

# ВЛИЯНИЕ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕГО ТЕХНОГЕНЕЗА НА ЛИТОЛОГО-ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ ЗОНЫ ГИПЕРГЕНЕЗА

© **Р.Ф. Абдрахманов**,  
доктор геолого-минералогических наук,  
заведующий лабораторией,  
Институт геологии  
Уфимского научного центра РАН,  
ул. Карла Маркса, 16/2,  
450077 г. Уфа, Российская Федерация,  
эл. почта: hydro@ufaras.ru

© **В.Г. Попов**,  
доктор геолого-минералогических наук,  
ведущий научный сотрудник,  
Институт геологии  
Уфимского научного центра РАН,  
ул. Карла Маркса, 16/2,  
450077 г. Уфа, Российская Федерация,  
эл. почта: popovvg@novoch.ru

В статье рассмотрены процессы техногенеза в районах разработки нефтяных месторождений, имеющие региональный характер и ведущее значение в формировании подземной гидросферы. Они вызвали коренные нарушения природных термодинамических и литолого-гидрогеохимических равновесий не только в глубокозалегающих комплексах, содержащих, кроме собственно углеводородных залежей, скопления ценных минеральных лечебных и промышленных вод, но и в верхних горизонтах зоны гипергенеза, заключающих пресные подземные воды. Интенсивное и широкомасштабное загрязнение их нефтепромысловыми рассолами обострило проблему хозяйственно-питьевого водоснабжения населенных пунктов, а некоторые привело к состоянию экологического бедствия.

Ключевые слова: нефтяные месторождения, продуктивные толщи, рассолы, пластовое давление, градиенты вертикальной фильтрации, структура глинистых пород, пресные воды, грунты зоны аэрации, техногенез, источники и пути загрязнения

© R.F. Abdrakhmanov<sup>1</sup>, V.G. Popov<sup>2</sup>

## THE IMPACT OF OIL TECHNOGENESIS ON LITHOLOGICAL AND HYDRO-GEOCHEMICAL CONDITIONS IN THE HYPERGENESIS ZONE

<sup>1,2</sup> Institute of Geology,  
Ufa Scientific Centre Russian  
Academy of Sciences,  
ulitsa K. Marksa, 16/2,  
450077, Ufa, Russian Federation,  
e-mail: hydro@ufaras.ru

This paper deals with the processes of technogenesis in the areas of oilfield development, which are of regional nature and have a leading role in the formation of the underground hydrosphere. They have dramatically disturbed the environmental thermodynamic, lithological and hydrogeochemical equilibrium not only in the deep-seated complexes containing valuable resources of mineral curative and commercial waters in addition to hydrocarbons proper, but also in the upper horizons of the hypergenesis zone containing fresh groundwaters. Their severe and large-scale pollution with oilfield brines has considerably exacerbated the problem of public water supply in urban and rural localities bringing some of them to environmental disasters.

Key words: oilfields, productive strata, brines, reservoir pressure, vertical filtration gradients, structure of clayey rocks, fresh water, soils of the zone of aeration, technogenesis, sources and types of pollution

**Общее состояние проблемы.** В настоящее время в результате региональных гидрогеологических исследований, нефтепоисковых и нефтепромысловых работ довольно хорошо изучены общие черты геохимии подземных вод Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (НГБ) и их природная физико-химическая зональность. Определены характер и степень загрязнения пресных подземных

вод компонентами нефтяного происхождения; установлены поверхностные источники поступления загрязняющих веществ в водоносные горизонты; предложены мероприятия по охране подземных вод и методология комплексных эколого-гидрогеологических исследований на объектах нефтегазового комплекса [1—4 и др.]. Вместе с тем остается недостаточно разработанным целый ряд

вопросов, касающихся существования и диагностики глубинных источников загрязнения подземных вод, характера процессов смешения различных генетических и геохимических типов вод, трансформации ионно-солевого комплекса пород зоны аэрации, прогноза качественного состояния подземных вод.

Оценка и прогноз эколого-гидрогеохимического состояния районов разработки нефтяных месторождений является одной из важных и сложных задач современной нефтегазовой гидрогеологии. Для ее решения необходим комплексный анализ природно-техногенной системы подземной гидросферы «пресные воды – рассолы – породы – газы – ОВ» с использованием не только традиционных геолого-гидрогеологических методов, но и новых теоретико-методических подходов к изучению процессов миграции газовой флюиды в геологической среде, выявлению пространственно-временных закономерностей формирования и трансформации природно-техногенных гидрогеохимических полей.

В основу настоящей работы положены результаты эколого-гидрогеологических исследований нефтяных месторождений Волго-Уральского бассейна, находящихся в различных геолого-структурных и геоморфологических условиях. Месторождения сводового типа (Шкаповское, Туймазинское, Манчаровское, Ромашкинское, Бавлинское и др.) расположены в пределах Татарского свода, отвечающего в рельефе Бугульминско-Белебеевской возвышенности, а депрессионного типа (Арлано-Дюртюлинская группа) – в Верхне-Камской и Бирской впадинах, унаследованных долинами рек Камы и Белой. Тектономорфность рельефа определяет динамику подземных вод не только зоны гипергенеза, но и более глубокозалегающих комплексов, поэтому гидрогеологические условия нефтяных месторождений сводового и депрессионного типов существенно различаются.

Натурные гидрогеологические исследования нефтяных месторождений и сопредельных территорий проводились в течение 1971–

2011 гг. Наблюдательная гидрогеологическая сеть включала более 200 водопунктов (источники, скважины, колодцы), расположенных как на площади нефтяных месторождений, так и за их пределами. На месте в полевых условиях изучались газы  $O_2$ ,  $H_2S$  и  $CO_2$  (колориметрическим и объемным методами), pH и Eh (с помощью иономера «И-102»). Определение концентрации водорастворенного гелия (He) произведено на магниторазрядном индикаторе «ИНГЕМ». Общий ионно-солевой и микрокомпонентный состав пресных подземных вод и нефтяных рассолов (более 1500 проб) выполнен в аккредитованных лабораториях ОАО «Башкиргеология», «Башгидромет», ОАО «Башнефть» и др. специализированных организаций. Исследованы также обменно-адсорбционные свойства терригенных пород палеозоя и кайнозоя (более 300 проб; анализ ионообменных свойств пород выполнен по методике, изложенной в работе [6]), а также солевой состав почво-грунтов зоны аэрации по 150 пробам, отобраным из скважин и шурфов на площади прудов-отстойников нефтепромышленных стоков, прискважинных участков и других нефтепромышленных объектов.

Систематизация и обобщение литолого-гидрогеохимических данных выполнено с помощью графо-аналитических и математико-статистических методов (корреляционный, регрессионный, тренд-анализы и др.). Геохимическая типизация подземных вод выполнена с помощью классификации Алекаина-Посохова [5]. В соответствии с ней выделяется 4 типа вод с соотношениями: I (гидрокарбонатный натриевый или содовый) –  $rHCO_3 > rCa + rMg$ , II (сульфатный натриевый) –  $rHCO_3 < rCa + rMg$ , IIIa (хлормagneиный) –  $rCl < rNa + rMg$  и IIIб (хлоркальциевый) –  $rCl > rNa + rMg$ .

