно-белые. Ширина рисунков, фотографий, диаграмм, графиков, схем не более 13 см; надписи внутри рисунков, графиков и т.д. – Times New Roman, 10. Подрисовочная надпись – Times New Roman, 10, не жирным.

В адрес редакции просим направлять: электронный и распечатанный текст статьи на русском языке; к статье приложить сопроводительное письмо с указанием полных имен, отчеств и фамилий авторов, научного звания, должности, названия кафедры, учреждения, а также электронного адреса, номеров контактных телефонов.

На основании приказа ректора АГУ № 08-01-01/193 от 25.03.2011 г. за размещение статей в журнале установлен следующий порядок оплаты:

- с иногородних и других авторов, не являющихся сотрудниками АГУ, взимать оплату за публикацию в размере 500 рублей за страницу;*
- с авторов – сотрудников АГУ взимать оплату в размере 300 рублей за страницу;*
- статьи аспирантов АГУ, равно как и любых других вузов и научных учреждений, в соответствии с требованиями ВАК публиковать бесплатно.*

Реквизиты для оплаты публикаций: ИНН 3016009269

КПП 301601001

УФК по Астраханской области (Астраханский государственный университет) л/сч 03251А29200

р/сч 40503810900001000158

Банк: ГРКЦ ГУ Банка России по Астрах. обл. г. Астрахань БИК 041203001

код ОКОНХ 92110

код ОКПО 02079218

КБК 07430201010010000130

ОКАТО 12401372000

Обязательно указывать назначение платежа: размещение статьи, Ф.И.О. автора, название и номер журнала, название статьи. К статье прикладывается чек-ордер оплаты.

Электронный адрес редколлегии журнала: geologi2007@yandex.ru

ПОРЯДОК РЕЦЕНЗИРОВАНИЯ РУКОПИСЕЙ

Автор представляет в редакцию рукопись, оформленную в соответствии с «Правилами для авторов».

Представленная автором рукопись направляется по профилю научного исследования или по тематике рассматриваемых в рукописи вопросов на рецензию членам редколлегии соответствующей области научного издания, курирующим данную тематику, или экспертам – ученым и специалистам в данной области (докторам, кандидатам наук).

Рецензенты уведомляются о том, что присланные им рукописи являются частной собственностью авторов и относятся к сведениям, не подлежащим разглашению. Рецензентам не разрешается делать копии рукописей для своих нужд.

Рецензирование проводится конфиденциально. Рецензия носит закрытый характер и предоставляется автору рукописи по его письменному запросу, без подписи и указания фамилии, должности, места работы рецензента. Нарушение конфиденциальности возможно только в случае заявления рецензента о недостоверности или фальсификации материалов, изложенных в рукописи.

Рецензия может быть предоставлена по соответствующему запросу экспертных советов в ВАК РФ.

В случае положительной рецензии и рекомендации рецензентом материала к публикации рукопись и текст рецензии рассматриваются на заседании редколлегии. Наличие положительной рецензии не является достаточным основанием для публикации статьи. Решение о целесообразности публикации принимается редколлегией и фиксируется в протоколе заседания.

Если рецензент указывает на необходимость доработки материала, рукопись возвращается автору. В таком случае датой поступления в редакцию считается дата возвращения доработанной рукописи. Разъяснение нуждающихся в улучшении аспектов производится редакторами журнала на основании полученной рецензии.

Редколлегия информирует автора о принятом решении. Автору не принятой к публикации рукописи редколлегией направляется мотивированный отказ.

Оригиналы рецензий хранятся в редколлегии в течение трех лет.

Не рецензируются:

- ✓ рецензии на научную литературу, опубликованные в разделе «Рецензии»;
- ✓ тексты выступлений на круглых столах;
- ✓ материалы, публикующиеся в разделе «Хроника».

СОДЕРЖАНИЕ

ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА НЕФТИ И ГАЗА

Касьянова Н.А.

Влияние новейших тектонических движений земной коры и разрывных нарушений на формирование залежей углеводородов и аномальные изменения термобарических условий в залежах..... 7

Нурсултанова С.Н., Дуйсен Э.

Литологические особенности каменноугольных карбонатных отложений восточной прибортовой зоны Прикаспийской впадины..... 16

Попков В.И.

Кайнозойская история Среднего Каспия..... 23

Серебряков А.О.

Аналоговый прогноз нефтегазоносности палеозоя Каспийского моря..... 27

Григорьев М.А., Кулаковский Н.А.

