

3. Техногенные ГГДС формируются на различных энергетических уровнях гидросферы, и время их формирования в общей эволюции нефтегазоносных ПВНС является незначительным, поддающимся интерпретации по данным наблюдений за процессом многолетней разработки отдельных месторождений нефти и газа.

Идеальные условия для формирования техногенных ГГДС возникают, прежде всего, в зонах интенсивной эксплуатации нефтегазовых залежей без воздействия на продуктивные пласты. По характеру воздействия на пласт техногенные системы можно разделить на: депрессионные (развиваемые за счёт отбора пластовых флюидов в процессе интенсивной эксплуатации) и репрессионные (формируемые в результате нагнетания воды с целью поддержания и восстановления энергии пластов). В практике разработки месторождений нефти и газа факторы депрессии и репрессии взаимосвязаны. Отсюда следует, что суть мероприятий по использованию последствий техногенеза для комплексного и эффективного освоения ресурсов недр и охраны геологической среды должны сводиться к достижению оптимального соответствия энергетических уровней процессов формирования ТГГДС.

Для реализации такого соответствия необходимо максимально эффективное использование накопленной информационной базы с последующей интерпретацией её применительно определённых моделей и систем развития ГГДС в осадочном чехле того или иного региона.

### **Проблемы рационального освоения и охраны ресурсов недр Прикумской нефтегазоносной области Восточного Предкавказья**

*М.М. Меликов, Д.А. Дибиров, И.М. Газалиев  
ИГ ДНЦ РАН*

В нефтегазовых месторождениях (НГМ) залегают рассолы, представляющие собой жидкие полезные ископаемые – лечебные, термальные и промышленные минеральные воды, которые при разработке могут истощаться и загрязняться. Необходимо уже на стадии разведки месторождений предусматривать меры по охране и рациональному использованию попутных вод, а также и последующем, т.е. и после выработки. В связи с этим актуальность приобретают задачи по утилизации попутных вод нефтегазоводоносных пластов. С одной стороны содержание ценных компонентов в попутных водах и фактор загрязнения окружающей среды представляют собой с другой стороны.

Особенности развития техногенеза при эксплуатации нефтяных и газовых месторождений состоят в том, что происходит техногенное загрязнение почти всех компонентов природной среды. Термин «техногенез» – понятие обобщенное. Различают несколько их типов в зависимости от вида и сферы инженерной и хозяйственной деятельности человека. В нефтегазовой промышленности – «техногенез нефтегазопромышленного профиля» – формируется в геологической среде в стадию длительной эксплуатации нефтяных и газовых месторождений; характерной особенностью является направленность тепломассообмена преимущественно из недр Земли на поверхность, с которым связано загрязнение всех компонентов окружающей среды (атмосфера, гидросфера, гидрогеосфера), а также ухудшение биосферных условий. По направленности тепломассообмена, согласно [1], различают техногенные процессы: 1) инъекционной группы, когда происходит изъятие массы и тепла из геологической среды на поверхность (например, при осушении горных разработок в стадию эксплуатации месторождений полезных ископаемых); 2) инъекционной группы, когда происходит привнос массы и тепла в геологическую среду (например, при законтурном заводнении нефтяных месторождений, захоронение промстоков в глубокие горизонты земной коры).

Масштабы проявления техногенеза особенно велики в старых нефтегазоносных районах, где особое значение имеют его гидрогеологические аспекты в силу большой мобильности жидких компонентов. По характеру проявления последствий разработки НГМ можно выделить две группы: а) поверхностные, включающие загрязнение приповерхностной атмосферы и почвенного покрова нефтепродуктами и попадание их в открытые водоемы; б) подземные воды, приводящие к интенсивной энергетической разрядке недр, истощению ресурсов пластовых флюидов, нарушению гидродинамического режима пластов и в целом системы, изменению химического состава пластовых вод и т. д.

