

УДК 556.3:553.98(07)

**МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ ПОДЗЕМНОЙ ГИДРОСФЕРЫ
СЕВЕРО-ЗАПАДНОГО ПРИКАСПИЯ**

Инна Владимировна Быстрова, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, Астраханский государственный университет, Российская Федерация, 414000, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1, tatyana.smirnova@asu.edu.ru

Татьяна Сергеевна Смирнова, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, Астраханский государственный университет, Российская Федерация, 414000, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1, tatyana.smirnova@asu.edu.ru

Елена Геннадьевна Русакова, кандидат биологических наук, доцент, Астраханский государственный университет, Российская Федерация, 414000, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1, elenarusakova@rambler.ru

На территории Северо-Западного Прикаспия предполагается увеличение объемов геологоразведочных работ и мероприятий, направленных на увеличение темпов разработки существующих и вновь открытых месторождений углеводородов. Определены направления геологоразведочных работ, связанных с проведением мониторинговых исследований состояния подземной гидросферы на нефтяных и газовых месторождениях. Рассмотрены направления мониторинга на локальном уровне на примере надсолевого Бешкульского нефтяного и подсолевого Астраханского газоконденсатного месторождений. Наблюдения с 1983 г. показали, что уровень подземных вод достигал абсолютных отметок от минус 22,0 до минус 24,0 м. Ионно-солевой состав подземных вод составлял от 12,4 до 41,8 г/дм³. В результате дополнительного техногенного питания подземных вод произошли изменения в подземной гидросфере в пределах границ газоперерабатывающего завода. Приходные статьи водного баланса территории превысили расходные. Произошли изменения в гидродинамическом режиме и солевом составе подземных вод. Отмечается опреснение грунтовых вод до 0,5–4,4 г/дм³.

Ключевые слова: углеводороды, загрязнение, техногенез, Бешкульское месторождение, Астраханское газоконденсатное месторождение, гидрохимические методы контроля, гидрохимический режим, верхнепалеозойский водоносный комплекс, геоэкологический мониторинг, солевой состав подземных вод

**MONITORING OF UNDERGROUND HYDROSPHERE
OF NORTHWEST CASPIAN**

Bystrova Inna V., Ph.D. (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Astrakhan State University, 1 Shaumyana Sq., Astrakhan, 414000, Russian Federation, tatyana.smirnova@asu.edu.ru

Smirnova Tatiana S., Ph.D. (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Astrakhan State University, 1 Shaumyana Sq., Astrakhan, 414000, Russian Federation, tatyana.smirnova@asu.edu.ru

Rusakova Elena G., Ph.D. (Biology), Associate Professor, Astrakhan State University, 1 Shaumyana Sq., Astrakhan, 414000, Russian Federation, elenarusakova@rambler.ru

In the Northwest Caspian the increase in volumes geological exploration and activities aimed at increasing the rate of development of existing and newly discovered deposits of hydrocarbons is expected. Directions of exploration related to the monitoring studies on the state of the underground hydrosphere oil and gas fields were determined. Monitoring trends at the local level on the example of above-salt Beshkulsкое oil field and subsalt Astrakhan gas condensate field are considered. Observations since 1983 show that the groundwater level reached absolute marks from minus 22.0 to minus 24.0 m. The ion-salt composition of underground water ranged from 12.4 to 41.8 g/dm³. As a

result, additional technogenic supply of groundwater changes occurred in the underground hydrosphere within the boundaries of the gas processing plant. The arrival of the water balance of the territory exceeded consumption. Changes have occurred in the hydrodynamic regime and salt content of groundwater. Desalination of groundwater to 0.5–4.4 g/dm³ is noted.

Keywords: hydrocarbon pollution, technogenesis, Beshkulsкое deposit, Astrakhan gas condensate field, hydro-chemical control methods, hydrochemical regime, Upper Paleozoic aquiferous complex, geo-ecological monitoring, saline composition of ground waters

Для развития сырьевой базы Северо-Западного Прикаспия необходимо расширять геологоразведочные работы на нефть и газ. Потому экономическое развитие любого государства не может существовать без надежного и дешевого источника энергии. На данный момент основными источниками энергии являются нефть, газ и уголь.

Для развития экономики Прикаспия необходимо поддерживать на должном уровне добычу углеводородов. Для этого необходимо подготовить новые структуры под бурение перспективные в нефтегазоносном отношении, заниматься проблемой увеличения нефтеотдачи пластов, что повысит степень извлечения углеводородов из недр.