Перспективы нефтегазоносности Восточно-Камчатского прогиба..... 38

Мухин В.М.

Связь нефтегазоносности и катагенеза пород Бузулукской впадины 41

Григорьев М.А.

Геологические условия проводки скважин на Западно-Кубанском прогибе..... 44

Белозерова М.А., Лялин А.В., Глуховцева Г.И.

Оценка параметров точности, достоверности прогнозов и информативности сейсмических поисковых работ методом 3D/2D на нефти в Западной Сибири..... 47

Дуванова М.Е., Лиманский Е.Н.

Особенности соляно-купольной тектоники Центрально-Астраханского газоконденсатного месторождения 51

Серебрякова О.А.

Геохимические критерии оценки перспектив нефтегазоносности глубинных отложений Каспийского моря..... 56

Кузовкова В.Ю., Лялин А.В., Медведев А.Ю.

Изучение геологического строения перспективных нефтяных объектов Западной Сибири по данным сейсморазведки 65

Попков В.И., Пинчук Т.Н.

Литология палеозойских отложений Западного Предкавказья 71

Корницкий П.М.

Новый взгляд на генезис углеводородов 77

Бондарева Г.Л.

Влияние сейсмической активности на режим минеральных вод..... 78

Кузовкова В.Ю.

Особенности генезиса и распределения аномального разреза Баженовской свиты Западно-Сибирской плиты..... 82

Ларичев В.В., Попков В.И.

Водорастворенные газы нефтегазоносных бассейнов и возможность их использования 88

Миталев И.А., Лиманский Е.Н. К проблеме поисков и разведки нефти и газа в надсолевых (мезозойских) отложениях Юго-Западного Прикаспия.....	92
Сидорчук Е.А. Перспективные направления поисков углеводородов в Юго-Западном Прикаспии.....	101
Мерчева В.С., Федорова Н.Ф., Серебряков О.И., Красильникова О.В., Серебряков А.О., Быстрова И.В., Смирнова Т.С., Лиманский Е.Н. Особенности нефтегазоносности Прикаспийской впадины.....	105
Сарсенов А.М., Паршина Г.Н., Сарсенова М.А. Разработка экспрессных диффузионных нанометодов анализа нефти в воде.....	113
Борисов А.Г. Разработка эталонов акустических свойств для обеспечения единства петрофизических измерений.....	117
Ульмасвай Ф.С., Добрынина С.А. Особенности рельефа нефтегазоносных территорий Предкавказья.....	120
Нурмакин А.В., Лапердин А.Н., Кочетов С.Г., Епрынцева А.С. Оптимизация газодинамических исследований на газовых месторождениях.....	124
Лобада М.В. Синергия теории и практики при освоении сырьевых ресурсов.....	128
ЗЕМЛЕУСТРОЙСТВО, КАДАСТР И МОНИТОРИНГ ЗЕМЕЛЬ	
Дмитриева М.В., Бармин А.Н., Бузякова И.В. Современное состояние земельных ресурсов и землеустроенности Нижнего Поволжья.....	130
Бармин А.Н., Моналева К.С. Агроклиматические условия как один из факторов развития фермерских хозяйств.....	138
Бармин А.Н., Иолин М.М., Шарова И.С., Голуб В.Б. Структура и динамика землепользования в Астраханской области.....	143
Синцов А.В., Бармин А.Н. Современная классификация почвенного покрова городских территорий...149	149
Бармин А.Н., Комаров А.И. Оценка рекреационных нагрузок прибрежных ландшафтных комплексов для современного землепользования.....	155
ГЕОЭКОЛОГИЯ	
Серебрякова О.А. Геоэкологический мониторинг геологоразведочных работ, разработки, добычи и транспорта нефти и газа в Каспийском море.....	159
Исламов Х.М. Геоэкологическая безопасность применения химических реагентов для обработки буровых растворов.....	174
Ларцева Л.В., Истелюева А.А. Геоэкологические особенности антибиотикорезистентности микробиоты внутренних водотоков.....	180