**Результаты исследований и их обсуждение.** Проникновение нефтяных рассолов в горизонты пресных вод и засоление последних происходит как через зону аэрации (т.е. сверху) в результате различных технических причин (фильтрация из прудов-отстойников, порывы водоводов, нефтепроводов и др.), так

и непосредственно из нефтеносных комплексов путем восходящих перетоков через гидрогеологические «окна» техногенного (скважины) и/или природного (тектонического, литолого-фациального) происхождения. Остаются не вполне решенными вопросы, касающиеся путей миграции рассолов в горизонты пресных вод. Традиционными гидрогеохимическими методами практически невозможно выполнить диагностику глубинного загрязнения пресных подземных вод, выяснить характер и масштабы протекания этого процесса. Это связано с тем, что при любом механизме поступления нефтяных рассолов в зону пресных вод (сверху или снизу) результирующий гидрогеохимический эффект будет близким – засоление вод и загрязнение их компонентами нефтяного происхождения.

Для выявления источников и путей проникновения загрязняющих веществ в подземные воды районов разработки нефтяных месторождений использован гелиевый метод, являющийся одним из новых в гидрогеологических исследованиях [7]. Не-метод получил широкое применение в последние десятилетия, когда была установлена его высокая информативность при выяснении структуры литосферы и степени ее проницаемости, флюидного режима дизъюнктивных нарушений, генезиса подземных вод и их формирования в естественных и техногенно нарушенных условиях.

Использование Не как индикатора гидрогеодинамических и гидрогеохимических процессов в седиментационных бассейнах связано с его глубинным (преимущественно радиогенным) происхождением, инертностью, низкими адсорбционными свойствами и высокими градиентами в подземной гидросфере, обуславливающими формирование контрастных полей Не. Доказано, что основным флюидом-носителем Не служат подземные воды. При этом в естественных условиях однонаправленный восходящий перенос водорастворенного Не из глубоких частей осадочных бассейнов в приповерхностную зону и формирование в ней дифференцированного

поля Не ( $n \times 10^{-5} \text{ см}^3/\text{дм}^3$ ) вызваны гидрогеодинамическим, тектоническим и литолого-фациальными факторами [7]. Первый из них обуславливает энергетику разгрузки вод, обогащенных Не, а второй и третий – контролируют размещение проницаемых зон, по которым и осуществляется миграция глубинных флюидов. Причиной появления аномальных концентраций Не в подземных водах зоны гипергенеза могут быть и техногенные процессы, которые приводят к нарушению водупоров, разделяющих водоносные толщи, а также вызывают формирование избыточных давлений в глубоких водоносных горизонтах.

В гидрогеохимически стратифицированных осадочных бассейнах Не имеет тесные корреляционные связи с компонентами химического и газового состава подземных вод. Последние имеют различный генезис, но на определенном этапе восходящей миграции Не в подземной гидросфере становятся его элементами-спутниками и вместе с ним выносятся в верхние водоносные горизонты. Поэтому природные аномалии поля Не, как правило, сочетаются с аномалиями ионно-солевого, микрокомпонентного и газового состава подземных вод.

Применение Не-метода для дифференциации источников засоления на поверхностные и глубинные и выявления путей проникновения нефтяных рассолов в водоносные горизонты зоны гипергенеза основано на следующих обстоятельствах. Концентрация Не (преимущественно его тяжелого радиогенного изотопа  $^4\text{Ne}$ ) в подземных водах Волго-Уральского НГБ увеличивается с глубиной от  $5 \times 10^{-5}$  (у поверхности) до  $32 \text{ см}^3/\text{дм}^3$  (на глубине около 5 км). В рассолах продуктивных толщ  $D_2$  и  $C_1$  (глубина 1,1–2,4 км) она составляет  $1–5 \text{ см}^3/\text{дм}^3$ . Следовательно, диапазон изменения концентрации Не в вертикальном гидрогеохимическом разрезе достигает 5–6 порядков.

В случае проникновения изначально гелиеносных нефтепромысловых рассолов в пресные воды сверху (т.е. через зону аэрации) формируются гидрогеохимические аномалии,

обладающие низкими (фоновыми) концентрациями He, равновесными атмосферной. Это связано с тем, что при отделении на установках подготовки и переработки нефти от рассола (а его содержание в общем флюиде на многих месторождениях, как указывалось, достигает 90%) практически весь He выводится из раствора в результате дегазации. В то же время содержание He в газогидрогеохимических аномалиях в горизонтах пресных вод, обусловленных восходящими перетоками рассолов из нефтеносных горизонтов по стволам и затрубным пространствам нефтяных скважин или по естественным каналам миграции, на несколько порядков выше фона при сходном составе воды.

На нефтяных месторождениях Татарского свода независимо от путей миграции рассолов в верхнюю зону интенсивного водообмена в результате процессов смешения пресных  $\text{HCO}_3\text{-Mg-Ca}$  вод с нефтяными  $\text{Cl-Ca-Na}$  рассолами образовались природно-техногенные растворы  $\text{HCO}_3\text{-Cl-Ca-Na}$ ,  $\text{Cl-Na}$ ,  $\text{SO}_4\text{-Cl-Ca-Na}$  состава, геохимически и генетически чуждые водовмещающим верхнепермским породам ( $P_2u$ ,  $P_2kz$ ). М вод возросла до 5–10, иногда 70–85 г/л, в солевом составе появились не свойственные им

$\text{CaCl}_2$  и  $\text{MgCl}_2$ . Содержание  $\text{Cl}^-$  — одного из главных ингредиентов, регламентирующих качество питьевых вод, — достигло 53 г/дм<sup>3</sup>. Резко снизились величины  $\text{rNa/rCl}$  (20...0,5),  $\text{Cl/Br}$  (1000...75), Eh (+500... –340 мВ), pH (8,5...6,1). На 1–3 порядка возросли концентрации галофильных, биофильных микроэлементов и редких щелочных металлов:  $\text{Br}^-$  до 66,5,  $\text{I}^-$  до 2,2,  $\text{B}^-$  до 2,9,  $\text{Sr}^{2+}$  до 2,5,  $\text{Li}^+$  до 0,75 мг/дм<sup>3</sup>. Уменьшилось содержание  $\text{O}_2$  (10,0...0,1 мг/дм<sup>3</sup>), среди газов появились  $\text{H}_2\text{S}$  и  $\text{CH}_4$ , а в водах — нефтепродукты (до 4,5 мг/дм<sup>3</sup>), ПАВ (до 12,3 мг/дм<sup>3</sup>) и другие соединения.