Отечественная нефтегазовая промышленность достигла значительных результатов в этом направлении. Внедряющиеся методы, системы и технологии разработки месторождений в целом отвечают современному уровню развития науки и техники.

В последние десятилетия развитие нефтегазовой отрасли усилило техногенную нагрузку при строительстве и эксплуатации газовых и нефтяных скважин, что привело к повышению негативного влияния как на природную, техническую среду, так и на подземную гидросферу [1].

Следовательно, оценка техногенной нагрузки, масштабы проявления инженерно-геологических процессов необходимо учитывать при сооружении и эксплуатации скважин, влияющих на долговечность технических сооружений.

Для предотвращения загрязнения подземной гидросферы необходим контроль проведения всех геологоразведочных работ, а в дальнейшем и при эксплуатации, добычи, транспортировки и переработки [10].

Решение данной проблемы является особо актуальным для территории Северо-Западной части Прикаспийской впадины, где уже открыты крупнейшие месторождения нефти и как в подсолевом (Астраханское газоконденсатное месторождение), так и в надсолевом (Бешкульское, Верблюжье, Шаджинское, Северо-Шаджинское, Киркилинское и другие) комплексах, что подтверждает перспективность исследуемой территории в нефтегазоносном отношении.

Процесс разведки и разработки месторождений углеводородного сырья всегда сопровождается непреднамеренным загрязнением компонентов геологической среды. Возросшее техногенное воздействие на подземные воды имеет прогрессирующий характер, в связи с чем необходимо проводить мониторинговые исследования за их состоянием.

Мониторинг является локальной перманентной системой комплексных наблюдений (сбор, переработка данных и принятия значимых решений) за техногенным преобразованием геологической среды и состоянием природно-технической систем литосферы, гидросферы, формированием инженерно-геологических процессов, что в свою очередь позволит предотвратить как техногенные, так и технологические катастрофы. Для этого необходимо выделить основные направления:

1. Наблюдения и контроль преобразования компонентов природной среды.
2. Прогноз изменения окружающей среды и подземной гидросферы с учетом инженерно-геологических процессов в виде аварий и осложнений.
3. Разработка рекомендаций по защите природных объектов от негативного техногенного воздействия, и мероприятий по предупреждению аварий и осложнений в результате строительства и эксплуатации скважин.

Особое внимание при сооружении и функционировании скважин необходимо уделять:

- выявлению и диагностике скважин с межколлонными давлениями, заколонными и межколлонными перетоками;
- изучению формирования техногенных напорных источников;
- разработке рекомендаций по внедрению техногенно-безопасных мероприятий, учитывающих предельно-допустимые техногенные нагрузки на устойчивость подземных сооружений с учетом влияния подземных вод.

При проведении геологоразведочных работ и бурении действующая в настоящее время служба контроля над подземной гидросферой не отвечает современным требованиям и имеет ряд существенных недостатков. Важнейший из них заключается в том, что большая часть режимных стационарных наблюдений слабо автоматизирована и полученная информация о состоянии подземной гидросферы при сооружении и функционировании скважин не всегда достигают высокого качества и достоверности. Полученные результаты снижают возможность принятия оперативных решений по защите гидрогеологической среды и технических сооружений от негативного техногенного воздействия.

Важное место при разработке крупнейших месторождений, в частности АГКМ, отводится мониторингу гидрогеологической среды. Для этого создается сеть наблюдательных и пьезометрических скважин.

Гидродинамический мониторинг контролирует динамику пластового давления в залежи и водонапорной системе, а также положение ГВК.

Мониторинг подземных вод заключается в изучении подземных вод в результате воздействия техногенных нагрузок. В природном состоянии подземные воды характеризуются естественными закономерностями формирования гидродинамического и гидрохимического режима, который под влиянием различных видов техногенного воздействия изменяется.

Государственный мониторинг подземных вод является частью государственного мониторинга состояния недр (ГМСН) и одной из составных частей государственного геологического изучения недр Российской Федерации (ст. 36.1 Закона «О недрах»). Законодательной основой ведения мониторинга подземных вод являются законы РФ: Водный кодекс Российской Федерации, ст. 30; Постановление правительства РФ от 10.04.2007 № 219 (ред. от 14.11.2011) «Об утверждении положения об осуществлении государственного мониторинга водных объектов».

В нашей стране систематические наблюдения за состоянием подземных вод начались в 70-е годы предыдущего столетия, что привело к развитию этих наблюдений на региональном и локальном уровнях. В дальнейшем (1990-е гг.) был разработан первый этап государственного мониторинга геологической среды, который охватил в основном только подземные воды и экзогенные геологические процессы [2].