Кутлусурин Е.С., Бармин А.Н.	
Исторические и геоэкологические аспекты поисков и использования бальнеоресурсов.....	186
Байраков И.А.	
Геоэкологические последствия хозяйственной деятельности в горно-луговых ландшафтах Северо-Восточного Кавказа	193
Насиров Р.	
Результаты исследования методом ЭПР эмали зубов современных и ископаемых животных Казахстана.....	196
Байраков И.А.	
Оценка геоэкологической ситуации и геоэкологическое районирование территории Чеченской Республики	200
ФИЗИЧЕСКАЯ ГЕОГРАФИЯ И БИОГЕОГРАФИЯ, ГЕОГРАФИЯ ПОЧВ И ГЕОХИМИЯ ЛАНДШАФТОВ	
Новиков В.И.	
Учет ледовых условий при работе Астраханского портового комплекса в зимний период навигации.....	205
Митрофанов Д.Н.	
Современные абразионные процессы в береговой зоне Рыбинского водохранилища	210
Бухарицин П.И.	
Ледовые условия в низовьях Волги и Северного Каспия	214
Бананова В.А., Лазарева В.Г., Сератирова В.В.	
Природное районирование Северо-Западного Прикаспия при современном хозяйственном использовании.....	223
Мкртчян В.С., Минасян Р.Е., Хачян Д.Э.	
Информационно-инновационная система подготовки специалистов в сфере туризма.....	232
АННОТАЦИЯ	239
СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ	240
ПРАВИЛА ДЛЯ АВТОРОВ ЖУРНАЛА	245
ПОРЯДОК РЕЦЕНЗИРОВАНИЯ РУКОПИСЕЙ	248

CONTENTS

GEOLOGY, DEVELOPING & RECOVERING NATURAL OIL AND GAS RESOURCES

<i>Kasyanova N.A.</i> Influence of tectonic crustal movements and faulting on the formation of hydrocarbon deposits and abnormal changes of conditions in deposits.....	7
<i>Nursultanova S.N., Duysen E.</i> Lithological peculiarities of coal carbonate deposits of Zhanazhol structure of pre-edge eastern zone of the Caspian depression.....	16
<i>Popkov V.I.</i> Cenozoic history of the Middle Caspian area.....	23
<i>Serebryakov A.O.</i> Analogue prospect of oil and gas bearing of Palaeozoic of the Caspian sea.....	27
<i>Grigoryev M.A., Kulakovsky N.A.</i> Prospects of oil and gas bearing of Eastern Kamchatka flexure.....	38
<i>Mukhin V.M.</i> Connection of oil and gas bearing and catagenesis of rocks of the Buzulukskaya depression.....	41
<i>Grigoryev M.A.</i> Geological conditions of constructing wells in West Kuban flexure.....	44
<i>Belozerovaly M.A., Lyalin A.V., Glukhovtseva G.I.</i> Parameter estimation for the accuracy, reliability of forecasts and information content of seismic prospecting method 3D/2D for oil in Western Siberia	47
<i>Duvanova M.E., Limansky E.N.</i> Peculiarities of salt-dome tectonics of Central Astrakhan gas condensate field	51
<i>Serebryakova O.A.</i> Geochemical criteria for evaluating the hydrocarbon potential of deep sediments of the Caspian Sea	56
<i>Kuzovkova V.Yu., Lyalin A.V., Medvedev A.Yu.</i> Study of the geological structure of perspective oil facilities in Western Siberia based on seismic data.....	65
<i>Popkov V.I., Pinchuk T.N.</i> Lithology of Paleozoic sediments of the West Caucasus.....	71
<i>Kornitsky P.M.</i> A new view on the genesis of hydrocarbons	77
<i>Bondareva G.L.</i> Influence of seismic activity on the rate of mineral waters.....	78
<i>Kuzovkova V.Yu.</i> Peculiarities of the genesis and distribution of anomalous cut of Bazhenov suite of West Siberian Plate.....	82
<i>Larichev V.V., Popkov V.I.</i> Water-dissolved gases of oil and gas basins and the possibility of their use	88
<i>Mitalev I.A., Limansky E.N.</i> The problem of searching and prospecting oil and gas suprasalt (Mesozoic) sediments of the South-Western Caspian area.....	92