Известно что, основные скопления углеводородов (УВ) во многих нефтегазоносных районах приурочены к зонам повышенных температур и давлений. Попутные нефтяные воды исследуемого региона содержат множество различных химических соединений и элементов. В нефтегазоносных районах отмечается высокая эффективность использования термальных вод (ТВ) для обратной закачки (инъекционные) в продуктивные пласты с целью повышения коэффициента нефтеотдачи. Одним из крупных потребителей ТВ для этих целей является нефтегазодобывающая промышленность. Развитие нефтегазодобывающей промышленности в первую очередь связывается с широким применением законтурного и внутриконтурного заводнений. Известно, что в старых нефтегазоносных регионах, каковым является Восточное Предкавказье, около 90% всей нефти добывается на месторождениях, разрабатываемых с применением заводнения. Однако установлено, что эффект от заводнения тем выше, чем меньше вяз-

кость нефти. Высокая степень зависимости вязкости от температуры очевидна, из чего следует высокая эффективность использования пластовой ТВ в нефтедобывающей промышленности [2].

В Прикумской нефтегазоносной области широко применяли поддержание пластового давления (ППД), законтурной закачкой. В начале использовались артезианские и поверхностные воды, тогда как добываемые попутные нефтяные воды подавались «на поля фильтрации», что приводило к засолению и загрязнению значительных земельных угодий, а с 1965г. их начали использовать для ППД в нефтяных залежах на ряде месторождений [3].

Опыт закачки пластовой ТВ на нефтяных месторождениях Сибири показывает, что главное их преимущество заключается в температуре. На Самотлорском месторождении за 4<sup>х</sup> летний период закачки поверхностных вод забойная температура в нагнетательных скважинах снизилась с 76 до 12°С, а на Усть-балыкском месторождении при закачке пластовой ТВ температура стабилизировалась на уровне 40-50°С (при первоначальной забойной температуре 68-80°С).

Нефтегазодобывающей промышленности необходимо разрабатывать план мероприятий по комплексному освоению ресурсов недр и охране окружающей среды с целью обоснования целесообразности использования ТВ для повышения эффективности разработки нефтяных месторождений.

Согласно М.К. Курбанову (2001), оценка состояния фонда ликвидированных газонефтяных скважин выявила 118, в т. ч. 91 из них – в Северном Дагестане. Фонд глубоких (4-6км) скважин в Восточном Предкавказье значителен. Эти скважины можно использовать, как с целью добычи ТВ, так и обратной закачки для ППД. Таким образом, нет необходимости в поиске «свободных» пластов и бурении новых скважин для обратной закачки, как обычно в некоторых районах требуются дополнительные изыскания, при отсутствии таковых, для проектирования захоронения сточных и попутных газонефтяных вод.

Анализ современных гидрогеологических условий (ГУ) ТВ нефтегазоносных районов ВПАБ свидетельствует об изменении гидрогеодинамической обстановки, определяющий характер техногенных процессов в недрах. Разработка НГМ на протяжении нескольких десятков лет оказало существенное влияние на естественные ГУ ТВ нефтегазоносных комплексов. Факторы (в частности, уменьшение величин пластовых давлений, истощение ресурсов эксплуатируемых горизонтов и изменение гидродинамических, гидротермических и гидрохимических условий при эксплуатации и проведении обратной закачки для ППД) оказывают весомое влияние на ГУ. Среди этих факторов существенное значение имеют первые два, как по степени своего развития, так и по возможности их прогнозирования.