В России принят государственный мониторинг подземных вод. В зависимости от объекта изучения он осуществляется на региональном и локальном (объектном) уровнях. Региональный мониторинг охватывает гидрогеологические структуры, месторождения подземных вод. Локальный мониторинг охватывает участки, ограниченные зонами влияния на ресурсы и качество подземных вод, промышленных комплексах, городских агломерациях, отдельных техногенных объектах, воздействующих на состояние подземных вод, а также на водозаборах и гидротехнических объектах.

Результаты мониторинговых исследований авторами рассмотрены на локальном уровне на примере надсолевого Бешкульского нефтяного месторождения и подсолевого Астраханского газоконденсатного месторождения.

Нефтяное Бешкульское месторождение расположено в северо-западной части Прикаспийской впадины на правом берегу р. Волги. В административном отношении оно относится к Наримановскому району Астраханской области. Данное месторождение расположено на золотой равнине, осложненной бугристо-грядовыми полузакрепленными и закрепленными барханными песками с абсолютными отметками рельефа от минус 9 до минус 18 м и приурочено к полупустынной зоне умеренного климатического пояса.

Постоянная гидрографическая сеть отсутствует, а р. Волга находится в 60 км от месторождения. И только в понижениях незначительной глубины округлой формы («степные колодцы») накапливается горько-соленая вода, непригодная для питья. Для технических целей воду добывают из артезианских скважин с глубины от 300 до 500 м, а питьевой является вода из реки Волга. Климат резко континентальный, с суровой малоснежной зимой и знойным сухим летом и здесь развиты бурые полупустынные и засоленные солонцами почвы.

Растительность почти полностью отсутствует. Иногда встречается редкий кустарник с сильно развитой корневой системой.

Бешкульское нефтяное месторождение введено в эксплуатацию в 1983 г. Созданный на месторождении нефтепромысел является составной частью компании ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтегаз». Разработку осуществлял цех добычи нефти и газа № 5 «Астрахань».

Залежи нефти приурочены к терригенным отложениям байосского и батского ярусов среднеюрского возраста. Продуктивный горизонт сложен песчаниками. Коллекторские свойства характеризуются открытой пористостью – 15 %, при проницаемости 223 мД. Полученная нефть имеет удельный вес 0,919 г/см³. Сернистость составляет 1,16–1,57 %, содержание парафина – 2–6 %, выход светлых фракций до 300 °С – 32 %, температура застывания нефти 10–18 °С [1].

Отсутствие серьезных срывов в работе и аварийных ситуаций в системе добычи, сбора, сепарации и транспорта продукции скважин за время разработки и эксплуатации Бешкульского месторождения свидетельствует о том, что геологическая, инженерно-техническая и экологическая службы обеспечивают ведение производства на уровне современных требований техники безопасности, промышленной безопасности и охраны природной среды.

Реализуемый комплекс геолого-промысловых, организационно-технических, природоохранных мероприятий базируется на действующих в нефтегазовой отрасли и в ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтегаз» нормативно-технических и руководящих документах [4].

Предусмотренный комплекс мониторинговых мероприятий направлен на сохранение существующей экологической обстановки и предотвращение техногенных аварийных ситуаций в процессе дальнейшей разработки и доразведки Бешкульского месторождения.

В качестве первоочередной меры экологически безопасной эксплуатации месторождения следует считать геоэкологический мониторинг, выполнение которого должно осуществляться по специально разработанной программе применительно к данным физико-географическим и горно-геологическим условиям [5].

Экологическое сопровождение в период эксплуатации Бешкульского месторождения предусматривает производственный контроль и проведение локального мониторинга на площади месторождения и в зоне его воздействия.

Комплекс производственного экологического контроля включает:

- проверку наличия положительных заключений уполномоченных контролирующих органов на проведение планируемых работ;
- проверку соблюдения нормативов и требований природоохранного законодательства при производстве работ;
- проверку выполнения планов мероприятий по охране окружающей среды и улучшению ее состояния, рационального использования и учета потребляемых природных ресурсов;
- координацию действий технической службы подрядчика и организации, выполняющей локальный мониторинг природной среды, по плану ликвидации аварийных ситуаций.