<i>Sidorchuk E.A.</i>	
Promising directions of hydrocarbon exploration in south-western Caspian.....	101
<i>Mercheva V.S., Fedorov N.F., Serebryakov O.I., Krasilnikova O.V., Serebryakov A.O., Bystrova I.V., Smirnova T.S., Limansky E.N.</i>	
Peculiarities of oil and gas bearing of the Caspian depression	105
<i>Sarsenov A.M., Parshina G.N., Sarsenova M.A.</i>	
Development of express-analysis of diffusion nanomethod of oil dissolved in water	113
<i>Borisov A.G.</i>	
Developing standards of acoustic properties to ensure unity of petrophysical measurements.....	117
<i>Ulmasvay F.S., Dobrynina S.A.</i>	
Peculiarities of relief of oil and gas bearing territories of Ciscaucasia	120
<i>Nurmakin A.V., Laperdin A.N., Kochetov S.G., Epryntsev A.S.</i>	
Optimization of gas-dynamic studies in gas fields	124
<i>Lobada M.V.</i>	
Synergy of theory and practice during development of natural resources.....	128
 LAND MANAGEMENT, CADASTRE AND MONITORING	
<i>Dmitrieva M.V., Barmin A.N., Buzyakova I.V.</i>	
Current state of land resources and land management of the Lower Volga	130
<i>Barmin A.N., Mongaleva K.S.</i>	
Agroclimatic conditions as a factor of the development of farms	138
<i>Barmin A.N., Iolin M.M., Sharova I.S., Golub V.B.</i>	
Structure and dynamics of land use in the Astrakhan region	143
<i>Sintsov A.V., Barmin A.N.</i>	
Modern classification of soil covering in urban areas.....	149
<i>Barmin A.N., Komarov A.I.</i>	
Evaluation of recreational loadings of coastal landscapes for modern land use ..	155
 GEOECOLOGY	
<i>Serebryakova O.A.</i>	
Geo-ecological monitoring of exploration, development, production and transportation of oil and gas reserves in the Caspian sea.....	159
<i>Islamov Kh.M.</i>	
Geocological safety of chemicals for processing drilling mud	174
<i>Lartseva L.V., Istelyueva A.A.</i>	
Geocological peculiarities of antibiotic resistance in microorganisms of inland waterways	180
<i>Kutlusrin E.S., Barmin A.N.</i>	
Historical and geo-ecological aspects of search and use of balneological resources	186
<i>Bayrakov I.A.</i>	
Geoenvironmental impact of economic activities in mountain meadow landscapes of North-Eastern Caucasus	193
<i>Nasirov R.</i>	
The results of ESR-study of tooth enamel of modern and fossil animals of Kazakhstan.....	196

<i>Bayrakov I.A.</i> Assessment of geoenvironmental conditions and geo-ecological zoning of the Che- chen Republic.....	200
PHYSICAL GEOGRAPHY, BIOGEOGRAPHY, GEOGRAPHY OF SOILS AND GEOCHEMISTRY OF LANDSCAPES	
<i>Novikov V.I.</i> Accounting of ice conditions in the work of the Astrakhan port complex in the period of winter navigation	205
<i>Mitrofanov D.N.</i> Modern abrasion processes in the bank zone of Rybinsk Reservoir	210
<i>Bukharitsin P.I.</i> Ice conditions in the Lower Volga and Northern Caspian area	214
<i>Bananova V.A., Lazareva V.G., Seratirova V.V.</i> Natural zoning of the North-West Caspian region under the present economic use.....	223
<i>Mkrtychyan V.S., Minasyan R.E., Khachyan D.E.</i> Information and innovative system of training specialists in the field of tourism.....	232
SUMMARY	239
INFORMATION ABOUT AUTHORS	240
RULES FOR AUTHORS.....	245
THE ORDER OF REVIEWING ARTICLES	248

**Подписка на наши издания осуществляется
По Объединенному каталогу «Пресса России»**

Журнал фундаментальных и прикладных исследований
«Естественные науки»
Подписной индекс – 11172

Журнал публикует теоретические, обзорные (проблемного характера), а также экспериментально-исследовательские статьи по всему спектру естественнонаучных проблем химии, физики, математики, биологии, науки о Земле, истории естествознания, краткие сообщения и информацию о новых методах экспериментальных исследований, а также работы, освещающие современные технологии преподавания естественных наук.

Журнал публикует информацию о научных публикациях издательства университета по естественнонаучным проблемам, о предстоящих и прошедших научных конференциях, симпозиумах, съездах

*Периодичность издания – 4 раза в год.
Ориентировочная стоимость одного номера – 100 р.*

Журнал фундаментальных и прикладных исследований
«Гуманитарные исследования»
Подписной индекс – 11171

В журнале публикуются статьи по широкому спектру проблем гуманитарного знания. Ведущие направления публикаций отражены в следующих рубриках: «Человек. Общество. Государство», «Проблемы художественного слова», «Язык. Коммуникация», «Взгляд в прошлое», «Мировая и региональная экономика», «Грани духовного мира», «Астраханский край: прошлое, настоящее, будущее», «Воспитание. Образование. Школа», «Из юридической практики», «Научная жизнь АГУ» и т.д. На страницах журнала представлены разработки филологов, юристов, экономистов, психологов, педагогов и всех, чьи исследования имеют гуманитарное направление.