В зависимости от пропорций смешения исходных пресных и рассольных вод в верхнепермских породах образующиеся промежуточные растворы принадлежат различным геохимическим типам: обычно IIIб (хлоркальциевому) и IIIа (хлормagneиевому), редко II (сульфатному натриевому). Воды содового типа почти полностью отсутствуют. Это, а также редкая встречаемость сульфатных вод типа II связано с тем, что содержащиеся в пресных водах  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  и  $\text{Na}_2\text{SO}_4$ , с одной стороны, и в рассолах  $\text{CaCl}_2$  — с другой, являются солями антагонистами. При смешении этих вод происходит выпадение из раствора в

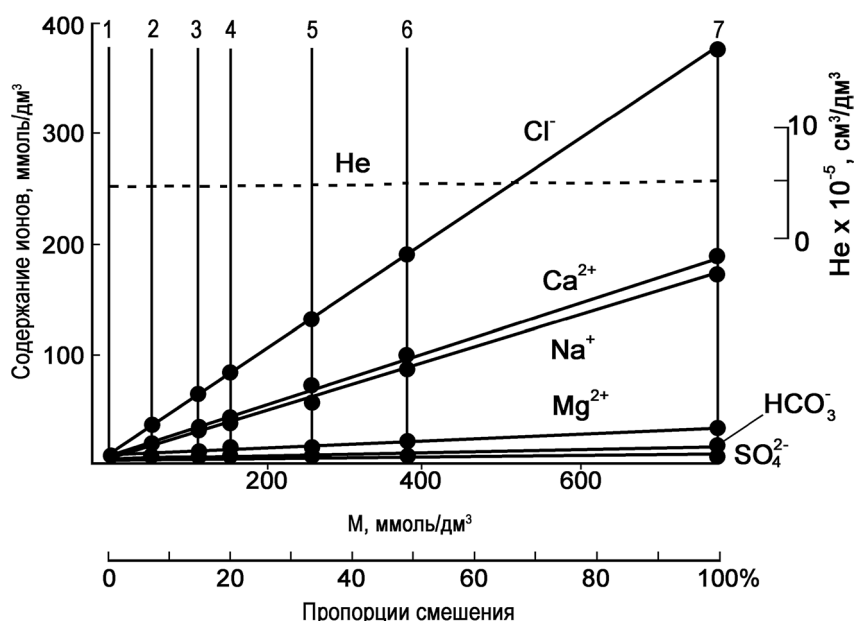
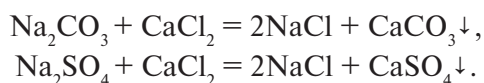


Рис. 1. График смешения  $\text{HCO}_3\text{-Mg-Ca}$  пресных вод и  $\text{Cl-Na-Ca}$  рассолами на Шкаповском нефтяном месторождении Татарского свода: 1–7 — номера скважин

твердую фазу карбоната и сульфата кальция:



Однако количество указанных натриевых солей в пресных водах крайне мало, поэтому их присутствие существенно не сказалось на характере процесса смешения с пластовыми рассолами девона, который, как правило, соответствуют линейной зависимости А.Н. Огильви (рис. 1).

Следовательно, при взаимодействии Cl-Na-Ca и  $\text{HCO}_3$ -Mg-Ca вод существенного вывода вещества из раствора и дополнительного перехода в него солей из твердой фазы не происходит. В данном случае He индифферентен к геохимическим показателям вмещающей его водной среды. Причем с изменением M подземных вод от 0,5 до 30 г/дм<sup>3</sup> и выше и их состава от  $\text{HCO}_3$ -Mg-Ca до Cl-Na-Ca содержание He в большинстве случаев остается фоновым  $(5-8) \times 10^{-5}$  см<sup>3</sup>/дм<sup>3</sup>. Это позволяет считать, что поступление рассолов в горизонты пресных вод происходит через зону аэрации из прудов-накопителей нефтепромысловых стоков, прискважинных площадок и др. объектов на поверхности земли, а также из негерметичных водоводов, нефтепроводов и прочих коммуникаций в зоне аэрации. В ходе этого процесса общий ионно-солевой состав рассолов не претерпевает значительных геохимических изменений, чего нельзя сказать о составе газовой фазы (потеря остаточных концентраций He, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>, обогащение O<sub>2</sub>).

При оценке проникновения рассолов через зону аэрации, т.е. в направлении сверху вниз необходимо иметь в виду, что процесс нисходящей миграции рассолов через фильтрационно анизотропную верхнепермскую толщу включает две составляющие: 1) собственно фильтрацию (вынужденную конвекцию) под влиянием гидравлического градиента и 2) свободную (концентрационную) конвекцию под действием градиента плотности вод  $I\rho$  ( $I\rho = \rho_1 - \rho_2 / \rho_2$ , где  $\rho_1$  и  $\rho_2$  — плотность соответственно тяжелой и легкой жидкостей).

Плотностные эффекты в зоне гипергенеза связаны с формированием под влиянием техногенеза гравитационно-неустойчивой системы рассол ( $\rho_1 = 1,22$  г/см<sup>3</sup>) — пресная вода ( $\rho_2 = 1,0$  г/см<sup>3</sup>), которая стремится прийти в равновесное состояние в поле силы тяжести. При  $\Delta\rho = 0,22$  величина  $I\rho$  для этой системы составит около 0,2. Принимая в расчет средний коэффициент фильтрации в вертикальном направлении  $K_z$  толщи верхнепермских песчаников, известняков и аргиллитов равный 0,1 м/сут, пористость  $n_o = 0,15$ , получим скорость нисходящей конвективной миграции рассолов  $V_k = K_z \times I\rho / n_o$  порядка 50 м/год. Эта величина хорошо согласуется с современными скоростями конвективного погружения рассолов из хранилищ жидких промстоков в подстилающие толщи в Предуралье (метры-десятки метров в год). В экспериментах скорость вертикального опускания рассолов в песке изменялась от 43 до 285 м/год при  $\Delta\rho = 0,162$ , в глине она составила 6 м/год при  $\Delta\rho = 0,230$ . Эти данные позволяют утверждать, что вся верхнепермская толща мощностью до 200—300 м будет засолена из поверхностного источника в течение нескольких лет.

На участках миграции гелиеносных рассолов непосредственно из глубоких комплексов палеозоя по стволам и затрубным пространствам некачественно затампонированных скважин или скважин с корродированными обсадными колоннами в водоносных горизонтах зоны интенсивной циркуляции формируются контрастные аномалии He с интенсивностью  $2 \times 10^{-4} - 1,5 \times 10^{-2}$  см<sup>3</sup>/дм<sup>3</sup>, что на 1—3 порядка выше фона. Однако количество их на нефтяных месторождениях Татарского свода невелико и составляет всего около 5% общего числа опробованных водопунктов.

Крайне ограниченная роль глубинной составляющей в засолении пресных подземных вод зоны гипергенеза Татарского свода объясняется гидродинамическими особенностями этой структуры. Занимая высокое гипсометрическое положение (абсолютные

отметки рельефа до 250—300 м), свод в естественных условиях являлся внутренней областью питания глубоких подземных вод палеозоя. Окончательно не утрачены эти функции и при разработке нефтяных залежей девона с применением методов внутри- и законтурного заводнения. Сформировавшиеся высокие пластовые давления и напоры рассолов оказались недостаточными для подъема их до поверхности земли.

В редких случаях достижения глубинными рассолами зоны пресных вод геохимическая специфика смешанных растворов заключается в низких значениях Eh (до —235 мВ) и нередко в присутствии  $H_2S$  (от 0,1—3 до 112 мг/дм<sup>3</sup>). Но главным при этом служит тесная связь между величиной М (содержанием хлоридов) и концентрацией Не (коэффициент корреляции  $r = 0,92$ ), что указывает на совместную миграцию с глубины Не и компонентов ионно-солевого состава в виде единого газовой-жидкого флюида.