Производственный экологический контроль осуществляется экологической службой организованной в структуре предприятия и подрядной организацией. Он сводится к неукоснительному соблюдению и реализации проектных решений, эко-

гически безопасному ведению работ (оперативному внесению корректив при установленных нарушениях), качественной рекультивации возвращаемых основному недропользователю земель, выполнению программы локального мониторинга природной среды, а также учету объемов потребления подземных вод, образующихся отходов производства и своевременному удалению последних в согласованные с органами госконтроля места размещения для последующего захоронения или переработки [9].

Локальный экологический мониторинг компонентов природной среды проводится с целью оценки и прогноза параметров их состояния на площади месторождения и в зоне его воздействия, определения уровня и динамики вероятного загрязнения окружающей природной среды при штатном режиме работ и аварийных ситуациях.

Экологический мониторинг на период эксплуатации Бешкульского нефтяного месторождения включает:

- мониторинг атмосферного воздуха;
- мониторинг подземных вод;
- мониторинг почв и растительности.
- планирование природоохранной деятельности;
- оценка исходной экологической ситуации;
- выделение приоритетных экологических аспектов;
- планирование природоохранных мероприятий различного характера;
- прогноз эколого-экономической эффективности мероприятий.

Объектами режимных наблюдений подземных вод являются:

- пункты централизованного водоснабжения (водозаборные скважины в населенных пунктах);
- пункты нецентрализованного водоснабжения (колодцы, родники, водозаборные скважины, находящиеся в индивидуальном пользовании);
- пункты, выполняющие контрольно-наблюдательные функции. К ним относятся скважины технического водоснабжения, наблюдательные скважины, расположенные на месторождениях, в пределах границ санитарно-защитной зоны и зон влияния разработок месторождений.

Концентрация микро- и макрокомпонентов в составе подземных вод пунктов, имеющих питьевое назначение, не должна превышать уровней, установленных СанПиН 2.1.4.1175-02 (нецентрализованное водоснабжение) или СанПиН 2.1.4.1074-01 (централизованное водоснабжение). Показатели качества подземных вод пунктов, выполняющих контрольно-наблюдательные функции, не нормируются.

В таблице 1 приведены показатели контроля качества поверхностных и подземных вод объектов централизованного и нецентрализованного водоснабжения и т.д.

Астраханское газоконденсатное месторождение (АГКМ) открыто в 1976 г. в Астраханской области на территории Волго-Ахтубинской поймы. Оно является крупнейшим в Европе по размерам и уникальным по флюидальной системе. Запасы газа на АГКМ оцениваются в 4 трл м³, конденсата – 0,7 млрд т, серы – 920 млн т, гелия – 600 млн м³. По составу газ является высокосернистым, среднее содержание сероводорода – 24,4 %, метана – 50 %, углекислого газа – 14,2 %, азота – 2,4 %. Позднее на территории данного месторождения был создан Астраханский газоперерабатывающий завод (АГПЗ). С введением основных его мощностей усилилась техногенная нагрузка на все компоненты геологической среды, особенно подземной гидросферы, что подтверждено международной практикой при разработке аналогичных месторождений.

АГКМ приурочено к верхнепалеозойскому водонапорному бассейну и гидродинамически надежно изолирована в региональном плане.

Знание гидрогеологических условий имеют важное значение при поиске и разведке и разработке залежей УВ. Подтверждением их значимости являются нарастающие по силе признаки обводнения на современном этапе разработке месторождения.

Таблица 1

Показатели контроля качества поверхностных и подземных вод различных категорий

Показатели	Питьевая вода		Объекты рыбохозяйст. значения	Объекты хозяйственно-бытового водопользования
	Объекты нецентрализ. водоснабжения	Объекты централиз. водоснабж.		
Водородный показатель, ед. рН	6–9	6–9	6,5–8,5	6,5–8,5
Железо общее, мг/дм ³	–	0,3	0,1	–
Взвешенные вещества, мг/дм ³	–	–	0,25–0,75	0,25–0,75
Жесткость общая, ммоль/дм ³	7,0–10,0	7,0	–	–
Сульфат-ион, мг/дм ³	500,0	500,0	100,0	500,0
Сухой остаток, мг/дм ³	1000–1500	1000	–	1000
Хлорид-ион, мг/дм ³	350,0	350,0	300,0	350,0
СПАВ, мг/дм ³	–	0,5	0,5	–
Калий-ион, мг/дм ³	–	–	50,0	–
Натрий-ион, мг/дм ³	–	200,0	120,0	–
Кальций-ион, мг/дм ³	–	–	180,0	–
Магний-ион, мг/дм ³	–	–	40,0	–
Нефтепродукты, мг/дм ³	–	0,1	0,05	–
Микрокомпоненты (тяжелые металлы), мг/дм ³	–	ПДК		–
Метан и его гомологи, мг/дм ³	2,0	2,0	2,0	–
Диоксид углерода, мг/дм ³	–	–	10,0	–
Кислород, мг/дм ³	–	–	4,0–6,0	4,0