*Периодичность издания – 4 раза в год.
Ориентировочная стоимость одного номера – 100 р.
Телефон: (8512) 48-53-45, 48-53-47. E-mail: asupress@yandex.ru*

Научно-технический журнал **«Геология, география и глобальная энергия»**
Подписной индекс – 11173

Редколлегия журнала принимает к рассмотрению статьи по проблемам геологии, нефтегазоносности различных регионов, охватывающие важнейшие и крайне полезные для науки и производства, а также для обучения студентов естественного направления.

*Периодичность издания – 4 раза в год.
Ориентировочная стоимость одного номера – 100 р.
Телефон: (8512) 48-53-45, 48-53-47. E-mail: asupress@yandex.ru*

Научный журнал **«Каспийский регион: политика, экономика, культура»**
Подписной индекс – 11170

Профиль журнала – анализ проблем настоящего, прошлого и будущего Каспийского региона в их взаимосвязи с современным развитием мира.

Издание имеет многоплановый, междисциплинарный характер, знакомит читателя с исследованиями и дискуссиями во всех областях социальных и гуманитарных знаний по проблемам Каспийского региона. С этой целью используются различные формы публикаций: статьи, научные доклады, «круглые столы», интервью, отклики и комментарии, обзоры, рефераты, рецензии, сообщения.

*Периодичность издания – 4 раза в год.
Ориентировочная стоимость одного номера – 100 р.
Телефон: (8512) 48-53-45, 48-53-47. E-mail: asupress@yandex.ru*

Предлагаем всем желающим разместить в наших изданиях рекламу.

Адрес Издательского дома «Астраханский университет»:
414056, г. Астрахань, ул. Татищева, 20; тел. (8512) 48-53-47 (отдел маркетинга),
48-53-45 (магазин), 48-53-44; тел./факс (8512) 48-53-46,
e-mail: asupress@yandex.ru



МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
АСТРАХАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
УЧРЕЖДЕНИЕ РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК
«ИНСТИТУТ ОКЕАНОЛОГИИ им. П.П. ШИРШОВА РАН»
АТЫРАУСКИЙ ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА
ВОРОНЕЖСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
КАЛМЫЦКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
КУБАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
РОСТОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
САРАТОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
МЕЖДУНАРОДНАЯ АКАДЕМИЯ МИНЕРАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ

26–27 сентября 2012 года в городе Астрахани проводят

**XI МЕЖДУНАРОДНУЮ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКУЮ КОНФЕРЕНЦИЮ СТУДЕНТОВ,
АСПИРАНТОВ И НАУЧНЫХ РАБОТНИКОВ
«МЕЖДУНАРОДНЫЕ И ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ НАНОТЕХНОЛОГИИ ПОИСКОВ
И ОСВОЕНИЯ, РАЗРАБОТКИ И ДОБЫЧИ, ПЕРЕРАБОТКИ И ТРАНСПОРТА
ПРИРОДНЫХ МИНЕРАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ, РАЦИОНАЛЬНОГО ПРИРОДОПОЛЬ-
ЗОВАНИЯ, ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ
И ГЛОБАЛЬНОЙ ЭНЕРГИИ»**

(с изданием материалов конференции в рецензируемом журнале)

ВНИМАНИЕ!

Конференция состоится в Астраханском государственном университете (АГУ). Материалы (на русском языке) для участия в работе конференции должны поступать **не позднее 1 марта 2012 г.** Оргкомитет конференции проводит экспертизу поступающих материалов, корректирует их объемы либо отклоняет заявки. Выезд на конференцию – по получении приглашения. На конференции будут отбираться участники конкурса по программе «Фонд содействия развитию малых форм предприятий в научно-технической сфере» «У.М.Н.И.К.», ссылка на описание программы: <http://www.fasie.ru/index.php?rid=120>.