Процесс миграции нефтепромысловых рассолов через глинистые осадки зоны аэрации сопровождается их метаморфизацией вследствие ряда физико-химических и биохимических процессов (растворение, экстракция, окисление, обменная адсорбция и др.). В связи с фильтрационной неоднородностью пород многие реакции между стоками, подземными водами и породами протекают с изменением объема растворов, значений рН, Eh и др. параметров. Существенные изменения претерпевает и ионно-солевой комплекс самих глинистых пород (водорастворимые минералы, поровые растворы, адсорбированные ионы). Общее содержание солей NaCl и CaCl<sub>2</sub> в них увеличилось от 0,01—0,15 до 10 г/100 г.

Значительная перестройка коснулась также и поглощенного комплекса (ПК) глинистых минералов. Вытеснение натрия, содержащимся в рассолах в очень высоких концентрациях (до 90 г/л), Ca<sup>2+</sup> и Mg<sup>2+</sup> из ПК пород вызвало уменьшение величины отношения  $rCa+rMg/rNa$  в ПК от 38 до 0,9, т.е. его перерождение из «континентального» типа в «морской». Общая емкость ПК при этом

снизилась с 43 до 9 ммоль/100 г. Это связано как с природой участвующих в обменно-адсорбционных реакциях катионов, так и с наличием в техногенных растворах нефтепродуктов. Они обволакивают глинистые частицы и таким образом затрудняют проникновение ионов раствора в диффузный слой глинистых минералов. Установлено, что проникновение легких фракций нефти фиксируется на всю мощность зоны аэрации (до 10 м и более), сложенной глинистыми породами, тогда как тяжелых фракций ограничивается глубиной 0,5—2,5 м.

Как показали экспериментальные и натурные исследования, в ходе рассоления пород зоны аэрации под влиянием инфильтрующихся осадков химический состав подземных вод будет эволюционировать в направлении:  $Cl_{IIIb}^{Na-Ca} \rightarrow Cl_{IIIa}^{Na} \rightarrow CCl_I^{Na} \rightarrow C_I^{Na} \rightarrow C_{II}^{Ca}$ . То есть геохимическая трансформация подземных вод состоит в последовательной смене хлоркальциевого типа хлормагниевым, гидрокарбонатным натриевым и сульфатным натриевым типами. Процесс этот довольно длительный и окончательном виде реализуется в течение многих десятков лет.

Для выяснения трансформации состава подземных вод под влиянием нефтепромыслового техногенеза как одного из элементов геоэкологического мониторинга, ведущегося на месторождениях Волго-Уральского НГБ (Шкаповском, Туймазинском, Арланском и др.) в течение 40 лет, использован тренд-анализ гидрогеохимической информации. Использование этого математико-аналитического метода разделения двух компонент, определяющих формирование геохимического облика подземных вод: регионального (природного) и локального (техногенного) — позволяет проследить во времени и в пространстве (по площади месторождения и за его пределами) за тем, как происходило и как будет продолжаться загрязнение подземных вод в районах разработки залежей углеводородов (УВ).

Исследовались четыре наиболее репрезентативные выборки (1974, 1977, 1991 и

2011 г.) с числом членов от 43 до 57. Каждая характеризовалась 9 признаками: двумя географическими и семью гидрогеохимическими (М и 6 главных ионов). Все выборки обрабатывались по программе TREND (ВСЕГЕИ), и для каждой из них построены карты поверхностей тренда с увеличением степеней аппроксимирующего полинома от 1 до 5 по каждому признаку.

Не приводя подробный анализ результатов исследований за каждый год, для всех ингредиентов и различных поверхностей тренда, отметим главные тенденции изменения гидрогеохимической ситуации за весь 40-летний период разработки Шкаповского месторождения — типичного месторождения пластово-сводового типа. Залежи нефти приурочены к песчаникам девона, залегающим на глубине 1,8—2,0 км. Cl-Ca-Na рассолы имеют М 270—295 г/дм<sup>3</sup>. Разработка ведется с помощью заводнения продуктивных пластов.

Результаты тренд-анализа указывают на усиливающееся загрязнение подземных вод в течение первой половины исследуемого периода (1960—90-е годы), когда площади загрязнения возросли более чем в 5 раз и достигли 500 км<sup>2</sup>. На некоторых участках загрязняющие вещества конвекционными потоками были вынесены за границы нефтяного месторождения. При общем увеличении М подземных вод наблюдаются значительные колебания ее в отдельные годы. Это объясняется условиями атмосферного питания подземных вод: при усилении его происходит увеличение дебита источников, разубоживание соленых вод пресными и снижение М смесей, а при ослаблении питания, напротив, уменьшение дебита источников и рост М смешанных вод.

Главная гидрогеохимическая тенденция в этот период заключается в постепенном исчезновении регионального тренда компонентов природного происхождения — ионов HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> и SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>, описываемого уравнением линейной поверхности; появлении вначале локальных аномалий концентраций, а затем регионального тренда компонентов, свойственных нефтепромысловым рассолам, ведущим к

полному замещению на месторождении пресных вод геохимического типа II солеными и даже рассольными водами типа IIIб (рис. 2).

В этом отношении показательное поведение во времени и в пространстве Cl<sup>-</sup> — одного из наиболее консервативных химических элементов, т.к. он не образует труднорастворимых соединений, не накапливается биогенным путем и не сорбируется коллоидными системами. Поэтому в гидрогеоэкологии он часто используется в качестве трассера миграции загрязняющих веществ в подземных водах.

В 1974 г. аномальные концентрации Cl<sup>-</sup> в подземных водах наблюдались на востоке нефтяного месторождения, в 1977 г. — в его центральной части, а в 1991 г. — в западной. Одновременно отмечалось некоторое усиление интенсивности аномалий и общее усиление хлоридности подземных вод по площади. Близкий характер перемещения аномалий концентраций с востока на запад свойственен также Na<sup>+</sup>, Ca<sup>2+</sup> и Mg<sup>2+</sup> — главных катионогенных компонентов нефтяных рассолов. Причина этого, как установлено, связана с миграцией загрязняющих веществ в потоке подземных вод от одного мощного источника загрязнения, расположенного на востоке нефтяного месторождения, о чем будет сказано ниже.

И только на рубеже столетий эколого-гидрогеохимическая обстановка на нефтяном месторождении претерпела существенные изменения в сторону ее оздоровления. На это указывают карты тренд-поверхностей различных ионов в 2011 г., где вновь появился региональный тренд ионов HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> и SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>, свойственных пресным подземным водам, и, напротив, резко снизились концентрации компонентов нефтяных рассолов — Cl<sup>-</sup>, Na<sup>+</sup>, Mg<sup>2+</sup> и Ca<sup>2+</sup>. Они исчезли с карт региональных тренд-поверхностей и обнаруживаются только в пограничных зонах месторождения в виде локальных аномалий при высоких степенях аппроксимирующего полинома (см. рис. 2, е).