Таблица 2

Гидрогеологические показатели пластовых вод Астраханского месторождения

Параметры	Единицы измерения	Среднее значение	Диапазон изменения параметра	
			минимальные	максимальные
Площадь бассейна	км ²	2679	–	–
Толщина пласта в бассейне	м	185	140	230
Открытая пористость пласта	%	9,3	6,7	12,4
Проницаемость пласта	мкм ²	0,42	0,05	0,99
Газонасыщенность пластовых вод	см ³ /дм ³	20000	7700	58500
Начальное давление на ГВК	МПа	60,64	–	–
Температура	°С	112	–	–
Объемный коэффициент пластовых вод	доли ед.	1,034	1,031	1,037
Вязкость пластовых вод	МПа·с	0,42	–	–
Общая минерализация пластовых вод	г/дм ³	110	60	150
Плотность пластовых вод	г/см ³	1,062	1,05	1,09

Добыча из недр месторождения огромных объемов углеводородов приводит к изменению залегания горных пород и их структурно-текстурных особенностей, а также состава и свойств подземных вод.

Техногенными источниками влияния на подземную гидросферу являются скважины: глубинные поисково-разведочные и эксплуатационные, нагнетательные и наблюдательные, а также вспомогательные объекты: водозаборные очистные сооружения, емкости сезонного регулирования, газокомпрессорные и нефтеперекачивающие станции и сама деятельность АГКМ и др. Поэтому масштабы и объемы техногенного воздействия возрастают по мере увеличения проводимых горных работ.

В связи с этим возникает необходимость проведения гидрогеологических и гидрохимических наблюдений на территории АГКМ на базе стационарных гидрогеологических постов.

Высокая эффективность гидрохимического метода уже доказана на АГКМ. Этот метод позволяет не только качественно, но и количественно контролировать поступление воды в продуктивный горизонт. Установлено, что при строительстве и эксплуатации АГКМ происходит увеличение техногенной нагрузки как наземной, так и в подземной части гидросферы [7].

Изучение нефтяных и газовых вод месторождений началось одновременно с изучением геологии этих месторождений.

Наблюдения с 1983 г. показали, что уровень подземных вод достигал абсолютных отметок от минус 22,0 до минус 24,0 м. Ионно-солевой состав подземных вод составлял от 12,4 до 41,8 г/дм³.

В этот период отмечаются изменения в подземной гидросфере в пределах границ газоперерабатывающего завода. Это явилось результатом дополнительного техногенного питания подземных вод. Приходные статьи водного баланса территории превысили расходные. Произошли изменения в гидродинамическом режиме и солевом составе подземных вод. Отмечается опреснение грунтовых вод до 0,5–4,4 г/дм³.

Длительное техногенное воздействие на подземную гидросферу на территории исследования приводит к нарушению целостности между компонентами геологической среды. Для предотвращения радикальных изменений данной оболочки необходимо провести ряд мониторинговых мероприятий для учета влияния техногенного воздействия на изучаемый объект. Поэтому с целью прогнозирования пространственно-временных изменений в подземной гидросфере важное значение приобретает систематический и постоянный гидрохимический и гидрогеологический контроль состояния подземной гидросферы АГКМ и сопредельных территорий. Для этого необходимо разработать серию профилактических мероприятий [13].

Гидрохимический контроль – метод контроля обводнения залежи, выражающийся в сравнении (сопоставлении) химического состава проб жидкостей, выносимых из эксплуатационных скважин с эталонными (фоновыми) пробами жидкостей (пластовыми, конденсационными, техническими) с целью выяснения тождественности выносимых вод.

Гидрохимический контроль, проводимый на территории месторождения, сводится к сопоставлению фоновых анализов подземных вод с пробами вод, отобранными при эксплуатации скважин.

Значимость использования гидрохимического метода определяется тем, что при его проведении не нужно вкладывать дополнительные финансовые вливания, что очень важно на современном этапе развития экономики нашей страны.

Проведение этого метода является не разрушающим методом контроля, так как не требует вывода скважин из режима добычи. Установление фонового состава пластовых и конденсационных вод является обязательной основой осуществления гидрохимического контроля разработки месторождения [3].