Наибольший отбор высокоминерализованных ТВ осуществляется на месторождениях Прикумской нефтегазоносной области, анализ разработки которых позволяет на примере неокомского водоносного горизонта наметить общие для всех горизонтов закономерности динамики отбора пластовых флюидов и изменений гидродинамических условий. Несомненно, в начальный период эксплуатации наблюдается быстрый темп снижения напоров и вместе с тем на один метр снижения напора приходится незначительный объем пластовой жидкости (0,09+3,2 тыс. м<sup>3</sup>). По истечении непродолжительного периода эксплуатации (до 5 лет) темп снижения напоров уменьшается. При этом остается постоянным на определенный срок (5-10лет в зависимости от количества извлекаемой жидкости), после чего начинается рост пластового давления, что связано с поступлением вод из других горизонтов за счет увеличения межпластовых перетоков через гидрогеологические окна, соответственно, увеличивается и количество пластовой жидкости, приходящей на единицу снижения напора (0,21+5,5 тыс. м<sup>3</sup>) и, в связи с чем возникает необходимость учета влияния многолетней разработки НГМ.

В настоящее время в Прикумской нефтегазоносной области действующими газонефтяными скважинами в год добывается примерно, нефти – 265000т, газоконденсата –40086тыс.м<sup>3</sup> и около 950 тыс.т – пластовой высокотермальной воды (2004-2005г.г.). Объемы добычи этих вод будут возрастать с каждым годом, поскольку большинство месторождений нефти региона близки к завершающей стадии разработки и обводненность их продукции составляет более 90%. Лишь только часть извлекаемой воды (10-20%) используется для поддержания пластового давления, а остальное выбрасывается в открытые водоемы. В связи с этим со всей остротой возникает вопрос о рациональном использовании и охране ресурсов высокоминерализованных ТВ, а также исключения негативного воздействия последних на окружающую среду [5]. Исследованиями[2,4] подтверждена возможность захоронения попутных нефтяных вод в те же водоносные горизонты, из которых они извлекаются. Схожесть химического состава закачиваемых и пластовых вод сводит к минимуму возможность выпадения осадков солей в пластах и промышленных оборудованьях. На нефтепромыслах имеется достаточный фонд пробуренных законтурных и обводнившихся нефтяных скважин для осуществления закачки.

Многолетний опыт ОАО « Роснефть-Дагнефть» по разработке НГМ с ППД (Русский Хутор, Сухокумское, Южно-Сухокумское, Майское и др.) свидетельствуют о высокой приемистости дренированных горизонтов. Анализ параметров нагнетания попутных нефтяных вод на этих месторождениях позволяет считать, что при обратной закачке в сильнодренированные пласты, где снижение пластового давления составляет 5,0 –7,0 мПа, приемистость пластов увеличивается на порядок и более.

Таким образом, исходя из вышеизложенного, можно отметить, что для рационального использования высокоминерализованных ТВ и их захоронении необходимо решать следующие проблемы:

– обеспечения сохранности ресурсов недр и охраны окружающей среды:

- продления периода эксплуатации нефтяных скважин за счет использования теплоэнергетического потенциала ТВ;
- изучение закономерностей формирования техногенеза по площади и разрезу гидрогеологической (гидродинамической, гидрохимической, геотермической и др.) зональности в условиях интенсивной техногенной нагрузки на окружающую среду, как в старых, так и новых нефтегазодобывающих регионах;
- ведение мониторинга за режимом подземных и поверхностных вод; геологической и окружающей среды нефтегазодобывающих регионов, а также ряд других задач.

Совместный процесс разработки ГНМ и освоения ресурсов ТВ позволит существенно повышать эффективность геологоразведочных и нефтепромысловых работ на нефть и газ, способствующий комплексному и рациональному освоению ресурсов недр, не нарушая экологический баланс нефтегазодобывающих регионов.

#### Литература

1. Плотников Н.И. Введение в экологическую гидрогеологию. Изд-во МГУ, 1998, 239с.
2. Гайдаров Г.М. Использование термальных вод для повышения нефтеотдачи. В кн.: «Проблемы геотермальной энергетики Дагестана». М.: Недра, 1980, С.176-181.
3. Курбанов М.К. Геотермальные и гидроминеральные ресурсы Восточного Кавказаи Предкавказья. М.: Наука, 2001, 259с.
4. Гайдаров Г.М., Дибиров Д.А. Прогнозирование гидродинамических характеристик нефтяных залежей на больших глубинах на основе теории фильтрации. В кн.: «Основы прогнозирования и поисков полезных ископаемых Дагестана».Махачкала, 1985.,С.100-106.
5. Меликов М.М., Дибиров Д.А. Проблемы комплексного освоения ресурсов недр Прикумской нефтегазоносной области Восточного Предкавказья// Тр. Института геологии ДНЦ РАН. Вып. №49. Махачкала, 2003.- С.138-140.