Важно подчеркнуть, что многолетняя трансформация полей концентрации главных ионов никак не отразилась на структуре

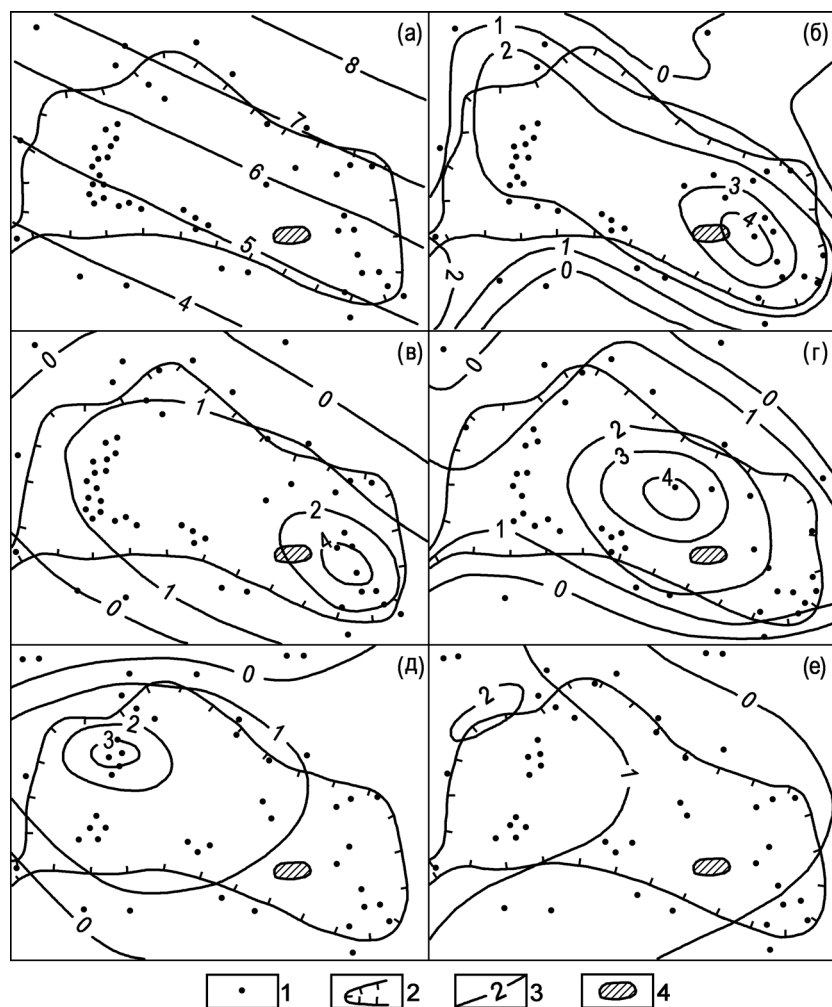


Рис. 2. Схемы поверхностей тренда Шкаповского нефтяного месторождения: а — первого порядка иона  $\text{HCO}_3^-$  в 1974 г., б — пятого порядка иона  $\text{Mg}^{2+}$  в 1974 г., в, г, д — третьего порядка иона  $\text{Cl}^-$  соответственно в 1974, 1977, 1991 гг., е — пятого порядка иона  $\text{Cl}^-$  в 2011 г.: 1 — водопункт; 2 — граница нефтяного месторождения; 3 — содержание компонента в относительных единицах; 4 — пруд-отстойник нефтепромысловых рассолов

поля водорастворенного  $\text{Ne}$ , содержание которого всегда оставалось фоновым. Это со всей определенностью указывает на исключительно поверхностные источники загрязнения пресных подземных вод. Здесь следует вернуться к упомянутому выше источнику нефтяного загрязнения, расположенному в восточной части нефтяного месторождения. Им является пруд-отстойник нефтепромысловых рассолов емкостью около 30 тыс.  $\text{m}^3$  в долине р. Базлык, сооруженный в 1961 г. в известняках казанского яруса и перекрывающих их четвертичных глинах и суглинках. Сброс в пруд  $\text{Cl-Ca-Na}$  рассолов с  $M$  270  $\text{г/дм}^3$  осуществлялся в течение 5 лет. При сооружении этой емкости

предполагалось, что глинистые породы явятся надежным экраном, изолирующим пресные подземные воды от проникновения нефтепромысловых рассолов. Однако фильтрация рассолов через глинистые породы оказалась значительной, и в первый же год после создания пруда-отстойника произошло засоление источников в с. Базлык, расположенном в 2 км ниже пруда.  $M$  вод возросла до 3–12  $\text{г/дм}^3$ , и они стали непригодны для питьевого водоснабжения. Интенсивная фильтрация рассолов в глины связана с высокими вертикальными градиентами гидростатического давления в них, а также тем, что по отношению к рассолам глины более проницаемы, чем к пресной воде.



Сброс рассолов в пруд был прекращен, и начался его длительный промыв тальми и дождевыми водами. Одно время в него по коллек-

тору поступала и вода р. Демы. Тем не менее, даже через 5 лет (1969 г.) количество водорастворенных солей в глинистых породах под дном