Контроль над вторжением пластовых вод в залежь осуществляется комплексом промыслово-геофизических и гидрогеологических методов. Главный упор делается на гидрохимические методы контроля эксплуатационных скважин на территории АГКМ.

Используя уникальную информацию по пластовым водам АГКМ, где анализируется оптимальная частота отбора проб воды с контрольных сепараторов, рекомендуется проведение ежегодного трех-четырёхкратного отбора жидкости из контрольных сепараторов. Только в этом случае можно проследить начальную фазу процесса обводнения [12].

Дальнейшие геологоразведочные работы на нефтегазовых месторождениях неизбежно приводят к техногенным воздействиям, что обусловлено: изъятием флюидов из недр, нарушением целостности пластов; поступлением в недра чужеродных химических веществ; поступлением буровых растворов; разрушением горных пород и грунтов при бурении и др.

Однако на данный момент количественная оценка масштабов их проявления мало изучена. Решение этой проблемы важно как с точки зрения геологов, так и производственников.

Полученные результаты, наблюдаемые в подземной гидросфере, требуют проведения специальных защитных мероприятий, призванных нейтрализовать техногенное воздействие или, как минимум, снизить степень гидрогеохимического преобразования подземной гидросферы.

Для нефтегазодобывающих предприятий Северо-Западного Прикаспия должен быть разработан и рекомендован комплекс мониторинговых природоохранных мероприятий, учитывающих специфику газоконденсатных и нефтяных месторождений, с учетом вышедших в последние годы законодательных и нормативных документов.

Ключ к решению этой проблемы заключается в проведении на нефтяных и газовых месторождениях мониторинговых исследований за состоянием подземной гидросферы. К сожалению, данный вид мониторинга внедрен пока только на ряде отдельных крупных российских месторождений углеводородов, в частности на Астраханском газоконденсатном месторождении. В процессе эксплуатации месторождения и работы АГПЗ внедрена и уже подтверждена высокая эффективность гидрохимических методов контроля за разработкой месторождения, а также планируется включить гидрогеохимические методы [8].

Мониторинговые систематические наблюдения над состоянием подземной гидросферы дают природопользователю ощутимую экономическую выгоду за счет снижения вероятности загрязнения геологической среды, за счет уменьшения затрат, связанных с разведкой, добычей и переработкой УВ, а также снижения платы за недропользование и штрафные санкции.

Доказано, что разработанные гидрохимические показатели являются составной частью производственного экологического мониторинга, по данным которого обеспечивается экологическая и промышленная безопасность объектов промысла и оздоровление окружающей среды.

Результаты мониторинговых исследований позволяют принимать оперативные решения по предотвращению негативных инженерно-геологических процессов с уменьшением техногенной нагрузки на массивы горных пород и подземной гидросферы, прогнозировать осложнения и чрезвычайные ситуации.

Список литературы

1. *Гуман О. М.* Проект локального мониторинга окружающей среды ОАО «Ураласбест». / О. М. Гуман, А. В. Хохряков. – Екатеринбург, 2001. – Т. 1. – 245 с.
2. *Гуман О. М.* Комплексная система мониторинга экологической безопасности / О. М. Гуман, С. Э. Лапин // Техногенез и экология. Информационно-тематический сборник. Екатеринбург, 2002. – С. 104–106.
3. *Ильченко В. П.* Гидрохимические нефтегазовые технологии / В. П. Ильченко, Т. В. Левшенко, Н. М. Петухова и др.. – Москва : Недра, 2002. – 382 с.
4. *Калинин В. В.* Авторский надзор за выполнением проектных решений и анализ показателей разработки месторождений ЗАО «ЛУКОЙЛ-Астраханьморнефть» с прогнозом до 2013 г. : отчет ВолгоградНИПИнефть (Минтопэнерго РФ № ВГ-5226 от 30.06.98) / В. В. Калинин. – Волгоград : ВолгоградНИПИнефть, 1999. – 120 с.