### Радиогеохимические аспекты при добыче нефти и газа в Дагестане

М-П.Б.Айтеков<sup>1</sup>, И.М.Газалиев<sup>1</sup>, З.К.Даштиев<sup>2</sup>, Л.В.Тыцкая<sup>1</sup>  
 1- (ИГ ДНЦ РАН), 2- (ОАО «НК Роснефть-Дагнефть»)

#### Введение

Многокомпонентность состава нефтей и нефтяных вод определяет комплексный подход при изучении месторождений углеводородного сырья. При эксплуатации нефтяных месторождений вместе с восходящими флюидами перемещаются огромные массы химических элементов, включая радионуклиды рядов распада урана и тория. Продукты выноса, попадая на земную поверхность, создают не только потенциальную возможность обогащения попутного минерального сырья, но и ряд проблем негативного характера, заключающегося в интенсивном воздействии на окружающую среду и угрозе ее техногенного загрязнения.

Геолого-геохимические процессы, происходящие при добыче нефти и газа, неоднократно освещались в литературе, и некоторые аспекты этих проблем рассматриваются отечественными и зарубежными исследователями как закономерности в нефтяной геологии. Несмотря на локальный характер техногенных загрязнений нефтеносных площадей, эти вопросы заслуживают внимания. О существовании проблем многокомпонентного, в том числе радиоактивного загрязнений, связанных с подземными водами и на площадях некоторых нефтегазоносных месторождений Дагестана отмечено в работах [1,2]. Нефтяные воды часто содержат повышенные количества J, Br, B, Ra, Ba, Sr, а также органическое вещество (ОВ); из газов-углеводороды (УВ), биогенный азот, углекислоту, сероводород. Содержание радия в водах нефтяных месторождений увеличивается с приближением к фронту нефтяной залежи, в то время как содержание урана, наоборот, вблизи залежи незначительные, а с удалением от нее повышаются [3]. О связи радиоактивных элементов с нефтями высказывались геологи Татарстана [4,5] и Башкортостана [6], отметившие о переносе природных радионуклидов, в основном, с водной фазой и их накоплении в колматационных оторочках нефтяного оборудования0 лет на нефтедобывающих предприятиях США накопилось около 8 млн.т. радиоактивных отходов [7].

Объект исследований, методика и результаты.

Радиометрические методы исследования широко используются при поисках месторождений нерadioактивных полезных ископаемых, при проведении геологического картирования, охране окружающей среды и т.д.

В течение ряда последних лет объектом наших исследований были нефтегазоносные площади Северного Дагестана, в частности, месторождение «Озерное». Нами были проведены наземная гамма-съемка местности с отбором проб почв, шлама с последующей лабораторной обработкой и гамма-спектрометрическими измерениями на установке «Прогресс-2000».

При гамма-съемке использовался прибор геологоразведочный сцинтилляционный типа СРП-88Н, предназначенный для измерения естественного гамма-излучения при начальном энергетическом пороге регистрации не более 50 кэВ. Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерения потока гамма-излучения составляет  $\pm 10\%$ .

Исследуемая площадь представлена супесчаными почвами со скудным растительным покровом. Гамма-съемка проводилась на площади, включающей 18 нефтяных скважин, вскрывших породы триасового и майкопского возраста. Среднее значение фона местности 8 мкр/ч. Высокие значения гамма-активности наблюдаются на околоскважинных пространствах, где вскрыты бурением породы триасового