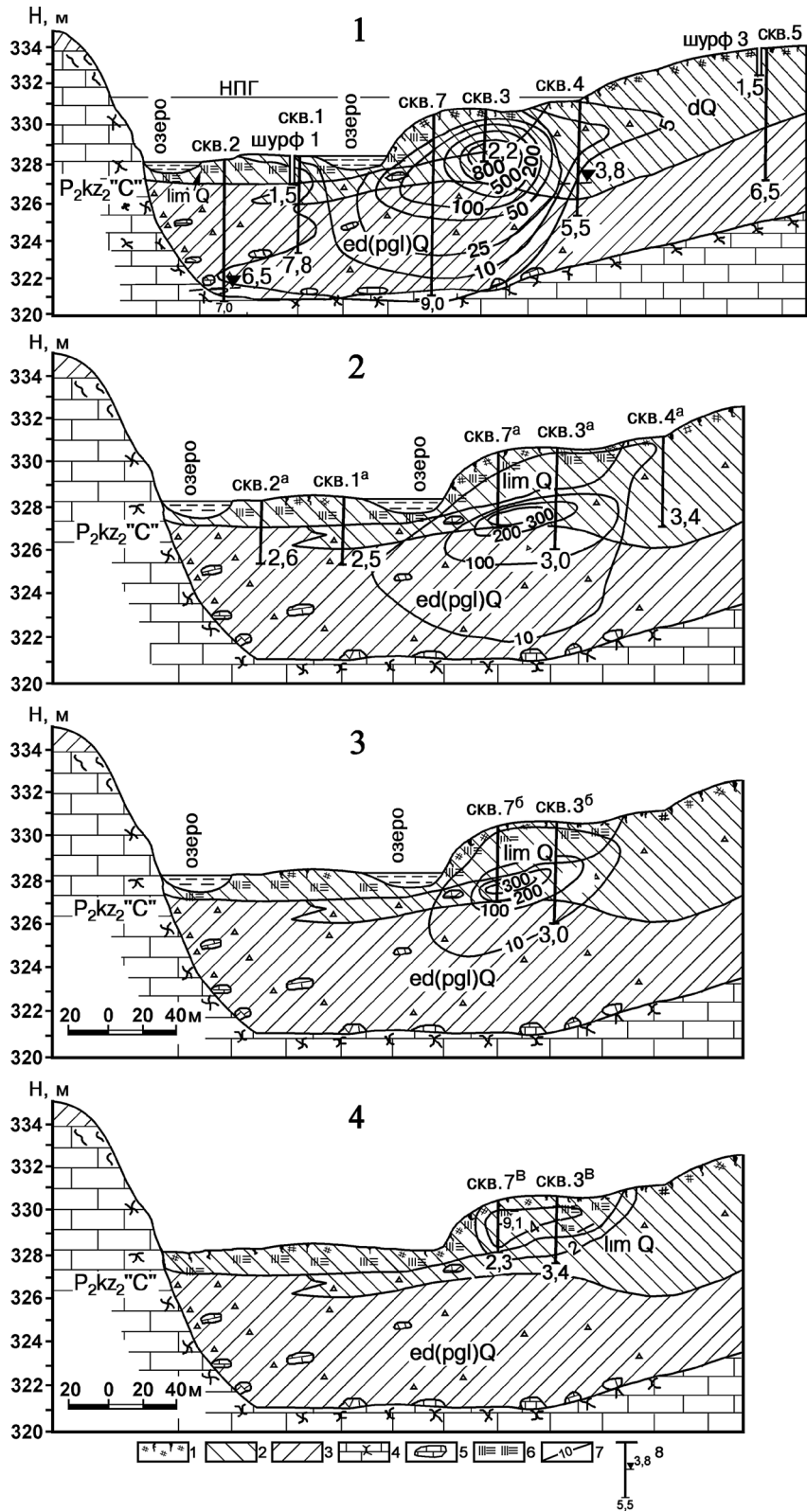


Рис. 3. Динамика рассоления пород в чаше пруда-отстойника нефтепромысловых рассолов в долине р. Базлык: 1–6 — породы: 1 — почва, 2 — глина, 3 — суглинок, 4 — известняк, 5 — обломки пород, 6 — заторфованные почвогрунты; 7 — изолиния содержания Cl-иона (мг/100 г); 8 — скважина: внизу — глубина (м), выше — уровень вод (м)

пруда оказалось очень высоким – 2000–2500, в т.ч.  $\text{Cl}^-$  1200–1500 мг/100 г (рис. 3).

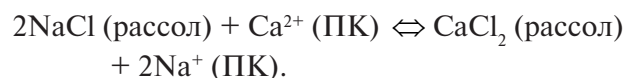
На склонах пруда в породах, не подверженных засолению, оно составило 40–70,  $\text{Cl}^-$  1,8–3,6 мг/100 г. Повторное изучение пород основания пруда было выполнено в 1984, 1991, 1997 и 2011 гг. Общее количество солей неуклонно снижалось. Динамика поведения концентрации  $\text{Cl}^-$  в эти годы следующая: 200–870, 100–380, 50–300 и 2–9 мг/100 г.

Таким образом, восстановление в породах геохимических условий, близких природным, произошло только спустя 40–50 лет после прекращения поступления рассолов в пруд-отстойник. За этот период сильно снизилась и  $M$  подземных вод в с. Базлык (до 0,9–1,2 г/дм<sup>3</sup>) за счет  $\text{Cl}^-$ ,  $\text{Na}^+$  и  $\text{Ca}^{2+}$ . Однако  $M$  вод все еще не достигла своего первоначального уровня (0,4–0,6 г/дм<sup>3</sup>). Содержание нефтепродуктов в породах основания пруда вообще не претерпело сколько-нибудь существенного снижения.

Принципиально иная гидрогеодинамическая и гидрогеохимическая ситуация наблюдается в районе Арлано-Дюртюлинской группы нефтяных месторождений депрессионного типа, расположенных в долинах рек Белой и Камы, где происходит естественный дренаж рассолоносных комплексов нижнего этажа в приповерхностную зону. Здесь в

уфимских отложениях на глубине 30–180 м установлены  $\text{SO}_4\text{-Cl}$ - и  $\text{Cl-Ca-Na}$  соленые воды и рассолы IIIб типа с  $M$  до 110 г/дм<sup>3</sup>, по своему геохимическому облику близкие к рассолам нефтеносных каменноугольных отложений ( $\text{rNa/rCl}$  0,6–0,8,  $\text{Vg}^-$  до 360,  $\text{I}^-$  до 25 мг/дм<sup>3</sup>,  $\text{Eh}$  –120 ... –360 мВ). Генезис этих вод связан с процессами смешения  $\text{HCO}_3\text{-Ca}$  и  $\text{SO}_4\text{-Ca}$  вод типа II собственно верхнепермских отложений с  $\text{Cl-Ca-Na}$  рассолами типа IIIб нижнего (подкунгурского) этажа. Также как и на Татарском своде, смешение протекает согласно линейной зависимости (рис. 4).

Однако наблюдаются и некоторые отличия. Они заключаются в отклонении от корреляционных прямых точек  $\text{Na}^+$  (уменьшение концентрации) и  $\text{Ca}^{2+}$  (увеличение содержания), что обусловлено обменно-адсорбционными процессами в системе вода – терригенная порода:



Как видно, в составе  $\text{Cl-Na}$  воды с  $M$  80 г/дм<sup>3</sup> (скв. 5), образовавшейся при смешении, содержатся равные доли глубинного хлоридного рассола (скв. 8) и сульфатной воды уфимских пород (скв. 1), а в составе  $\text{SO}_4\text{-Cl-Ca-Na}$  с  $M$  9 г/л (скв. 3) доля этих вод составляет соответственно 7 и 93%.

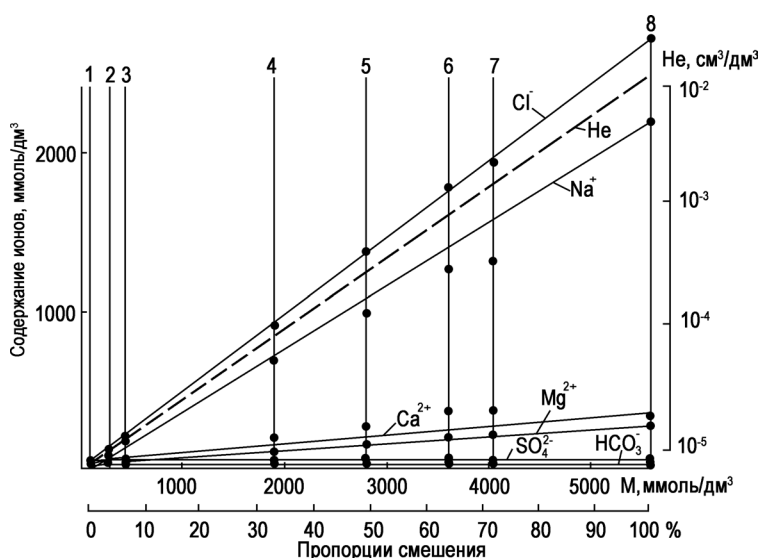


Рис. 4. График смешения  $\text{SO}_4\text{-Ca}$  вод и  $\text{Cl-CaNa}$  рассолов в уфимских отложениях под долиной р. Белой (нефтяные месторождения Арлано-Дюртюлинской группы): 1–8 — номера скважин

Участие мигрирующих с глубины рассолов в засолении подземных вод верхнепермских отложений этого района подтверждается и результатами определения в них  $\text{He}$ , содержание которого колеблется от  $p \times 10^{-4}$  до  $p \times 10^{-2} \text{ см}^3/\text{дм}^3$ , что на 1—3 порядка выше фоновых значений для таких глубин. Установлена тесная линейная связь между  $\text{He}$  и  $\text{Cl}^-$  ( $r > 0,9$ ), указывающая на совместную миграцию с глубины  $\text{He}$  и компонентов ионно-солевого состава рассолов в виде единого газожидкого флюида (см. рис. 4). Воды всех скважин, вскрывших уфимский комплекс, имеют аномальные концентрации этих элементов. Максимальные их количества ( $49—67 \text{ г Cl}^-/\text{дм}^3$ ,  $1,4 \times 10^{-3}—2,6 \times 10^{-2} \text{ см}^3 \text{ He}/\text{дм}^3$ ) обнаружены в воде скважин, расположенных на пойме и первой надпойменной террасе, имеющих наиболее благоприятные гидродинамические условия для восходящей разгрузки гелиеносных рассолов из нижнего этажа бассейна.