5. **Кутлусурина Г. В.** Эколого-гидрогеологический мониторинг источников антропогенного воздействия на подземную среду / Г. В. Кутлусурина // Южно-Российский вестник геологии, географии и глобальной энергии. – 2003. – № 3. – С. 22–25.
6. **Кутлусурина Г. В.** Геохимические изменения состава подземных вод АГКМ под влиянием техногенных факторов / Г. В. Кутлусурина, Т. Д. Бессарабова // Проблемы освоения Астраханского ГКМ : тр. АНИПИГаз. – Астрахань : АНИПИГаз, 1999. – С. 55.
7. **Лапшин В. И.** К вопросу о состоянии обводнения скважин АГКМ / В. И. Лапшин, А. И. Масленников и др. // Разведка и освоение нефтяных и газоконденсатных месторождений. – Астрахань, 2001. – С. 54.
8. **Петренко В. И.** Взаимосвязь природных газов и воды / В. И. Петренко. – Москва : Недра, 1995. – 279 с.
9. **Питьева К. Е.** Гидроэкологические исследования в районах нефтяных и газовых месторождений / К. Е. Питьева. – Москва : Московский гос. ун-т, 1999. – 95 с.
10. **Плотников Н. И.** Техногенные изменения гидрогеологических условий / Н. И. Плотников. – Москва : Недра, 1989. – 268 с.
11. Подземные воды России: проблемы изучения, использования, охраны и освоения / Г. С. Вартамян, В. Д. Гродзенский, Р. И. Плотникова и др. – Москва : Геоинформмарк, 1996. – 96 с.
12. **Серебряков О. И.** Источники обводнения продукции эксплуатационных скважин Астраханского ГКМ / О. И. Серебряков, И. И. Твердохлебов, Е. В. Мызникова // Геология, добыча, переработка и экология нефтяных и газовых месторождений : сб. науч. тр. / отв. ред. Г. А. Цих. – Астрахань : АНИПИГаз, 2001. – С. 15–18.
13. **Тихонов В. Г.** Экологические аспекты разработки Астраханского месторождения / В. Г. Тихонов, Г. И. Заручаев, Е. Н. Рылов // Совершенствование методов экологического контроля межколонных проявлений в скважинах АГКМ : тр. АНИПИГаз. – Астрахань : АНИПИГаз, 1996. – С. 68.

References

1. Guman O. M., Khokhryakov A. V. *Proekt lokalnogo monitoringa okruzhayushchey sredy OAO "Uralasbest"* [Draft local environmental monitoring "Uralasbest"]. Ekaterinburg, 2001, vol. 1, 245 p.
2. Guman O. M., Lapin S. Ye. *Kompleksnaya sistema monitoringa ekologicheskoy bezopasnosti* [Integrated monitoring system of environmental safety]. *Tekhnogenez i ekologiya* [Technogenesis and ecology]. Ekaterinburg, 2002, pp. 104–106.
3. Ilchenko V. P., Levshenko T. V., Petukhova N. M. et al. *Gidrokhimicheskie neftegazovye tekhnologii* [Hydrochemical oil and gas technology]. Moscow, Nedra Publ., 2002, 382 p.
4. Kalinin V. V. *Supervision of the implementation of design solutions and analysis of field development ZAO "LUKOIL-Astrahamorneft" with forecast until 2013. The report VolgogradNIPIneft (Ministry of Energy of the Russian Federation number HS-5226 from 30.06.98)*. Volgograd, VolgogradNIPIneft Publ., 1999, 120 p.
5. Kutlusrina G. V. *Ekologo-gidrogeologicheskij monitoring istochnikov antropogennoego vozdeystviya na podzemnyuyu sredu* [Ecological and hydrogeological monitoring of the sources of human impact on the underground environment]. *Yuzhno-Rossiyskiy vestnik geologii, geografii i globalnoy energii* [South-Russian Vestnik geology, geography and global energy], 2003, no. 3, pp 22–25.
6. Kutlusrina G. V., Bessarabova T. D. *Geokhimicheskie izmeneniya sostava podzemnykh vod AGKM pod vliyaniem tekhnogennykh faktorov* [Geochemical changes in the ground water of the Astrakhan gas condensate field under the influence of anthropogenic factors]. *Problemy osvoeniya Astrahanskogo GKM* [Problems of the Astrakhan gas condensate field. Proceedings of the Astrakhan Research Design Institute of Gas]. Astrakhan, Astrakhan Research Design Institute of Gas Publ., 1999, p. 55.
7. Lapshin V. I., Maslennikov A. I. et al. *K voprosu o sostoyanii obvodneniya skvazhin AGKM* [To a question on the status of irrigation wells of the Astrakhan gas condensate field]. *Razvedka i osvoenie neftyanykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy* [Exploration and development of oil and gas condensate fields]. Astrakhan, 2001, p. 54.
8. Petrenko V. I. *Vzaimosvyaz prirodnnykh gazov i vody* [Interconnection of natural gas and water]. Moscow, Nedra Publ., 1995, 279 p.
9. Piteva K. E. *Gidroekologicheskije issledovaniya v rayonakh neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy* [Hydroecological research in the areas of oil and gas fields]. Moscow, Moscow State University Publ., 1999, 95 p.