Основные направления конференции:

3. Химические технологии, новые материалы	16. Морская геология, океанология, морское бурение
4. Геоинформационные технологии, инновация	17. Гидрология, водные ресурсы
5. Перспективы развития топливно-энергетического комплекса	18. Инженерная геология
6. Ресурсы нефти, газа и минерального сырья	19. Промышленные и лечебные минеральные подземные воды
7. Геология и геохимия нефти и газа	20. Экологическая геология и геодинамика
8. Проектирование, бурение, строительство и эксплуатация скважин	21. Геоморфология
9. Добыча и эксплуатация минерального сырья	22. География
10. Переработка нефти, газа и минерального сырья	23. Экономика, право и нормирование в недропользовании
11. Геологическое строение регионов	24. Геодинамика, геотектоника
12. Природные резервуары нефти и газа, литология	25. Международный и отечественный опыт, сотрудничество в геологии и экологии
13. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений, гидрогеохимия	26. Конкурсные работы «Молодежного научно-инновационного конкурса». Роснауки и Рособразования (У.М.Н.И.К.)
14. Капитальное строительство	27. Транспорт нефти и газа
15. Геофизика	28. Горное дело

УСЛОВИЯ УЧАСТИЯ:

Материалы докладов объемом 4 страницы текста на русском языке на бумаге и диске CD-R или CD-RW. Формат страниц А-4 (210×297 мм), поля – 20 мм справа, сверху и слева, 25 мм – снизу. Версия – Word for Windows 2000. Шрифт: размер (кегель) – 14 пунктов, тип: Times New Roman. В тексте не более 1 табл. и 1 рис. Название статьи печатается наверху по центру (заглавные буквы, шрифт Times New Roman, 16). Через 1 интервал – инициалы и фамилия автора, должность, название учреждения (организации), телефон, электронный адрес (шрифт 14).

Пример оформления статьи:

ЛИТОЛОГИЯ, СТРАТИГРАФИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

В.И. Попков, профессор

Кубанский государственный университет, г. Краснодар,

тел.: 8(8612)35-35-10;

e-mail: geologi2007@yandex.ru

Изложено геологическое строение Антиповско-Лебяжинского месторождения Волгоградской области.

Geological structure of the Antipovsko-Lebyazhinsky deposit of the Volgograd region is stated.

Ключевые слова: литология, стратиграфия, нефтегазосность, пермский возраст.

Key words: lithology, stratigraphy, oil and gas bearing, the Perm age.

Далее – текст статьи

Материалы необходимо направлять по адресу: 414000 г. Астрахань, пл. Шаумяна 1, Астраханский государственный университет, Естественный институт, Серебрякову Алексею Олеговичу. **E-mail:** geologi2007@yandex.ru. Факс (для кратких сообщений): 8(8512) 22-82-64 (АГУ, Естественный институт). Круглосуточно: 8-927-281-35-71, 8-927-281-35-72

Заявка

Фамилия, имя, отчество (полностью)

Место учебы, работы

Должность, курс и специальность обучения

Ученая степень, звание

Адрес рабочий, учебы (индекс)

Адрес домашний (индекс)

Телефон рабочий _____ Домашний:

Факс _____ E-mail

Тема доклада и номер предполагаемой секции

Добро пожаловать в Росию – Астрахань!

Председатель Оргкомитета, научный руководитель Конференции – профессор, доктор геол.-мин. наук, Алексей Олегович Серебряков, 8927-2813-572

ГЕОЛОГИЯ, ГЕОГРАФИЯ И ГЛОБАЛЬНАЯ ЭНЕРГИЯ

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

2011. № 3 (42)

Свидетельство о регистрации средства массовой информации
Федеральной службы по надзору
в сфере связи и массовых коммуникаций
ПИ № ФС77-32762 от августа 2008 г.

Учредитель

Астраханский государственный университет
Россия, 414056, г. Астрахань, ул. Татищева 20а

Главный редактор О.И. Серебряков

Редактор *Л.А. Рахматуллаева*
Компьютерная правка, верстка *Р.Р. Машаевой*

Адрес редакции: Россия, 414056, г. Астрахань, ул. Татищева 20а

Дата выхода в свет 31.10.2011 г.

Цена свободная

Уч.-изд. л. 15,2. Усл.-печ. л. 21,3.

Заказ № 2437. Тираж 500 экз. (Первый завод – 75 экз.).

Оттиражировано на базе Издательского дома «Астраханский университет»
414056, г. Астрахань, ул. Татищева, 20а
Тел. (8512) 48-53-47 (отдел маркетинга), 48-53-45 (магазин),
48-53-44, тел./факс (8512) 48-53-46
E-mail: asupress@yandex.ru