Многолетние исследования гидрогеохимического режима Арлано-Дюртилинских нефтяных месторождений показали относительную стабильность ионно-солевого, микрокомпонентного и газового состава подземных вод. Площади засоленных подземных вод верхнепермских отложений здесь также неизменны во времени и не выходят за пределы речных долин.

Естественная площадная фильтрация рассолов через литологически неоднородную нижнепермскую карбонатно-сульфатную толщу мощностью 50—100 м и, не исключено, по локальным трещинам разломов — главная причина засоления подземных вод Верхне-Камской и Бирской впадин. На отдельных участках она сочетается с сосредоточенной разгрузкой рассолов через техногенные «окна» (нефтяные скважины), вызванной высокими пластовыми давлениями в подкунгурском палеозое, сформировавшимися при работе систем поддержания пластового давления (ППД). Так как интенсивность проявления этих процессов в поле  $\text{He}$  существенно различна, критерием разгрузки нефтяных рас-

солов по стволам и затрубным пространствам скважин являются наиболее контрастные аномалии  $\text{He}$  в водах верхнего этажа бассейна.

Высокоминерализованные воды уфимских отложений, образовавшиеся за счет внедрения в них рассолов карбона, под влиянием высокого гидростатического напора поступают в речной аллювий и смешиваются с находящимися в нем пресными  $\text{HCO}_3^-$ -Ca водами. В результате процессов вторичного смешения в аллювиальных осадках формируются  $\text{Cl}^-$ - $\text{HCO}_3^-$ -Na-Ca воды с  $M$  до 1,2—1,9 г/дм<sup>3</sup>. Концентрация неорганического  $\text{Cl}^-$  в них достигает 120 мг/дм<sup>3</sup> при фоновом содержании 5—20 мг/дм<sup>3</sup>. При этом в водах зафиксированы и повышенные концентрации  $\text{He}$  (до  $1,6 \times 10^{-4} \text{ см}^3/\text{дм}^3$ ), в 3—4 раза превышающие фоновые значения. Интересно, что даже в сильно разбавленных растворах обнаруживаются следы  $\text{CaCl}_2$ , они имеют слабовыраженный тип IIIб, пониженные значения коэффициента  $r_{\text{Na}/r_{\text{Cl}}}$  ( $< 0,85$ ), как память об одном из участников процесса смешения — исходных хлоркальциевых рассолах.

Различия в степени гелиеносности и величине  $M$  вод четвертичного аллювия и верхнепермских отложений объясняются емкостными параметрами этих гидростратиграфических подразделений и особенностями процесса смешения с глубинными рассолами. Если в аллювиальном горизонте, обладающем очень большими запасами пресных вод, доля рассолов не превышает 5—10%, то в верхнепермском комплексе с довольно низкими коллекторскими свойствами она достигает 70—80%.

При глубинном засолении пресных вод аллювия с увеличением содержания  $\text{He}$  наблюдается и рост концентрации  $\text{Cl}^-$  (рис. 5, а) в отличие от вод, подверженных загрязнению сверху через зону аэрации (5, б).

В них содержание  $\text{He}$  остается равновесным атмосферному ( $5 \times 10^{-5} \text{ см}^3/\text{дм}^3$ ), тогда как  $\text{Cl}^-$  растет от 20 до 190 мг/дм<sup>3</sup>. Поверхностное загрязнение пресных вод аллювия, в свою очередь, связано с поступлением хлоридов и других компонентов из нескольких источников. Наряду с объектами нефтепромышленного

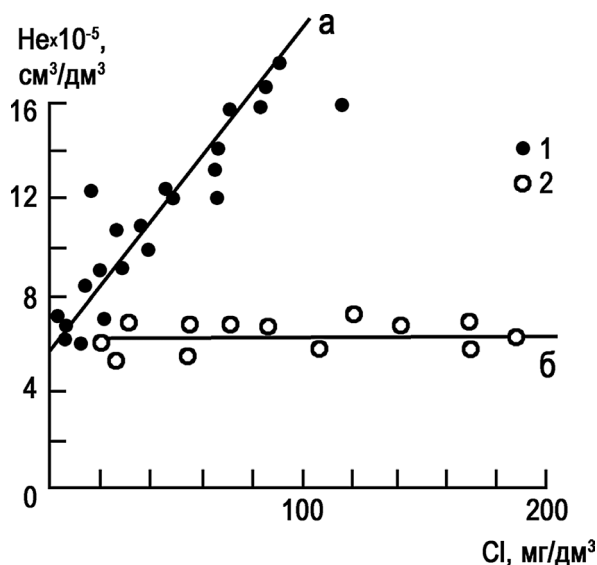


Рис. 5. Связь между концентрациями He и Cl в водах четвертичного аллювия долины р. Белой (нефтяные месторождения Арлано-Дюртюлинской группы): 1 — воды глубинного загрязнения, 2 — воды поверхностного загрязнения

комплекса (прискважинные участки, нефтепроводы и пр.), ими являются и объекты сельскохозяйственного назначения. Сельскохозяйственное загрязнение (удобрения, отходы животноводства, коммунально-бытовые стоки) фиксируется присутствием в подземных водах высоких концентраций соединений азота, в частности,  $\text{NO}_3^-$  и  $\text{NO}_2^-$ , являющихся хорошими мигрантами в существующих рН-Eh условиях аллювиального горизонта.

Таким образом, в отличие от нефтяных месторождений Татарского свода, главная причина засоления подземных вод верхнего этажа Верхне-Камской и Бирской впадин — восходящая миграция глубокозалегающих рассолов через гидрогеологические «окна» природного и техногенного происхождения.

**Выводы.** Современная гидрогеохимическая структура НГБ сложилась в результате длительной эволюции (сотни миллионов лет) под воздействием комплекса естественно-исторических эндогенных и экзогенных факторов. Наряду с ними в последние десятилетия важную роль приобрели техногенные явления, которые в районах разработки нефтяных месторождений по своему воздействию

нередко превосходят природные процессы и имеют необратимый характер.

На примере Волго-Уральского НГБ, являющегося одним из наиболее крупных седиментационных бассейнов Восточно-Европейской платформы, показано, что в результате проникновения нефтяных рассолов из продуктивных пластов девона и карбона в зону гипергенеза в ней утратились природные связи ионно-солевого состава вод с литолого-минералогическими особенностями среды, появились растворы, геохимически и генетически чуждые водовмещающим породам. Прямой тип вертикальной гидрогеохимической зональности, свойственный НГБ в естественных условиях, претерпел кардинальные изменения. Разработка залежей УВ с использованием метода ППД с помощью внутри- и законтурного заводнения продуктивных пластов для повышения их нефтеносности вызвала формирование инверсионных и сложных гидрогеохимических разрезов.