10. Plotnikov N. I. *Tekhnogennyye izmeneniya gidrogeologicheskikh usloviy* [Technogenic changes in the hydrogeological conditions]. Moscow, Nedra Publ., 1989, 268 p.

11. Vartanyan G. S., Grodzenskiy V. D., Plotnikova R. I. et al. *Podzemnye vody Rossii: problemy izucheniya, ispolzovaniya, okhrany i osvoeniya* [Groundwater Russia: problems of study, use, protection and development]. Moscow, Geoinformmark Publ., 1996, 96 p.

12. Serebryakov O. I., Tverdokhdebov I. I., Myznikova E. V. *Istochniki obvodneniya produktii ekspluatatsionnykh skvazhin Astrahanskogo GKM* [Sources of water cut wells of the Astrakhan gas condensate field]. *Geologiya, dobytcha, pererabotka i ekologiya neflyanykh i gazovykh mestorozhdeniy* [Geology, mining, processing and ecology of oil and gas exploration]. Ed. by G. A. Tsikh. Astrakhan, Astrakhan Research Design Institute of Gas Publ., 2001, pp. 15–18.

13. Tikhonov V. G., Zaruchaev G. I., Rylov E. N. *Ekologicheskie aspekty razrabotki Astrahanskogo mestorozhdeniya* [Environmental aspects of the development of the Astrakhan field]. *Sovershenstvovanie metodov ekologicheskogo kontrolya mezhkolonnykh proyavleniy v skvazhinakh AGKM* [Improving methods of environmental monitoring wells in the annular manifestations of the Astrakhan gas condensate field]. Astrakhan, Astrakhan Research Design Institute of Gas Publ., 1996, p. 68.

УДК 58.02+574.23

ПРЕДСТАВИТЕЛИ ГОЛОСЕМЕННЫХ РАСТЕНИЙ В СИСТЕМЕ ОЗЕЛЕНЕНИЯ И БЛАГОУСТРОЙСТВА УРБАНИЗИРОВАННЫХ ТЕРРИТОРИЙ АРИДНОЙ ЗОНЫ

Светлана Рудольфовна Кособокова, кандидат биологических наук, доцент, Астраханский государственный университет, Российская Федерация, 414000, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1, kossveru@mail.ru

Морозова Людмила Викторовна, кандидат биологических наук, доцент, Астраханский государственный университет, Российская Федерация, 414000, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1, kossveru@mail.ru

Проведены биометрические, морфометрические и фенологические исследования влияния антропогенного воздействия на уличные посадки некоторых пород хвойных (ель сизая (канадская, белая) – *Picea glauca*), сосна обыкновенная – *Pinus sylvestris*) в г. Астрахани. Выявлено, что хвойные в озеленении сильно ослаблены, в ряде случаев у деревьев отмечено искривление стволов, суховершинность, изреживание и однобокость крон. Установлено, что у деревьев, произрастающих в районах города с разным уровнем антропогенной нагрузки, отличаются морфометрические показатели. Ухудшение состояния особенно явно проявляется на объектах с умеренным и сильным воздействием городской среды при этом уменьшается линейный прирост ствола, протяженность кроны и бонитет, а также появляется склонность к снижению апикальной доминантности.

Ключевые слова: хвойные, озеленение, жизненное состояние, антропогенная нагрузка, устойчивость, чувствительность, линейный прирост, бонитет, апикальная доминантность, стрессовые реакции растений

REPRESENTATIVES OF GYMNOSPERMOUS PLANTS ARE IN THE SYSTEM OF PLANTING OF GREENERY AND EQUIPPING WITH MODERN AMENITIES URBANIZED TERRITORIES OF ARID ZONE

Kosobokova Svetlana R., Ph.D. (Biology), Associate Professor, Astrakhan State University, 1 Shaumyana Sq., Astrakhan, 414000, Russian Federation, kossveru@mail.ru

Morozova Ludmila V., Ph.D. (Biology), Associate Professor, Astrakhan State University, 1 Shaumyana Sq., Astrakhan, 414000, Russian Federation, kossveru@mail.ru

Biometric, morphometric and phenological studies of influence of the anthropogenic affecting are undertaken street landings of some breeds coniferous (fir-tree dove-coloured (Canadian, white) (*Picea glauca*), pine-tree usual (*Pinus sylvestris*)) in city Astrakhan. It is educed that coniferous in