Спецификой нефтедобывающего техногенеза служит высокая скорость протекания процессов засоления пресных подземных вод при их смешении с нефтепромысловыми рассолами. Гидравлическая связь этажно расположенных водоносных горизонтов в фациально-невыдержанных толщах верхнепермского возраста между собой и с аллювиальным горизонтом речных долин, высокая миграционная способность хлоридов, перенос их с помощью, как фильтрации, так и плотностной конвекции через слабопроницаемые разделяющие слои приводит к тому, что зона пресных вод оказывается засоленной на всю мощность (до 200—250 м) в течение нескольких лет с момента поступления в нее загрязняющих веществ [2; 8].

Установлено, что в существующих литолого-гидрогеохимических условиях НГБ быстрое течение процессы смешения рассольных и пресных вод в целом протекают в соответствии с линейной зависимостью между величиной минерализации и концентрацией отдельных ингредиентов растворов. Однако источники и пути миграции загрязняющих веществ, кон-

тролирующие литолого-гидрогеохимическое состояние зоны гипергенеза, принципиально различны на нефтяных месторождениях сводового и депрессионного типов. На Татарском своде засоление пресных подземных вод происходит главным образом с поверхности через зону аэрации, т.е. сверху, а в Верхне-Камской и Бирской впадинах, напротив, снизу, путем восходящей миграции глубинных рассолов через гидрогеологические «окна» естественного и техногенного происхождения.

Дифференциация источников засоления на поверхностные и глубинные и выявление путей проникновения нефтяных рассолов в зону гипергенеза возможно с помощью предлагаемого авторами высокоинформативного гелиевого метода. Использование этого метода в общем комплексе гидрогеохимических исследований позволяет надежно идентифицировать разгрузку глубинных рассолов через гидрогеологические «окна» природного и техногенного происхождения.

Важно подчеркнуть, что при смешении пресных и рассольных вод в серии промежуточных вод с минерализацией 2—10 г/дм<sup>3</sup> доля нефтяных рассолов не превышает нескольких процентов. Это указывает на сильную уязвимость пресных вод к нефтяному загрязнению. Даже небольшого количества рассолов, поступающих в пресные воды, вполне достаточно, чтобы последние стали совершенно непригодными для питьевых целей. Вместе с тем, как показали гидродинамические расчеты, натурные данные многолетнего гидролитомониторинга, тренд-анализ гидрогеохимической информации, даже при ликвидации источника поступления загрязняющих веществ

в зону аэрации и в водоносные горизонты продолжительность периода самоочищения их и восстановления гидрогеохимических условий, близких природным, составляет десятки и даже сотни лет. Это связано с тем, что для полного вывода загрязненных вод из горизонта необходимо несколько циклов полного водообмена, тогда как продолжительность только одного цикла для верхнепермских карбонатно-терригенных пород при расчете по наиболее оптимистической «поршневой» модели (без учета сорбции) изменяется от 20—30 до 100—150 лет.

Определена направленность геохимической эволюции природно-техногенных растворов при самоочищении водоносных горизонтов от хлоркальциевого типа к сульфатному натриево-магнезиевому и содовый гидрогеохимические типы. Нефтяные рассолы, некогда оказавшие воздействие на пресные подземные воды, так или иначе, оставляют след в их геохимической памяти, несмотря на очень низкую величину минерализации.

Следует констатировать, что главное в проблеме охраны пресных подземных вод районов разработки нефтяных месторождений — это, в первую очередь, недопущение попадания нефтяных рассолов в водоносные горизонты зоны гипергенеза, независимо от источников и путей их миграции. Эта стратегическая задача может быть решена только в результате внедрения комплекса мероприятий по разведке и разработке нефтяных месторождений на базе современных представлений о строении и функционировании подземной гидросферы.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Габитов Г.Х., Мустафин С.К., Антонов К.В. Опыт добычи нефти заводнением: достижения и геоэкологические проблемы // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Южного федерального округа: материалы научно-практич. конф. (13–15 сент. 2006 г.).

Махачкала: Институт геологии ДНЦ РАН, 2006. С. 28–31.

2. Абдрахманов Р.Ф. Гидрогеоэкология Башкортостана. Уфа: Информреклама, 2005. 344 с.

3. Белоусова А.П. Мониторинг подземных вод на объектах нефтегазового комплекса // Водные ресурсы. 2005. Т. 32. № 6. С. 727–738.

4. Слинко О.В., Чернявский С.С. Инженерно-

гидрогеологическое обоснование охраны водных ресурсов в районах нефтегазовых месторождений // Водные ресурсы. 2007. Т. 34. № 1. С. 83–96.

5. Посохов Е.В. Общая гидрогеохимия. Л.: Недра, 1975. 208 с.

6. Попов В.Г., Абдрахманов Р.Ф., Тугуши И.Н. Обменно-адсорбционные процессы в под-

земной гидросфере. Уфа: БНЦ УрО РАН, 1992. 156 с.

7. Попов В.Г., Егоров Н.Н. Гелиевые исследования в гидрогеологии. М.: Наука, 1990. 168 с.

8. Arthur J.D., Langhus B.G., Patel C. Technical summary of oil & gas produced water treatment technologies, Tulsa, OK, 2005. 53 p.

## REFERENCES

1. Gabitov G.Kh., Mustafin S.K., Antonov K.V. *Opyt dobychi nefiti zavodneniem: dostizheniya i geoekologicheskie problemy* [Experience in oil production using water flooding: Progress and geological challenges]. *Materialy nauch.-prakt konf "Geologiya i mineralno-syrYuzhnogo federalnogo okruga* [Proceedings of the Science and Technology Conference on Geology and Mineral Raw Resources of the Southern Federal District] (September 13–15, 2006). Makhachkala, Institute of Geology, Dagestan Scientific Centre, RAS, 2006, pp. 28–31. (In Russian).

2. Abdrakhmanov R.F. *Gidrogeoekologiya Bashkortostana* [Hydrogeoecology of Bashkortostan]. Ufa: Informreklama, 2005. 344 p. (In Russian).

3. Belousova A.P. *Monitoring podzemnykh vod na obyektakh neftegazovogo kompleksa* [Groundwater monitoring at oil and gas industry facilities] *Vodnyye resursy — Water Resources*, 2005, vol. 32, no. 6, pp. 727–738. (In Russian).

4. Slinko O.V., Chernyavskiy S.S. *Inzhenerno-gidrogeologicheskoe obosnovanie okhrany vodnykh resursov v rayonakh neftegazovykh mestorozhdeniy* [Engineering-geological substantiation of water resource protection in the zones of oil and gas fields]. *Vodnyye resursy — Water Resources*. 2007, vol. 34, no. 1, pp. 83–96. (In Russian).

5. Posokhov E.V. *Obshchaya gidrogeokhimiya* [General hydrogeochimistry]. Leningrad, Nedra, 1975. 208 p. (In Russian).

6. Popov V.G., Abdrakhmanov R.F., Tugushi I.N. *Obmenno-adsorbtsionnye protsessy v podzemnoy gidrosfere* [Exchange and adsorption processes in the subsurface hydrosphere]. Ufa, Bashkir Scientific Centre, Ural Branch, RAS, 1992. 156 p. (In Russian).

7. Popov V.G., Egorov N.N. *Gelievye issledovaniya v gidrogeologii* [Helium research in geology]. Moscow, Nauka, 1990. 168 p. (In Russian).

8. Arthur J.D., Langhus B.G., Patel C. Technical summary of oil & gas produced water treatment technologies. Tulsa, OK, 2005. 53 p.